



2011

PETROLEUMSRESSURSENE PÅ
NORSK KONTINENTALSOKKEL

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

Design/layout: Janne-Beth Carlsen N'Jai/
Grafisk senter, Oljedirektoratet
Omslag: Janne-Beth Carlsen N'Jai/M-City
Trykkeri: Gunnarshaug, Stavanger
Papir: Arctic Volume 200/130 gr

FORORD

Rett før sommeren la olje- og energiministeren fram Stortingsmelding nr. 28 – "En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten". Der ble det presentert et offensivt bilde for framtida til norsk petroleumsvirksomhet. For at det offensive framtidsbildet skal bli en realitet, poengteres det i meldingen at det kreves en parallell satsing på fire områder. Vi må øke utvinningen fra felt som er i produksjon. Vi må bygge ut drivverdige funn. Vi må lete i areal som er åpnet for petroleumsvirksomhet, og til sist må vi åpne nye områder for petroleumsvirksomhet. Sist det ble åpnet nye områder for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel var i 1994.

I løpet av våren og sommeren er det gjort flere betydelig funn på norsk sokkel. Det var stor begeistring både i petroleumsindustrien og i Nord-Norge da Statoil fant olje i Barentshavet i vår. I sommer fant Total gass i Barentshavet, og på sensommeren ble det klart at strukturen der Lundin gjorde funnet 16/2-6 ("Avaldsnes") i 2010, strekker seg inn på tomten til naboen, der Statoil gjorde funnet 16/2-8 ("Aldous Major South") i august. Selv om det fortsatt gjenstår å avgrense funnet, kan dette området til sammen inneholde så mye olje at det plasserer seg på ti-på topp-listen på norsk sokkel, og det kan være det største funnet siden 1980-tallet.

Disse funnene understreker at 2011 så langt har vært et av de mest begivenhetsrike årene på norsk sokkel på lang tid og støtter opp om regjeringens offensive framtidsbilde. Funnene bekrefter også Oljedirektoratets (ODs) tro på at det fortsatt er store uoppdagede ressurser igjen på norsk sokkel, både i modent område og i umodne områder. Det nye storfunnet i Nordsjøen viser nødvendigheten av langsiktig tenking, tålmodighet, faglig tyngde og kreativitet. I tillegg understøtter funnet betydningen av TFO-ordningen (Tildeling i Forhåndsdefinerte Områder) og endringene i letepolitikk i modent område. Lundinfunnet ble gjort i et område som ble tildelt i TFO 2009, og Statoilfunnet ble gjort i et område som ble tildelt i Nordsjørunden i 2000 (forløperen til TFO-ordningen).

De siste funnene i Barentshavet og Nordsjøen gir grunn til optimisme og bekrefter at Norge fortsatt kan være en ledende europeisk olje- og gassnasjon langt inn i dette århundret. Avtalen om delelinjen med Russland rydder også veien for letevirksomhet med store perspektiver for næringer og arbeidsplasser i nord. OD vurderer det nye norske havområdet i Barentshavet Øst som interessant med tanke på petroleumsvirksomhet og mener at det kan inneholde olje og gass som kommer i tillegg til de uoppdagede ressursene vi antar finnes på norsk sokkel. Datagrunnlaget i området er imidlertid svært begrenset og gir mangelfullt grunnlag for vurdering av ressurspotensialet. Derfor satte OD i gang innsamling av seismiske data sommeren 2011.

Ressursrapporten er en faglig rapport som gir en oversikt over petroleumsressursene på norsk sokkel. Rapporten beskriver og analyserer fakta som er et viktig grunnlag for en fortsatt kunnskapsbasert og forutsigbar forvaltning av petroleumsressursene. Etter ODs vurdering kan de gjenværende ressursene legge grunnlag for betydelig produksjon og verdiskaping i mange tiår framover. Da er det viktig å gjøre nye funn slik som i 2011, både i modent område og i nye områder som ikke er utforsket. Men det er også avgjørende at vi produserer alle de lønnsomme ressursene i felt som allerede er i produksjon.



Ressurspotensialet blir imidlertid ikke realisert av seg selv. Det er utfordrende å realisere ressurspotensialet både fra felt i produksjon, ved utbygging av funn og gjennom letevirksomheten. Samtidig som vi gleder oss over de nye funnene, må vi våge å møte disse utfordringene. Utfordringene drøftes da også grundig i rapporten, særlig utfordringer knyttet til realisering av ressurspotensialet fra felt i drift. Det er viktig å få til flere tiltak for å øke utvinningen, slik det framgår av rapporten.

ODs ressursrapport 2011 utgis samtidig med at Stortingsmelding nr. 28 skal behandles av Stortinget. Stortingsmeldingen legger grunnlaget for politiske beslutninger og veivalg. Det er mitt håp at denne rapporten kan utfylle virkelighetsbildet som er beskrevet i meldingen, utdype bakgrunnen for de tiltakene som er foreslått og bidra til at perspektivene åpner for gode veivalg for økt verdiskaping.

Stavanger, september 2011

A handwritten signature in black ink that reads "Bente Nyland". The signature is fluid and cursive.

Bente Nyland
oljedirektør

KAPITTEL 1. Status og utfordringer på norsk sokkel

Ressursregnskapet	8
Ukonvensjonelle olje- og gassressurser	9
Framtidig olje- og gassproduksjon	10
Utfordringer for felt i drift.....	10
Funn	11
Uoppdagede ressurser.....	11
Tiltak mot utslipp av klimagasser.....	12
Teknologi og talent	12
Leting og nye områder	13

KAPITTEL 2. Uoppdagede ressurser

Metode for beregning av uoppdagede ressurser.....	16
Prospektdatabasen i OD	17
Letemodellanalyse	18
Endringer og reduksjoner i estimatet av uoppdagede ressurser....	20
Ukonvensjonelle petroleumsressurser.....	24

KAPITTEL 3. Leting

Mange brønner	28
Økt leteaktivitet	28
Mange bekker små.....	29
Variert funnsuksess.....	29
Sub-basalt i Norskehavet.....	31
Høye letekostnader	33
Lønnsom leting	34
Uåpnede områder – det meste er nord.....	35

KAPITTEL 4. **Fra funn til felt**

Ressursgrunnlaget	38
Mindre funn	38
Beliggenhet.....	39
Utbyggingsløsninger	40
Lønnsomhet av funn	41
Ting kan ta tid.....	41
Områdeperspektiv	42

KAPITTEL 5. **Muligheter og utfordringer for felt i drift**

Produksjonsutvikling	44
Gjenværende reserver og ressurser i felt.....	45
Mål for reservetilvekst	46
Eksisterende teknologi	47
Vann- og gassinjeksjon	47
Boring og brønn	48
Infrastrukturutfordringer.....	50
Nye metoder og ny teknologi.....	50
Utfordringer ved pilotprosjekt	51
Langsiktighet og kreativitet.....	52
Omregningstabell.....	54

KAPITTEL 1. Status og utfordringer på norsk sokkel



Innledning

I år er det 45 år siden *Ocean Traveler* kom til Norge og boret den første letebrønnen på norsk kontinentalsokkel og 40 år siden olje-produksjonen startet fra Ekofiskfeltet i Nordsjøen. Siden starten har petroleumsnæringen opplevd økonomiske svingninger og skiftende priser på olje og naturgass, men i perioden sett under ett har sektoren vært preget av vekst og økende produksjon.

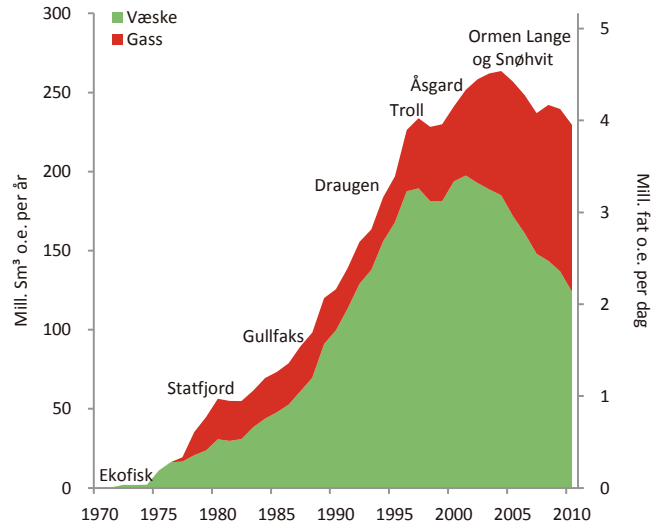
Denne veksten har medført at petroleumsvirksomheten i dag er Norges største næring, målt i verdiskaping, statlige inntekter og eksportverdi. Næringen bidrar i dag med om lag en femtedel av total verdiskaping og en fjerdedel av statens inntekter. Olje og gass står for halvparten av Norges totale eksportverdi. Over 200 000 personer er sysselsatt direkte eller indirekte i aktiviteten på sokkelen i følge Statistisk Sentralbyrå. Olje- og gassindustrien har siden starten skapt verdier for rundt 9000 milliarder kroner uttrykt i dagens pengeverdi.

Produksjonen på norsk sokkel er fortsatt høy. Norge var i 2010 den sjuende største eksportøren av olje og den nest største eksportøren av naturgass i verden. Oljeproduksjonen har imidlertid avtatt siden produksjonstoppen i 2001 og forventes å avta ytterligere. Gassproduksjonen øker fortsatt, men det forhindrer ikke at den samlede produksjonen på sokkelen har falt siden 2004, se figur 1.1.

Ressurspotensialet på norsk sokkel er fortsatt stort. Dette understrekes av at det i første halvår 2011 er gjort flere store funn både i Barentshavet og i Nordsjøen, med funn som 7220/8-1 ("Skrugard") og 16/2-8 ("Aldous Major South"). 2011 kan vise seg å bli det første året siden 1997 der ressursene i nye funn er større enn produksjonen.

Etter ODs vurdering kan de gjenværende ressursene legges grunnlag for betydelig produksjon og verdiskaping i mange tiår framover. Særlig vil mulige nye større funn og potensialet for økt utvinning fra eksisterende felt være viktig for det langsiktige perspektivet.

Teknologi og kompetanse har vært viktig for å realisere verdiene på norsk sokkel. Slik vil det også være i framtiden. Dette gjelder både innen leting, utbygging, optimal utvinning fra felt i drift og utvikling av ressursene i nordområdene. Derfor vil fortsatt fokus



Figur 1.1 Historisk petroleumsproduksjon

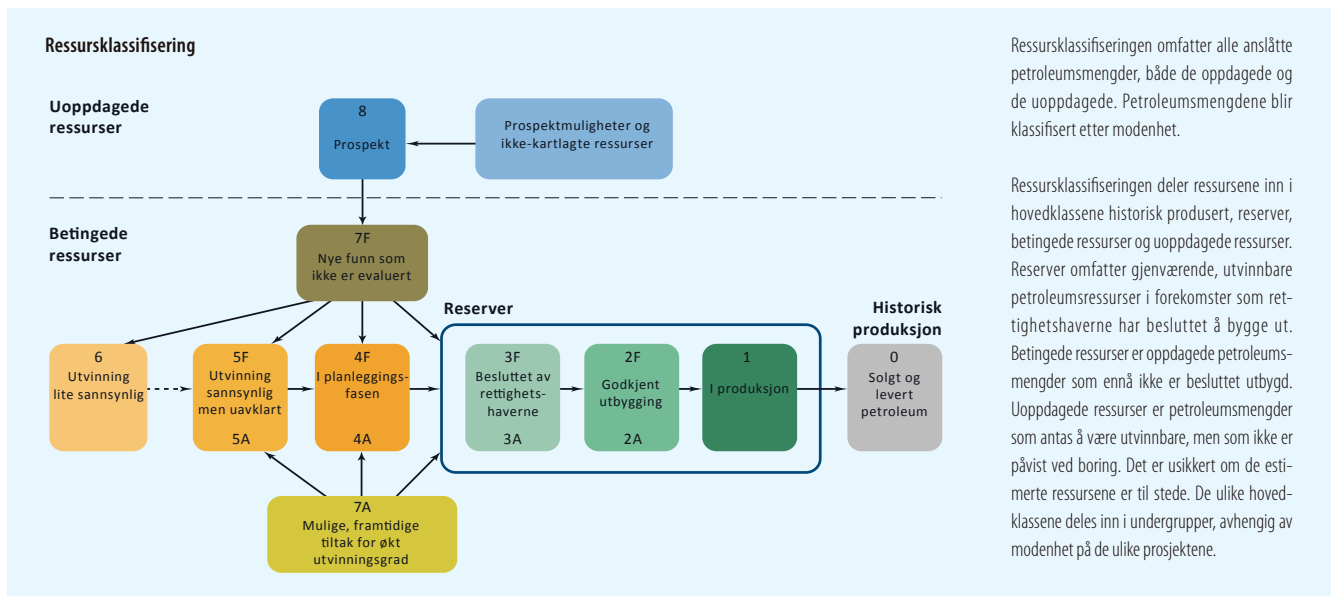
på forskning, utvikling og implementering av ny teknologi være avgjørende for framtidig verdiskaping.

Ressursregnskapet

ODs ressursregnskap gir en oversikt over de forventede totale utvinnbare petroleumsressursene, inkludert uoppdagede ressurser. Ressursregnskapet er basert på ODs ressursklassifisering og bygger på innrapporterte data fra operatørselskapene, ODs egne vurderinger av felt og funn og ODs estimat for uoppdagede ressurser, se boks "Ressursklassifisering".

Ressursregnskapet omfatter alle områder på norsk kontinentalsokkel, med unntak av områder hvor det ikke foreligger gode nok data. Dette gjelder kontinentalsokkelen rundt Jan Mayen og Barentshavet Øst. Øvrige områder som i dag ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet er inkludert i ressursregnskapet.

Ved utgangen av 2010 var det produsert 5,5 milliarder standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm³ o.e.), eller rundt 40 prosent av de forventede, utvinnbare ressursene. De totale utvinnbare ressursene er anslått til å ligge innenfor et usikkerhetsspenn (P10



Ressursklassifiseringen omfatter alle anslåtte petroleumsmengder, både de oppdagede og de uoppdagede. Petroleumsmengdene blir klassifisert etter modenhet.

Ressursklassifiseringen deler ressursene inn i hovedklassene historisk produsert, reserver, betingede ressurser og uoppdagede ressurser. Reserver omfatter gjenværende, utvinnbare petroleumsressurser i forekomster som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut. Betingede ressurser er oppdagede petroleumsmengder som ennå ikke er besluttet utbygd. Uoppdagede ressurser er petroleumsmengder som antas å være utvinnbare, men som ikke er påvist ved boring. Det er usikkert om de estimerte ressursene er til stede. De ulike hovedklassene deles inn i undergrupper, avhengig av modenhet på de ulike prosjektene.

Klasse	Kategori		Olje	Gass	NGL	Kond.	Sum o.e.	Endring fra
			mill. Sm ³	mrd. Sm ³	mill. tonn	mill. Sm ³	mill. Sm ³	Sum o.e. mill. Sm ³
FELT								
Solgt og levert	0	Solgt og levert	3626	1547	133	95	5521	233
Reserver	1	I produksjon	664	1638	90	34	2506	-98
	2	Godkjent og besluttet utbygd	102	95	12	1	221	-15
	3*	Besluttet av rettighetshaverne	62	309	13	0	396	67
		Sum reserver	827	2043	115	35	3123	-46
Betingede ressurser	4	I planleggingsfasen	178	175	13	3	382	111
	5	Utvinning sannsynlig, men uavklart	227	107	13	1	360	-19
	7F	Ikke evaluerte funn knyttet til felt	5	12	1	2	21	0
	7A	Mulige framtidige tiltak for økt utv. n.	140	70			210	-20
		Sum betingede ressurser i felt	550	364	28	6	972	72
		FUNN						
	4	I planleggingsfasen	113	139	5	6	272	5
	5	Utvinning sannsynlig, men uavklart	50	144	5	6	210	-36
	7F	Nye funn, ikke evaluert	92	73	2	4	166	-37
		Sum betingede ressurser i funn	255	356	11	16	648	-68
Oppdagede ressurser	8 og 9	Prospektmulighet og ikke kartlagte ressurser	1200	1255		115	2570	0
		Sum totale ressurser	6458	5564	287	268	12834	-519
		Sum gjenværende ressurser	2832	4017	154	173	7314	-752

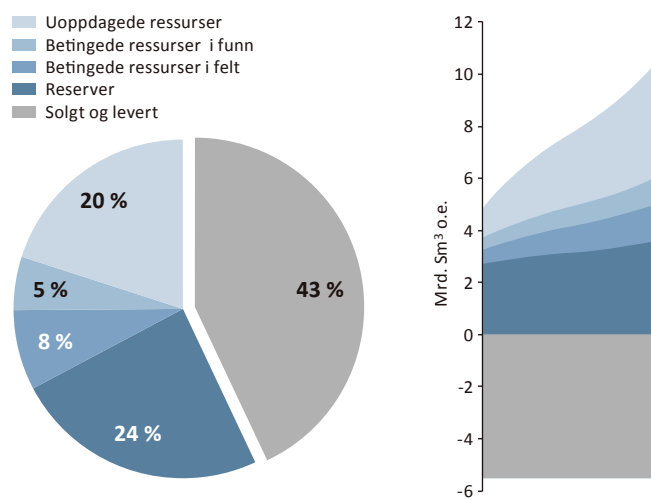
* inneholder også ressurser i funn i RK 3F

Tabell 1.1 Ressursregnskapet per 31.12.2010

og P90) på mellom 10 og 16 milliarder Sm³ o.e., med en forventningsverdi på 13 milliarder Sm³, se figur 1.2.

ODs estimat av de totale utvinnbare ressursene endres over tid. Resurser modnes fram gjennom flere faser (se tekstboks "Ressursklassifisering" og tabell 1.1). Ny kunnskap om geologi og reservoarforhold samt nye funn endrer vurderingene av ressursbasen. Dagens bilde er vesentlig forskjellig fra bildet femten år tilbake, se figur 1.3.

Framtidens vurdering av ressursbasen vil også endre seg i forhold til dagens vurdering, ettersom usikkerheten knyttet til estimatene er stor. Legges tallene i nedre eller øvre del av usikkerhetsspennet i figur 1.2 til grunn (mellom 10 og 16 milliarder Sm³), er det nå produsert henholdsvis om lag 50 prosent eller 30 prosent av de totale utvinnbare ressursene.



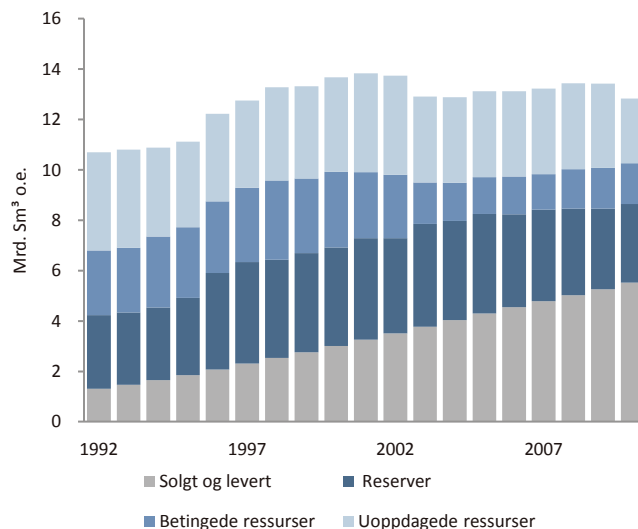
Figur 1.2 Fordeling av totale utvinnbare petroleumsressurser per 31.12.2010, inkludert usikkerhetsspenn

Ukonvensjonelle olje- og gassressurser

Ukonvensjonelle ressurser er en samlebetegnelse på forekomster av olje og gass som ikke kan utvinnes kommersielt med konvensjonelle produksjonsbrønner og konvensjonell teknologi, vanligvis fordi strømmingen til brønnene vil være svært lav.

Det har hittil vært lite fokus på ukonvensjonelle petroleumsressurser på norsk sokkel, ettersom det til nå ikke har vært lønnsomt å utvinne disse ressursene. Etter hvert som verdens energibehov øker og oljeprisen stiger, kan det også bli behov for å kartlegge og vurdere utvinning av disse ressursene.

OD har foreløpig ikke laget estimat over ukonvensjonelle petroleumsressurser på norsk sokkel. Det er likevel grunn til å tro at det finnes rikelig med slike ressurser, men at lønnsom utvinning ligger et stykke fram i tid (se kapittel 2).



Figur 1.3 ODs estimat av forventede utvinnbare petroleumsressurser, 1992-2010

Framtidig olje- og gassproduksjon

Myndighetene lager prognoser for framtidig petroleumproduksjon fra norsk sokkel. Produksjonsprognosene bygger på oljeselskapenes innrapporteringer og ODs ressursestimater, se boks "Produksjonsprognoser", side 11. Gjeldende produksjonsprognose fram til 2030 er vist i figur 1.4.

Petroleumproduksjonen ventes å holde seg på om lag samme nivå de neste ti årene, til tross for gradvis fall i produksjonen fra de store oljefeltene. Tiltak for økt utvinning og oppstart av produksjon fra funn bidrar til å opprettholde produksjonen. Etter 2020 vil produksjon fra uoppdagede ressurser utgjøre en økende andel av forventet produksjon.

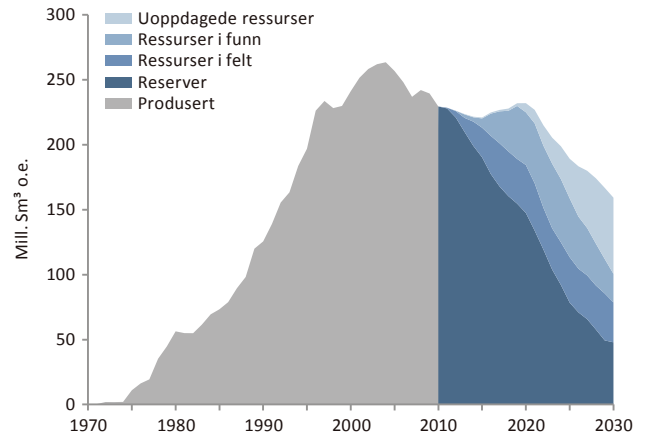
For de nærmeste årene er usikkerheten i prognosen hovedsakelig knyttet til produksjon av reservene; hvor mye hvert felt kan produsere, hvor jevnt feltene leverer, effektiviteten i innfasing av nye brønner og andre prosjekt på feltene. I tillegg er det usikkert når funn blir bygd ut og satt i produksjon, og hvor mye de vil produsere.

På lengre sikt øker usikkerheten på grunn av at uoppdagede ressurser utgjør en gradvis større andel av forventet produksjon. Usikkerheten er størst i de områdene som ennå ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. På sikt er det også usikkert hva framtidig teknologiutvikling kan bidra med for å realisere ressursbasen på norsk sokkel.

Utfordringer for felt i drift

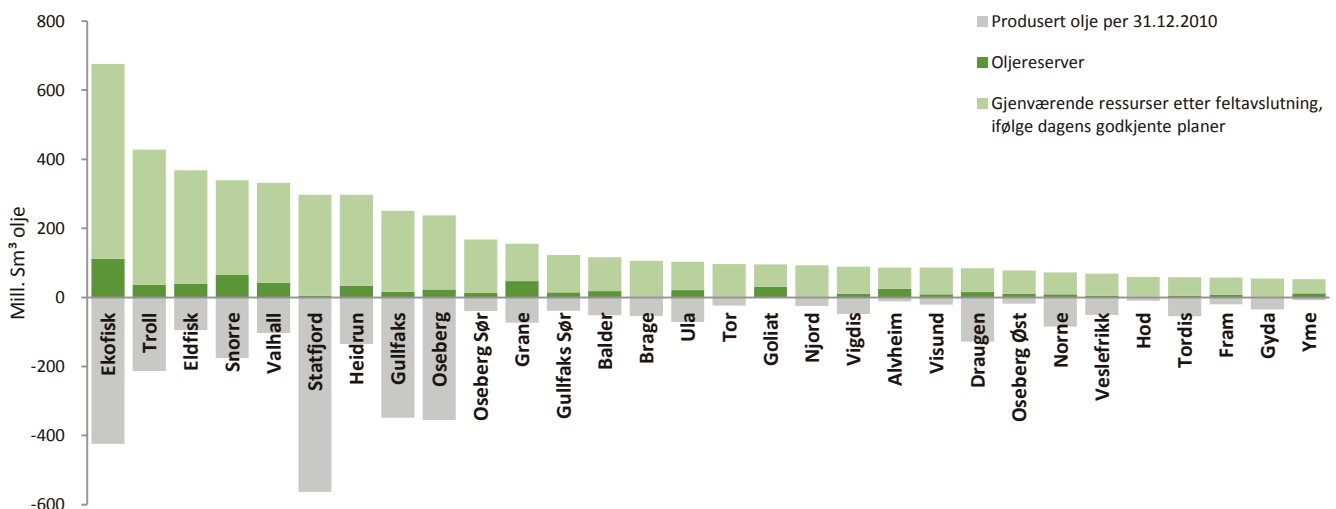
Mer enn halvparten av den opprinnelige oljen vil bli liggende igjen i reservoarene etter dagens planer for nedstengning. Figur 1.5 viser hvor mye olje som er produsert og solgt, hvor store reserver som gjenstår å produsere og hvor mye som antas å bli liggende igjen i bakken ved nedstengning for de største oljeproduerende feltene.

Potensialet ved å øke utvinningsgraden fra dagens felt er stort. Det er derfor viktig å fortsette arbeidet for å oppnå høy utvinningsgrad. Injeksjon, boring og vedlikehold av brønner er viktig for å produsere dagens reserver og kan samtidig bidra til å øke



Figur 1.4 Historisk petroleumproduksjon og prognose for produksjonen fram til 2030

utvinningsgraden, og dermed reservene, i feltene. Dersom avanserte injeksjonsmetoder og ny teknologi utvikles og kvalifiseres gjennom felttester, vil dette kunne øke utvinningen ytterligere. Etter ODs syn er det viktig at det satses på tiltak som kan gi økt utvinning av olje som er mobil med gjeldende utvinningsmetoder. I tillegg er det viktig at det satses videre på utvikling og implementering av metoder som kan utvinne olje som i dag er immobil. Tett oppfølging og tilrettelegging fra myndighetene har historisk vist seg nyttig i slike prosesser og vil også spille en viktig rolle framover. OD observerer også at det på flere felt er krevende å nå de årlige produksjonsambisjonene, og det bores færre brønner enn planlagt. Framover vil brønnmålene ha stadig mindre volumer, og med dagens kostnadsnivå i forhold til oljepris vil mange ikke være lønnsomme. Bore- og vedlikeholdskostnader per brønn i forhold til oljepris er derfor en utfordring. God kostnadskontroll og større oppmerksomhet rettet mot nye boremetoder og ny boreteknologi kan gjøre det mulig å produsere en større del av ressursbasen. Hvis det lykkes, kan fallet i oljeproduksjon fra de gamle feltene begrenses, og de kan fortsatt ha en lang levetid. Utnyttelse av potensialet i feltene blir gjennomgått i kapittel 5.



Figur 1.5 Fordeling av produsert olje, gjenværende oljereserver og oljeresurser som blir liggende igjen hvis feltene stenger etter dagens godkjente planer

Produksjonsprognoser

Det er krevende å framskrive petroleumsproduksjonen langt framover i tid. Produksjonsprognoser er naturlig heftet med stor usikkerhet. Usikkerheten i prognosen øker med lengden på prognoseperioden. Spesielt er estimatet for produksjon fra uoppdagede ressurser usikkert. Fra slutten på dette tiåret forventes disse å utgjøre en økende og etter hvert betydelig andel av totalproduksjonen.

Bruk av scenarier eller framtidbilder kan være en supplerende måte å framstille framtidig petroleumsproduksjon på for å vise den betydelige usikkerheten som ligger i estimatet over gjenværende utvinnbare ressurser. Slike scenarier ble utarbeidet i ODs Ressursrapport 2007. Der ble det presentert fire ulike scenarier for olje- og gassproduksjonen fra norsk sokkel fram til 2046 som fikk fram både nedsider og mulige oppsider.

I Stortingsmelding nr. 28 (2010-2011): "En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten", presenteres et mulig produksjonsforløp på norsk sokkel fram til 2040. I stortingsmeldingen legges det vekt på mulighetene på norsk sokkel, og det blir angitt en plan for hvordan disse kan søkes. Det ble derfor utarbeidet et produksjonsforløp som tar inn noe av oppsiden samt mulighetene som ligger i områdene som ikke er omfattet av ressursanslaget. Ressursanslaget som ligger til grunn for produksjonsforløpet er innenfor usikkerhetsspennet i ODs anslag over gjenværende utvinnbare ressurser på 4,8 og 10,6 milliarder Sm³ o.e..

Funn

Ved utgangen av 2010 var samlet ressursanslag for funn som ennå ikke er besluttet utbygd på 650 mill Sm³ o.e.. Dette utgjør fem prosent av de totale forventede utvinnbare ressursene på norsk sokkel og ni prosent av gjenværende utvinnbare ressurser. ODs analyser viser at lønnsomme funn blir bygd ut, men at det ofte kan ta tid. Viktige årsaker til dette er usikkerhet i ressursgrunnlag, funnstørrelse, mangel på ledig prosesskapasitet og manglende infrastruktur. I tillegg kommer kommersielle avveininger og selskapsstrategiske forhold. Omfanget av ressurser i funn og utfordringer knyttet til lønnsomhet blir gjennomgått i kapittel 4.

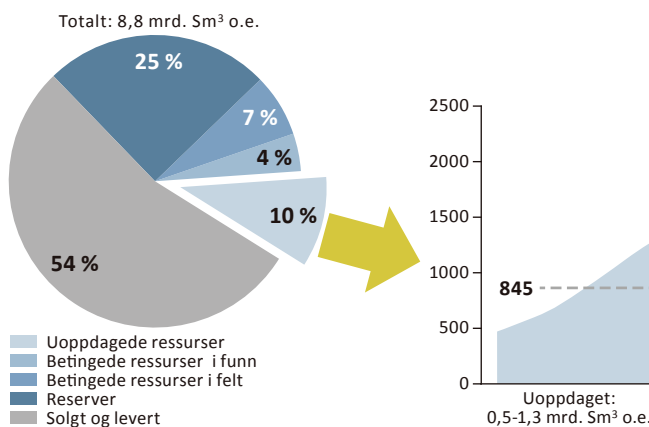
Uoppdagede ressurser

De siste årene har leteaktiviteten på norsk sokkel vært høy, med omfattende seismisk datainnsamling og et høyt antall letebrønner (se kapittel 3). Fortsatt høy leteaktivitet er nødvendig også i årene framover for å avklare potensialet i de uoppdagede ressursene, og for å gjøre nye funn som kan bygges ut.

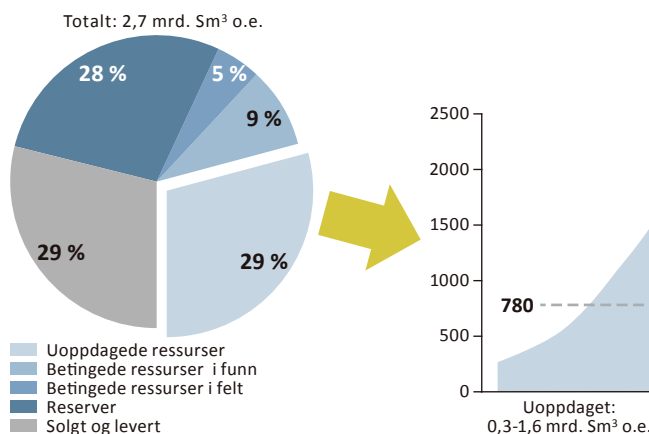
En tredjedel av de forventede gjenværende utvinnbare ressursene er ennå ikke påvist. Estimater for uoppdagede ressurser bygger på analyse av letemodeller. Letemodellene er definert ut fra geologisk kunnskap. Usikkerheten i estimatene er stor, særlig i områder med begrenset kunnskap om undergrunnen (se kapittel 2).

Nordsjøen er det havområdet på norsk sokkel som er best kartlagt. Der er det boret mange brønner, og geologien er godt kjent. Usikkerheten i estimatene for de uoppdagede ressursene i Nordsjøen er derfor mindre enn for de andre havområdene. Selv om området er godt utforsket og det er gjort mange store funn, har Nordsjøen fortsatt et betydelig potensial. Dette er nylig dokumentert gjennom funnbrønnene 16/2-6 ("Avaldsnes") og 16/2-8 ("Aldous Major South").

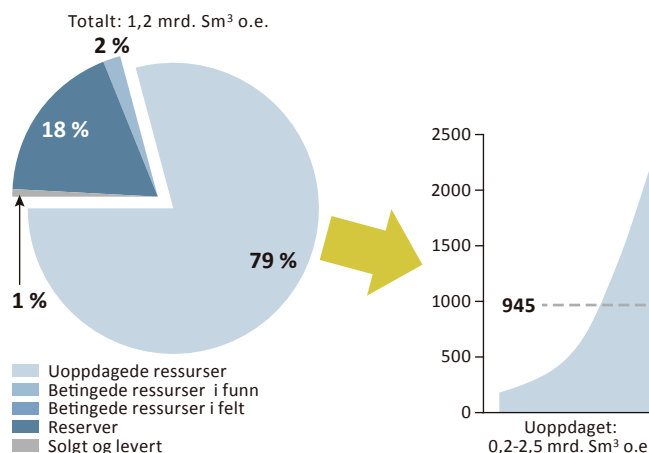
Ved utgangen av 2010 viste ressursestimatene for Nordsjøen at det med 90 prosent sannsynlighet fins mellom 470 og 1305 millioner Sm³ uoppdagede utvinnbare oljeekvivalenter, med en forventningsverdi på 845 millioner Sm³ o.e., se figur 1.6.



Figur 1.6 Fordeling av totale utvinnbare petroleumsressurser i Nordsjøen per 31.12.2010, inkludert usikkerhetsspenn for uoppdagede ressurser



Figur 1.7 Fordeling av totale utvinnbare petroleumsressurser i Norskehavet per 31.12.2010, inkludert usikkerhetsspenn for uoppdagede ressurser



Figur 1.8 Fordeling av totale utvinnbare petroleumsressurser i Barentshavet per 31.12.2010, inkludert usikkerhetsspenn for uoppdagede ressurser

I Norskehavet varierer kunnskapsgrunnlaget fra godt til begrenset. Ressursestimatene for Norskehavet tilsier at det med 90 prosent sannsynlighet fins mellom 260 og 1580 millioner Sm³ uoppdagede utvinnbare oljeekvivalenter, med en forventningsverdi på 780 millioner Sm³ o.e., se figur 1.7. De siste årene har skuffende leteresultater på dypt vann i Norskehavet medført at OD har nedjustert forventningen til hva som kan finnes av olje- og gassressurser i dette området.

I Barentshavet er det store områder med lite data og få eller ingen letebrønner. Dermed er usikkerheten stor. Basert på dagens kunnskap er det anslått at det med 90 prosent sannsynlighet fins mellom 175 og 2460 millioner Sm³ uoppdagede utvinnbare oljeekvivalenter i Barentshavet, med en forventningsverdi på 945 millioner Sm³ o.e., se figur 1.8.

I tillegg kommer mulige uoppdagede ressurser i områdene rundt Jan Mayen og i det nye norske havområdet i Barentshavet Øst. Ressurser i disse områdene er ikke inkludert i dagens ressursestimater.

Tiltak mot utslipp av klimagasser

Hensynet til miljø har alltid vært en integrert del av norsk petroleumsvirksomhet og i myndighetenes oppfølging av virksomheten. Et omfattende virkemiddelapparat tar hensyn til miljøet i alle faser av virksomheten.

Utslipp til luft fra petroleumssektoren kommer hovedsakelig fra forbrenning av naturgass i turbiner for energiproduksjon, faking av naturgass for sikkerhetsformål og forbrenning av diesel.

Petroleumssektoren betaler CO₂-avgift i tillegg til at sektoren er kvotepliktig i det europeiske klimakvotesamarbeidet. Det er utløst mange CO₂-reducerende tiltak som følge av CO₂-avgiften. Redusert faking og gjenbruk av varme er eksempler på utslippsreducerende tiltak som har hatt stor effekt.

Miljømessig gode utbyggingsløsninger og elektrifisering av innretninger til havs med kraft fra land har størst potensial for utslippsreduksjoner fra innretningene isolert sett.

I de nærmeste årene vil flere nye felt bli bygget ut med kraft fra land. Ormen Lange, Troll A og Gjøa mottar kraft fra land. Valhall sør i Nordsjøen som har vært i produksjon siden 1982, blir nå bygd om med kraft fra land. Goliat i Barentshavet bygges også ut med en kraft fra land-løsning.

Selv om flere felt får kraft fra land, forventes ikke de samlede utslippene fra sektoren å reduseres de nærmeste årene. Dette skyldes at flere felt kommer i produksjon, samtidig som forventet produksjonsforløp for eksisterende felt i drift tilsier at få felt stenger ned.

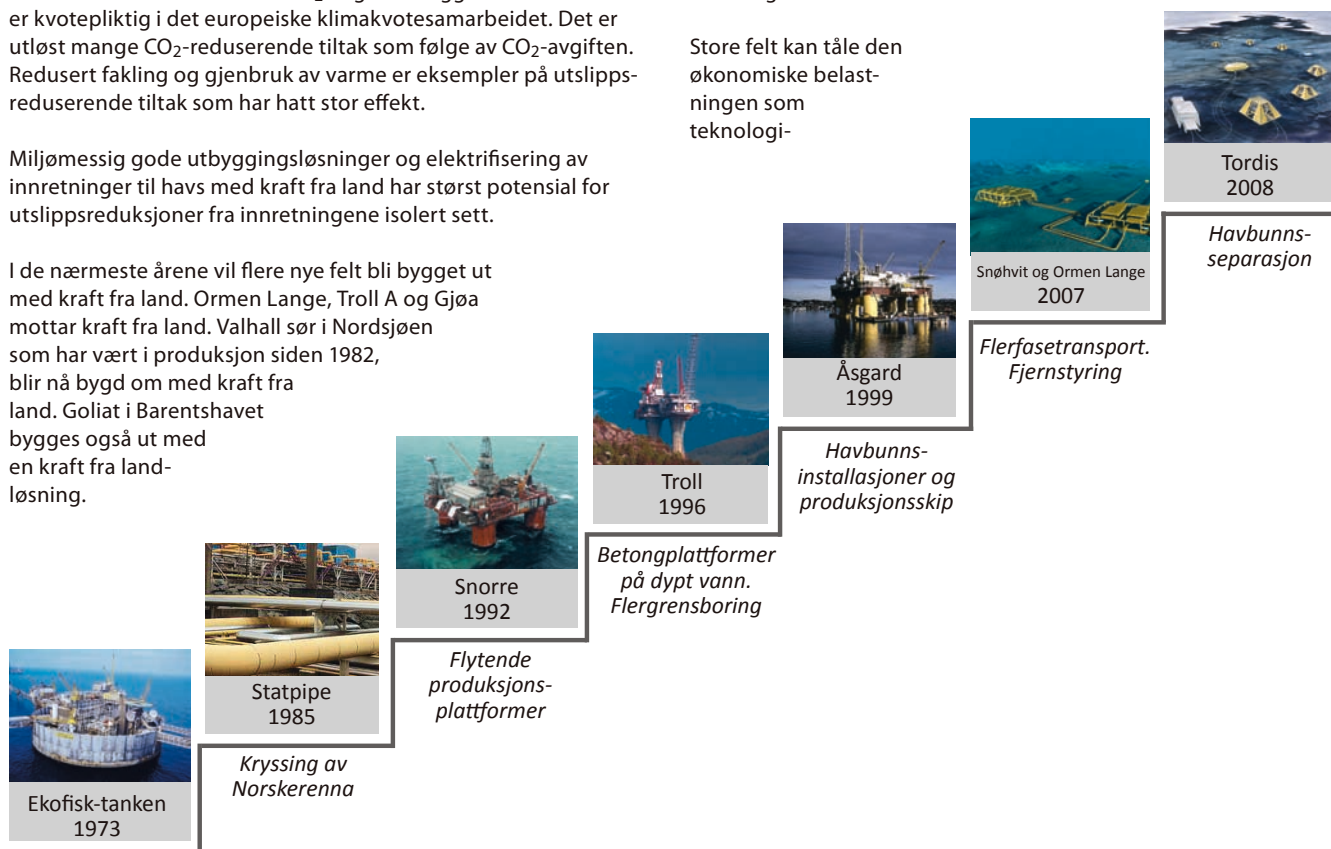
Teknologi og talent

Norsk sokkel er kjent for å være et teknologilaboratorium for oljeindustrien. Nivået på den framtidige produksjonen avhenger også av at norsk sokkels posisjon som et teknologilaboratorium blir videreutviklet.

Helt siden 1966 har oljeselskapene og leverandørene brynt seg på utfordringer i Nordsjøen, og senere også i Norskehavet og Barentshavet. Dette har resultert i utvikling av teknologier som har bidratt til enorme verdier fra norsk sokkel, og som i tillegg er blitt viktige eksportartikler til andre petroleumsprovinser. Eksempler på dette er kryssing av Norskerenna med rørledningen Statpipe, flytende produksjonsplattform på Snorre, horisontale brønner på Troll, vanninjeksjon på Ekofisk, havbunnsinstallasjoner og produksjonsskip på Åsgard, flerfasetransport og fjernstyring på Snøhvit og Ormen Lange og havbunnsseparasjon på Tordis, se figur 1.9.

Gjennom snart 45 år med teknologiutvikling har petroleumsvirksomheten etter hvert beveget seg nordover, fra grunt til dypt vann og fra store faste innretninger til undervannsutbygginger og fjernstyrte løsninger. Retningen og tempoet har vært bestemt av en trinnvis tilgang til ressursene, de utfordringene funnene har gitt, og at funnene har vært store nok til å finansiere ny teknologi.

Store felt kan tåle den økonomiske belastningen som teknologi-



Figur 1.9 Teknologisk utvikling

utvikling og innovasjon innebærer. De er store nok til å høste betydelige fordeler av resultatene, samtidig som andre felt drar nytte av teknologiutviklingen. Funnene som er gjort de siste ti årene er, med få unntak, i mindre grad i stand til alene å bære teknologiutvikling på samme måte som for eksempel Ormen Lange, Åsgard og Troll. Mindre funn krever i større grad samordnede løsninger og at selskapene investerer i forskning og utvikling (FoU) og pilotprosjekter på tvers av ulike utvinningstillatelser.

Dessuten er flere av de store feltene inne i en sen fase, noe som medfører at feltets planleggingshorisont og gjenværende ressurser kan gjøre det krevende å få til større pilotforsøk, blant annet fordi pilotforsøk kan innebære risiko for produksjonstap.

OD er bekymret både for nivået på midler som brukes på petroleumsforskningen og den økende tendensen til at mange teknologiprojekter og pilotforsøk blir forsinket eller kanselleres. Fortsatt fokus på forskning, utvikling og implementering av ny teknologi vil være avgjørende for framtidig verdiskaping fra norsk sokkel. Tilgang på menneskelige ressurser og talent er også en kritisk faktor. Derfor er det av stor betydning at unge mennesker ser at virksomheten har et langsiktig perspektiv og er verdt å satse på.

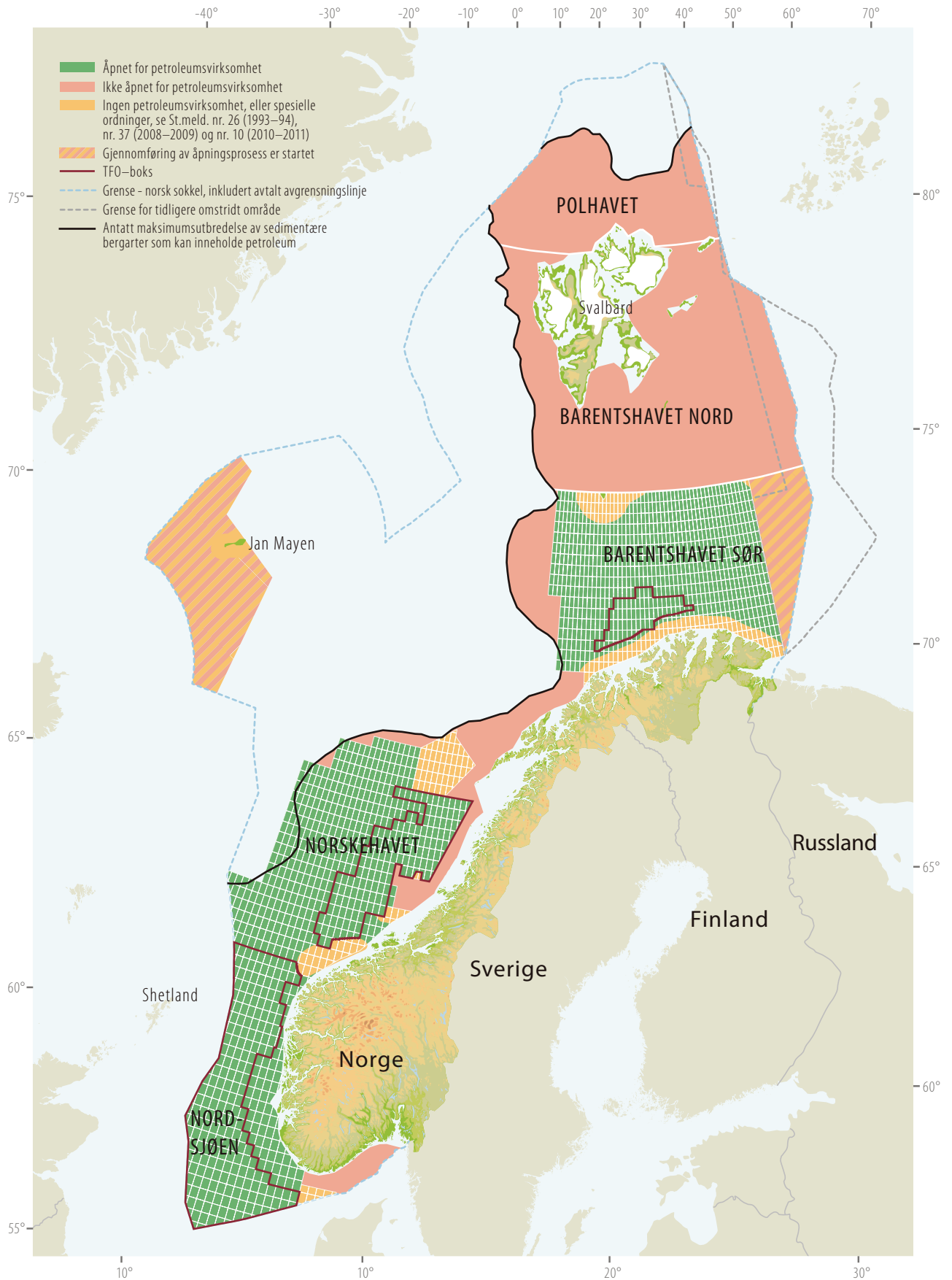
Leting og nye områder

Produksjonen fra norsk sokkel avhenger på lang sikt av at det fortsatt gjøres funn som kan bygges ut. Basert på dagens forventninger om ressursbasen, framtidig produksjon og leteaktivitet

vil nær 40 prosent av petroleumsproduksjonen på norsk sokkel i 2030 komme fra funn som ennå ikke er gjort. Antall funn og størrelsen på funnene vil være avgjørende for nivået på framtidig produksjon fra Norge.

Det må jevnt over gjøres større funn enn det som er gjort de siste ti årene dersom målet er å opprettholde produksjonsnivået i en lengre periode. Selv om det nylig er gjort betydelige funn både i modent og umodent areal, er mulighetene for å gjøre store funn trolig større i deler av de uåpnede områdene enn i de som allerede er åpnet.

Det er fortsatt store uåpnede områder på norsk sokkel, se figur 1.10. Det er ikke åpnet nye områder for petroleumsvirksomhet på sokkelen siden 1994. Det kreves politiske beslutninger for å åpne nye områder. Områdene som ikke er åpnet har ulike utfordringer, og tidsløpet fra en eventuell åpningsprosess til leting, funn, utbygging og produksjon vil variere. I fjor høst vedtok regjeringen at det skulle gjennomføres en konsekvensutredning av havområdene utenfor Jan Mayen med tanke på framtidig petroleumsvirksomhet. OD startet derfor sommeren 2011 med seismikkinnsamling som en del av denne konsekvensutredningen. I Stortingsmelding nr. 28 (2010-2011): "En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten", melder regjeringen at de vil sette i gang flere tiltak for å forberede åpning av nye områder. På denne bakgrunn startet OD sommeren 2011 også med seismikkinnsamling i Norges nye havområde i den sørlige delen av Barentshavet Øst.



Figur 1.10 Arealstatus for petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel

KAPITTEL 2. Uoppdagede ressurser



Innledning

En av ODs viktige oppgaver er å lage estimat over de uoppdagede ressursene på norsk sokkel. God forvaltning av petroleumsressursene krever kjennskap til de totale ressursene, oppdagede så vel som uoppdagede, slik at politikken kan utformes på grunnlag av omfattende kunnskap. OD har tilgang til alle petroleumsdata fra sokkelen og har derfor det beste grunnlaget for å utarbeide en uavhengig og faglig beregning av det totale ressurspotensialet.

20 prosent av forventede ressurser på norsk sokkel er ennå ikke oppdaget, noe som viser betydningen av fortsatt kartlegging, utforskning og leteboring, se figur 2.1. Selv om estimatet for uoppdagede ressurser er redusert noe i forhold til forrige ressursrapport (Ressursrapporten 2009), er potensialet for å finne mer fortsatt stort.

Den statistiske forventningsverdien for uoppdagede ressurser er omtrent like stor i de tre havområdene på sokkelen, men det er Barentshavet som har det største oppsidepotensialet – der det er store områder som fortsatt er lite undersøkt.

Estimatet som er presentert i denne rapporten inkluderer ikke områdene rundt Jan Mayen og i Barentshavet Øst. Når nye seismiske data foreligger, og disse områdene blir kartlagt, vil ressursgrunnlaget for norsk sokkel bli større. OD startet i 2011 arbeidet med å samle inn seismiske data fra disse to områdene.

Usikkerheten i estimatet for de uoppdagede ressursene er stor, det spenner fra om lag 1 milliard Sm^3 o.e. til nær 5 milliarder Sm^3 o.e. med en forventningsverdi (gjennomsnittsverdi) på 2,6 milliarder Sm^3 o.e. for de totale ressursene (væske og gass). Fordelingen av de uoppdagede ressursene er vist i tabell 2.1.

Det er høyest forventninger til Barentshavet, der estimatet utgjør 37 prosent av ressursene, mens Norskehavet har lavest forventning med 30 prosent, se figur 2.2.

Metode for beregning av uoppdagede ressurser

OD beregner de uoppdagede ressursene ved hjelp av en metode som kalles letemodellanalyse. Dette er en anerkjent metode som brukes både av selskaper og myndigheter. Metoden har vært benyttet av OD i en årrekke. Den er velegnet for områder med kjent geologi der det er kartlagt mange prospekter og boret en del brønner, og den passer derfor godt for store deler av norsk sokkel. Metoden går ut på å systematisere og beskrive den geologiske forståelsen av et område. Basert på dette beregnes det hvor mye petroleum som kan påvises og produseres fra hver letemodell, se boks "Letemodell". Et geografisk område kan ha

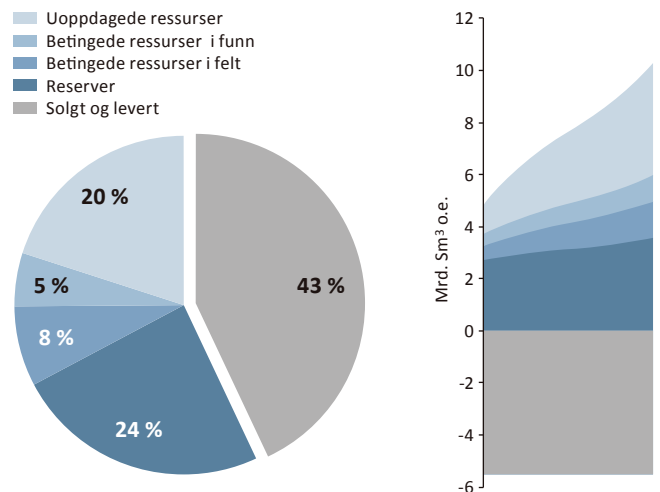
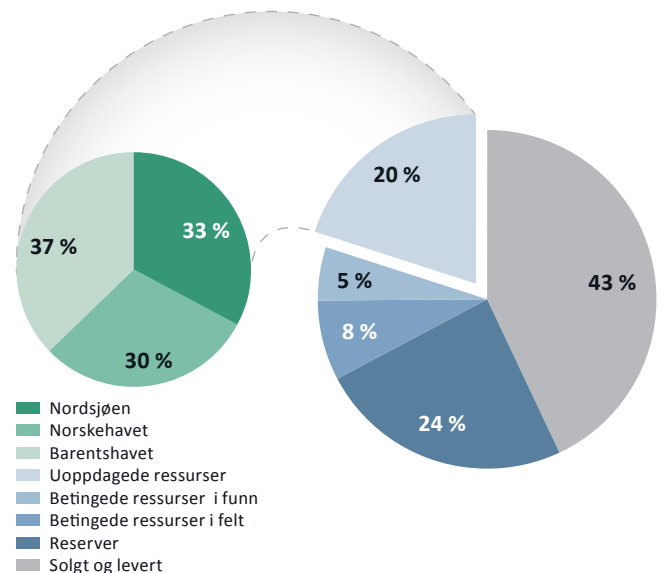


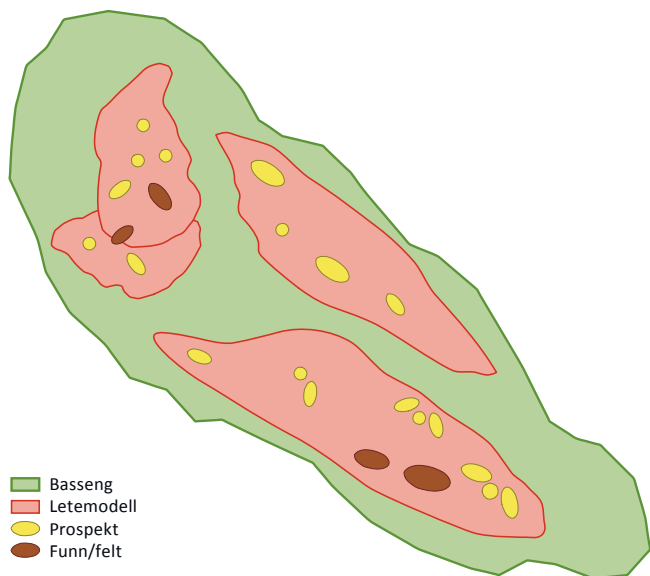
Fig. 2.1 Totale utvinnbare ressurser på norsk kontinentalsokkel



Figur 2.2 Fordelingen av de uoppdagede ressursene på områder

	Væske mill. Sm^3 o.e.			Gass mrd. Sm^3			Total mill. Sm^3 o.e.		
	P 95	Forv.	P 5	P 95	Forv.	P 5	P 95	Forv.	P 5
Nordsjøen	285	565	910	140	280	465	470	845	1305
Norskehavet	85	325	705	130	455	960	260	780	1580
Barentshavet	50	425	1180	80	520	1460	175	945	2460
Totalt	480	1315	2500	420	1255	2540	1020	2570	4800

Tabell 2.1 Områdevis fordeling av de uoppdagede ressursene med usikkerhetsspenn. Væske er olje og kondensat



Figur 2.3 Skisse av forholdet mellom basseng, letemodell, funn og prospekt

En letemodell er definert innenfor et geografisk avgrenset område hvor flere geologiske faktorer opptrer sammen, slik at produserbar petroleum kan påvises. Disse faktorene er:

- 1) *Reservoarbergart*, som er en porøs bergart hvor petroleum kan oppbevares. Reservoarbergartene i en bestemt letemodell vil være av et gitt stratigrafisk nivå.
- 2) *Felle*, der en tett bergart eller geologisk struktur omgir reservoarbergarten, slik at petroleum holdes tilbake og samles opp i reservoaret. Fellen må være dannet før petroleum slutter å komme inn i reservoaret.
- 3) *Kildebergart*, som er skifer, kalkstein eller kull som inneholder organisk materiale som kan omdannes til petroleum. Kildebergarten må også være moden, det vil si at trykk og temperatur er slik at petroleum faktisk blir dannet, og petroleum må kunne bevege seg fra kildebergarten til reservoarbergarten.

flere letemodeller av ulik geologisk alder, for eksempel en letemodell av trias alder og en av kritt alder. Prospekter er de grunnleggende elementene i letemodellanalysen, og antall prospekter og hvor mye petroleum hvert prospekt kan produsere bestemmer estimerte ressurser for letemodellen.

En letemodell kjennetegnes av geologiske faktorer som er tilstede samtidig innenfor et klart avgrenset område (basseng), både stratigrafisk, og geografisk; reservoarbergart, kildebergart og felle. Innenfor én letemodell kan det finnes kartlagte og ikke-kartlagte prospekter, funn og felt, se figur 2.3.

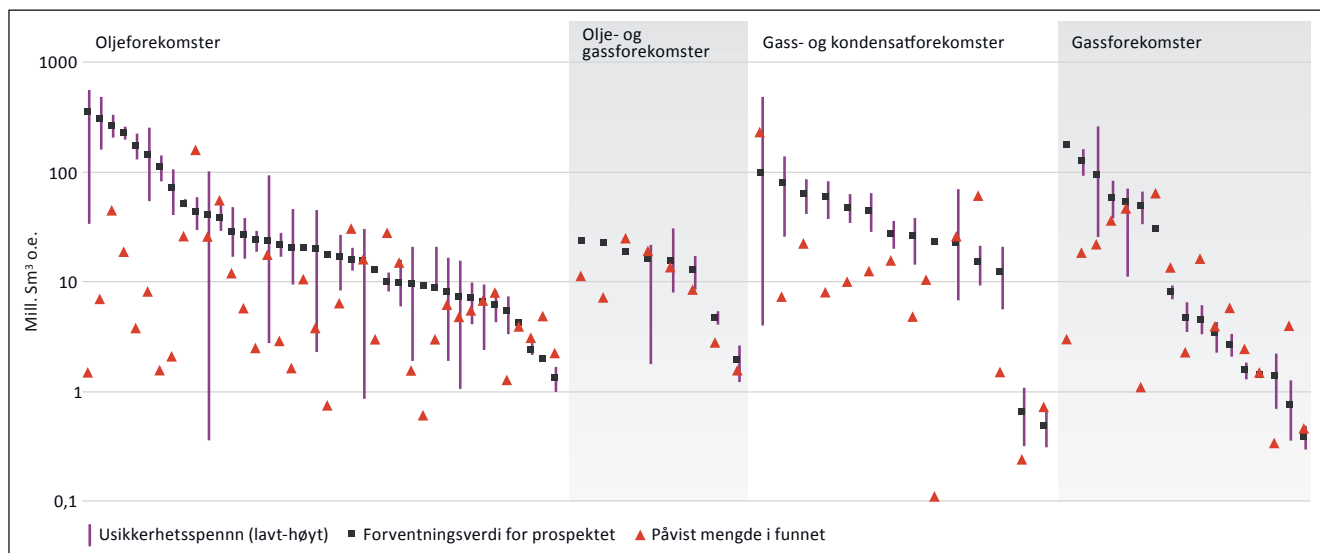
Et prospekt er en potensiell petroleumforekomst som er kartlagt, og der mengden av mulig produserbar petroleum kan beregnes. Det er knyttet en sannsynlighet til om en brønn vil kunne påvise produserbar petroleum i prospektet, dette er prospektets funnsannsynlighet. I arbeidet med letemodellanalyser er det viktig å kunne beregne hvor mange prospekter som kan finnes i hver letemodell. Antallet mulige funn og størrelsen på eventuelle funn må også vurderes. I et område med få eller ingen brønner, er slike vurderinger den viktigste informasjonskilden når ressursestimater for letemodellen skal utarbeides. OD bruker ny informasjon fra kartlegging og boring av brønner til jevnlig å oppdatere og justere ressursestimater for de aktuelle letemodellene.

Når det blir gjort funn i en letemodell, er letemodellen bekreftet, og det er ikke lenger knyttet usikkerhet til om de geologiske faktorene fungerer. Ressursanslagene vil vanligvis øke når en letemodell blir bekreftet. En bekreftet letemodell kjennetegnes ved et funn som har påvist produserbar petroleum. Det er ikke en forutsetning at funnet må være lønnsomt. Er det ennå ikke påvist produserbar petroleum, er letemodellen ubekreftet. Da er det knyttet en sannsynlighet til om letemodellen vil bli bekreftet.

De estimerte ressursene for en letemodell er mer usikre jo mindre kunnskap som finnes om letemodellen, og OD oppgir derfor ressursene med et usikkerhetsspenn. ODs estimat for uoppdagede ressurser omfatter også de områdene som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet, bortsett fra området rundt Jan Mayen og det nye norske havområdet i Barentshavet Øst. Kunnskapen om reservoarer i felt og i funn som ennå ikke er bygd ut er viktig, men også tørre brønner gir verdifull informasjon om geologiske forhold. I tillegg benytter OD informasjonen om de kartlagte prospektene i direktoratets database som bygger på egen og selskapenes kartlegging av sokkelen.

Prospekt databasen i OD

Letemodellanalysen er basert på kunnskap om antall og størrelse på forekomster eller prospekter i den enkelte letemodell. Det er viktig for OD å ha en god database over alle kartlagte prospekter. Gjennom nummererte konsesjonsrunder og Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) får OD tilgang til omfattende prospektkartlegging fra oljeselskapene. OD har også tilgang til det tolkningsarbeidet som rettighetshaverne utfører i utvinningstillatelsene gjennom deltagelse i letekomitemøter. I tillegg arbeider ODs geologer og geofysikere selv med omfattende prospektkartlegging. Databasen inneholder omkring 1500 kartlagte prospekt. Sokkelen evalueres kontinuerlig, og ny kunnskap innhentes gjennom ny seismikk og nye leteboringer. Hver ny letebrønn fører til at ett prospekt går ut av databasen, og dersom det blir påtruffet petroleum, blir prospektet re-klassifisert som et funn i databasen. Kartlegging kan føre til at nye prospekter blir tilført ODs databaser.



Figur 2.4 Sammenligning av operatørselskapenes forventninger til petroleumsmengden i 67 forekomster før boring og resultatene etter boring

OD sammenholder prognoser og resultater av leteboringer. Her sammenlignes blant annet mengden av petroleum som er beregnet i prospektet med den mengden som påvises ved funn. Det viser seg at operatørene ofte har for optimistiske anslag for mengden petroleum i prospektene. Særlig gjelder dette prospekter som viser seg å inneholde olje. Gassprospektene er færre, og erfaring viser at prognoser og resultater er mer samstemt.

OD har analysert 67 funn som ble gjort i perioden 1998 til og med 2007. Figur 2.4 viser operatørselskapenes forventninger til petroleumsmengde i prospektene før boring, sammenlignet med den mengden som faktisk ble funnet. Funnene er rangert etter operatørens prognose for tilstedeværende ressurser og klassifisert etter type petroleum. De lilla vertikale linjene viser operatørens usikkerhetsspenn før boring med forventningsverdien som svart kvadrat. De røde trianglene er påvist volum. I dette datasettet er estimatet for olje i prospektene 2,5 ganger større enn ressursene som ble påvist. Det er bedre overensstemmelse mellom forventning og resultat for gassforekomster enn for oljeforekomster. Dette kan skyldes at gassreservoarer ofte gir en seismisk respons som forenkler kartleggingen og volumestimatet av forekomsten.

For høye estimater fra operatørene er en utfordring for OD når prospekter som skal inngå i letemodellanalysen skal telles opp. Dersom ressursmengden i prospektene brukes ukritisk, vil estimatet for uoppdagede ressurser i modellen bli for høyt. Det blir derfor gjort en kvalitetssjekk av prospektene før ressursmengdene legges inn i analysen.

OD bruker også funnhistorien som en kvalitetssjekk for realistiske ressurser i prospektene og forventning til antall funn i hver letemodell. Dersom for høye estimater for prospektene ukritisk legges til grunn i letemodellanalysen, vil den faktiske funnhistorien henge dårlig sammen med de modellerte estimatene for framtidige funn som kommer ut av analysen.

Letemodellanalyse

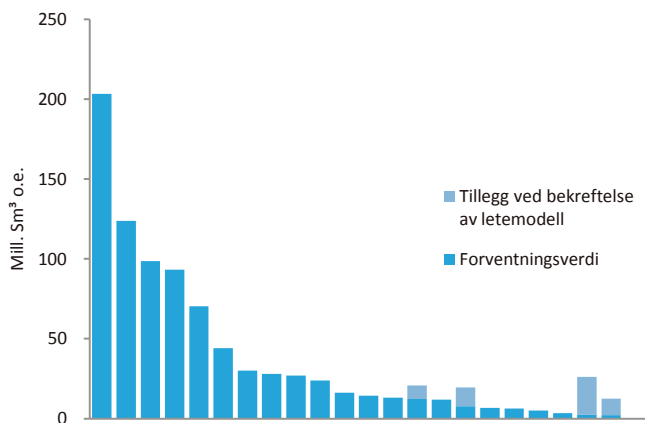
OD har definert 69 letemodeller som alle bidrar til estimatet for de uoppdagede ressursene, som vist i tabell 2.2.

Litt over halvparten av letemodellene er bekreftet ved funn. Det er flest bekreftede letemodeller i Nordsjøen, der 19 av 23 modeller er bekreftet. Færrest er det i Barentshavet, der bare 8 av 27 letemodeller er bekreftet. Dette reflekterer modenheten til områdene. Det har pågått leteaktivitet lengst i Nordsjøen, og det meste av området har lenge vært åpent for letevirkosomhet. I Barentshavet er det ennå store områder i nord og øst som ikke er åpent for letevirkosomhet, og flere letemodeller er definert i de uåpnede områdene. Status for letemodellene er vist i tabell 2.2.

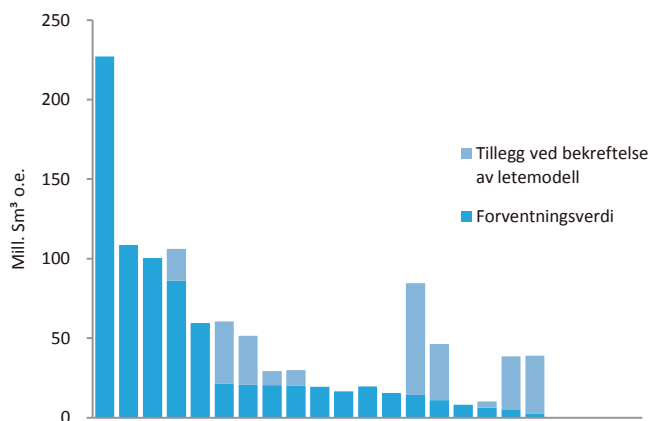
Område	Bekreftede letemodeller	Ubekreftede letemodeller	Totalt
Nordsjøen	19	4	23
Norskehavet	9	10	19
Barentshavet	8	19	27
Totalt	37	32	69

Tabell 2.2 Antall bekreftede og ubekreftede letemodeller

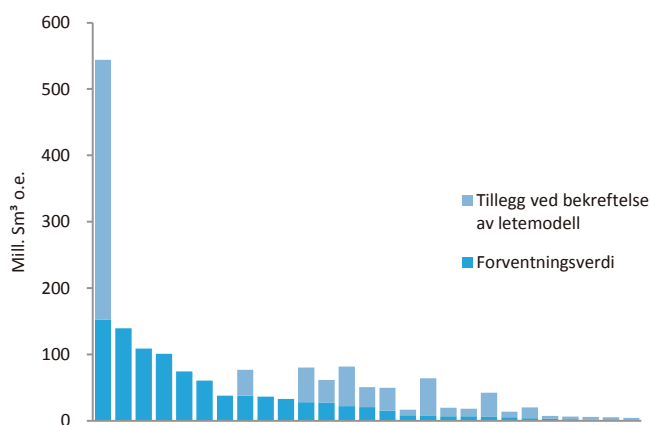
I 2010 ble det gjort 16 funn på norsk sokkel. Av disse ble ingen gjort i tidligere ubekreftede letemodeller. Funnene 7220/8-1 ("Skrugard") og 7225/3-1 ("Nordvarg") som ble gjort i 2011 har gitt ny optimisme i Barentshavet. Begge funnene ble gjort i allerede bekreftede letemodeller av jura- og trias alder. De påvirker i liten grad det totale ressursanslaget for Barentshavet. Funnene 16/2-6 ("Avaldsnes") og 16/2-8 ("Aldous Major South") i Nordsjøen ble gjort i allerede bekreftede letemodeller av jura alder, og har ført til bedre forståelse for mulige migrasjonsveier på Utsirahøgda.



Figur 2.5 Letemodeller i Nordsjøen



Figur 2.6 Letemodeller i Norskehavet



Figur 2.7 Letemodeller i Barentshavet

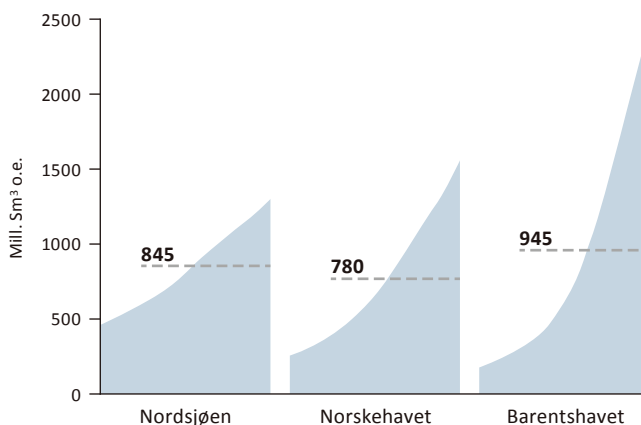
Potensialet for de 23 letemodellene i Nordsjøen er vist med forventningsverdien i figur 2.5. Ubekreftede letemodeller er vist med en lysere farge over forventningsverdien. Dette viser tilleggspotensialet dersom letemodellen bekreftes.

Potensialet for de 19 letemodellene i Norskehavet er vist med forventningsverdi i figur 2.6. De ti ubekreftede letemodellene er vist med en lysere farge over forventningsverdien. Dette viser tilleggspotensialet dersom letemodellen bekreftes.

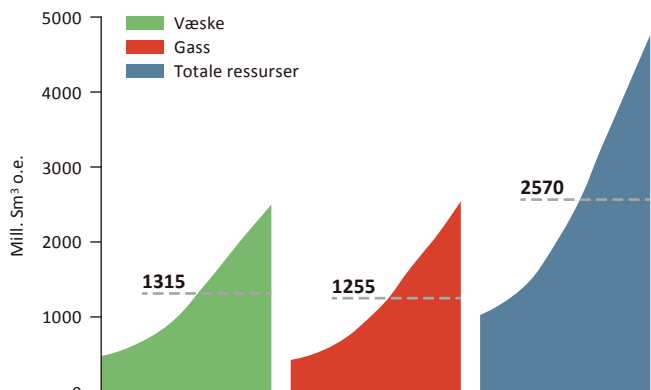
Potensialet for de 27 letemodellene i Barentshavet er vist med forventningsverdien i figur 2.7. De 19 ubekreftede letemodellene er vist med en lysere farge over forventningsverdien. Dette viser tilleggspotensialet dersom letemodellen bekreftes.

Tilleggspotensialet fra ubekreftede letemodeller er minst i Nordsjøen og størst i Barentshavet. De letemodellene og områdene som er best kjent gjennom lang tids leteaktivitet, har lavest usikkerhet i anslagene. Dette spiller sammen med tilleggspotensialet fra de ubekreftede letemodellene og reflekteres i den totale usikkerheten i anslaget for hvert område. Figur 2.8 viser tydelig at det er minst usikkerhetsspenn i Nordsjøen og størst usikkerhetsspenn i Barentshavet. Usikkerhetsspennet er gitt med 90 prosent sannsynlighet. Det vil si at det er 95 prosent sannsynlighet for at det laveste ressursutfallet eller mer slår til, og 5 prosent sannsynlighet for at det høyeste ressursutfallet eller mer slår til.

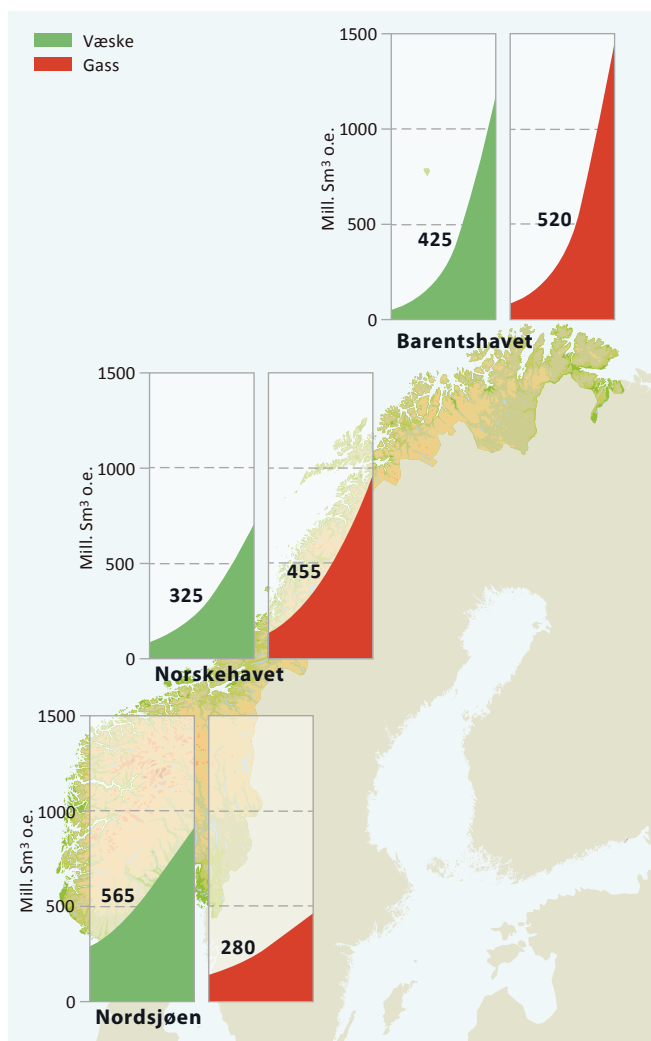
De oppdagede ressursene på norsk sokkel består av om lag like mye væske og gass, se figur 2.9. Det er imidlertid store forskjeller mellom de ulike havområdene, som vist i figur 2.10. Estimaten er vist med forventningsverdi (gjennomsnittsverdi) og usikkerhetsspenn.



Figur 2.8 Oppdagede ressurser vist med forventningsverdi og usikkerhetsspenn



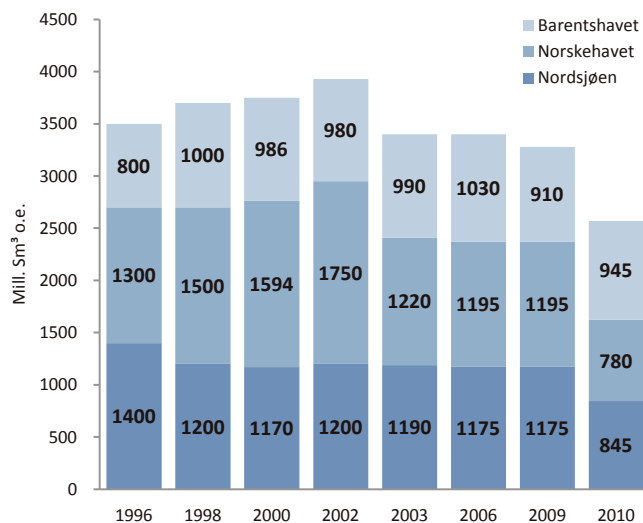
Figur 2.9 Totale uoppdagede ressurser fordelt på væske og gass



Figur 2.10 Fordelingen av forventede uoppdagede væske- og gassressurser

Endringer og reduksjoner i estimatet av uoppdagede ressurser

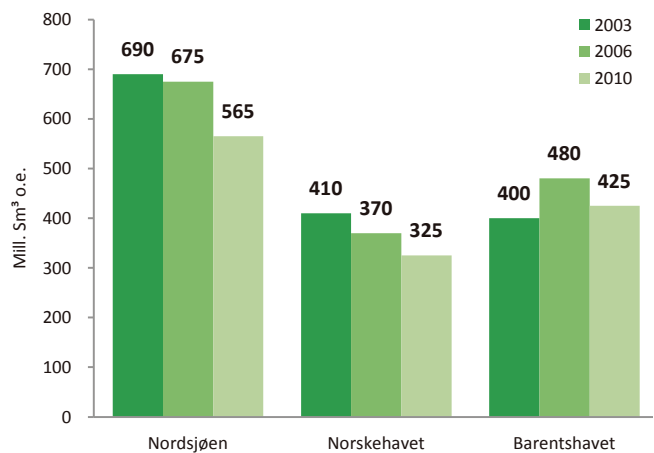
OD publiserer jevnlig nye tall for uoppdagede ressurser på kontinentalsokkelen. Metoden har vært den samme siden midten av 1990-tallet, noe som gir et godt grunnlag for sammenligning av de ulike estimatene. På en umoden kontinentalsokkel er det stor usikkerhet om letemodellens egenskaper og mulighetene for å gjøre funn. Sammenlikning av ODs estimater for uoppdagede ressurser fra 1996 til 2010 viser en økning fram til 2002 og deretter nedgang, se figur 2.11. Dette er en naturlig konsekvens av at sokkelen modnes, og at datamengden og kunnskapen om de geologiske forhold øker. På den modne delen av sokkelen er det naturlig at estimatet for uoppdagede ressurser gradvis blir mindre fordi prospektene blir undersøkt ved boring og det blir påvist petroleum. Mellom 2006 og 2010 er det funnet nesten 400 millioner Sm³ o.e. på norsk sokkel.



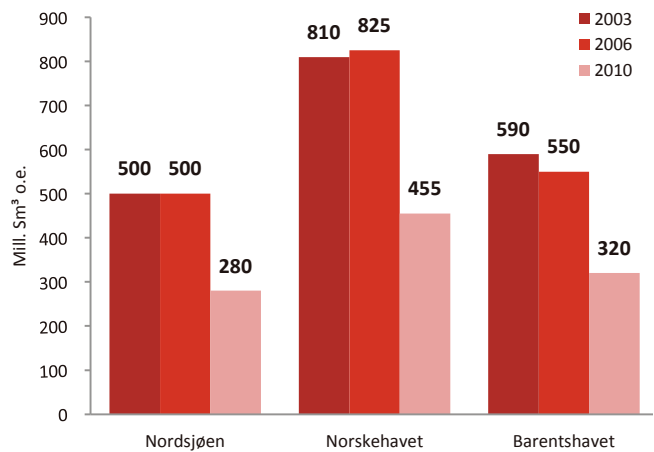
Figur 2.11 ODs anslag over totale uoppdagede ressurser over tid for Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet

Lavere forventning til gass

Reduksjonen i estimatet for uoppdagede ressurser i Nordsjøen og Norskehavet skyldes primært nedgang i forventningene til gassfunn. Justeringen som er gjort i Nordsjøen er i hovedsak basert på funnhistorien i flere letemodeller. Funnhistorien viser at det er påvist mer væske enn gass i forhold til tidligere beregnet, særlig i reservoarene av jura alder. Justeringen i Norskehavet skyldes blant annet redusert forventning etter ny kartlegging utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja, der prospektene i flere områder er mindre enn tidligere antatt. Dessuten har ikke de siste års lete-resultater i Vøringbassenget innfridd forventningene. Figurene 2.12 og 2.13 viser ODs anslag for uoppdaget væske og gass i de tre siste hovedanalysene fra 2003, 2006 og 2010.



Figur 2.12 ODs estimat for uoppdaget væske i de tre siste hovedanalysene

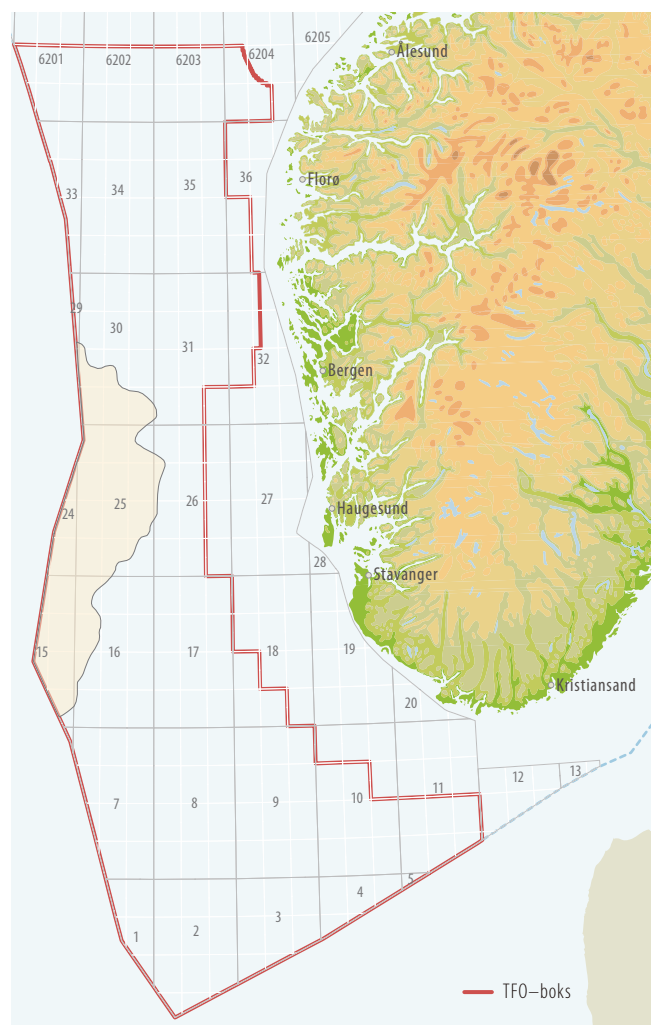


Figur 2.13 ODs estimat for uoppdaget gass i de tre siste hovedanalysene

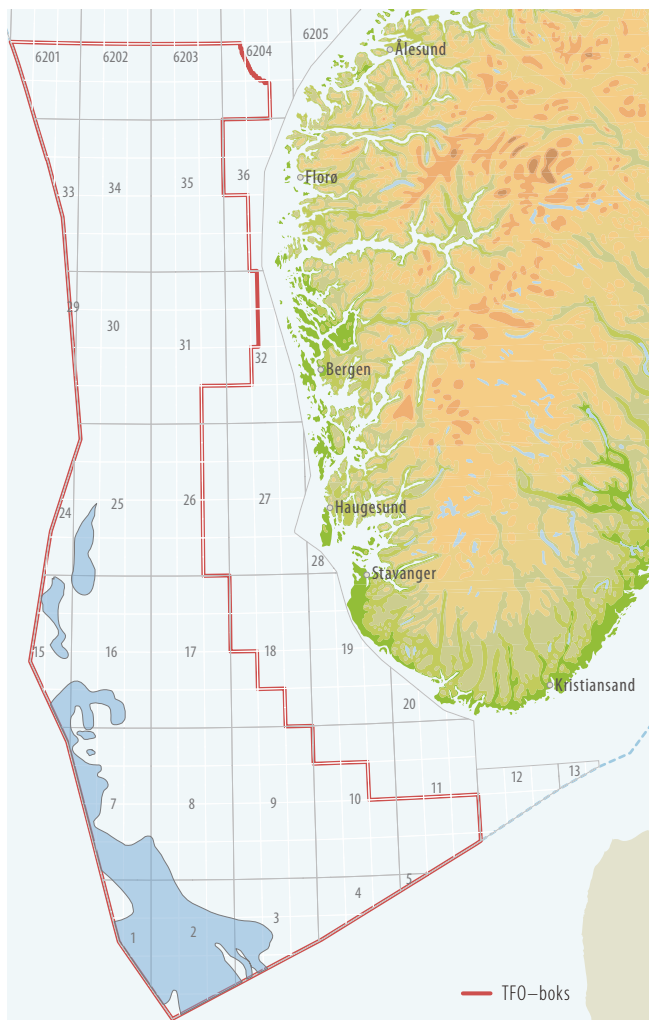
Nordsjøen

Estimatet for uoppdagede ressurser i Nordsjøen er redusert med 28 prosent siden 2006. Det er gjort mange funn i Nordsjøen de siste årene, til sammen nesten 200 millioner Sm³ o.e., men de er gjennomgående små. 16/2-8 ("Aldous Major South") som ble påvist i 2011, er ikke tatt med i analysen av de uoppdagede ressursene. Forventningene til letemodeller av sen jura og paleocen alder er redusert betydelig, basert på få funn og omfattende prospektkartlegging i TFO-prosessen, både av oljeselskapene og OD. Figur 2.14 viser den letemodellen i paleocen der forventningene er redusert mest.

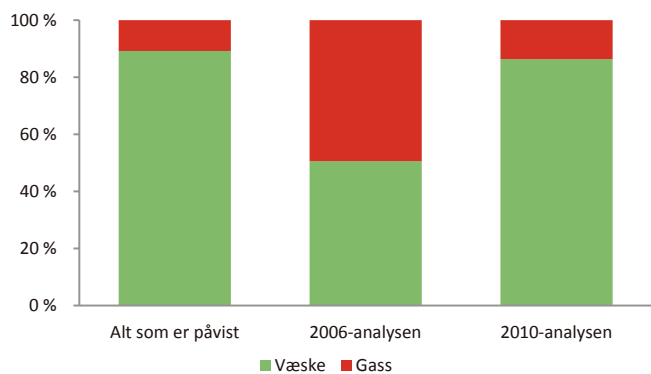
De fleste funn etter 2006 er gjort i letemodeller av jura og trias alder. Reduksjon i ODs estimat er i stor grad sammenfallende med den ressursmengden som er funnet.



Figur 2.14 Letemodellen av paleocen alder i Nordsjøen hvor forventningen er redusert mest



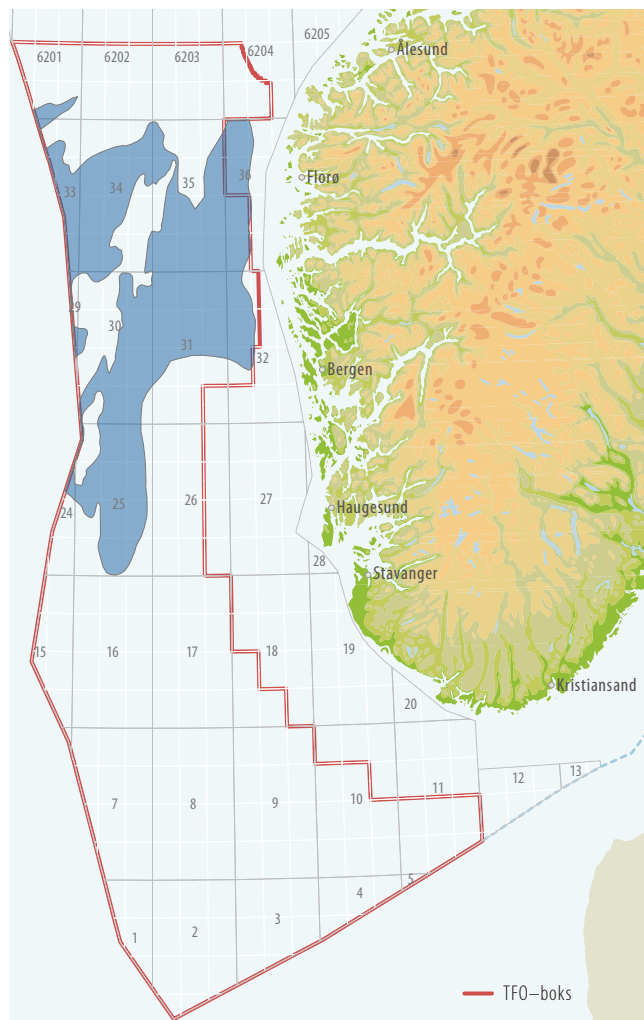
Figur 2.15 Letemodell av sen jura alder i den sørlige delen av Nordsjøen



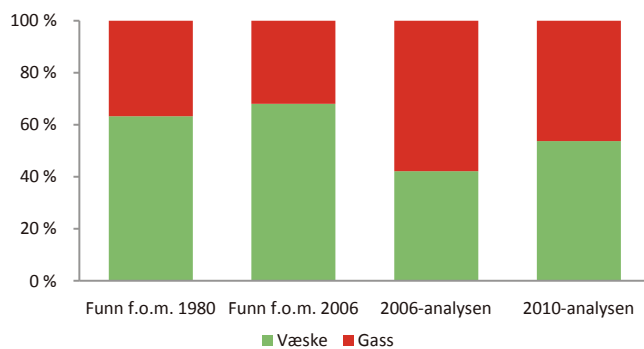
Figur 2.16 Fordeling mellom gass og væske i letemodellen av sen jura alder i den sørlige delen av Nordsjøen

OD har justert forholdet mellom væske og gass i estimatet basert på funnene som er gjort. De største endringene er gjort for letemodell av øvre jura alder i den sørlige delen av Nordsjøen, se figurene 2.15, og for letemodell av trias til mellom jura alder i den nordlige delen av Nordsjøen, se figur 2.17.

Det er gjort forholdsmessig flere olje- enn gassfunn i letemodellen av sen jura alder, se figur 2.16. I 2006 hadde OD forventning om at det kunne finnes betydelige mengder uopptaget gass i



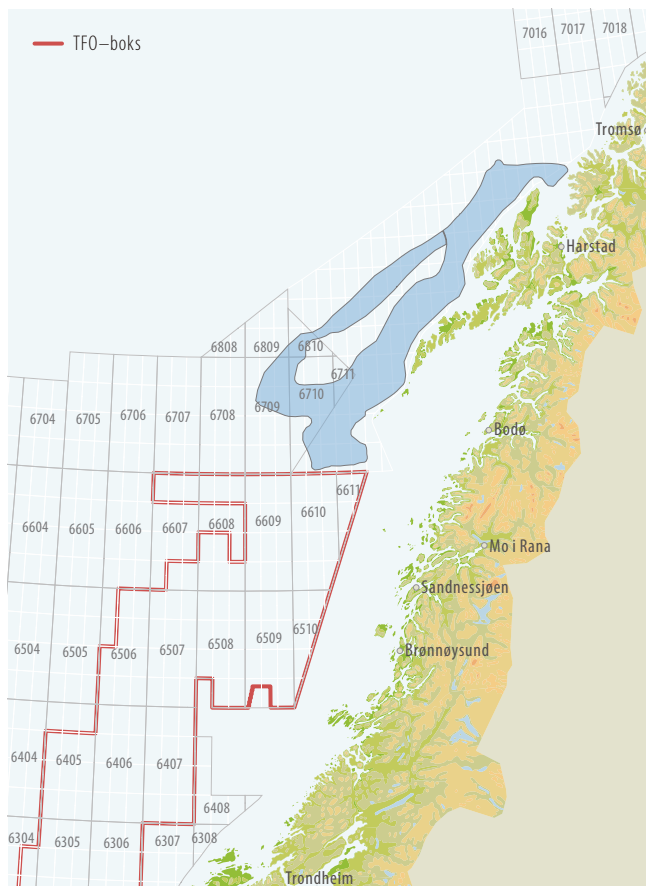
Figur 2.17 Letemodell av trias til mellom jura alder i den nordlige delen av Nordsjøen



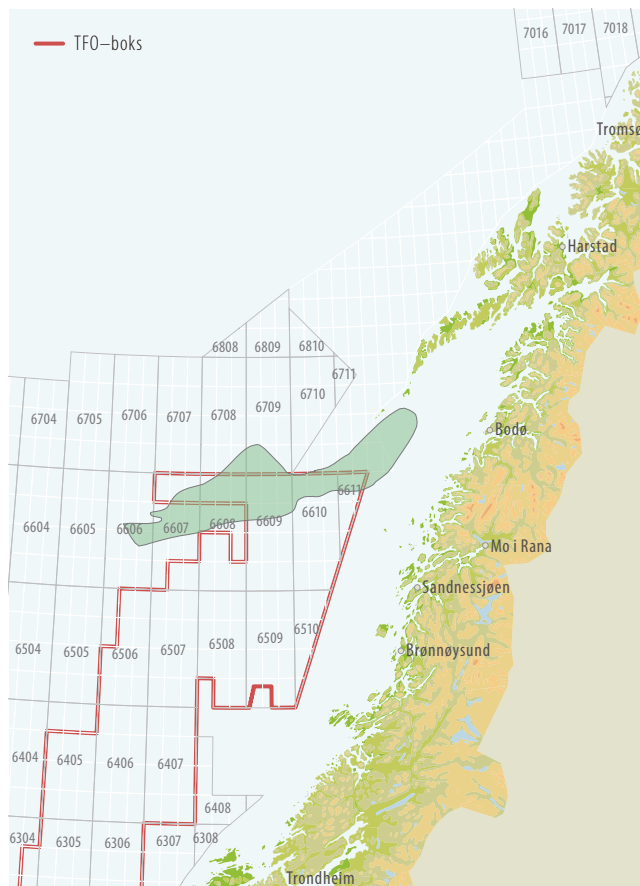
Figur 2.18 Fordeling mellom gass og væske i letemodellen av trias til mellom jura alder i den nordlige delen av Nordsjøen

denne letemodellen som ligger dypt begravet i den sørlige delen av Nordsjøen. Flere store prospekter er boret i dette området, uten at det er gjort betydelige funn. ODs estimat for modellen er derfor redusert og gass/oljeforholdet er justert, slik at det i større grad samsvarer med det som allerede er funnet.

I letemodellen av trias til mellom jura alder i den nordlige delen av Nordsjøen er det gjort betydelige funn av både gass og olje, og noen av de største feltene på norsk sokkel tilhører denne modellen.



Figur 2.19 Letemodell av jura alder utenfor Lofoten



Figur 2.20 Letemodell av sen kritt alder utenfor Nordland III

Figur 2.18 viser at det er funnet mer olje enn gass siden 1980. De siste fem årene har denne trenden fortsatt. I 2006 estimerte OD at en betydelig andel av de uoppdagede ressursene ville være gass, fordi dype prospekt på begge sider av Vikinggraben ble tolket som gassprospekt. Leteboring etter 2006 har likevel vist at modellen inneholder mest olje, og i 2010 ble gass/oljeforholdet i modellen justert for å samsvare bedre med funnhistorien.

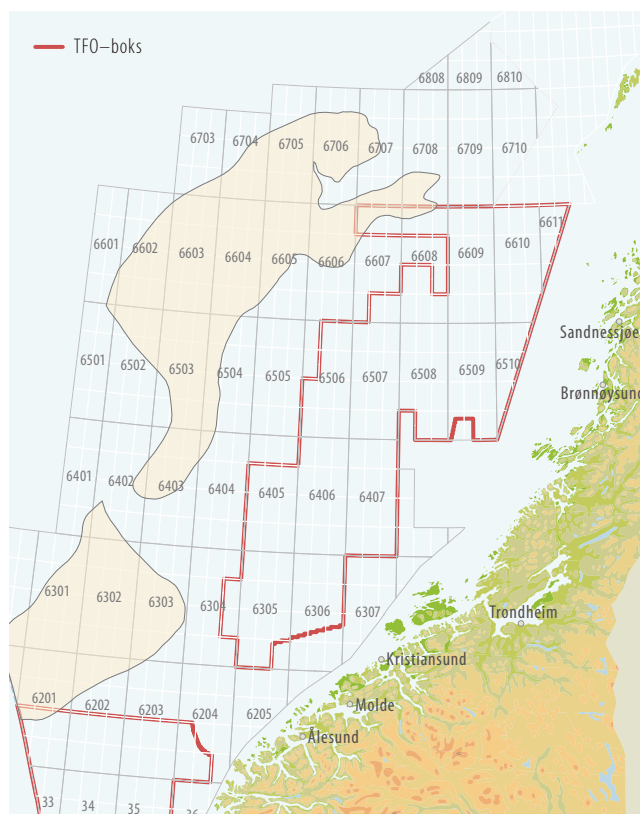
Norskehavet

Estimatet for uoppdagede ressurser i Norskehavet er 35 prosent lavere enn i 2006. Det er oppdaget 161 millioner Sm³ o.e. i disse fire årene. Forventningen om å finne olje er omtrent den samme, mens forventningen om å finne gass er kraftig redusert. Reduksjonen er i stor grad knyttet til fire letemodeller.

Letemodellen av jura alder utenfor Lofoten ble grundig tolket av OD i 2010, se figur 2.19. Basert på ny prospektkartlegging er spesielt forventningen til gass i dette området kraftig redusert. Som en følge av at prospektene er mindre enn tidligere antatt og at mange prospekter ligger grunt, er forventningen til uoppdagede gassressurser redusert.

Letemodellen av sen kritt alder i Nordland III-området er evaluert på nytt, og letemodellsannsynligheten er redusert basert på enkelte dårlig definerte prospekter, se figur 2.20. Det er ikke gjort noen funn i denne letemodellen.

Estimatet i en letemodell av paleocen alder i Møre- og Vøringbassengene er redusert etter skuffende resultater, blant annet i funnet 6302/6-1 ("Tulipan") og brønn 6607/2-1 ("Cygnus-prospekt"), se figur 2.21.



Figur 2.21 En av letemodellene av paleocen alder i Norskehavet

I Vøringbassenget har det vært store forventninger til en lete-modell av sen kritt alder, se figur 2.22. Denne er undersøkt med flere brønner, og det er gjort flere funn. Funnene er imidlertid små, mindre enn forventet. Dette gjelder blant annet 6603/12-1 ("Gro"). Området har vært grundig tolket av flere selskaper, og leteresultatene har medført at forventningene til flere av prospek-tene med forventet reservoar i kritt er redusert siden 2006. Det er imidlertid fortsatt et betydelig potensial i modellen som ennå ikke er utforsket, slik at framtiden kan by på positive resultater.

Barentshavet

Estimatet for uoppdagede ressurser i Barentshavet er i hovedsak uendret i forhold til ODs analyse av de uoppdagede ressursene i Barentshavet i 2009 som er beskrevet i ODs ressursrapport 2009. Det er gjort en mindre endring på grunnlag av ODs tolkning av den sørligste del av Barentshavet, beskrevet i rapporten "Res-sursene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja" fra 2010. I denne kartleggingen ble det identifisert nye prospekter og letemodeller i Troms II og på Eggakanten, slik at estimatet for Barentshavet er litt høyere i 2010 enn det som var angitt i 2009.

Ukonvensjonelle petroleumsressurser

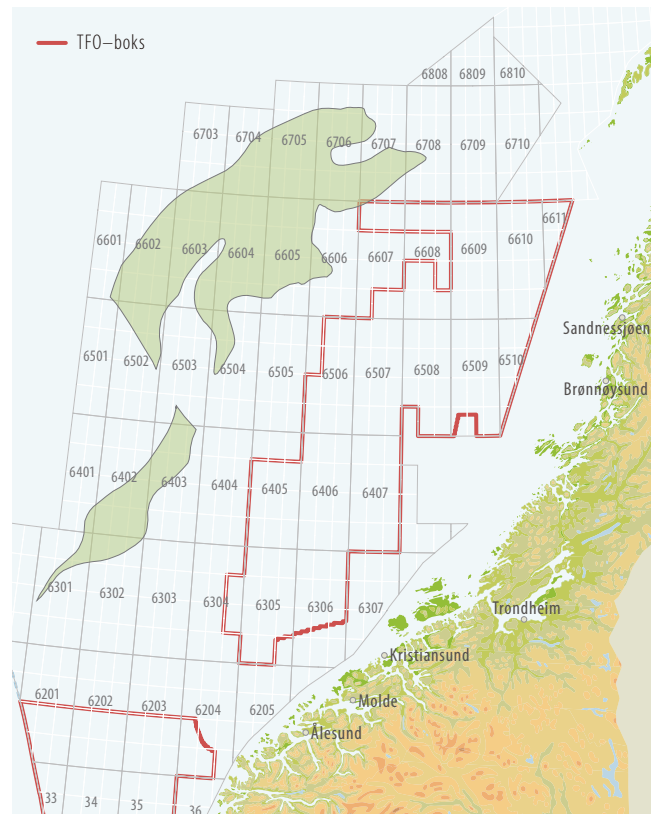
Ukonvensjonelle petroleumsressurser er en samlebetegnelse på forekomster av olje og gass som ikke kan utvinnes kommersielt med konvensjonelle produksjonsbrønner og konvensjonell tekno-logi, vanligvis fordi strømmingen til brønnene vil være svært lav.

De geologiske forekomstene av ukonvensjonell gass kjenneteg-nes ved at gassen ligger i tette bergarter der det vil være nødven-dig å bore svært mange produksjonsbrønner og lage sprekker i reservoaret som kan lede gassen til disse produsentene. En annen variant er gass som er bundet i gasshydrat, et fast stoff der gassen ikke lar seg produsere uten at det varmes opp, at trykket senkes eller ved erstatning av for eksempel CO₂.

Geologiske forekomster av ukonvensjonell olje kan opptre der oljen er så seig at den ikke vil strømme til konvensjonelle produksjonsbrønner. Slik olje kan utvinnes ved gruedrift eller ukonvensjonell teknologi som for eksempel injeksjon av damp. Ukonvensjonell olje finnes også i skifer, kull og i reservoar-bergarter med svært lav permeabilitet. Residuell olje kan også defineres som ukonvensjonell. Dette er olje som opptre i permeable reservoar, men der oljemetningen er så lav et det bare er vann som vil strømme gjennom reservoaret fram til produsentene.

Økende energibehov og stigende energipriser medfører rask teknologiutvikling, slik at skillet mellom konvensjonelle og ukonvensjonelle petroleumsressurser er i ferd med å flytte seg. Økningen i produksjon av skifergass etter 2005, særlig i USA, har allerede fått betydning for gassmarkedene. Med fortsatt høye oljepriser kan det ventes raskere utvikling av de store feltene med bitumen og tungolje i Canada og Venezuela.

Utvikling av teknologi og produksjon av ukonvensjonelle petro-leumsressurser skjer i hovedsak på land, der brønnekostnadene er lave. Ukonvensjonelle ressurser på norsk sokkel er foreløpig ikke kartlagt og ikke tatt med i ressursregnskapet. Eventuell utvinning vil kreve for store kostnader med dagens teknologi. Det er likevel viktig å følge med på teknologiutviklingen med tanke på framtidig anvendelse og for å kunne forutsi utviklingen i markedene.



Figur 2.22 En av letemodellene av sen kritt alder i Norskehavet

Store tilstedeværende volumer

I de fleste sedimentbassenger er mengden tilstedeværende ukonvensjonelle ressurser mange ganger større enn tilstede-værende konvensjonelle ressurser. Årsaken er at petroleum dannes i organisk rike leirsteiner, som oftest på 4 til 6 kilometer dyp. Leirsteinene må mettes med petroleum før olje og gass svetter ut og beveger seg oppover i de sedimentære lagene på vei til havbunnen. På denne veien blir en del petroleum fanget opp i feller. Slike feller er forseglede strukturer med permeable reservoarbergarter, og det er de som inneholder de konven-sjonelle ressursene. Over geologisk tid kan fellene ses på som midlertidige oppholdssteder for strømmen av petroleum som går fra kildebergart til overflate. Ukonvensjonelle ressurser ligger bundet i kildebergarten (olje- og gass-skifer), i tette lag av sand-stein, kalkstein og kull, og de kan være fanget opp i gasshydrat, grunne gasslommer eller som tungolje nær overflaten.

De store mengdene av ukonvensjonelle ressurser gjør dem attrak-tive, men selv med ny teknologi vil det i mange tilfeller være svært ressurskrevende, både med tanke på kostnader, energifor-bruk og miljøkostnader, å utvinne selv små prosentvise andeler av de tilstedeværende mengdene.

Norge og norsk sokkel

På norsk fastland er det ikke kjente ukonvensjonelle petroleumsressurser av betydning. Organisk rike skifre (alunskifre) av kambrisk alder er utbredt, særlig på Østlandet og i Finnmark, men de har vært utsatt for så høye temperaturer at oljen er kokt ut. Oljeskifre av samme alder produseres i Estland og undersøkes i Skåne. På Svalbard er det flere lag med organisk rike skifre, og det har vært foreslått å undersøke midtre trias skifre (Botneheiaforma-sjonen) videre.

På norsk sokkel er det flere aktive petroleumssystemer og følgelig også ukonvensjonelle ressurser knyttet både til kildebergartene i dypet og til lekkasjeveiene opp mot havbunnen.

Det finnes store mengder gass i de dypt begravde kildebergartene i Sentralgraben (Ekofiskområdet) og Vikinggraben i Nordsjøen og på Haltenterrassen i Norskehavet. I disse områdene kan det også forventes å finne gass på svært store dyp i sandstein med lav permeabilitet ("tight gas"). I framtiden kan det tenkes at det først skrittet kan bli å vurdere utvinning fra de ressursene som i dag ligger i grenselandet mellom å være ukonvensjonelle og konvensjonelle. Gassfunnet 6506/6-1 ("Victoria") på Haltenterrassen er et eksempel på et funn av "tight gas" der noe av gassen kan produseres konvensjonelt. Store mengder av denne gassen ligger imidlertid i reservoar med så lav permeabilitet at den trolig vil kreve svært mange brønner og være svært kostbart å utvinne med dagens teknologi. I skiferlagene over de store feltene i Ekofiskområdet har store mengder hydrokarboner lekket opp fra feltene over flere millioner år. Disse hydrokarbonene representerer et tilstedeværende volum som ikke kan utvinnes kommersielt i dag. En svært liten del av dette ligger i noe mer permeable bergarter.

Steinkull er en bergart som har evne til å absorbere mye gass og lett olje. Gass fra kull er en betydelig kilde til gass i mange kullproduserende land. Tradisjonelt er gassen blitt produsert fra nedlagte kullgruver, men kullag på større dyp er blitt et utforskningsmål i seg selv (Coal Bed Methane). Produksjonen skjer ved at produksjonsbrønner bores inn i kullet som vanligvis må sprekkes opp med ulike metoder. Det foregår også studier på om CO₂-injeksjon kan brukes i forbindelse med gassproduksjon fra kull. På norsk sokkel er det påvist kull i andre og midtre jura bergarter fra kystnære områder og ut til feltene. I områder med infrastruktur er det for eksempel påvist tykke kull-lag i Sleipnerformasjonen i sørlige Vikinggraben og i Åreformasjonen på Haltenterrassen. Det er gjort grove overslag over de totale kullmengdene på norsk sokkel, men OD er ikke kjent med hvor mye av kullet som inneholder gass i interessante mengder.

Gasshydrat er en forbindelse av vann og gass som danner isliknende krystaller. Gasshydrat er stabilt på høye trykk og lave temperaturer og dannes naturlig der metan er i kontakt med porevann på store havdyp og under tykk permafrost. Gasshydrat kan danne sammenhengende lag gjennom sedimentene noen hundre meter under havbunnen, og det vil ofte være fanget metangass under gasshydratlaget. Gasshydrat er svært utbredt, og det er satt i gang pilotstudier for å se på muligheten for å utvinne gass fra gasshydrat på dypt vann på japansk sokkel (Nankai Trough) og på land i Canada (Mallikfeltet). Utvinning kan skje enten ved å redusere trykket eller å øke temperaturen

rundt produsentene, slik at gasshydratet går over til gass og vann. På norsk sokkel er det påvist gasshydrat i Norskehavet nord for Storegga og på sokkelen i vestlige del av Barentshavet og utenfor Svalbard. Forekomstene som hittil er påvist på norsk sokkel ser ut til å være tynne og ligger i leire og er derfor lite egnet til utvinning. I pilotstudiene i Japan og Canada ligger gasshydratet i reservoarbergarter.

Oljefelt som produseres vil ende opp med residuelle oljemetninger. Flere metoder for økt utvinning, blant annet CO₂-injeksjon og injeksjon av surfaktanter, er rettet mot produksjon av olje fra reservoarer med residuell metning. Residuell olje finnes også naturlig som ukonvensjonelle ressurser i store bergartsvolumer under olje- og gassfelt der havbunnen er blitt erodert i istidene. De mest kjente forekomstene finnes under Troll i Nordsjøen og i Hammerfestbassenget i Barentshavet.

Ekstra tung olje og bitumen er svært seigtflytende væsker. Bitumen har viskositet på over 10000 cp ved reservoartemperatur. Forekomster av bitumen kan kalles tjæresand, oljesand, naturlig asfalt eller oljeimpregnert sand og finnes mange steder i verden, særlig i Canada. Ekstra tung olje er noe mindre seigtflytende enn bitumen, med store forekomster i Venezuela. På norsk sokkel er det påvist tynne lag med sand impregnert med ekstra tung olje i tilknytning til feltene, men det er ikke påvist forekomster som kan tenkes å ha økonomisk interesse.

Ukonvensjonelle petroleumsressurser

Bitumen og ekstra tung olje:

Det er ikke kartlagt betydelige forekomster av bitumen eller ekstra tung olje på land i Norge. I flere brønner på norsk kontinentalsokkel er det observert petroleum av denne typen, men den vil være vanskelig både å kartlegge og å produsere. Sammenlignet med konvensjonell olje og gass på sokkelen har denne ressursen for tiden liten kommersiell interesse i Norge.

Oljeskifer:

Det er ikke kartlagt betydelige mengder oljeskifer på land i Norge. Det er sannsynligvis store forekomster til havs, særlig i kildebergarter av sen jura og kritt alder. Kostnader ved å bore og produsere til havs, selv i moderate vanddyp, er for høye i dag til at forekomstene er kommersielt interessante.

Gass fra skifer:

Det er ikke kartlagt slike ressurser i Norge eller på norsk kontinentalsokkel. Det er lite som tyder på at dette kan bli en viktig ressurs for Norge.

Gass fra gasshydrat:

Det forskes for tiden på å injisere CO₂ i gasshydrat. CO₂ vil kunne erstatte metanreservoaret, slik at metan blir frigitt og kan produseres.

Energi fra kullagene i Nordsjøen:

Deler av Nordsjøbassenget har store kullag. Under Sleipnerfeltet er det påvist betydelige mengder. Det har vært lansert ideer for å nyttiggjøre seg denne energien, blant annet ved å antenne den og utvinne varme som kan drive damp-turbinkraftverk. Det finnes også betydelige kullag i på Haltenterrassen i Norskehavet, der de fleste olje- og gassfunnene ligger, men også på Trøndelagsplattformen, som ligger inntil kysten mellom Kristiansund og Bodø. Nærmest land vil disse kullagene ligge på moderate dyp under løsmassene som ble avsatt i istidene.



Innledning

De siste årene har leteaktiviteten på norsk sokkel vært høy. Økningen i leteaktiviteten er hovedsaklig et resultat av høy oljepris og endringer i norsk letepolitikk.

Den høye leteaktiviteten har resultert i mange funn. Samlet har imidlertid funnene de siste årene vært for små til å erstatte den årlige produksjonen, selv om det så langt i 2011 er gjort flere større funn. 2011 kan bli det første året siden 1997 der ressursene som er funnet er store nok til å erstatte produksjonen.

Det må gjøres større funn enn det som har vært gjennomsnittet de siste ti årene for at produksjonen på norsk sokkel skal opprettholdes på et høyt nivå. Leting under basallagene på dypt vann i Norskehavet kan åpne for nye muligheter, samtidig som nye funn i Nordsjøen og Barentshavet skaper ny optimisme. Mulighetene for å gjøre store funn er trolig størst i deler av de uåpnede områdene i nord.

Mange brønner

I løpet av de 45 årene som er gått siden den første letebrønnen ble boret på norsk sokkel, var det per 31. desember 2010 boret 1325 letebrønner. Antall letebrønner passerte sitt første toppnivå på 1980-tallet med opp mot 50 letebrønner per år, se figur 3.1. Siste del av 1990-tallet og første halvdel av 2000-tallet var preget av et lavt antall letebrønner per år.

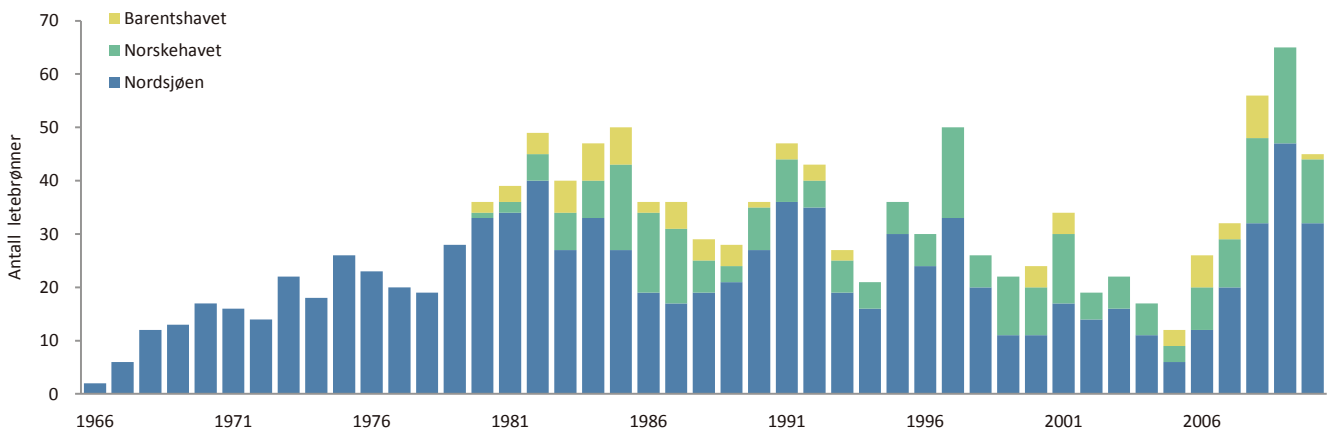
De siste tre årene har antallet påbegynte letebrønner vært på høyde med toppårene tidlig på 80-tallet og høyere. Det bores fortsatt flest letebrønner i Nordsjøen.

Økt leteaktivitet

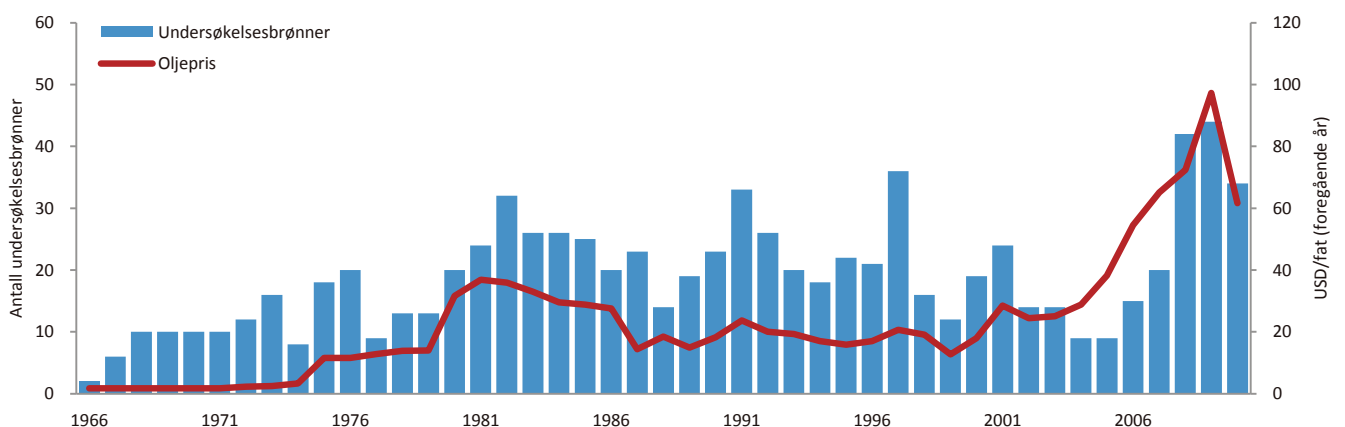
Historisk har det vært sammenheng mellom oljepris og antall undersøkelsesbrønner på norsk sokkel. Dette er illustrert i figur 3.2, der antall undersøkelsesbrønner er sammenstilt med oljepris foregående år.

Når oljeprisen øker, medfører det stort sett at antall undersøkelsesbrønner øker året etter. I perioder med svært høy oljepris blir det satt i gang mange undersøkelsesbrønner. Dette skjedde tidlig på 1980-tallet og har skjedd de siste tre årene. Dette mønsteret var imidlertid ikke så tydelig i siste halvdel av 1990-tallet og første halvdel av 2000-tallet. Oljeprisen falt kraftig under den økonomiske krisen i Asia i 1998 og 1999. Oljeselskapene reagerte med markante kutt i leteinvesteringene. Etter dette steg oljeprisen, men letevirksomheten forble lav i flere år.

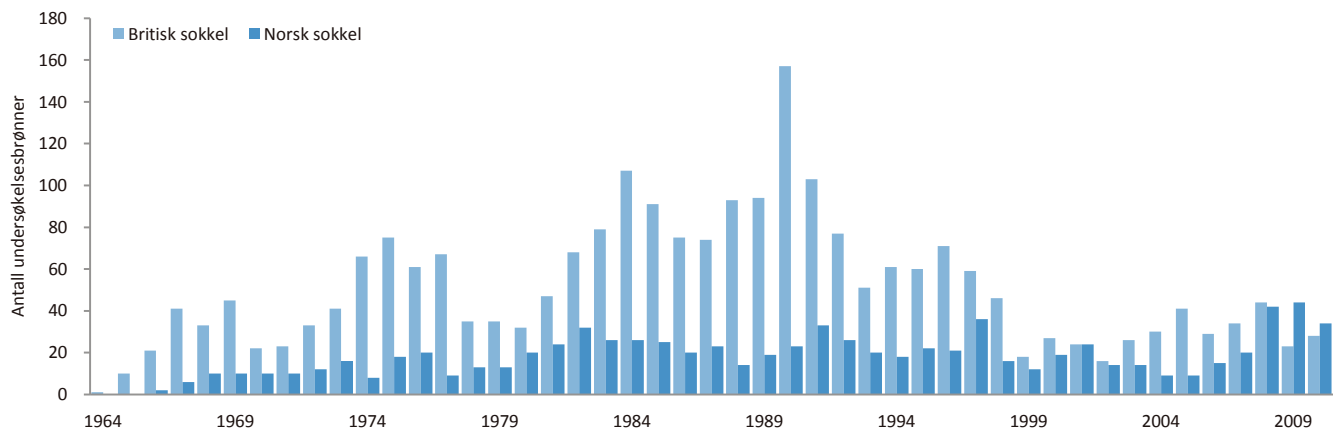
Det er flere årsaker til at letevirksomheten forble lav. En årsak kan være at letevirksomheten påvirkes spesielt av prisusikkerhet. Når oljeprisen går fra å være stabil til uforutsigbar, kan resultatet bli lavere investeringer. Letevirksomheten er spesielt utsatt i slike situasjoner, fordi den representerer en langsiktig og risikabel investering. I denne perioden la også finansmarkedene et sterkt



Figur 3.1 Antall påbegynte letebrønner fordelt på områder, 1966-2010



Figur 3.2 Nominell oljepris og antall påbegynte undersøkelsesbrønner på norsk sokkel, 1966-2010

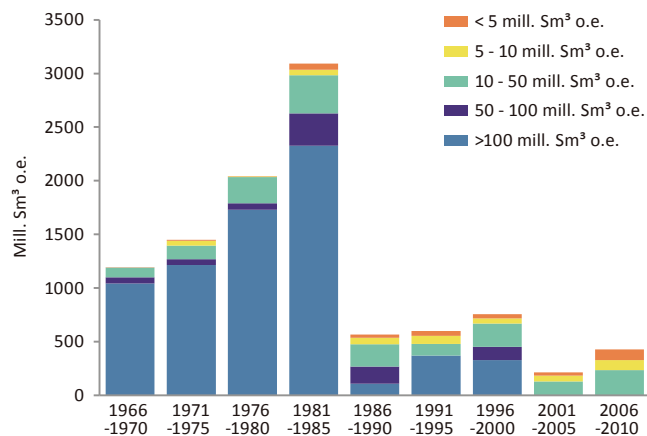


Figur 3.3 Antall påbegynte undersøkellesbrønner på norsk og britisk sokkel, 1964-2010

press på oljeselskapene for å bedre de kortsiktige finansielle prestasjonene, noe som trolig bidro til at leteinvesteringer ble utsatt.

Kraftig økning i etterspørselen etter olje på slutten av 2000-tallet førte igjen til høy oljepris, noe som har bidratt til økt global leteaktivitet. Den høye oljeprisen har skapt optimisme også på norsk sokkel, og den har dermed bidratt positivt til antall letebrønner.

I tillegg har norske myndigheter lagt til rette for økt leteaktivitet i modne områder gjennom politikkenringer, blant annet ved lettere tilgang for nye aktører, økt tilgang på areal, endret arealavgiftssystem og skatteendringer. Dette kan ha bidratt til at antall undersøkellesbrønner de to siste årene har vært høyere på norsk sokkel enn på britisk sokkel, se figur 3.3.



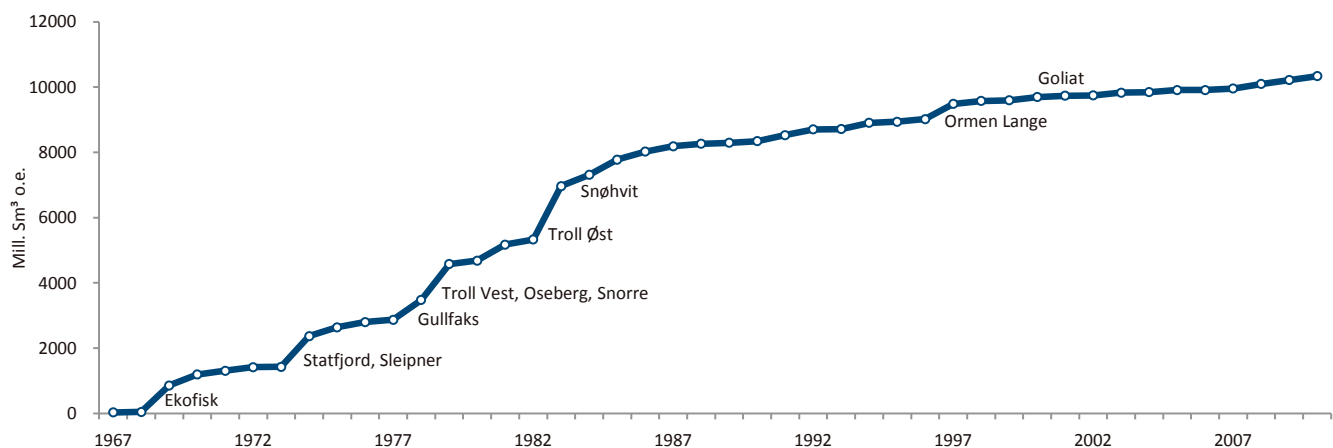
Figur 3.4 Ressurser i funn påvist i femårsperioder fordelt på funnstørrelse, 1966-2010

Mange bekker små

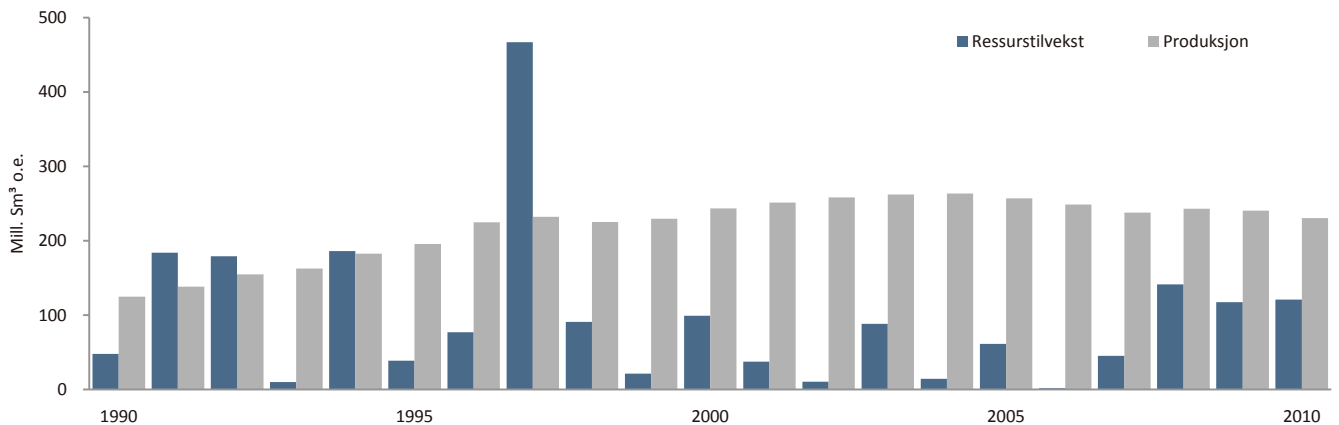
Internasjonal erfaring viser at de største funnene blir gjort tidlig i utforskningsfasen i en ny petroleumsprovinns, og at funnstørrelsen avtar gradvis. Slik er det også på norsk sokkel. I historisk sammenheng er funnene de siste 25 årene små. Det vil imidlertid alltid være unntak fra dette.

Ressurstilveksten fra funn har vært betydelig mindre de siste 25 årene enn den var de første 20 årene av norsk oljehistorie. Dette er illustrert i figur 3.4, som viser ressurstilvekst fra funn inndelt etter funnstørrelse og figur 3.5, som viser akkumulert ressurstilvekst for norsk sokkel.

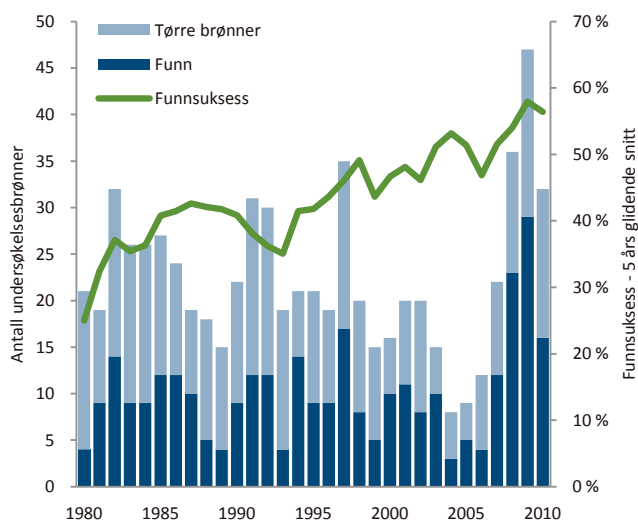
Siden 1998 har den årlige ressurstilveksten ligget under det årlige produksjonsnivået. Dette er illustrert i figur 3.6, som viser årlig ressurstilvekst og produksjon.



Figur 3.5 Akkumulert ressurstilvekst, 1967-2010



Figur 3.6 Årlig ressurstilvekst og produksjon, 1990-2010

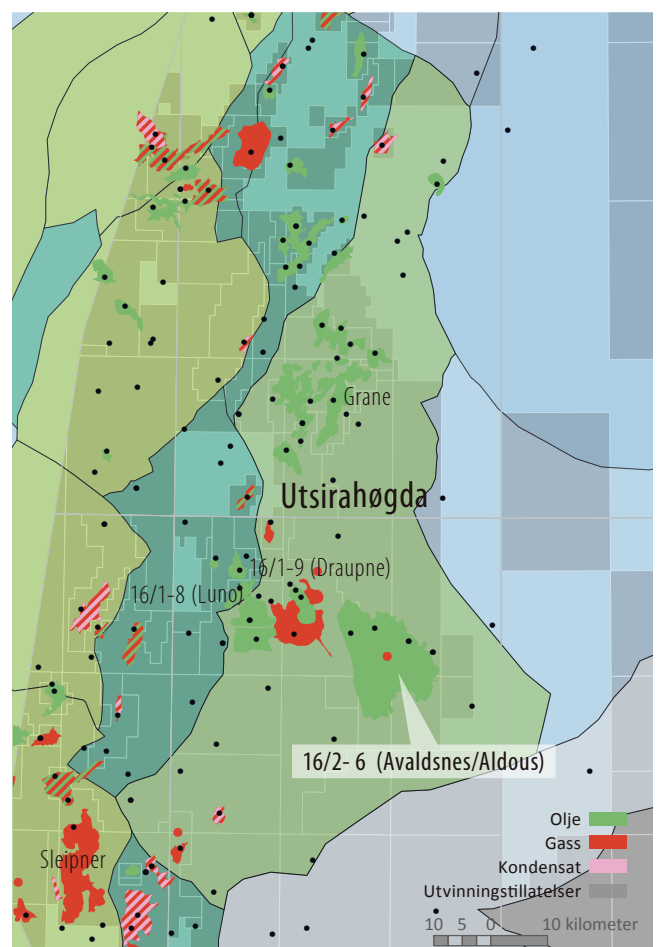


Figur 3.7 Antall avsluttede undersøkelsesbrønner, antall funn og funnsuksess på norsk sokkel, 1980-2010

og stadig mer kunnskap har økt sannsynligheten for å gjøre nye funn. Funn suksessen de siste 30 årene har steget fra rundt 25 prosent i 1980 til rundt 55 prosent i 2010, se figur 3.7.

De fleste funnene blir fortsatt gjort i Nordsjøen, og den gjennomsnittlige funnsuksessen siden 1967 er om lag 45 prosent. De siste årene har funnsuksessen vært svært høy, i overkant av 50 prosent. Det gjøres fortsatt spennende funn, og nye letemodeller bekrefte i områder med lang letehistorie. Et interessant område er Utsirahøgda i midtre del av Nordsjøen, hvor det har pågått leteaktivitet siden 1967, se figur 3.8. Det er boret 32 letebrønner i området. Selv om dette regnes som et modent område, er det de siste fem år funnet nye typer reservoarer. Det er gjort flere interessante funn som 16/1-8 ("Luno") og 16/1-9 ("Draupne") av middels størrelse, og det siste året har leteboring påvist 16/2-6 ("Avaldsnes") og 16/2-8 ("Aldous Major South"), som sammen kan bli et nytt stort oljefunn på norsk sokkel. Det er planlagt stor boreaktivitet i området framover.

Funn suksessen i Norskehavet har på samme måte som i Nordsjøen hatt en positiv utvikling, og det er gjort mange funn selv om det også har vært skuffende leteresultater. Dypvannsområdet i Norskehavet ble åpnet i 1994, og det er i alt boret 25 undersøkelses-



Figur 3.8 Utsirahøgda i Nordsjøen

Avaldsnes og Aldous

6/2-6 ("Avaldsnes") og 16/2-8 ("Aldous Major South") kan til sammen være det største oljefunnet som er gjort på norsk sokkel siden 1980-tallet. Brønnene er boret om lag 40 kilometer sør for Grane. Funnene 16/2-6 ("Avaldsnes") og 16/2-8 ("Aldous Major South") ble begge gjort i en kombinasjon av en stratigrafisk og strukturell lukning hvor sandsteiner av øvre jura alder danner reservoaret. Innsamlende brønnedata viser at de to oljefunnene har samme olje/vann-kontakt, noe som indikerer kommunikasjon mellom dem. Basert på foreløpig ressurstilvekst er en selvstendig utbygging svært realistisk.



Figur 3.9 Dypvannsbrønner i Norskehavet og påviste ressurser fordelt på operatører

brønner på dypt vann (dypere enn 600 meter) i Norskehavet, se figur 3.9. Funnraten på dypt vann ligger på nær 50 prosent, mens den i de øvrige deler av Norskehavet er på vel 40 prosent.

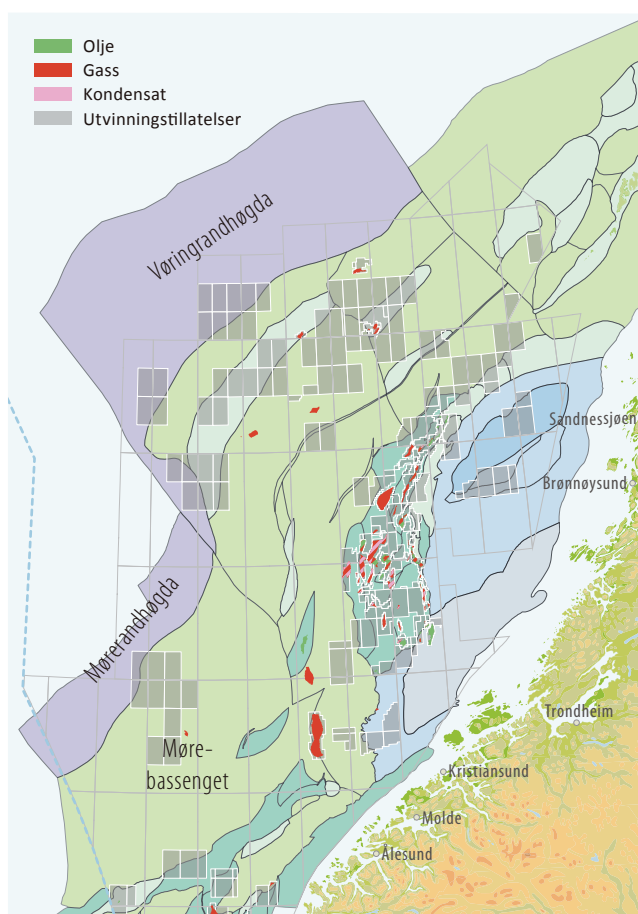
Funnene på dypt vann er mindre enn forventet. Resultatet fra brønnene på dypt vann viser at de påviste forventede utvinnbare ressursene er mindre enn 40 prosent av de forventede ressursene før boring.

Sub-basalt i Norskehavet

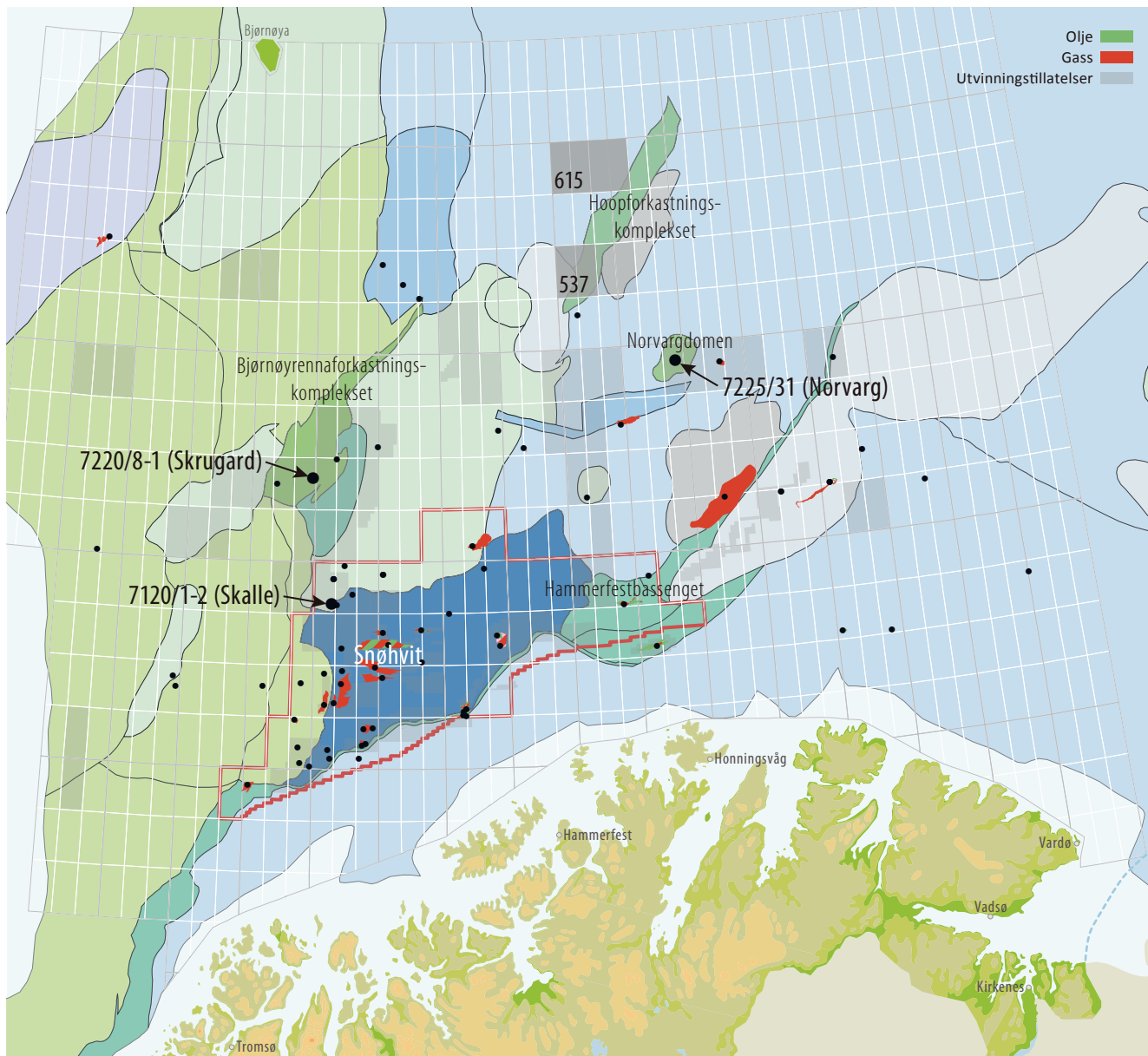
Undergrunnen i den vestlige delen av Norskehavet ble påvirket av stor vulkansk aktivitet da Nord-Atlanteren åpnet seg for om lag 55 millioner år siden (tidlig eocen). Da strømmet det lava, eller basalt, fra jordens indre. Basalt er en mørk og hard lavabergart som er til stede i den vestlige delen av Norskehavet. Sedimentære bergarter som kan inneholde petroleum i disse områdene, er i hovedsak avsatt før den vulkanske aktiviteten startet, og ligger derfor under basalten.

Det er vanskelig å "se" gjennom basalten, derfor er det utfordrende å skaffe seg et inntrykk av bergartene som ligger under. Det blir gjort mye arbeid for å øke kunnskapen om hva som finnes under basalten, både av selskap i utvinningstillatelsene og i andre prosjekt, som samarbeidsforumet FORCE.

ODs seismiske kartlegging vest for Mørebassenget, på Mørerandhøgda, indikerer at denne høyden lå sentralt i transportretningen for sedimenter fra Grønland for om lag 65 millioner år siden (paleocen), se figur 3.10. Grovkornete sedimenter ble fraktet med elver østover fra Grønland mot Jan Mayen og Mørerandhøgda og ble avsatt som sedimentvifter i Mørebassenget. Denne prosessen kan ha avsatt reservoarbergarter i alle disse tre områdene i paleocen tid. ODs tolkning av 2D-seismikk viser at det er et område på Mørerandhøgda som ikke er dekket av basalt. Dette kan fungere som "kikkhull" ned under basalten.



Figur 3.10 Norskehavet med Mørerandhøgda, Mørebassenget og Vøringrandhøgda



Figur 3.11 Barentshavet sør med funn gjort så langt i 2011

Samarbeidsforumet FORCE



(Forum for Reservoir Characterisation, Reservoir Engineering and Exploration) er et samarbeid mellom oljeselskapene på norsk sokkel som har som hovedoppgave å bidra til å øke reservene og å prioritere aktiviteter som øker letesuksessen og øker olje- og gassutvinningen. Virksomheten i FORCE er organisert gjennom to tekniske komiteer, komité for forbedret leting og komité for forbedret olje- og gassutvinning. Hver komité har undergrupper for nettverksbygging og prosjekter.

Sommeren 2011 samlet OD inn 2D-seismikk på Mørerandhøgda. Denne seismikken skal sammen med tidligere seismikk benyttes til planlegging av to grunne borehull i kikkhullet på Mørerandhøgda som planlegges boret i 2013. Informasjon fra de grunne boringene vil avklare tolkningen av området. En eventuell paleocen letemodell under basalten vil få stor betydning, både

for Mørerandhøgda og prospektivt område ved Jan Mayen. I tillegg kan letemodellen være aktuell lenger nord, for eksempel på Vøringrandhøgda.

Det er funnet petroleum i og under basaltlag flere steder i verden. De nærmeste er funn utenfor Irland og vest for Shetland på britisk sektor. I tillegg er det boret brønner for å finne petroleum under basalten på sokkelen utenfor Færøyene, foreløpig uten suksess.

I 20. og 21. konsesjonsrunde er det tildelt fire utvinningstillatelser med prospektivitet knyttet til basaltutfordringer. Så langt er det ikke tatt beslutning om å bore undersøkelsesbrønner i noen av disse tillatelsene.

I Barentshavet er det påbegynt nærmere 90 letebrønner siden den første undersøkelsesbrønnen ble boret i 1980. I Hammerfestbassenget har funnraten vært høy, selv om det til nå ikke er gjort

mange funn som er vurdert som kommersielle. Funnraten ligger her på drøyt 50 prosent mot knapt 40 prosent i den øvrige delen av Barentshavet.

Snøhvit er det eneste feltet i produksjon i Barentshavet, se figur 3.11. Gassfeltet Snøhvit omfatter funnene 7121/4-1 (Snøhvit), 7120/8-1 (Askeladd), 7120/7-1 (Askeladd Vest), 7120/7-2 (Askeladd Sentral), 7120/9-1 (Albatross) og funnet 7121/7-1. Oljefeltet Goliat er under utbygging. Det er gjort enkelte funn nær Snøhvit og Goliat, og i tillegg er det flere prospekter i området. Den mest sannsynlige utbyggingsløsningen for eksisterende funn og eventuelle nye funn i Snøhvit- og Goliatområdet er innfasing til eksisterende innretninger. I andre deler av Barentshavet kan det være aktuelt med separate utbygginger.

I 2011 skal det bores sju letebrønner i Barentshavet. Fem av disse er allerede boret. De to første var tørre (7120/12-5 og 7119/12-4), mens de tre siste resulterte i funn (7220/8-1 ("Skrugard"), 7225/3-1 ("Norvarg") og 7120/2-3 ("Skalle")).

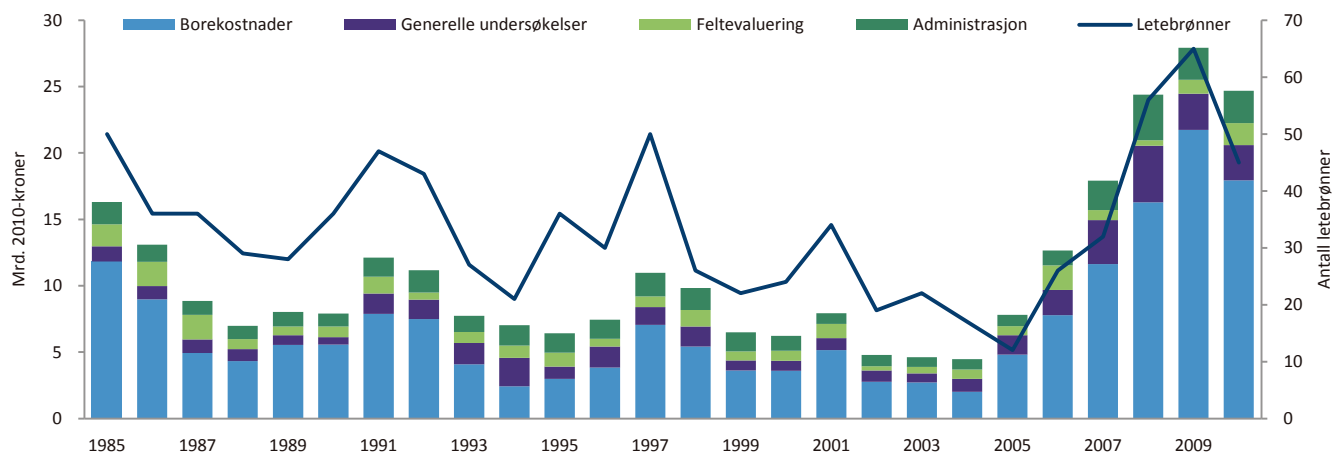
ger boreforpliktelser i utvinningstillatelsene 537 og 615. I dette område er det muligheter for å finne både olje og gass.

Høye leteknostnader

Letekostnader er utgifter som påløper i utvinningstillatelsen fra tildeling til et eventuelt funn bygges ut, og består av kostnader til seismikk, letebrønner, feltevaluering og administrasjon. Disse utgiftene har økt de siste årene, noe som reflekterer både den økte leteaktiviteten på norsk sokkel og økningen i kostnadsnivået nasjonalt og internasjonalt, se figur 3.12.

Det er borekostnadene som utgjør den viktigste enkeltfaktoren i de totale leteknostnadene. Borekostnadene kan grovt deles i riggkostnader og andre kostnader. Riggkostnadene bestemmes av leiepris per dag (riggrate) og antall boredager.

De siste årene har det skjedd en kraftig økning i riggratene over hele verden. Riggratene er imidlertid fortsatt høyere i Norge enn i andre petroleumprovinser som det er naturlig å sammenlikne seg med.



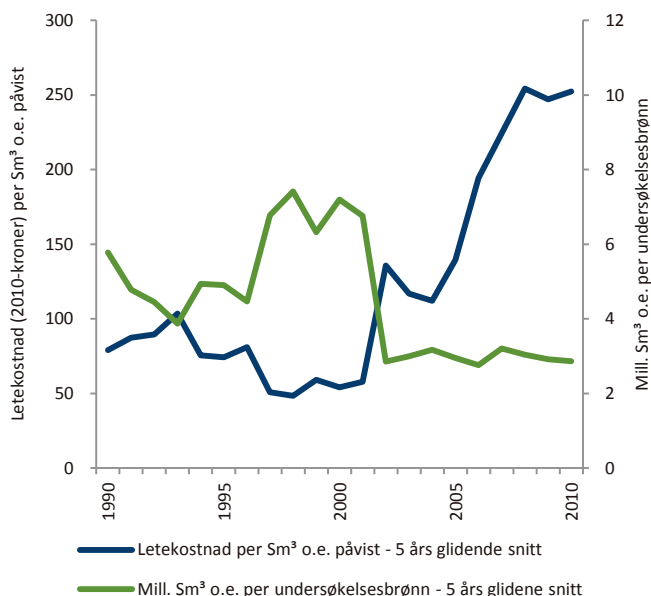
Figur 3.12 Totale leteknostnader på norsk sokkel fordelt på kostnadskategorier

7220/8-1 ("Skrugard") er det største funnet i Barentshavet siden Goliat i 2000. Brønnen er boret om lag 110 kilometer nord for Snøhvit. Funnet ble gjort i en rotert forkastningsblokk hvor sandsteiner av jura alder danner reservoaret (samme alder som reservoaret til Snøhvit). Basert på foreløpig ressursestimat kan en selvstendig utbygging være realistisk.

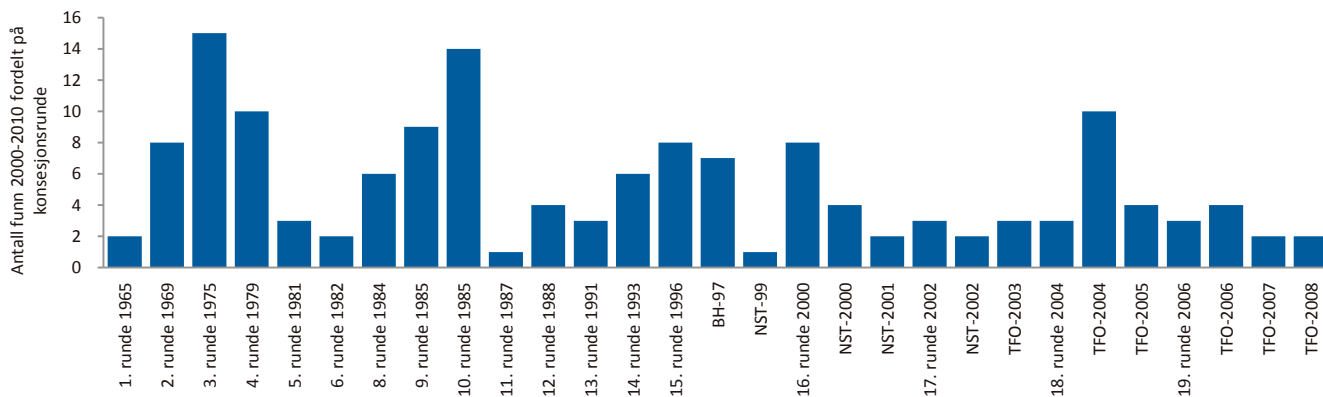
7225/3-1 ("Norvarg") er et nytt gassfunn på Bjarmelandsplattformen. Brønnen er boret på en stor dome med reservoarer i jura og flere nivå i trias. Videre avgrensingsboring vil være nødvendig for å beregne et ressursestimat. 7120/2-3 ("Skalle") er et lite gassfunn med reservoar i kritt og jura. Brønnen er boret 25 kilometer nord for Snøhvitområdet. Dersom funnet blir bygget ut, er det mest sannsynlig at det skjer med tiknytting til eksisterende innretning på Snøhvit.

Funn av olje og gass utenfor Hammerfestbassenget har ført til økt optimisme i Barentshavet. Dette kan føre til mer leteboring, særlig i områder nær nye funn.

I 21. runde ble det tildelt tolv utvinningstillatelser i Barentshavet. Tre av disse ligger nær 7220/8-1 ("Skrugard"). Det knytter seg også stor spenning til andre områder i Barentshavet. Et av disse områdene er Hoopforkastningskomplekset hvor det forelig-



Figur 3.13 Utvikling i funnkostnader og ressurstilvekst per undersøkelsesbrønn på norsk sokkel, 5 års glidende gjennomsnitt



Figur 3.14 Funn i perioden 2000-2010 fordelt på konsesjonsrunde. Tilleggstilldelinger er plassert på opprinnelig runde

Den sterke økningen i borekostnadene og mangel på nye store funn har bidratt til en dramatisk økning i funnkostnadene målt som letetekostnader per Sm³ o.e. funnet, se figur 3.13. Funnkostnaden er en viktig indikator for selskap som vurderer hvilke petroleumspøringer de skal investere i.

Da områdene på dypt vann i Norskehavet ble åpnet i 1994, førte utlysning og tildeling av nye tillatelser til at Ormen Lange ble funnet i 1997 og Skarv i 1998. I tillegg ble 6707/10-1 ("Luva") påvist. Dette bidro til at ressurstilveksten per brønn økte, og at letetekostnadene per påvist Sm³ o.e. ble redusert. I den siste tiårsperioden (til og med 2010) er det gjort få store funn. Kombinert med høye riggekostnader har dette ført til høy gjennomsnittlig funnkostnad på sokkelen.

Lønnsom leting

Høsten 2010 gjennomførte OD en analyse av lønnsomheten av leting i perioden 2000-2010. Selv om funnene på norsk sokkel i denne perioden er relativt små og letetekostnadene er høye, viser analysen at lettevirksomheten de siste ti årene har tilført både selskapene og det norske samfunnet betydelige verdier.

I analyseperioden ble det påbegynt 352 lettebrønner. Av disse var 242 undersøkelsesbrønner og 110 avgrensingsbrønner. Det ble gjort 149 funn. Dette gir en teknisk funnrate på 62 prosent, noe som er svært høyt internasjonalt. 219 av undersøkelsesbrønnene ble boret i Nordsjøen.

Lettebrønnene som er boret i perioden, er boret både i utvinningstillatelser som er tildelt de senere år og i tillatelser tildelt i tidligere konsesjonsrunder. I figur 3.14 er funnene i perioden gruppert etter i hvilken runde utvinningstillatelsen ble tildelt.

Totale utvinnbare ressurser påvist i perioden 2000-2010 er 333 millioner Sm³ o.e. gass og 403 millioner Sm³ væske, til sammen 736 millioner Sm³ o.e., eller like mye som et Ekofiskfelt.

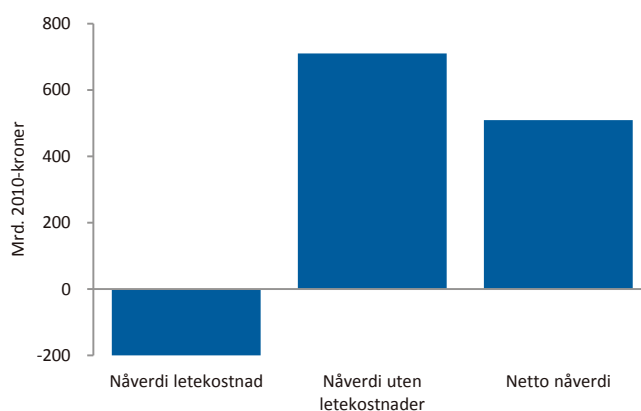
Nåverdien for funnene er beregnet til rundt 710 milliarder 2010-kroner. Nåverdi av letetekostnad er rundt 200 milliarder 2010-kroner. Netto nåverdi for hele perioden blir da 510 milliarder 2010-kroner, se figur 3.15.

Selv om det volummessig er funnet mest gass i perioden, er det oljefunnene som bidrar med høyest verdiskaping. Analysen viser også at det er Nordsjøen som har bidratt med høyest netto nåverdi i denne tiårsperioden.

Lønnsomhet av leting

Lønnsomhet av leting er definert som netto nåverdi av de funnene som er gjort i perioden fratrukket lete- og planleggingskostnader for samme periode. Det er bare tatt hensyn til funn med positiv nåverdi når lønnsomhet beregnes. Funn med negativ nåverdi er forutsatt ikke bygd ut, for disse vil kun letetekostnad bli inkludert. Det etableres produksjons- og kostnadsprofiler for det enkelte funn, slik at lønnsomhet for det enkelte funn beregnes. Mulighet for flere funn i en utvinningstillatelse gjør det vanskelig å tilordne letetekostnad til det enkelte funn. Letetekostnader er også i en del tilfeller rapportert sammen for flere utvinningstillatelse til Statistisk sentralbyrå (SSB). Avgrensingsbrønner er en del av leteaktiviteten og inkluderes.

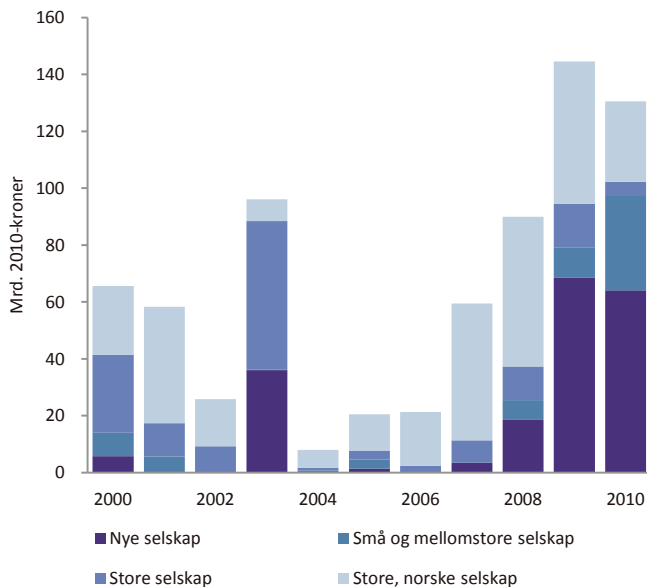
Som prisforutsetninger benyttes OEDs prisprognoser – de samme som ble benyttet i analysen av uoppdagede ressurser i Lofoten og Vesterålen (se www.npd.no). I tillegg benyttes historiske eksportpriser (kilde: SSB). Historiske priser er omregnet til 2010-nivå ved hjelp av konsumprisindeksen (KPI). Alle kontantstrømmer er omregnet til 2010-kroner og diskontert til 2010. En fast 7 prosent diskonteringsrate legges til grunn. Som sensitivitet benyttes 4 prosent diskonteringsrate.



Figur 3.15 Nåverdi av lettevirksomhet 2000-2010

En betydelig andel av funnene i perioden ligger i modne områder. Flere funn kan tilknyttes eksisterende infrastruktur og dermed forlenge levetiden og gi økt utvinningsgrad på eksisterende felt. Dette er tilleggsverdier av lettevirksomheten de siste ti årene som kan være betydelige, men som ikke er tatt med i estimatet over verdien av lettevirksomheten.

Statoil (inkludert tidligere Hydro) står for mer enn halvparten av verdiene som er skapt gjennom leting de siste ti årene. I figur 3.16 er nåverdi uten letetekostnad i analyseperioden fordelt på rettighetshavere.



Figur 3.16 Nåverdi eksklusiv letekostnader fordelt på rettighetshavere

Analysen viser også at de såkalte "nye selskapene" har gitt betydelige bidrag, spesielt de siste årene. Med "nye selskap" menes selskap som har fått tildelt sin første utvinningstillatelse etter 1999. De to siste årene har disse nye selskapene stått for over halvparten av verdiskapingen fra leting.

Uåpnede områder – det meste er nord

Halvparten av områdene hvor det forventes å finnes petroleum er ikke åpnet for petroleumsvirksomhet. Dette gjelder havområdene rundt Jan Mayen, det nordøstlige Norskehavet (deler av Nordland IV og V, Nordland VI og VII, Vestfjorden og Troms II), Barentshavet Nord/Polhavet, det nye havområdet i Barentshavet Øst (tidligere omstridt område), deler av Trøndelag I, II, Møre I, Skagerrak, kystlinjen utenfor Finnmark og Troms, Bjørnøyvifta og bufferonen rundt Bjørnøya.

Flere av disse områdene er interessante med tanke på petroleumspotensial. Kunnskapsnivå, avstander til markedene og til eksisterende infrastruktur, miljøverdier og andre brukerinteresser er imidlertid forskjellige for de ulike områdene. Utgangspunktet for de vurderinger som må gjøres og tidsløpet fra en eventuell åpningsprosess til leting, funn, utbygging og produksjon, vil derfor variere mellom de ulike områdene. Det kreves politiske beslutninger for å åpne nye områder for petroleumsvirksomhet.

Tidligere omstridt område

Den maritime avgrensningen mellom Norge og Russland i Barentshavet og Polhavet har vært gjenstand for forhandlinger i om lag 40 år. Tentativ enighet mellom Norge og Russland om avgrensningslinjen i Barentshavet og Polhavet ble oppnådd 27. april 2010. Overenskomsten mellom Norge og Russland om maritim avgrensning og samarbeid i Barentshavet og Polhavet ble undertegnet i Murmansk 15. september 2010 og ratifisert 7. juni 2011 i Oslo. Avtalen trådte i kraft 7. juli 2011.

Overenskomsten om maritim avgrensning og samarbeid innebærer at det tidligere omstridte området på omkring 175 000 kvadratkilometer deles i to tilnærmet like store deler. Arealen omfatter områder både nord og sør i Barentshavet. Avtalen har også bestemmelser om samarbeid mellom partene dersom en olje- eller gassforekomst skulle strekke seg over avgrensningslinjen. Dersom grenseoverskridende petroleumforekomster blir funnet, inneholder avtalen detaljerte regler og prosedyrer med sikte på å sikre en ansvarlig og kostnadseffektiv forvaltning av petroleumssressursene.

OD vurderer det nye norske området i Barentshavet som interessant med tanke på petroleumsvirksomheten. Det er påvist petroleum øst og vest for området. Dette gir håp om at det kan være petroleum også i det nye norske havområdet. Datagrunnlaget i området er svært begrenset og gir mangelfullt grunnlag for vurdering av ressurspotensialet. Derfor ble det satt i gang innsamling av seismiske data sommeren 2011. Innsamlingen foregår i regi av OD på oppdrag av regjeringen og avsluttes i 2012.

I tilknytning til oppdateringen av helhetlig forvaltningsplan av det marine miljø i Barentshavet og Lofoten, Stortingsmelding nr. 10 (2010-2011), ble det besluttet at Olje- og energidepartementet skal sette i gang en konsekvensutredning etter petroleumsløven med sikte på tildeling av utvinningstillatelser i det tidligere omstridte området vest for avgrensningslinjen i Barentshavet sør. Forutsatt at konsekvensutredningen gir grunnlag for det, vil regjeringen legge frem en stortingsmelding som anbefaler åpning av disse områdene for petroleumsvirksomhet. Konsekvensutredningen blir satt i gang i løpet av høsten 2011.

KAPITTEL 4. Fra funn til felt



Innledning

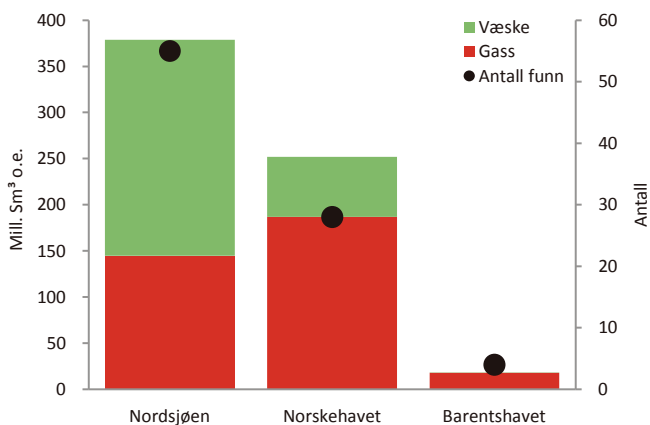
Ressursene i funn som ikke er besluttet utbygd per 31. desember 2010 utgjør fem prosent av de totale forventede ressursene på norsk sokkel og ni prosent av de gjenværende ressursene. Denne andelen har ligget stabilt over flere år, men funnene er i gjennomsnitt mindre enn tidligere. Historien viser at de fleste funn blir bygd ut, men at det kan ta tid. Mindre funn krever i stor grad tilgang til ledig kapasitet i prosess- og transportanlegg for at utbyggingen skal bli lønnsom. I modne områder bygges disse funnene som regel ut ved tilknytning til selvstendige felt. Dette bidrar også til at levetiden for eksisterende felt blir betydelig forlenget i forhold til opprinnelige planer. Også større funn som er under utbygging kan være avhengig av kapasitet i eksisterende infrastruktur. Samordnet utbygging av flere funn på tvers av utvinningstillatelser kan redusere enhetskostnadene og gjøre lønnsomme funn enda mer lønnsomme, eller utløse utbygging av funn som isolert sett vurderes til å ha marginal lønnsomhet.

Ressursgrunlaget

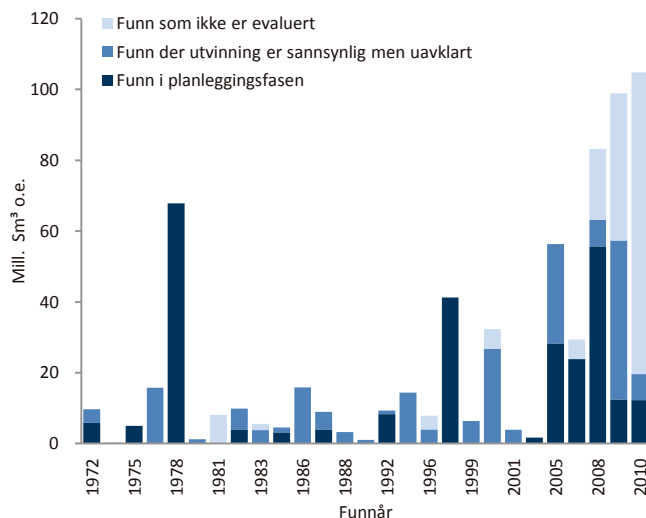
Ved utgangen av 2010 var samlet ressursanslag for funn som ennå ikke er besluttet utbygd på 650 millioner Sm³ o.e.. Tilveksten i 2010 fra 16 funn er estimert til om lag 80 millioner Sm³ væske og 40 milliarder Sm³ gass. Flere av funnene er fortsatt under evaluering, og estimatene er derfor usikre. Funnene har ulik grad av modenhet og ulik sannsynlighet for utbygging. ODs ressursklassifisering er delt inn i uoppdagede ressurser, betingede ressurser, reserver og historisk produksjon, jfr. oversikt over ressursklassifisering i kapittel 1.

Det er omtrent like mye væskeressurser som gassressurser i funn som ikke er besluttet utbygd. De fleste funnene, som samlet inneholder størstedelen av ressursene, ligger i Nordsjøen, se figur 4.1.

Det kan ta lang tid før et funn blir vurdert lønnsomt nok til å bli bygd ut. Figur 4.2 viser samlede ressurser i funn som ikke er besluttet utbygd, fordelt på funnår. Årsaker til at det kan ta tid fra funn til utbygging kan være reservoarussikkerhet, funnets størrelse, beliggenhet, oljeprisutvikling, kostnader og teknologi. Flere funn som ble gjort på 1970- og 80-tallet blir først bygd ut nå. Eksempler på dette er Valemon og Gudrun som er under utbygging og 30/7-6 ("Hild") som nærmer seg en utbygging. Faktorer som har bidratt til at disse funnene bygges ut, er ny informasjon om reservoar og geologi, ledig kapasitet i nærliggende infrastruktur, endring i sammensetning av rettighetshavere, driftserfaring, ny teknologi og tilstrekkelig høy oljepris.

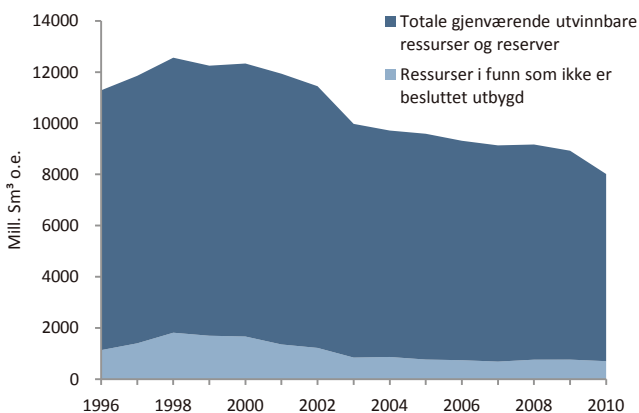


Figur 4.1 Ressurser i funn som ikke er besluttet utbygd per 31.12.2010, fordelt på områder



Figur 4.2 Modenhet for funn som ikke er besluttet utbygd fordelt på funnår, per 31.12.2010

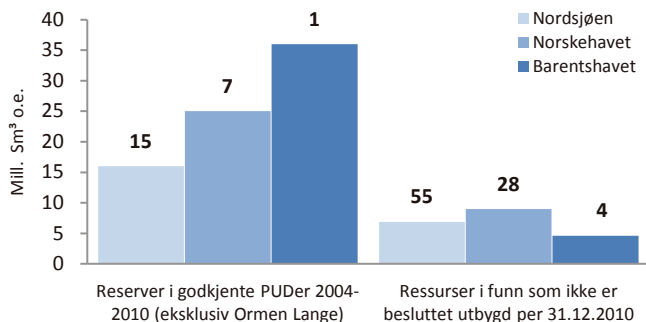
I 2010 ble om lag 100 millioner Sm³ o.e. modnet fra ressurser i funn til reserver. Det ble levert tre planer for utbygging og drift (PUD), og fire nye feltutbygginger ble godkjent av myndighetene. Andelen ressurser i funn i forhold til gjenværende ressurser på sokkelen de siste årene har ligget stabilt på dagens nivå, se figur 4.3. Dette viser at ressursene modnes og bygges ut. For en vellykket realisering, det vil si lønnsom utbygging og produksjon, kreves det imidlertid stor innsats innen teknologiutvikling, teknologiutnyttelse og kompetanse.



Figur 4.3 Utviklingen av ressurser i funn versus totale reserver og ressurser på sokkelen, eksklusiv solgt og levert petroleum

Mindre funn

Den gjennomsnittlige størrelsen på funn som ikke er besluttet utbygd er betydelig mindre enn størrelsen på de funnene som er bygd ut de siste årene, se figur 4.4. Ormen Lange med 320 milliarder Sm³ gass, som ble godkjent i 2004, er holdt utenfor beregningen av gjennomsnittlig størrelse for felt som er godkjent fra 2004 til 2010. De største funnene bygges normalt ut først. De små funnene krever ofte andre betingelser for realisering enn de store. De fleste funnene ligger i Nordsjøen, men de er jevnt over små. Med mange store utbygde felt gir dette muligheter for innfasing av funnene til eksisterende produksjonsanlegg, også kalt feltcenter.



Figur 4.4 Gjennomsnittlig felt- og funnstørrelse og antall felt og funn per område

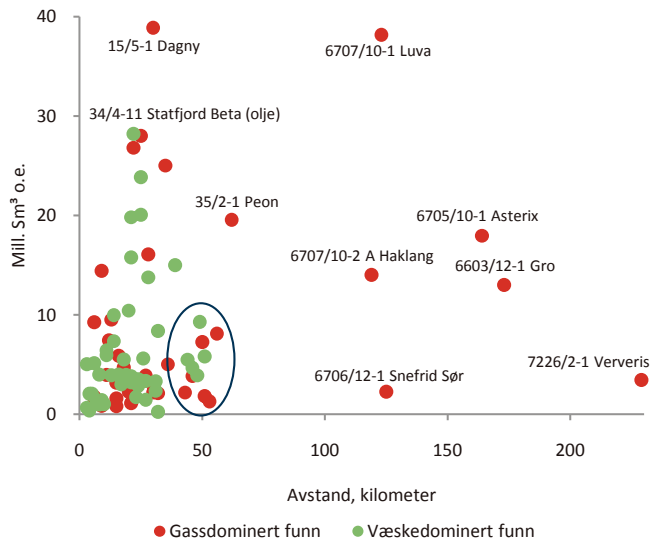
Beliggenhet

Nordsjøen og deler av Norskehavet har godt utbygd infrastruktur. For de største funnene kan utbygging med faste produksjonsinnretninger være kostnadseffektivt og representere ny prosesskapasitet for tilknytning av nye havbunnsbrønner.

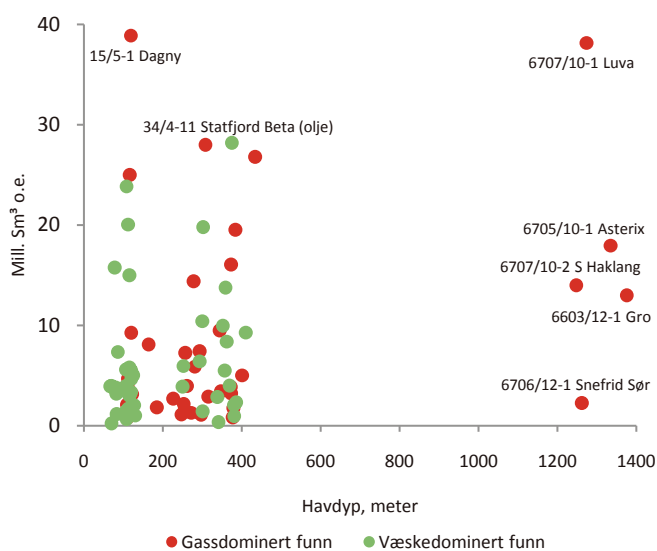
For mange av de gjenværende funnene og nye funn er bruk av eksisterende infrastruktur en kostnadseffektiv utbyggingsløsning som kan bidra til at funnene blir lønnsomme å bygge ut. Figur 4.5 gir et bilde av funnenes avstand til egnet infrastruktur på sokkelen, inndelt etter funnstørrelse. Et stort antall funn ligger mindre enn 50 kilometer fra nærmest egnede infrastruktur med væske-/gassprosess.

Funn som ligger opp til ti kilometer fra et feltsenter, kan i dag nås med langtrekkende brønner. For større avstander er faste innretninger eller havbunnsbrønner som tilknyttes feltsentre de mest aktuelle løsningene. Avstanden til et feltsenter har størst betydning for funn som er så små at det ikke er mulig å få til en lønnsom selvstendig utbygging. Det er derfor mest utfordrende å få til en lønnsom utbygging for de minste funnene som ligger relativt langt fra egnet infrastruktur, se sirkel i figur 4.5.

Det finnes flere eksempler på vellykkede utbygginger av funn som ligger langt fra infrastruktur. Et eksempel er utbyggingen av Vega Sør. Fra havbunnsrammen på Vega Sør blir gass og kondensat transportert til Gjøa-innretningen gjennom en 50 kilometer lang rørledning via havbunnsrammene på Vega. Dette er en



Figur 4.5 Ressurser i funn som ikke er besluttet utbygd per 31.12.2010, og avstand til nærmest egnede infrastruktur med produksjonsanlegg



Figur 4.6 Ressurser i funn som ikke er besluttet utbygd per 31.12.2010, og havdyb

PUD og PAD

Før rettighetshaverne kan bygge ut et funn, må en plan for utbygging og drift (PUD) godkjennes av myndighetene. PUD-en skal inneholde opplysninger om hvordan rettighetshaverne vil bygge ut og drive feltet. PUD og PAD (plan for anlegg og drift) består av en utbyggings- eller anleggsdel og en konsekvensutredning. Olje- og energidepartementet (OED) koordinerer behandlingsprosessen og mottar ODs vurderinger. Utbygginger med en investeringsramme som overstiger en fastsatt grense, for tiden ti milliarder kroner, skal godkjennes av Stortinget.

PUD- veileder

Hensikten med veilederen er blant annet å gi råd om hvordan en PUD eller PAD bør utarbeides for å oppfylle myndighetenes krav, forklare saksbehandlingsprosesser og bidra til effektiv samhandling mellom rettighetshaver og myndigheter. Veilederen skal være et hjelpemiddel for å lette arbeidet for utbygger og tydeliggjøre myndighetenes krav. Ved tidspunkt for valg av utbyggingsløsning skal denne dokumenteres. Med mange nye aktører på norsk sokkel de siste årene har behovet for veiledning i lovverk og myndighetspraksis økt.

betydelig avstand for flerfasetransport. Reservene i de mindre feltene Vega og Vega Sør, på henholdsvis om lag 12 og 11 millioner Sm³ o.e., dannet sammen med Gjøa, som har om lag 50 millioner Sm³ o.e., grunnlaget for en lønnsom utbygging. Alle funnene ble gjort på 1980-tallet, og de ble realisert i en samordnet utbygging. Utbyggingen illustrerer at det er en kombinasjon av teknologi, ressursgrunnlag og kostnader som bestemmer den maksimale avstanden for transport av brønnstrøm fra et havbunnsfelt til et feltsenter. Løsningen for Vegafeltene illustrerer også gevinsten ved samordning mellom flere mindre forekomster.

Relativt ny havbunnsteknologi som separasjon og flerfasepumping, og videreutvikling av verktøy for simulering av flerfasestrømning, har bidratt til å øke rekkevidden fra havbunnsbrønner til feltsenter eller til landanlegg. På Snøhvit og Ormen Lange overføres brønnstrømmen (gass, kondensat og vann) henholdsvis 143 og 120 kilometer fra havbunnsbrønner til landanlegg. Mulig-

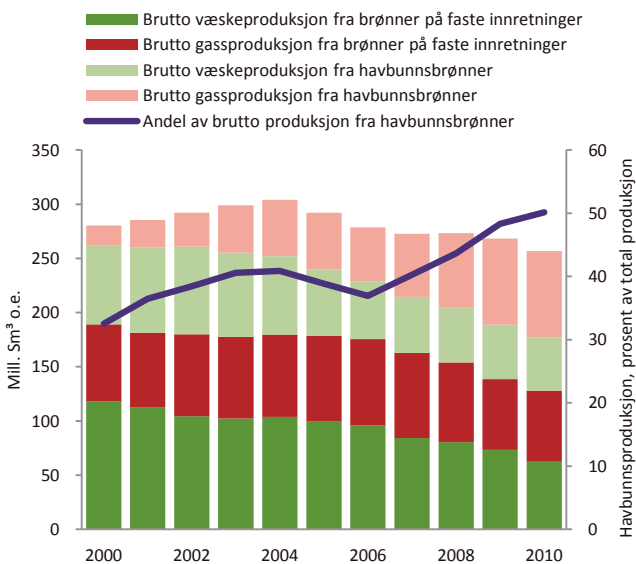
heten for flerfasestrømning fra et havbunnsfelt til en prosess-enhet utfordres blant annet av overføringsavstand (horisontalt og vertikalt), brønnstrømmens sammensetning, trykk og temperatur og krav til materialkvalitet.

Kompresjon av gass på havbunnen er et nytt og viktig teknologispang som kan bidra til å sikre lønnsom utbygging av funn på dypt vann og i utsatte områder, i tillegg til å øke utvinningen fra eksisterende havbunnsfelt. Denne teknologien er under utvikling, og på flere felt er det planer om å ta i bruk havbunnskompresjon etter en kvalifisering av teknologien.

Havdyp har så langt ikke vært en prosjektstopper for utbygging av store funn på norsk sokkel. Utbyggingen av Ormen Lange på 800-1100 meter dyp og langt fra land var komplisert, men ble gjort mulig blant annet gjennom utvikling av ny teknologi. Ressursgrunnlaget for feltet gjorde en omfattende havbunnsutbygging mulig til tross for dypt vann, lav havbunnstemperatur, rasutfordringer og lang avstand til land. På store havdyp på norsk sokkel er det så langt bare funnet gass, se figur 4.6.

Utbyggingsløsninger

Stadig flere funn på norsk sokkel blir bygd ut med havbunnsløsninger, det vil si utbygging der petroleum utvinnes via havbunnsrammer og prosesseres på faste innretninger eller på land. En fast innretning er permanent plassert på feltet gjennom hele feltets levetid. Et produksjonsskip kan også være en fast innretning dersom skipet er ment å være permanent plassert på feltet. Havbunnsbrønner kan knyttes opp mot faste innretninger på andre felt, såkalt tredjepartstilknytning, eller bygges ut med en kombinasjon av havbunnsbrønner og flytende fast innretning (som på Alvheim, Åsgard og Kristin). Fra 2005 til 2010 ble 19 av 22 felt bygd ut med havbunnsløsninger. I løpet av 2010 og første halvdel av 2011 ble åtte nye utbygginger godkjent av myndighetene. Eksempelvis bygges Gudrun og Valemon ut med bunnfaste innretninger. På Knarr skal havbunnsbrønner produsere til et produksjonsskip med lager. Marulk, Gaupe, Trym, Hyme og



Figur 4.7 Totalproduksjon fra havbunnsbrønner og faste innretninger, 2000-2010

Tyrihans

er et eksempel på at brønn- og havbunns teknologi sikrer høy utvinning i en havbunnsutbygging. Introduksjon av flergrensbrønner, nedihulls reguleringsutstyr og pumper for sjøvannsinjeksjon på havbunnen kan gjøre det mulig å produsere ekstra olje fra Tyrihans. Statoil startet produksjonen fra Tyrihans i juli 2009. Brønnstrømmen fra Tyrihans sendes gjennom en 43 kilometer lang rørledning til Kristin for prosessering og eksport.

Yttergyta

er et eksempel på utbygging av et lite gass- og kondensatfelt i Norskehavet, 33 kilometer øst for Åsgard B. Reservene er om lag to milliarder Sm³ gass med svært lavt CO₂-innhold og noe væske i tillegg til kondensat. Feltet er bygd ut med en havbunnsbrønn og rørledning via Midgard havbunnsramme. Gassen fra Yttergyta bidrar med blandingsgass i gasseskjortrøret fra Åsgard og bidrar til å redusere CO₂-innholdet i eksportgassen. Den bidrar også til å opprettholde gjennomstrømningshastigheten i røret fra Midgard til Åsgard B. Feltet var i produksjon halvannet år etter at det var funnet. Den raske utbyggingen var mulig fordi kunnskapen om undergrunnen i området var god, og fordi det var mulig å knytte havbunnsinnretningen til eksisterende infrastruktur på Åsgardfeltet.

Visund Sør er havbunnsutbygginger som knyttes til eksisterende faste innretninger på norsk, britisk og dansk sokkel.

Både for havbunns- og flytende produksjonsinnretninger har det skjedd en betydelig utvikling de siste tjue årene, teknologisk og i antall utbygginger. Havbunnsløsningene har bidratt til å øke lønnsomheten ved utbygging. Dette gjelder særlig for mindre funn og funn på dypt vann. I dag kommer om lag halvparten av produksjonen på norsk sokkel fra havbunnsbrønner, og andelen stiger, se figur 4.7.

Utviklingen med økende grad av havbunnsutbygginger kommer trolig til å fortsette. Grunner til å velge havbunnsløsning kan være at de initielle investeringene ofte er lavere, det er egnet infrastruktur tilgjengelig, reservoaret har stor utstrekning og det er stort havdyp. Bore- og vedlikeholdskostnadene kan imidlertid være høyere for en havbunnsløsning enn for en fast innretning. Videreutvikling av teknologi for kostnadseffektivt brønnvedlikehold og boring av sidesteg gjennom eksisterende havbunnsbrønner kan derfor gi viktige bidrag til lønnsomme tiltak for økt utvinning. For utvikling av teknologi til dette formålet ble FMC Technologies tildelt ODs IOR-pris for 2009.

Faste innretninger kan gi større fleksibilitet i forhold til modifikasjonsbehov, lavere balansepris for tiltak som kan øke utvinningen og lavere operasjonell risiko. En fast innretning gir mulighet for fast installert borerigg. Fordeler og ulemper ved å investere i fast borerigg i forhold til å leie inn flyttbar rigg etter behov, må vurderes ved hver utbygging.

For mange funn er det derfor grunnlag for å utrede både fast innretning og havbunnsløsning.

Enklere, billigere, raskere

Fram til 1990-tallet var petroleumsvirksomheten i hovedsak konsentrert om utbygging av store petroleumsforkomster med tilsvarende høye kostnader for prosjektering, utbygging og drift. Etter hvert som funnene blir mindre, må det tenkes nytt, forenkles og gjøres rimeligere. Utfordringen for industrien er nå å videreutvikle kostnadseffektive modeller både for prosjektgjennomføring og utbyggingsløsning. Større grad av standardisering av utbyg-

gingsløsninger og en effektiv samordning av utbygginger kan bidra positivt til lønnsomheten. Redusert tid fra funn til produksjonsstart må imidlertid følge gjeldende sikkerhets- og miljøkrav og ikke gå på bekostning av helhetlige områdeløsninger og god ressursforvaltning. Standardiserte utbyggingsløsninger synes å være mest aktuelle for funn som er planlagt utbygd med havbunnsløsninger.

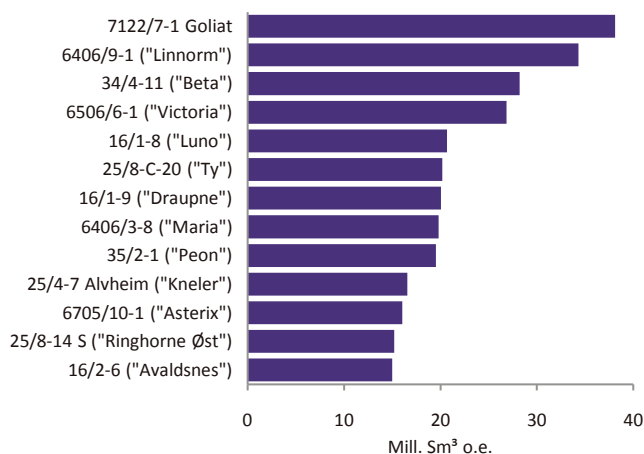
Samordning

Etablering av nye og selvstendige feltentre konkurrerer i en del tilfeller med utbyggingsløsninger som innebærer innfasing til etablert infrastruktur og utnyttelse av ledig kapasitet på felt i senfasen. Det er lang erfaring på norsk sokkel med å samordne utbygging av funn når dette er mest lønnsomt. Petroleumsloven setter krav til samordning av flere forekomster der dette åpenbart er rasjonelt.

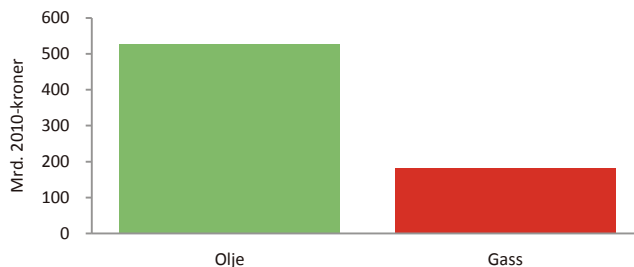
Utbyggingen av Gjøa, Vega og Vega Sør er et eksempel på en nyere samordnet utbygging- og produksjonsstrategi. Samordning av tre felt ga høyere forventet verdiskaping enn tre separate utbygginger.

Lønnsomhet av funn

Høsten 2010 gjennomførte OD en analyse av lønnsomheten av leting i perioden 2000-2010, se kapittel 3. I denne analysen ble også verdiskapingen fra funn i perioden estimert. De samme økonomiske forutsetninger er lagt til grunn for begge analysene.



Figur 4.8 Forventede utvinnbare ressurser i de største funnene i perioden 2000-2010



Figur 4.9 Netto nåverdi fordelt på olje- og gassfunn

Det er til sammen gjort 149 funn i perioden. Åtte av funnene er inkludert i andre funn. Figur 4.8 gir en oversikt over de største funnene. Ressursestimatene er basert på forventningsestimater som er utarbeidet i forbindelse med ressursregnskapet 2009. For funn som er gjort i 2010 og funnene 6506/6-1 ("Victoria") og 16/1-9 ("Draupne") er ressursregnskapet for 2010 lagt til grunn.

Samlet ressurstilvekst fra funn i hele perioden er 333 milliarder Sm³ gass og 403 millioner Sm³ o.e. væske, til sammen 736 millioner Sm³ o.e.

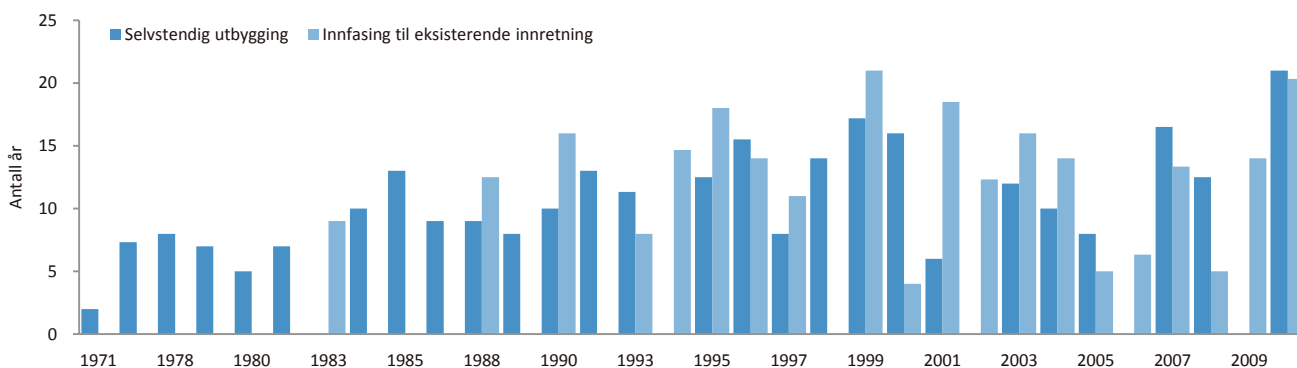
De fleste funnene som er inkludert i denne analysen er ennå ikke bygd ut. Både størrelsen på utvinnbare ressurser i det enkelte funn og produksjons- og kostnadsprofilene er derfor usikre. For mange av funnene er det heller ikke valgt utbyggings- og driftskonsept. I tillegg er det usikkerhet knyttet til tidspunkt for produksjonsstart, kostnadsnivå og olje- og gasspris, noe som i betydelig grad påvirker lønnsomheten uttrykt i netto nåverdi.

Samlet netto nåverdi av funnene er beregnet til rundt 710 milliarder 2010-kroner, se figur 4.9. Oljefunnene utgjør en dominerende del av samlet netto nåverdi.

Ting kan ta tid

ODs analyser viser at det ligger betydelige verdier i funn som ennå ikke er besluttet utbygd. Det tar imidlertid ofte lang tid før disse verdiene kan realiseres. Det tar i gjennomsnitt tolv år fra det blir gjort funn til produksjonen settes i gang, dette kalles ledetid.

Selvstendige innretninger har en gjennomsnittlig ledetid på 11 år, mens felt som fases inn til eksisterende innretning har en gjennomsnittlig ledetid på 13 år, se figur 4.10. Historien viser også at ledetiden er større for gassfunn enn for oljefunn. Med enklere og mer standardiserte utbygginger er det sannsynlig at ledetiden kan reduseres.



Figur 4.10 Gjennomsnittlig ledetid for felt fordelt på året feltet ble satt i produksjon

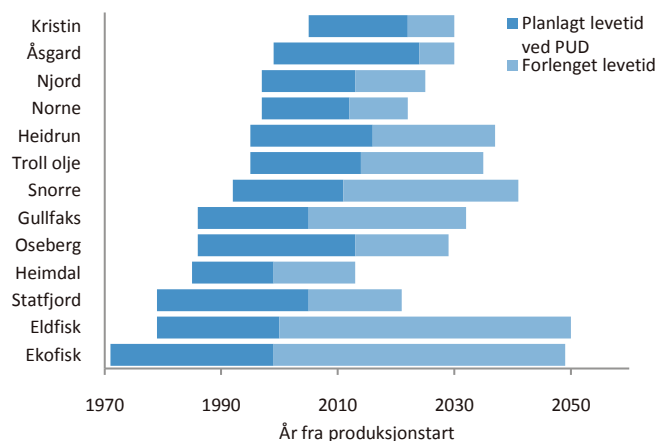
ODs årlige kartlegging av forhold som forsinket framdriften i utbyggingen av funn, viser at lønnsomme funn som regel blir bygd ut. Om lag en tredjedel av prosjektstopperne som rapporteres til OD skyldes manglende kapasitet i infrastrukturen eller manglende gassløsning. Over en tredjedel av innmeldte prosjektstopper skyldes usikkerhet i ressursgrunnlag og reservoarforhold. I tillegg kommer kommersielle avveininger og selskapsstrategiske forhold.

Områdeperspektiv

Store ressurser er realisert gjennom innfasing av produksjon til en produksjonsinnretning med ledig kapasitet. Dette kommer ofte også eierne av vertsfeltet til gode gjennom reduserte enhetskostnader og økte reserver som gir muligheter for forlenget produksjonsperiode.

På noen feltsentre vil det være begrenset ledig kapasitet for nye funn, enten på grunn av produksjonen fra hovedfeltet eller på grunn av innfasing av nærliggende ressurser. Figur 4.11 viser planlagt levetid ved PUD-tidspunkt for felt med prosessanlegg og forlenget levetid basert på dagens planer. Som det går fram av figuren, har innretninger med muligheter for innfasing en klar tendens til en lenger produksjonsperiode enn opprinnelig antatt.

Det er viktig å avklare ressurspotensialet i områder rundt eksisterende felt. Utfordringen er å planlegge helhetlig i et område for å utnytte ressurspotensialet og prosess- og transportkapasiteten på en samfunnsøkonomisk optimal måte. Ulik eiersammensetning i infrastruktur og i nærliggende utvinningstillatelser utfordrer ofte en helhetlig områdetenkning.



Figur 4.11 Planlagt levetid ved PUD-tidspunkt for felt med prosessanlegg og forlenget levetid basert på dagens planer

Forskriften om andres bruk av innretninger

Ut fra hensynet til god ressursforvaltning er formålet med forskriften å sikre gode insentiver til leting, ny feltutvikling og økt utvinning gjennom effektive forhandlingsprosesser og formålstjenlig overskuddsdeling i forbindelse med bruk av eksisterende innretninger. Innføringen av forskriften har bidratt til at tidskritiske ressurser nær planlagt og eksisterende infrastruktur lettere kan bli realisert. Forskriften implementerer prinsippet om at fortjeneste ved utvinningen i hovedsak skal tas ut på eierfeltet. Tariff og vilkår for øvrig knyttet til bruk av andres innretninger skal ligge på et rimelig nivå og beregnes med utgangspunkt i de tjenester som tilbys.

KAPITTEL 5. Muligheter og utfordringer for felt i drift



Innledning

Oljeproduksjonen på norsk sokkel har falt de siste årene. Nedgangen var forventet, men fallet har vært noe brattere enn tidligere antatt. Den er nesten halvert siden toppen i 2001 og er nå på samme nivå som i 1991. Gjennom leting, utbygging av nye oljefunn og styrket innsats for økt oljeutvinning fra eksisterende felt kan imidlertid fallet i oljeproduksjonen begrenses.

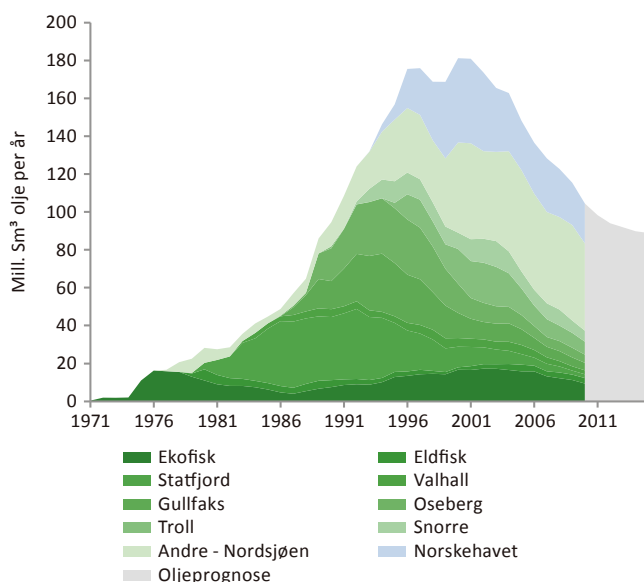
I gjennomsnitt blir mer enn halvparten av den opprinnelig tilstedeværende oljen i reservoarene liggende igjen etter dagens planer. Det er derfor viktig å fortsette arbeidet for å øke utvinningen fra dagens felt. Injeksjon, boring og vedlikehold av brønner er viktig for å produsere dagens reserver. Dette vil samtidig kunne bidra til å øke reservene i feltene. Dersom avanserte injeksjonsmetoder og ny teknologi utvikles og kvalifiseres gjennom felttester, vil dette kunne øke utvinningen ytterligere. Tett oppfølging og tilrettelegging fra myndighetene har historisk vist seg nyttig i slike prosesser og vil også spille en viktig rolle framover.

Produksjonsutvikling

Ved årsskiftet 2010/2011 var det solgt og levert 3,62 milliarder Sm³ olje og 1547 milliarder Sm³ gass fra 82 felt på norsk sokkel. I dag er det 69 produserende felt på sokkelen, mens 13 felt har avsluttet produksjonen. Petroleumsvirksomheten i Norge startet i Nordsjøen, og det er herfra produksjonen har vært og fortsatt er størst.

Oljeproduksjonen fra de store oljefeltene i Nordsjøen har avtatt siden slutten av 1990-tallet, se figur 5.1. Dette er en naturlig konsekvens av at svært mange av feltene ble bygd ut over en begrenset tidsperiode. Produksjon fra Norskehavet og flere mindre felt i Nordsjøen har imidlertid bidratt til å dempe den fallende trenden. Prognosen for de neste fem årene viser at det fortsatt forventes en nedgang, men ikke like bratt som de siste årene.

I 2010 startet produksjon fra Gjøa, Vega og Vega Sør i den nordlige delen av Nordsjøen og fra Morvin i Norskehavet. Alle feltene inneholder mye gass og noe olje, og de skal alle produseres med trykkavlastning. I februar 2011 startet produksjonen fra Trym.



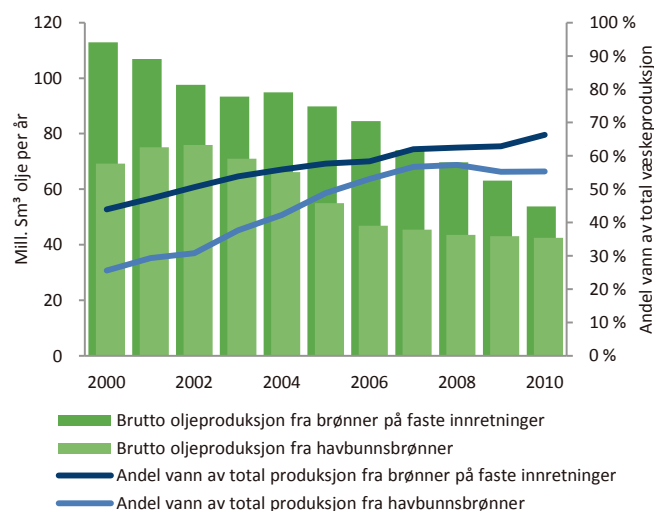
Figur 5.1 Historisk oljeproduksjon og prognose til 2015. Produksjon fra felt i Nordsjøen er vist i grønt og felt i Norskehavet i blått

Dette er det første norske feltet som er knyttet opp til en dansk innretning. Det planlegges produksjonsstart av feltene Skarv, Gaupe og Oselvar i løpet av året.

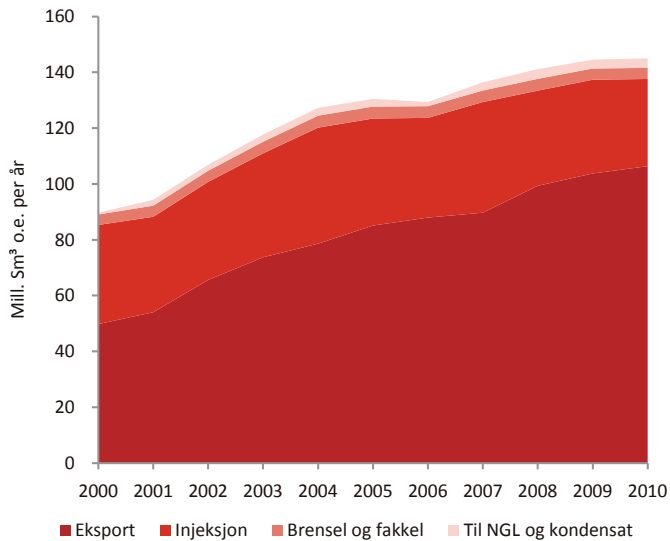
I september 2011 godkjente OED plan for utbygging og drift for tilleggsressurser på Vigdis og Oseberg Sør, også kalt Vigdis nord-øst og Stjerne. De største investeringsbeslutningene i 2011 omfatter en videreutbygging av Ekofisk og nyutbygging av Eldfisk. Tidligere er det gjort tilsvarende investeringer på begge disse feltene og på Valhall. Ekofisk har i flere omganger blitt videreutviklet med nye innretninger og gjennomgikk en større ombygging i 1998. På Eldfisk ble utvinningsstrategien endret, og det ble installert en ny vanninjeksjonsinnretning i år 2000. Valhall feltcenter er nå under utskifting, og forventet oppstart er første halvår 2012. OD har forventninger til fornyingsaktiviteter for flere felt i Tampenområdet i den nordlige delen av Nordsjøen i nær framtid.

Figur 5.2 viser produksjonsutviklingen for olje og andelen vann i væskestrømmen for havbunnsbrønner og brønner på faste innretninger for hele sokkelen de siste ti årene. Den totale oljeproduksjonen er redusert, og reduksjonen er størst fra brønner på faste innretninger. Andelen produsert vann har økt i denne perioden. Det er en naturlig konsekvens av at det er injisert store mengder vann over lang tid for å opprettholde trykket og fortrengte olje i reservoarene. Havbunnsbrønner produserer foreløpig en lavere andel vann, men det er her økningen har vært størst de siste ti årene. For å få produsert mest mulig olje fra feltene er det også nødvendig å produsere mer vann. Dette er en utfordring for produksjonsanleggene og har også miljømessige utfordringer. Teknologi for å stenge de reservoarsonene eller delene av brønnen som har størst vannproduksjon er utviklet og til dels tatt i bruk. Et eksempel på nyutviklet teknologi for å redusere vannproduksjon er ventiler som automatisk stenger av deler av brønnen når det produseres mye vann.

Om lag tre fjerdedeler av den produserte gassen blir eksportert. Resten brukes til injeksjon, prosesseres til NGL og kondensat, fakles eller brukes som brensel for de om lag 170 gassturbinene på sokkelen. Gassinjeksjon har bidratt og bidrar fortsatt betyde-



Figur 5.2 Fordeling av oljeproduksjon og andel vann fra havbunnsbrønner og brønner på faste innretninger 2000-2010

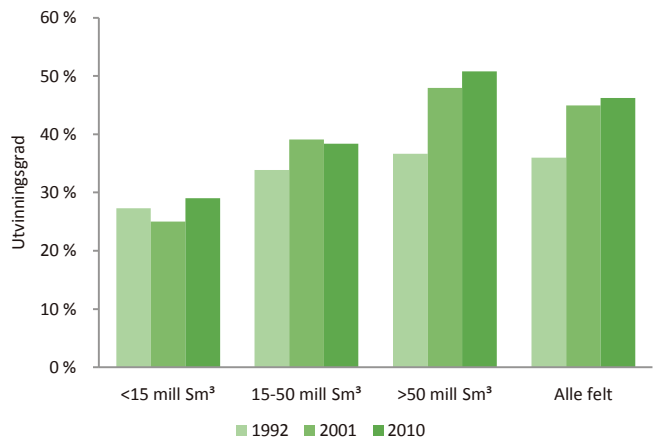


Figur 5.3 Total gassproduksjon fra sokkelen 2000-2010

lig til oljeutvinningen. Mens produksjonen av gass har økt, har gassmengden som går til injeksjon, brensel, NGL, kondensat og faking holdt seg mer eller mindre konstant. Andelen gass som blir eksportert har derfor økt, se figur 5.3.

Gjenværende reserver og ressurser i felt

Forventet utvinningsgrad for feltene på norsk sokkel, basert på vedtatte planer, er i gjennomsnitt 46 prosent for olje og 70 prosent for gass. Utvinningsgraden varierer betydelig fra felt til felt og for ulike reservoar i samme felt. Den er blant annet avhengig av reservoaregenskaper, utvinningsstrategi og fleksibilitet på produksjonsinnretningene. Figur 5.4 viser utvikling i gjennomsnittlig utvinningsgrad for felt av ulik størrelse og samlet for sokkelen. Som det går fram av figuren, har de største feltene en høyere utvinningsgrad enn mindre felt. Årsaker til dette kan være at store felt har lang produksjonstid, noe som har gjort det mulig over tid å gjennomføre mange tiltak for å øke utvinningen. De siste årene er det i hovedsak mindre oljefelt som er godkjent utbygd. Mindre reserver gjør at innretningene som bygges normalt ikke har like stor fleksibilitet som innretningene på et større felt. Flere av de mindre feltene har også komplekse reservoar, noe som også bidrar til at utvinningsgraden for olje blir lavere.

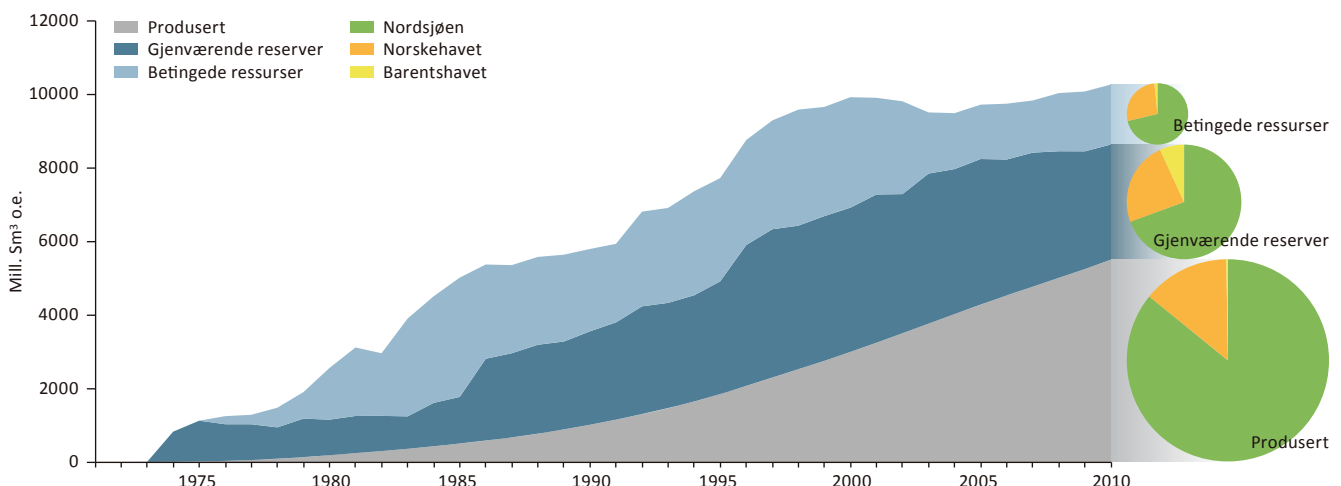


Figur 5.4 Utvikling i gjennomsnittlig oljeutvinningsgrad for felt av ulik størrelse

Internasjonalt er gjennomsnittlig utvinningsgrad for oljefelt anslått å være 22 prosent. Gode reservoaregenskaper har bidratt sterkt til den høye utvinningsgraden på norsk sokkel. I tillegg har utstrakt forskning, teknologiutvikling og tett oppfølging fra myndighetene vært viktig for å øke utvinningen. Vann- og/eller gassinjeksjon, 3D- og 4D-seismikk, systematisk datainnsamling for bedre reservoarforståelse og boring av flere brønner enn planlagt ved utbygging av feltet, har i stor grad bidratt til den høye utvinningsgraden.

Forholdet mellom produserte ressurser, gjenværende reserver og betingede ressurser (se tekstboks "Ressurssklassifisering" i kapittel 1) har utviklet seg siden starten i 1971. Figur 5.5 viser hvordan denne utviklingen har vært for de samlede væske- og gassressursene. Figuren viser også størrelsesforholdet i 2010 og hvordan ressursene fordeler seg på de tre havområdene. Figuren inkluderer ikke uoppdagede ressurser. Størstedelen av de gjenværende påviste ressursene som er registrert i ODs ressursbase ligger i Nordsjøen.

For flere felt oppnås høy utvinningsgrad ved bruk av en kombinasjon av vann- og gassinjeksjon. Store felt har i gjennomsnitt en høyere utvinningsgrad enn mindre felt, men også her er variasjo-

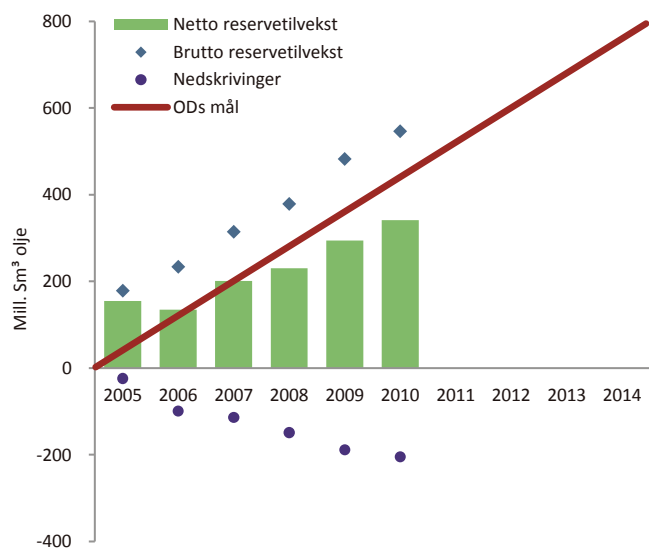


Figur 5.5 Utvikling i ressursregnskap for påviste ressurser og status per 31.12.2010

nene store. Dette illustreres i tabell 5.1 som viser opprinnelig tilstedeværende volum og utvinningsgrad ved dagens vedtatte planer for de tolv største oljefeltene. En økning i utvinningsgraden for et felt vil kunne utgjøre store verdier for samfunnet, avhengig av produksjonskostnadene og framtidig oljeprisutvikling. Dersom utvinningsgraden eksempelvis økes med én prosent på viktige oljefelt som Heidrun og Snorre, har det et brutto verdipotensial på om lag 16-18 milliarder kroner per felt med en oljepris på 570 kroner per fat.

Mål for reservetilvekst

I 2005 satte OD som mål for reservetilvekst å modne fram 800 millioner Sm³ olje fra ressurser til reserver innen 2015. Reservetilvekst kommer fra utbygging av nye felt og økte reserver på felt i drift. Figur 5.6 viser brutto reservetilvekst, nedskrivninger og netto reservetilvekst i forhold til ODs mål



Figur 5.6 Brutto reservetilvekst, nedskrivninger og netto reservetilvekst i forhold til ODs mål

reservetilvekst i forhold til målet. Det har årlig blitt modnet fram tilstrekkelig reserver til at målet kan nås, men nedskrivninger av reserver på felt gjør at vi ligger etter skjema for å nå målet. Nedskrivning av reserver innebærer at reserveestimatet for enkelte felt er nedjustert i forhold til tidligere estimat. Årsaker til dette kan være oppdatering av reservoarmodellen, raskere nedgang i produksjonen enn antatt eller at det bores færre nye brønner enn tidligere estimert. Dette kan medføre at olje som tidligere var definert som reserver er reklassifisert til ressurser. En reversering av dette kan være mulig dersom tiltak settes inn.

Rettighetshaverne på felt i drift identifiserte i 2010 konkrete prosjekter og tiltak som de mener kan bidra til å øke reservene. Prosjektene og tiltakene kan deles inn i kategorier etter prosjekttyper. Det identifiserte volumet er 385 millioner Sm³ olje. Figur 5.7 viser identifiserte prosjekter for felt i drift delt inn i kategorier.

For felt i drift kommer det største bidraget til reservetilvekst fra brønnprosjekter som boring av nye brønner og større brønnvedlikeholdskampanjer. Rettighetshaverne rapporterer at nye prosjekter med injeksjon av vann, gass eller VAG (vann alternerende gass) og avanserte utvinningsmetoder vil bidra til en mindre del av den mulige reservetilveksten.

OD anslår at om lag en fjerdedel av den opprinnelig tilstedeværende oljen ikke vil kunne produseres ved konvensjonelle utvinningsmetoder. Det er fordi den ikke lar seg frigjøre fra bergarten, den er immobil. Dersom denne oljen skal mobiliseres og produseres, er det nødvendig å ta i bruk avanserte utvinningsmetoder, også kalt Enhanced Oil Recovery (EOR).

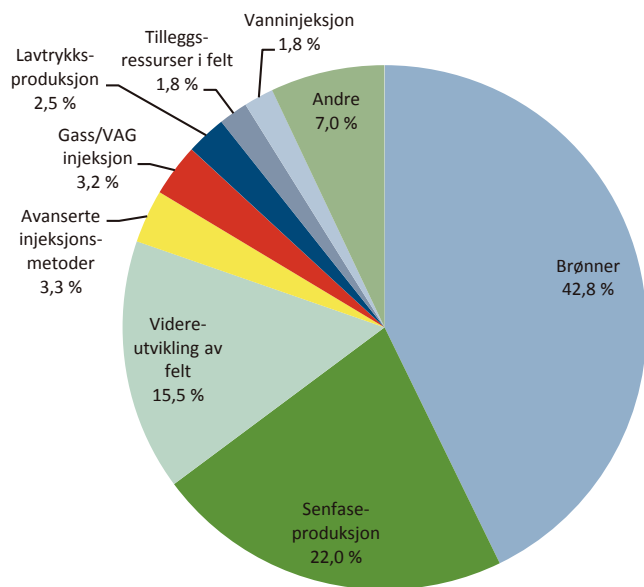
Avanserte utvinningsmetoder (EOR)

Eksempler på avanserte utvinningsmetoder er injeksjon av polymerer, surfaktanter, CO₂, lavsalint vann (vann med lavt saltinnhold), silikat og blandbar gassinjeksjon

Felt	Opprinnelig tilstedeværende oljeresurser Mill. Sm ³	Oljereserver inklusiv solgt og levert Mill. Sm ³	Utvinningsgrad Prosent	Hoved drivmekanismer
EKOFISK	1099	534,6	49	Vanninjeksjon, tidligere trykkavlastning og kompaksjonsdriv
STATFJORD	860	567,3	66	Trykkavlastning i senfase. Tidligere vanninjeksjon, vann- alternerende gassinjeksjon og noe gassinjeksjon
TROLL	642	250	39	Trykkavlastning med naturlig vann- og gassdriv, noe gassinjeksjon
GULLFAKS	599	365,4	61	Vanninjeksjon. Noe gassinjeksjon og vann- alternerende gassinjeksjon
OSEBERG	592	377,2	64	Gassinjeksjon. Noe vanninjeksjon og vann- alternerende gassinjeksjon
SNORRE	515	241,2	47	Vanninjeksjon, gassinjeksjon og vann- alternerende gassinjeksjon
ELDFISK	463	133,8	29	Vanninjeksjon, tidligere trykkavlastning og kompaksjonsdriv
VALHALL	435	145,5	33	Vanninjeksjon, tidligere trykkavlastning og kompaksjonsdriv
HEIDRUN	432	169	39	Vanninjeksjon. Noe gassinjeksjon og trykkavlastning
GRANE	229	120,7	53	Gassinjeksjon, fra 2011 vanninjeksjon og reinjeksjon av gass
DRAUGEN	212	143,1	68	Naturlig vanddriv og vanninjeksjon
OSEBERG SØR ¹	208	52,6	25	Vann- og gassinjeksjon. Noe vann- alternerende gassinjeksjon

¹ Oseberg Sør-feltet består av flere separate forekomster og er bygd ut med en bunnfast stålplattform med flere havbunnsrammer knyttet opp til plattformen. Forekomstene har ulike reservoaregenskaper samtidig som drivmekanismene varierer fra forekomst til forekomst.

Tabell 5.1 De tolv største oljefeltene rangert etter opprinnelig tilstedeværende ressurser per 31.12.2010



Figur 5.7 Innrapporterte ressurser i planer og metoder for reservetilvekst for felt i drift

OD gjennomførte i 2007 en kartlegging av forholdet mellom mobil og immobil olje i reservoarene. En oppdatering i 2011 for de tolv største oljefeltene viser at 43 prosent av gjenværende olje er immobil. På grunn av ulike reservoaregenskaper varierer mengden immobil olje fra felt til felt. Krittfelt har ofte høyere andel immobil olje enn sandsteinsfelt.

For at ODs mål for reservetilvekst skal nås, forutsettes det at nye prosjekter besluttes, og at nedskrivninger minimeres. For at reservene skal bli produsert, må vedtatte planer gjennomføres. Nye reserver kan komme til ved utvikling og bruk av ny teknologi, utbygging av funn, forlenget levetid, reutbygging av felt og avanserte utvinningsmetoder.

Petroleumsmeldingen

Olje- og energidepartementet nedsatte i 2010 et ekspertutvalg for å utrede tiltak for å øke utvinningen av petroleumssressurser fra eksisterende felt, det såkalte Åm-utvalget. Stortingsmelding nr. 28 "En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten", viderefører en rekke av utvalgets forslag til tiltak. I tillegg har Olje- og energidepartementet gitt petroleumsnæringen, ved Konkraft, i oppgave å vurdere tiltaksforslagene. I Stortingsmeldingen blir det lagt fram forslag om en rekke tiltak basert på Åm-utvalget samt nye tiltak. Sentrale forslag fra stortingsmeldingen innenfor økt oljeutvinning er:

- Intensivere oppfølgingen av felt i senfase
- Vurdere behovet for ytterligere forsterkninger av regelverket for å sikre tilstrekkelig oppmerksomhet mot økt utvinning og god ressursforvaltning
- Godkjenne søknader om ny forlengelse av konsesjonstiden for en utvinningstillatelse med samme eierstruktur dersom søknaden sannsynliggjør bedre utnyttelse av ressursene med mindre særskilte forhold tilsier noe annet
- I større grad å legge vekt på andelsflertall ved fastsettelse av stemmeregler ved tildeling av nye utvinningstillatelser
- Nedsatte en ekspertgruppe for å belyse og identifisere hindre som gjør at riggekapasiteten på norsk sokkel begrenses og foreslå tiltak som kan bedre flyten av fartøyer involvert i boring. Oppfordre rettighetshaverne på norsk sokkel til å etablere riggsamarbeidsordninger
- Sammen med sentrale aktører på norsk sokkel arbeide for økt innsats knyttet til pilotering av ny teknologi
- Vurdere å opprette et forskningscenter innenfor økt utvinning, basert på åpen konkurranse

Eksisterende teknologi

Mye av den gjenværende mobile oljen på felt i drift kan i teorien produseres med kjent og utprøvd teknologi. Injeksjon av vann og gass for å holde reservoartrykket oppe og fortrenge olje, boring av brønner og innsamling av data for å forbedre reservoarbeskrivelsen blir derfor viktig også framover. Innsamling av data med 4D-seismikk gir informasjon om hvor det er gjenværende petroleum og hvor produksjonsbrønner bør bores.

Automatisering, fjernstyring og tilstandsbasert vedlikehold bidrar til å redusere driftskostnadene, noe som gir grunnlag for lengre levetid for feltene. Dette innebærer i tillegg et lengre tidsvindu både for innfasing av nye funn og implementering av ytterligere tiltak som kan øke utvinningen.

Valhall Life of Field Seismic

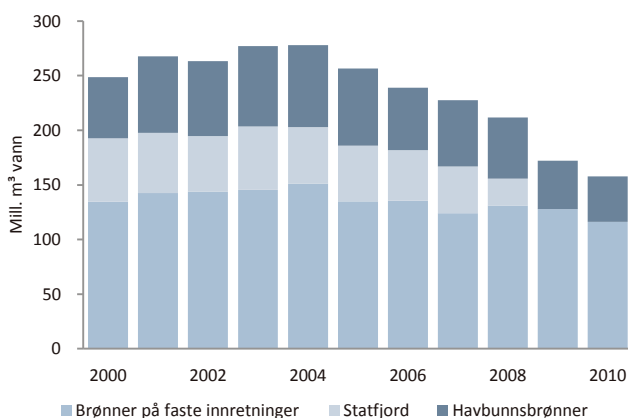
Valhall Unit og operatørselskapet BP fikk i 2003 ODs IOR-pris for installering av verdens første fullskalaanlegg for livstidsseismikk. Totalt 9 500 sensorer forbundet med 120 kilometer kabel er spredt ut over et område på 35 kvadratkilometer. Anlegget skal bidra til økt kunnskap om reservoaret, sikrere og mer kostnadseffektiv boring og bedre tilgang til gjenværende reserver.

Vann- og gassinjeksjon

Vann- og gassinjeksjon for å opprettholde reservoartrykket og fortrenge olje eller kondensat er viktig for produksjonen på norsk sokkel. Hvis reservoartrykket avtar for mye, kan lønnsom olje og gass gå tapt. Injeksjon er særlig viktig for å øke væskeutvinningen. Gassinjeksjon gir i mange tilfeller en bedre oljedrenering enn vanninjeksjon.

I 2010 ble det injisert vann i 30 felt og gass i 18 felt. Flere av disse feltene har en kombinasjon av vann- og gassinjeksjon, mens 33 felt produseres med trykkavlastning. I denne kategorien kommer de fleste gass- og gass-kondensatfeltene. I tidsrommet 2005-2010 ble 22 nye felt satt i produksjon. 15 av disse feltene produseres nå uten injeksjon. Det er viktig at dreneringsstrategien vurderes kontinuerlig for hvert enkelt felt.

Mengden injisert vann til trykkstøtte er redusert etter 2004, se figur 5.8. Dette skyldes flere forhold. På Gullfaks og Draugen ble vanninjeksjonen redusert med til sammen tolv millioner kubikkmeter fra 2004 til 2005. I tillegg ble Statfjord Senfase-prosjektet startet i 2008. Prosjektet har som mål å senke trykket mest mulig ved å stoppe all injeksjon. Dette blir gjort for å kunne produsere

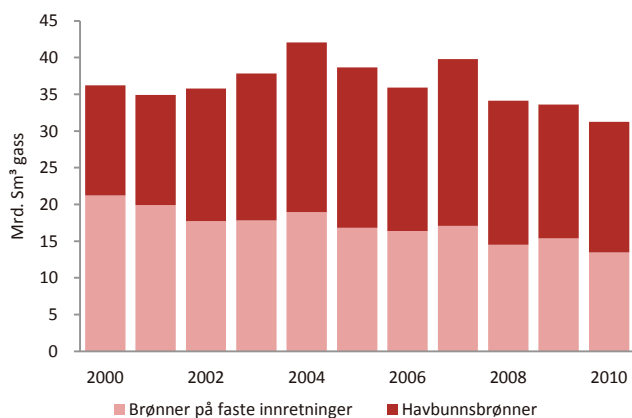


Figur 5.8 Vanninjeksjon fra havbunnsbrønner og brønner på faste innretninger. Statfjordfeltet er vist spesielt

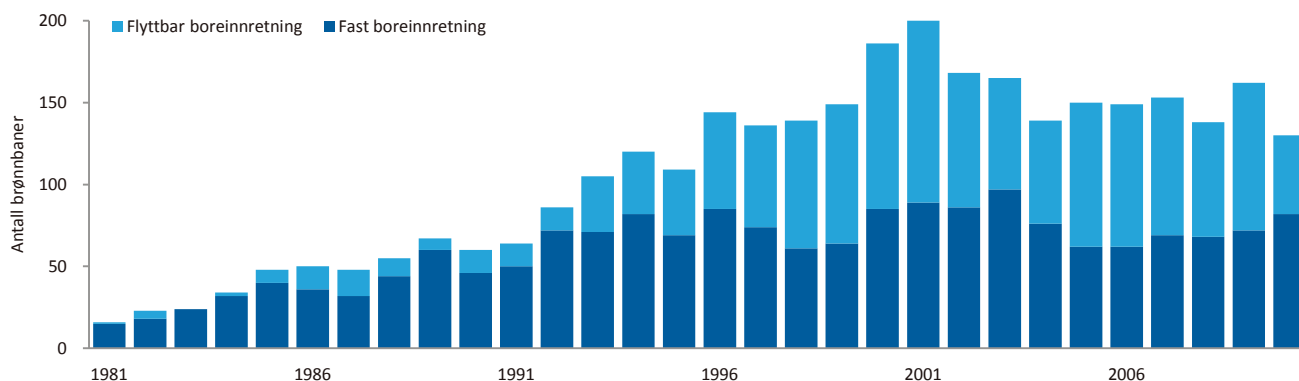
så mye som mulig av den gassen som tidligere er injisert, assosiert gass og mest mulig av den gjenværende oljen. Også på andre felt var det nedgang i vanninjeksjon i perioden 2004-2010, men ikke like stor. Noe av nedgangen skyldes stengte injeksjonsbrønner. På enkelte felt kan dette være en del av dreneringsstrategien, mens på andre felt kan injeksjonsbrønner være stengt i lengre perioder på grunn av mangel på vedlikehold. Injeksjonsbrønner er et langsiktig utvinningstiltak som er viktig for forsvarlig ressursforvaltning og langsiktig verdiskaping. Det er derfor viktig at boring og vedlikehold av injeksjonsbrønner prioriteres.

Mengden injisert gass har svingt mellom 30 og 43 milliarder Sm³ per år de siste ti årene, se figur 5.9. Etter 2002 er det injisert mer gass i havbunnsbrønner enn i brønner på faste innretninger. Siden 2004 er den totale gassinjeksjonen redusert. Nedgangen skyldes blant annet at gassinjeksjon på feltene Sleipner Øst, Norne og Statfjord av produksjonsmessige årsaker er avsluttet, samtidig som injeksjonen er redusert på Njord, Oseberg og Åsgard. På Tyrrihans startet gassinjeksjon i 2008. På Grane ble det slutt på gassimporten i 2010. Nå injiseres bare gass som produseres på feltet. Vanninjeksjon startet på feltet i 2011.

På flere felt som har en gasskappe over oljesonen, er produksjon av gassen utsatt for å kunne produsere mer olje. Dessuten legges forholdene til rette for boring av flere brønner og for å forlenge tidsvinduet for andre tiltak som kan øke oljeutvinning. Et godt eksempel på dette er Oseberg, hvor økning i gasseskport er utsatt flere ganger fordi det gir større verdiskaping å fortsette gassinjeksjonen.



Figur 5.9 Gassinjeksjon i havbunnsbrønner og brønner på faste innretninger



Figur 5.10 Antall påbegynte utvinningsbrønner inkludert grener

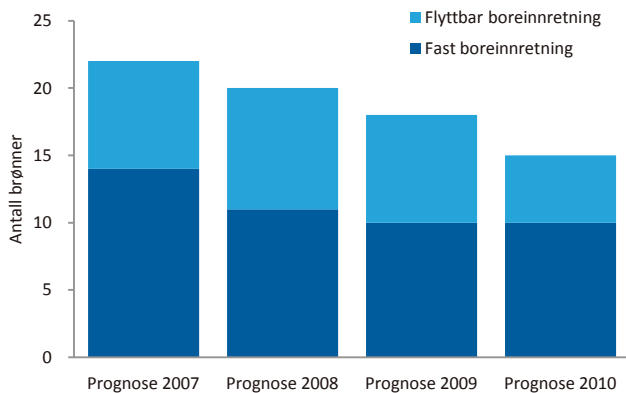
Boring og brønn

Tidligere ble de fleste utvinningsbrønnene boret fra faste innretninger på feltene, men etter hvert blir stadig flere boret fra flyttbare innretninger. Dette er en konsekvens av at mange av feltene som er bygd ut i senere tid, er bygd ut enten med faste innretninger uten borerigg eller som havbunnsutbygginger. Boring fra faste innretninger er imidlertid fortsatt viktig for å realisere ressurspotensialet i de fleste store feltene på norsk sokkel.

Boring av utvinningsbrønner nådde en topp i 2001. Etter dette har det vært en reduksjon i boring av brønner både fra faste og flyttbare innretninger, se figur 5.10. Boretoppen skyldtes blant annet ferdigstilling av store utbyggingsprosjekter som Balder, Jotun, Gullfaks Sør og Åsgard rundt år 2000. En forklaring på reduksjonen er at selskapene de senere årene ikke har klart å oppfylle sine planlagte boreprogrammer. Figur 5.11 viser fire prognoser i perioden 2007 til 2010, av antall brønner som var planlagt boret i 2010 for de tolv største oljefeltene. For hvert år som går reduseres forventningen til antall brønner boret i 2010. I nye planer flyttes brønnene utover i tid. Det er flere årsaker til at det har bygd seg opp et etterslep innenfor boring og vedlikehold av brønner. Manglende riggekapasitet, knapphet på personell og teknisk utstyr og komplekse trykkforhold kan ha forsinket eller stoppet boring av planlagte brønner.

Høye riggekostnader og manglende riggekapasitet har gjort det vanskelig å skaffe rigger på korte oppdrag. Dette, kombinert med at operatørene har vegret seg for å ta inn rigger på kontrakt uten at partnerskapet har forpliktet et arbeidsprogram for hele kontraktperioden, kan ha bidratt til boring av færre brønner. På flere felt er de faste boreanleggene over 20 år gamle. Vedlikeholdsbehovet øker og fører til økte kostnader og forsinkelser.

Prioritering av riggekapasitet for å dekke et økende behov for brønnintervensjon og -vedlikehold har medført boring av færre nye utvinningsbrønner. På flere felt er det mangel på brønnsliiser. Dersom det skal bores flere brønner på disse feltene, må det bores sidesteg i eksisterende brønner, eller brønnsliiser må gjenbrukes. Gjenbruk av brønnsliiser kan være tidkrevende og kostbart fordi eksisterende brønn må plugges og slissen klargjøres for ny boring. Boring av sidesteg fra eksisterende brønnbaner er kostnadseffektivt dersom den eksisterende brønnbanen har nødvendig kvalitet. Stadig mer riggtid går også med til permanent stengning av brønner for å ivareta sikkerhets- og miljøhensyn. Dette kan gå på bekostning av nye utvinningsbrønner og brønnvedlikehold.



Figur 5.11 Planlagt boring av utvinningsbrønner i 2010 for de tolv største oljefeltene

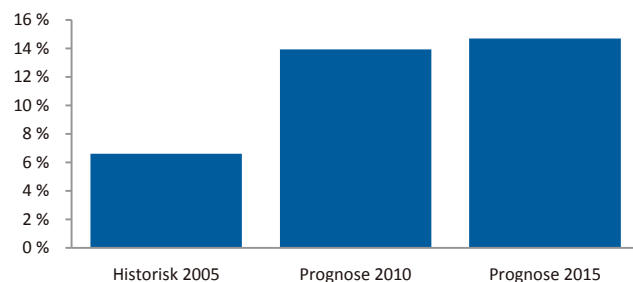
Ressursmessige og økonomiske konsekvenser av etterslepet innenfor boring/brønnvedlikehold er vanskelig å anslå. For enkelte brønner vil produksjon kunne tas igjen etter relativt kort tid, mens for andre vil det å ta igjen utsatt produksjon føre til at feltet må produsere lengre, noe som kan bidra til økte kostnader. Likevel er det slik at det generelt bores flere brønner enn planlagt ved PUD-tidspunkt på de fleste felt. Dette skyldes ofte at antall brønner er underestimert ved utarbeidelse av PUD fordi framtidige og mer usikre boremaal ikke blir inkludert i de opprinnelige planene.

Som en konsekvens av problemstillingene rundt riggekapasitet, har det vært økende fokus på å bedre situasjonen. De siste årene har det derfor vært en gradvis tilvekst av boreinnretninger i aktivitet på norsk sokkel. I løpet av 2011 er det ventet fem nye innretninger, og flere skal etter planen komme i påfølgende år. Dette er en positiv utvikling. En utfordring blir å beholde de boreinnretningene som allerede er i aktivitet på sokkelen.

På grunn av kompleks geologi, for eksempel forkastninger i undergrunnen, består de fleste reservoar av mange "lommer" med olje som utgjør separate boremaal. Ett reservoar kan ha mange boremaal. Flere av disse kan være store, mens andre er små med marginal lønnsomhet.

Vanligvis blir de største og beste boremaale som ligger nærmest innretningen boret først. Dette gir også størst verdiskaping for et utbyggingsprosjekt. Over tid bores det derfor på stadig mer marginale boremaal, noe som gjør at gjennomsnittlig oljeproduksjon per brønn blir redusert. Avstand fra innretningen til boremaal er viktig både i forhold til kostnader og borekompleksitet. Utover i et felts levetid kan det oppstå problemer med boring. Det gjelder særlig når trykkforholdene i og over reservoaret endrer seg som følge av utvinning. Boring av lange brønner til perifere boremaal kan da bli utfordrende. Mange av de store feltene har nå slike utfordringer.

Behov for brønnvedlikehold og kostnadene til brønnvedlikehold øker når brønnene eldes, se figur 5.12. Vedlikehold av havbunnsbrønner krever flyttbar boreinnretning eller spesialfartøy. Flere operatører arbeider nå med konkrete planer om bygging av såkalte kategori B-rigger som skal kunne dekke behovet for vedlikehold av havbunnsbrønner til en lavere kostnad.



Figur 5.12 Andelen brønnvedlikehold av ordinære driftskostnader

På de faste innretningene brukes mye riggtid til brønnvedlikehold. En rekke faste boreanlegg må oppgraderes de nærmeste årene. Dette har vært kjent lenge, men det har tatt lang tid å beslutte hva som er den beste løsningen for den enkelte innretning. På sikt vil oppgradering kunne øke boreeffektiviteten, men i oppgraderingsfasen vil det bli boret færre brønner og utført mindre brønnvedlikehold hvis det ikke kan benyttes flyttbare boreinnretninger og -fartøy i mellomtiden.

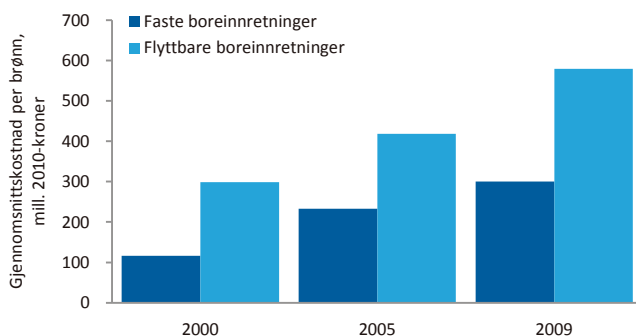
Kategori B-rigg

En riggtipe som er designet for å kunne utføre brønnintervensjon året rundt. Rigger skal også kunne benytte teknologi for tung brønnintervensjon, høytrykkspumping, semen-tering og lette boremetoder. Eksempler på lette boremetoder er rotasjonsboring gjennom produksjonsrør (TTRD) og boring med kveilerør.

Teknologiutvikling

Det foregår en betydelig teknologiutvikling og -implementering innenfor brønnkvalitet og bore- og brønnoperasjoner. Dette har konsekvenser både for brønnkostnader og inntekspotensialet for en brønn.

En viktig motivasjon for teknologiutvikling er at teknologien skal bidra til reduserte borekostnader. Over tid har borekostnadene økt betydelig. Utviklingen er illustrert i figur 5.13 som viser gjennomsnittskostnad for utvinningsbrønner på norsk sokkel justert for generell prisstigning. Økt riggleie og redusert boreeffektivitet bidrar sterkt til kostnadsveksten.



Figur 5.13 Utvikling i gjennomsnittskostnad for utvinningsbrønner på norsk sokkel, 2000, 2005 og 2009

IOR-prisen for 2009

ble tildelt FMC Technologies for utvikling av brønnkontrollsystemet som muliggjør sikker og trykkontrollert boring av sidesteg gjennom eksisterende havbunnsbrønner. FMC har, sammen med Statoil, utviklet og gjennomført testing av teknologien på Åsgardfeltet. Der ble verdens lengste TTRD (Through Tubing Rotary Drilling) sidesteg boret fra en flytende rigg. Det å kunne bore rimelige sidesteg gir store muligheter for å øke utvinningen fra felt med havbunnsbrønner som er avhengige av flytende rigger. OD berømmet FMC som siden 1999 har arbeidet målrettet med å utvikle kostnadseffektive løsninger for å øke utvinningen fra havbunnsbrønner. FMC har satset store ressurser på å få dette til, uten garanti for kommersiell suksess. Bidrag fra oljeselskaper og Demo 2000 har dekket en del av utgiftene.

Problemstillinger som oppstår når felt blir eldre bidrar også til økte kostnader. Et eksempel er behovet for trykk- og underbalansert boring for å håndtere boring i reservoar med lavt trykk og/eller store trykkforskjeller. Smarte brønner kan bidra til at utvinningen øker og at behovet for senere brønnvedlikehold reduseres, men smarte brønner fører også til økte brønnkostnader initielt.

Boring av sidesteg og brønnvedlikehold på felt uten fast boreinnretning utføres i dag stort sett av de samme innretningene som borer nye utvinningsbrønner og letebrønner. De flyttbare innretningene er ofte bygd for kompliserte boreoperasjoner på store havdyp og i barskt klima. Dette gjør dem kostbare å leie og overdimensjonert for denne typen oppgaver. En del av de enklere bore- og brønnvedlikeholdsoperasjonene kan, med teknologi som allerede er utviklet og utprøvd, utføres fra mindre innretninger eller andre fartøyer som er designet for dette formålet. Dette vil kunne gi rimeligere sidesteg og brønnvedlikehold.

Infrastrukturutfordringer

Nordsjøen er et modent område med en omfattende infrastruktur som krever betydelige kostnader til vedlikehold og drift. Det er store gjenværende ressurser, og mange av de større feltene er i en avtrappingsfase. Lavere produksjon og aldring av deler av infrastrukturen tilsier at det er behov for forenkling og fornying av infrastrukturen på felt som har ressurser for flere tiår framover, slik at produksjonen kan forlenges. For mindre funn er det også behov for infrastruktur, slik at de kan knyttes som satellittfelt til en innretning med produksjonsanlegg.

I Ekofiskområdet har nedsynking av havbunnen vært en medvirkende årsak til at infrastrukturen måtte fornyes. Dette gjelder også Eldfisk og Valhall. På alle disse feltene er det tatt beslutninger om store investeringer som legger grunnlaget for videre drift i lang tid.

I Tampenområdet er det ni større innretninger med produksjonsanlegg på feltene Statfjord, Gullfaks, Snorre og Visund. I tillegg er det en rekke havbunnsinnretninger i området. Etter hvert som produksjonen avtar og infrastrukturen blir eldre, blir det behov for å forenkle denne infrastrukturen, slik at de gjenværende ressursene i området kan utvinnes lønnsomt og kostnadseffektivt. Dette krever blant annet at rettighetshaverne samordner sine planer slik at mulige samordningsgevinster kan realiseres. OD vil følge opp mulige samordningsgevinster i dette området.

Nye metoder og ny teknologi

Havbunnsteknologi

Teknologi som kan bidra til å øke utvinningen fra felt som er utbygd med havbunnsinnretninger vil i større grad bli etterspurt ettersom stadig flere felt bygges ut med denne løsningen. Flere av de store oljefeltene kan også tenkes nyutbygd med havbunnsløsninger når de en gang skal inn i senfaseproduksjon. To teknologier som kan bidra til å øke utvinningen er havbunnsseparasjon og havbunnskompresjon.

Havbunnsseparasjon er allerede kvalifisert, og det første kommersielle anlegget i verden ble tatt i bruk på Tordis ved årsskiftet 2007/2008. Konseptet er at vann og sand skilles fra oljen på havbunnen før oljen transporteres videre for prosessering. Avfallsvannet blir injisert i et vannfylt reservoar. På Tordis var rensingen en suksess. Prosjektet ble imidlertid stoppet i mai 2008 da det ble oppdaget at det injiserte vannet hadde begynt å lekke opp til overflaten.

Havbunnskompresjon er ennå ikke kvalifisert. Rettighetshaverne på Åsgard har likevel besluttet å ta slik teknologi i bruk for å øke utvinningen fra Midgard reservoaret og det nærliggende Mikkelfeltet. Dette kan bli verdens første feltanvendelse av denne typen teknologi. Ved å øke trykket på brønnstrømmen før den transporteres til prosessering, unngås en del utfordringer med strømningsforhold. I tillegg kan utvinningen fra feltet økes fordi trykket i brønnene kan reduseres. Det blir vurdert å ta i bruk havbunnskompresjon på flere felt, blant annet på Ormen Lange og Gullfaks Sør.

Produksjon av immobil olje

Det ligger et stort potensial i den immobile oljen. De mest lovende metodene for å produsere denne oljen er injeksjon av vann med kjemiske tilsetningsstoffer eller blandbare gasser som hydrokarbongass eller CO₂. I tillegg er injeksjon av vann med lavt saltinnhold identifisert som en interessant metode.

I forbindelse med forskningsprogrammene SPOR (1985-1991) og RUTH (1992-1996), ble ulike avanserte utvinningsmetoder evaluert for bruk på norsk sokkel. Det ble gjennomført flere piloter, blant annet VAG, noe som resulterte i at VAG ble definert som en konvensjonell metode. Gassinjeksjon og VAG har bidratt betydelig til den høye utvinningen, blant annet på Oseberg og Statfjord.

Silikat gel og PASF (polymer assisted surfactant flooding) er testet på Gullfaks, og FAVAG (skumassistert VAG) ble testet på Snorre. MEOR (mikrobiell EOR) var en del av forskningsprogrammene og blir i dag brukt på Nornefeltet. Den lave oljeprisen på nittitallet bidro til at bruk av nye injeksjonsmetoder på felt ikke var økonomisk attraktivt. Til tross for vesentlig høyere oljepris i dag, er det etter år 2000 testet svært få nye injeksjonsmetoder på felt på norsk sokkel.

Piloter er sentralt i utviklingen av nye dreneringsstrategier. Bruk av avanserte utvinningsmetoder er felt- eller reservoarspesifikke, men mekanismer som blir beskrevet etter laboratorietester, vil i en del tilfeller kunne ha overføringsverdi mellom felt.

Det er knyttet ulike typer risiko til å teste ut og ta i bruk ny teknologi. Det kan medføre økte kostnader, mens gevinsten i form av økt oljeproduksjon er usikker. I tillegg er det risiko for utsatt og/eller tapt produksjon.

Injeksjon av CO₂ til økt oljeutvinning er vurdert, men ennå ikke benyttet på norsk sokkel. Erfaringer fra felt på land i USA og laboratoriestudier utført for norske felt har vist at denne metoden har et stort potensial. Ettersom all norsk oljeproduksjon foregår til havs, er de tekniske utfordringene store, blant annet knyttet til korrosjonsproblematikk på produksjonsanlegg og tilgang på tilstrekkelig mengde CO₂. I tillegg er det stor forskjell på hvor effektivt CO₂-injeksjon vil fungere i de ulike reservoarene.

Fullfelts anvendelser av avanserte utvinningmetoder er til nå hovedsakelig gjennomført på felt på land. Det kommer blant annet av at det her ikke er de samme begrensninger i areal og vekt som det er til havs. Samtidig er de logistiske utfordringene mindre. Barrieren ved å ta i bruk slik teknologi på felter til havs er derfor større enn på land, men oljeselskapet Total har nå satt i gang verdens første fullskala polymerinjeksjonsprosjekt på sitt offshorefelt Dahlia.

Bruk av avanserte injeksjonsmetoder på et oljefelt til havs – Totals Dahlia prosjekt

Injeksjon av polymer på Dhaliapfeltet i Angola er det første prosjektet i sitt slag i verden. Feltet ligger på dypt vann (1200–1400 meter), det består av høypermeabel sandstein (>1D) og inneholder en middels viskøs olje. Feltet er bygd ut med havbunnsbrønner og produseres via en FPSO. Den generelle dreneringsstrategien er vanninjeksjon via fire injeksjonslinjer og 31 injeksjonsbrønner, produksjonene kommer via fire produksjonslinjer fra 37 produsenter.

Utfordringene i prosjektet har vært ønsket om å starte polymer-injeksjon tidlig, allerede fire år etter produksjonsstart. I tillegg har store brønnavstander, høyt saltinnhold og logistikken omkring injeksjonsprosedyrene bydd på utfordringer.

I 2009 ble det utført fire injeksjonstester med godt resultat. Basert på dette ble det i 2010 satt i gang polymerinjeksjon i en av de fire injeksjonslinjene. En observasjonsbrønn skal bores, slik at effekten av polymerinjeksjonen kan konstanteres raskere.

Utfordringer ved pilotprosjekt

Med høy oljepris kan utvinningsmetoder som tidligere ble ansett som ulønnsomme eller ha marginal lønnsomhet, vise seg å gi lønnsomme prosjekter og representere store ekstra verdier. Dette gjelder blant annet enkelte av de avanserte metodene som tar sikte på å produsere deler av den immobile oljen som vil ligge igjen i reservoaret etter vanninjeksjon. For flere slike metoder kreves det kvalifisering som kan inkludere gjennomføring av en pilot før det er aktuelt å vedta et større prosjekt i fullfeltskala.

Norsk oljehistorie viser at pilotprosjekter har skapt milliardverdier. Et viktig pilotprosjekt var testing av vanninjeksjon på Ekofisk før fullskalaprojektet ble satt i gang. Et annet viktig pilotprosjekt var igansetting av oljeproduksjon fra tynne oljesoner med horisontale brønner før oljeutbyggingen på Troll ble besluttet. Medvirkning og involvering fra myndighetene var viktig for å få realisert disse prosjektene, og for å få realisert gassinjeksjonsprosjektet på Oseberg (se egne tekstbokser for Troll oljeutvinning og Ekofisk vanninjeksjon). Så mye som 500 millioner Sm³ olje kan være resultat av beslutninger i disse tre prosjektene. Dette representerer svært store verdier både for de involverte selskapene og for det norske samfunnet.

Troll oljeutvinning

Troll er Norges største gassfelt, men det inneholder også store mengder olje som ligger i tynne soner under gassen. Rettighetshaverne mente at det ikke var mulig å utvinne denne oljen på en lønnsom måte fordi boreteknologien i 1980-årene var begrenset til avviksbrønner opp til 60–70 grader, og at utvinning fra disse tynne oljesonene ville kreve for mange brønner.

Myndighetene ønsket ikke at oljen i Troll skulle gå tapt slik den gjorde på Frigg, og de påla tidlig rettighetshaverne å gjennomføre omfattende studier av utvinningspotensialet for oljen. I forbindelse med samordning av de to største utvinningstillatelsene ble det utnevnt to operatører; én for gassutvinningen, Shell og senere Statoil, og én for oljeutvinningen, Norsk Hydro.

Bruk av ny teknologi var nødvendig for lønnsom oljeutvinning fra Troll. Myndighetene involverte seg derfor i arbeidet med å finne gode teknologiske løsninger og fremmet forslaget om å prøve ut horisontale brønner. Norsk Hydro utredet teknologien og boret en testbrønn på Oseberg. Dette var den første horisontale brønnen på norsk sokkel, og den ble en suksess. I Troll Vest er oljesonene tykkere enn i Troll Øst, og muligheten for oljeutvinning ble derfor ansett som mer sannsynlig fra denne delen av feltet. En langtidstest ble gjennomført i 1989/90 fra Petrojarl, med produksjon fra horisontale brønner i Troll Vest, først i 22 meter oljekolonne, og deretter i 14 meter oljekolonne. Dette var vellykket og representerte et teknologisk gjennombrudd.

Plan for utbygging av første fase av Troll Vest olje ble godkjent i 1992, fem år etter at rettighetshaverne hadde konkludert med at dette ikke var lønnsomt. Oljeproduksjonen startet i 1995, mens gassutvinning fra Troll A på Troll Øst startet i 1996.

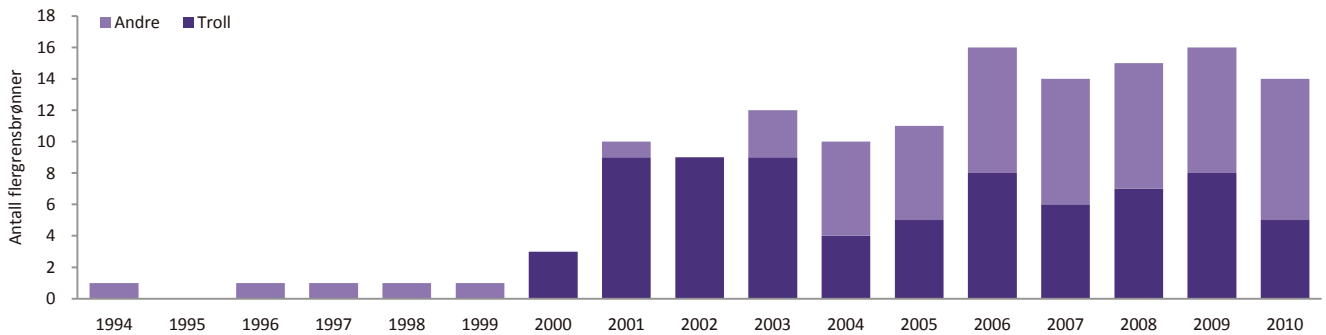
Om Ekofisk vanninjeksjon

Fra boken "Funn! Historien om Ekofisks første 20 år", Stig S. Kvendseth 1988.

"Arbeidet med å finne løsninger som kunne maksimere utvinningsgraden for feltet, startet allerede like etter at funnet var gjort. Utvinningsgraden var opprinnelig anslått til mellom 15 og 19 prosent av oljereservene. Hovedproblemstillingene var om vann i reservoaret ville skade produksjonsbrønnene – og i hvilken grad krittet maktet å absorbere vann slik at mer olje kunne finne veien til produksjonsbrønnene. Etter en periode med laboratorieforsøk ble utstyr for en prøvefase montert på 2/4 Bravo-plattformen tidlig i 1981.

Høsten 1982 hadde man tilstrekkelig med data og prognoser til å fastslå at med de nødvendige investeringer var prosjektet bare marginalt lønnsomt. Reduksjonen i oljeprisene og usikkerheten omkring dette, som startet i januar 1983, reduserte de økonomiske utsiktene for prosjektet til et uakseptabelt nivå sett fra et bedriftsøkonomisk synspunkt. I oljemengde utgjør forventningene til prosjektet om lag 170 millioner fat.

For at effekten av vanninnsprøytingen skulle bli optimal, var Phillips i 1982 kommet fram til en timeplan som forutsatte et positivt vedtak i løpet av sommeren 1983. Basert på Phillipsgruppens konklusjon om at vanninnsprøyting i det nedre reservoaret – kritt – ikke var bedriftsøkonomisk lønnsomt, ble det våren 1983 startet forhandlinger mellom gruppen og Oljedirektoratet/Olje- og Energidepartementet. Direktoratet hadde i lengre tid vært opptatt av og arbeidet for vanninnsprøyting som ledd i konserveringsproblematikken. Sett fra den norske stats side var det god nasjonal ressursutnyttelse å iverksette prosjektet – samt at oppdraget med å bygge plattformen ville gi norsk industri kjærkomne oppdrag i en vanskelig periode. Avtalen man ble enige om modifiserer skattebetingelsene som bedre passet til prosjektets egenart".



Figur 5.14 Utvikling i bruk av flergrensbrønner

I tillegg kommer betydelige ringvirkninger for andre felt på norsk sokkel. Basert på den vellykkede vanninjeksjonen på Ekofisk, er metoden senere implementert i krittfeltene Eldfisk og Valhall og bidrar til at den forventede utvinningsgraden og levetiden har økt betydelig for disse feltene. Det blir også vurdert å implementere metoden i fullfeltkala på krittfeltene Tor og Hod. Selv om vanninjeksjon i krittfelt har vært vellykket, ligger det igjen betydelige mengder immobil olje i disse feltene. Ekofisk er det krittfeltet med høyest forventet utvinning på norsk sokkel. Men selv med fullimplementering av vanninjeksjon og boring av stadig flere brønner, er det vanskelig å oppnå en utvinningsgrad som er mye over 50 prosent.

Ringvirkninger av gassinjeksjonsprosjektet på Oseberg var blant annet at Norsk Hydro, sammen med partnerne, vedtok å bygge ut feltene Grane og Fram med gassinjeksjon basert på importert gass fra andre felt. Dette utgjorde en viktig del av strategien for å oppnå god ressursutnyttning på disse feltene. Gassinjeksjon og VAG ble også tatt i bruk på Oseberg Sør.

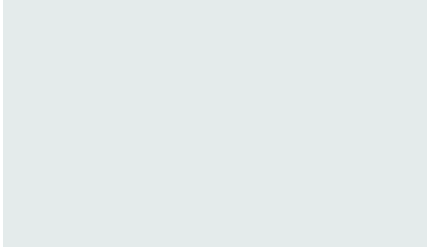
Utviklingen av brønntechnologi i forbindelse med Troll olje har hatt store ringvirkninger for andre felt, særlig gjelder dette bruk av flergrensbrønner. Figur 5.14 viser utvikling av flergrensbrønner på norsk sokkel før og etter Troll. Fra Troll olje tok operatøren Norsk Hydro teknologien videre til feltene Njord, Fram, Brage og Grane, og etter hvert tok også andre operatører teknologien i bruk. Flere leverandører har utviklet sin egen teknologi for denne type brønner. Baker Hughes og Halliburton ble i 2006 tildelt ODS IOR pris for sine bidrag i denne utviklingen.

Langsiktighet og kreativitet

Det er særlig to forhold som har lagt grunnlaget for suksessen på felt som Ekofisk, Oseberg og Troll; feltenes størrelse som gjorde det mulig å løfte en ny teknologi for et enkelt felt og at teknologien ble tatt i bruk tidlig i feltets levetid. Slike forhold er ikke til stede på norsk sokkel i like stor grad i dag. Men det er fortsatt en rekke store felt som forventes å produsere olje i mange tiår framover; som for eksempel Ekofisk, Eldfisk, Snorre og Heidrun. Dette vil også gjelde for nye store utbygginger på sokkelen.

Viktige historiske beslutninger om feltpiloter og implementering i felt har hatt stor betydning og store ringvirkninger. Resultatene fra disse prosjektene var ikke gitt på forhånd; de ser vi i ettertid. Der og da krevdes det en viss dristighet fra alle involverte parter. I dag er oljeprisen høy. Økt utvinning fra felt i drift er en politisk målsetting. Mye av potensialet ligger i den immobile oljen som ikke kan utvinnes uten at også nye metoder tas i bruk.

Det er viktig med dristighet for å holde verdiskapingen på et fortsatt høyt nivå. Å få mest mulig ut av felt som allerede er i drift mens det fortsatt er infrastruktur på plass er avgjørende. Tett oppfølging fra myndighetene har tidligere vist seg nyttig når viktige beslutninger skal tas. Det vil nok også være viktig framover. Samtidig er det avgjørende med rettighetshavere som kombinerer vilje til å ta risiko med langsiktig tenkning, faglig tyngde og kreativitet, og på den måten bidrar til å flytte grenser for hva som er mulig å oppnå.



Omregningstabell:

1 Sm ³ olje	=	1,0 Sm ³ o.e.
1 Sm ³ kondensat	=	1,0 Sm ³ o.e.
1000 Sm ³ gass	=	1,0 Sm ³ o.e.
1 tonn NGL	=	1,9 Sm ³ NGL = 1,9 Sm ³ o.e.

Gass	1 kubikkfot	1 000,00 Btu
	1 kubikkmeter	9 000,00 kcal
	1 kubikkmeter	35,30 kubikkfot

Råolje	1 Sm ³	6,29 fat
	1 Sm ³	0,84 toe
	1 tonn	7,49 fat
	1 fat	159,00 liter
	1 fat/dag	48,80 tonn/år
	1 fat/dag	58,00 Sm ³ per år

	MJ	kWh	TKE	TOE	Sm³ naturgass	Fat råolje
1 MJ, megajoule	1	0,278	0,0000341	0,0000236	0,0281	0,000176
1 kWh, kilowatttime	3,60	1	0,000123	0,000085	0,0927	0,000635
1 TKE, tonn kullekvivalent	29 300	8 140	1	0,69	825	5,18
1 TOE, tonn oljeekvivalent	42 300	11 788	1,44	1	1 190	7,49
1 Sm ³ naturgass	40,00	9,87	0,00121	0,00084	1	0,00629
1 fat råolje (159 liter)	5 650	1 569	0,193	0,134	159	1

Se også oljeordlisten på vårt nettsted; <http://www.npd.no/no/om-od/informasjonsjenester/oljeordliste/>



OMSLAG: **KUNSTVERK I OD**

M-City

Mariusz Waras, alias M-City, ble født i Gdynia i Polen i 1978. Waras har dekorert en stor vegg i vestibulen i ODs nye lokaler i Stavanger. Elementer fra dette verket er brukt på omslaget og som designelement i ressursrapporten.

Waras beskriver seg selv som grafikkunstner, utendørsmaler, reisende og amatørarkitekt. Han har utdannelse innen grafisk kunst fra kunstakademiet i Gdansk, hvor han for tiden foreleser. Et gjennomgående tema i Waras' arbeider er urbane rom. Verkene hans finnes i gatene i storbyer som Warszawa, Gdansk, Berlin, Budapest, Paris, London og Praha og i en rekke kunstgallerier.



OLJEDIREKTORATET