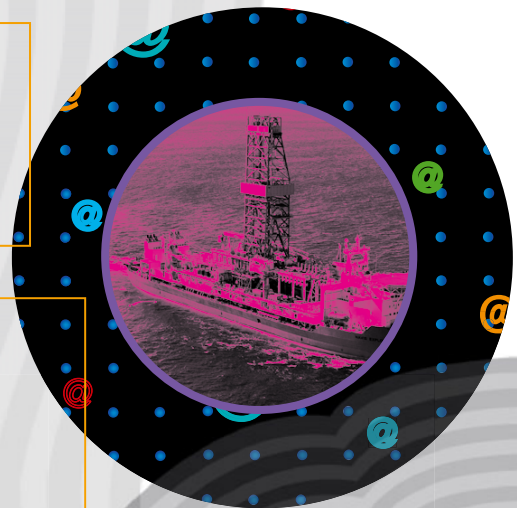
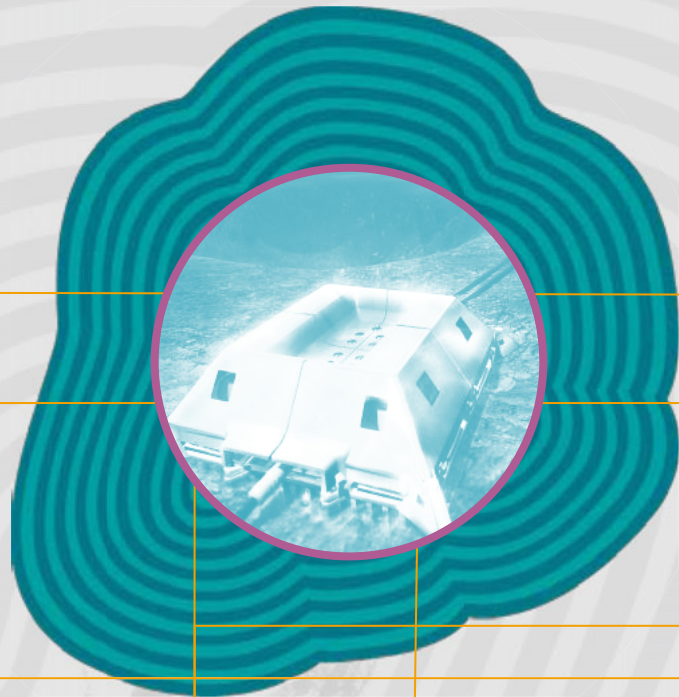


PETROLEUMSRESSURSENE PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL 2009





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
Trykkeri: Kai Hansen, Stavanger
Papir: Arctic Volume 200/130 gr



OLJEDIREKTORATET



Forord

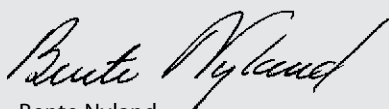
Naturen har vært sjenerøs og gitt norsk kontinentalsokkel store petroleumsressurser. Uten teknologi, kompetanse, investeringsvilje og –evne samt forutsigbare rammevilkår og god forvaltning, hadde det ikke vært mulig å skape de enorme verdiene for industrien og ikke minst for samfunnet som petroleumsvirksomheten har gjort gjennom 40 år.

For å videreutvikle aktiviteten på sokkelen står industri og myndigheter foran viktige beslutninger.

Leteaktiviteten er viktig for framtidens produksjon. Den bidrar til å holde norsk sokkel attraktiv for industrien slik at den teknologiske kompetansen beholdes. Oljeproduksjonen faller og for å motvirke dette, må industrien og myndigheter samarbeide for å sikre at alle lønnsomme oljeressurser blir produsert. Om ikke mange år vil gassproduksjonen bli større enn oljeproduksjonen. Det er viktig at framtidig produksjon blir så energieffektiv som mulig.

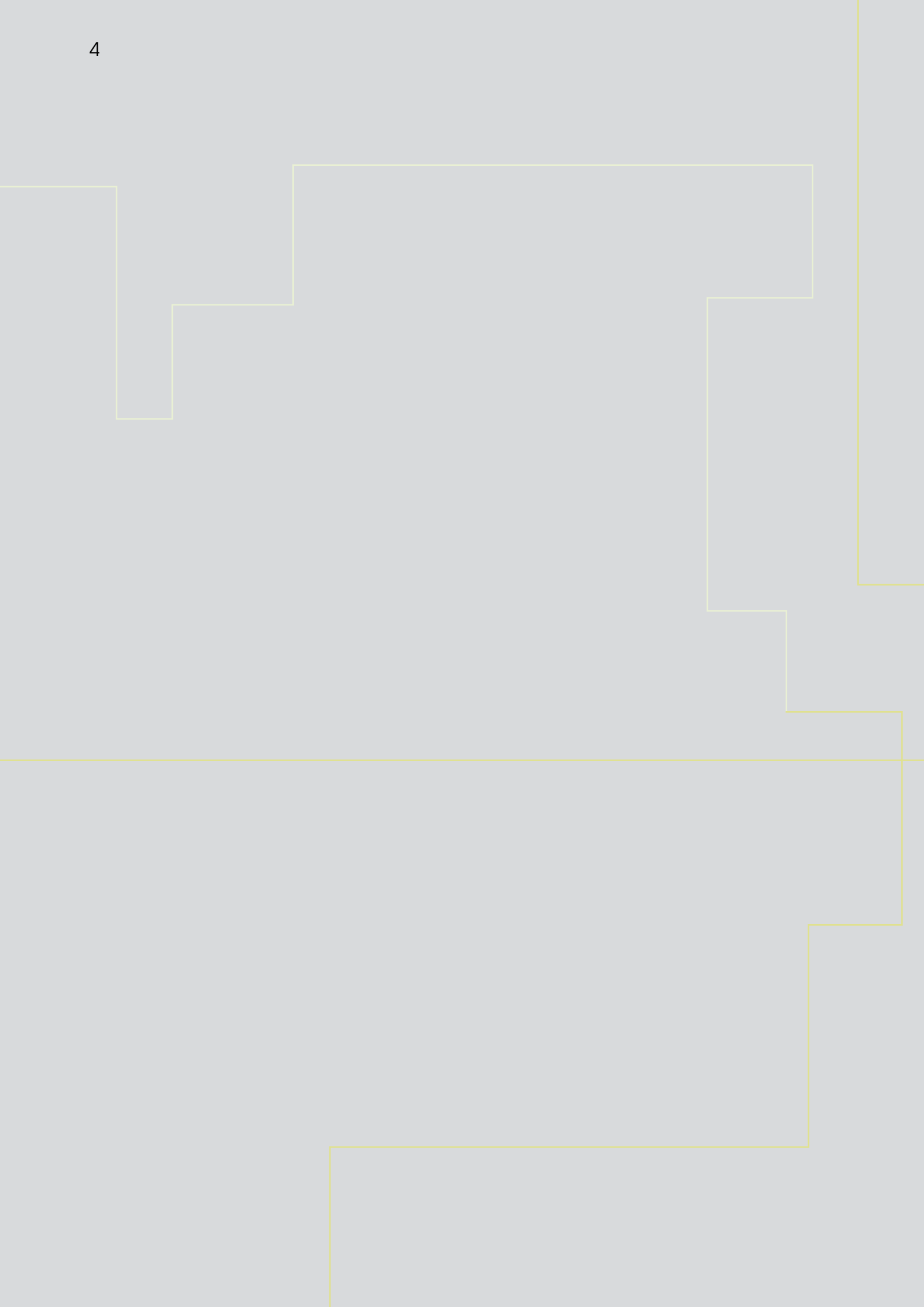
Oljedirektoratet har tilgang til fakta om petroleumsvirksomheten, holder oversikt over petroleumsressursene og følger opp petroleumsaktivitetene på norsk sokkel. I denne rapporten legger Oljedirektoratet fram en oppdatert oversikt over aktiviteten og belyser viktige utfordringer framover.

Stavanger, august 2009



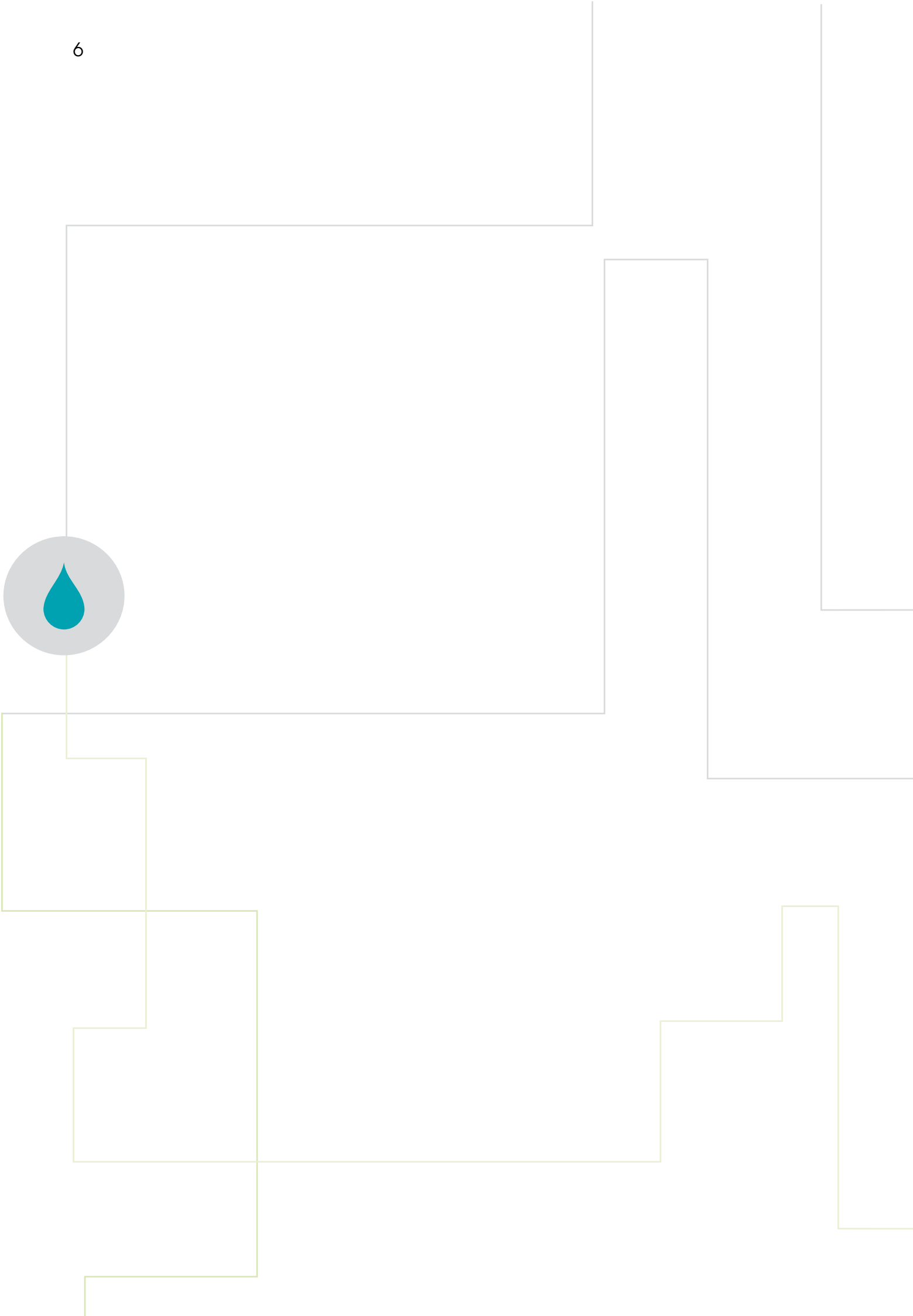
Bente Nyland
oljedirektør



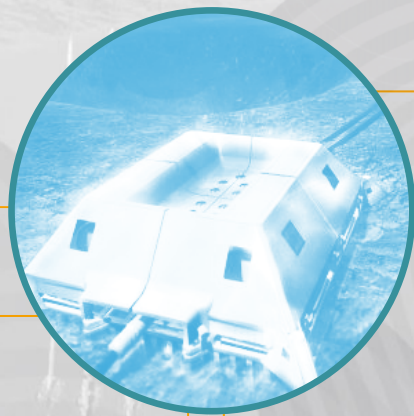
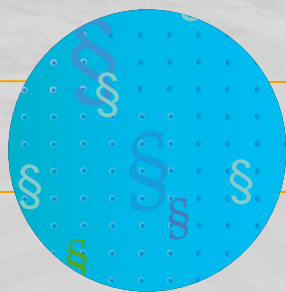


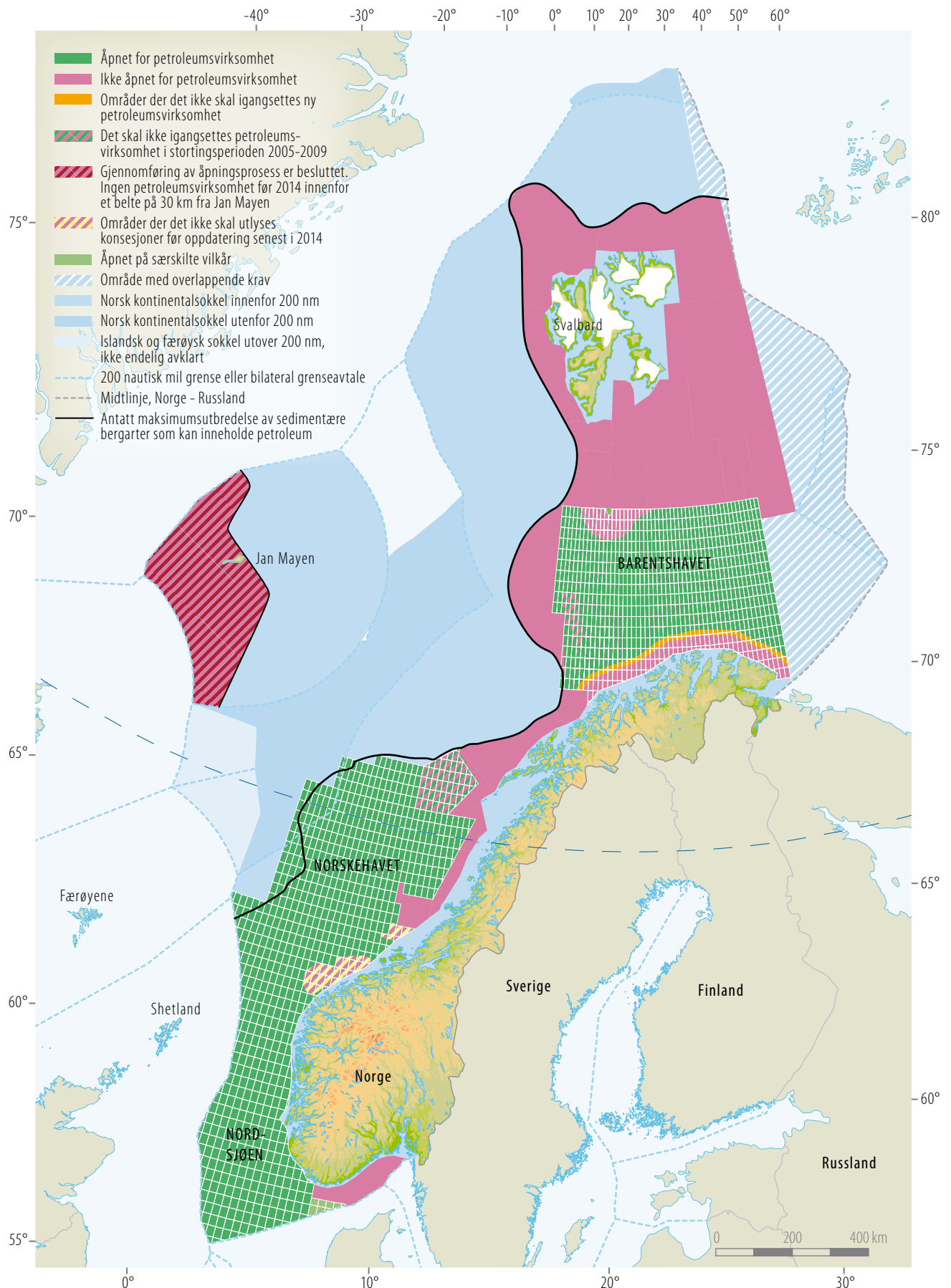
Innhold

1	Utfordringer på kontinentalsokkelen	7
2	Verdiskaping i felt.....	11
	40 år med olje- og gassproduksjon	12
	Ressursforvaltning	13
	Fortsatt mange muligheter	16
	Energiforbruk og miljø	21
3	Leting.....	23
	Tilgang på areal.....	24
	Tildeling av utvinningstillatelser	28
	Leting i umodne områder.....	30
	Letehistorie og letestatistikk.....	31
4	Ressurser og prognoser	35
	Oppdagede ressurser	37
	Påviste utvinnbare ressurser	39
	Prognoser.....	42
	Korttidsprognose for petroleumsproduksjon.....	43
	Investeringer og driftskostnader	44
	Langtidsprognose for petroleumsproduksjon	44
	Utslipp fra petroleumsvirksomheten	46
	Omregningstabell	48



1 UTFORDRINGER PÅ KONTINENTALSOKKELEN





Figur 1.1 Status for areal for petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel per 1. august 2009 (detaljer se Stortingsmelding nr. 8 (2005-2006) og nr. 37 (2008-2009))

kapittel 1

Utfordringer på kontinentalsokkelen

Det er spennende tider for petroleumsvirksomheten i Norge. Høy oljepris de siste årene har gjort norsk sokkel attraktiv og letevirksomheten er svært høy. Vil det bli gjort store funn i de mindre utforskede områdene? Kan teknologi og økt lønnsomhet gjøre det mulig å produsere mer fra feltene enn vi tror i dag? Norsk sokkel er ikke upåvirket av hva som skjer i verden. En moden sokkel krever enda mer energieffektive løsninger enn de som eksisterer i dag.

Oljedirektoratet legger i denne rapporten fram fakta om utviklingen på sokkelen. Det er 40 år siden Ekofisk, det første olje- og gassfeltet, ble funnet og i denne rapporten viser vi utviklingen på sokkelen i tiårsperioder fra 1969 til 2009.

Forutsigbarhet i petroleumspolitikken har vært sentralt for aktørene de første 40 årene. I den tidlige fasen ble det gjort mange store funn, produksjonen økte jevnt og industrien fikk gradvis tilgang til nye letearealer. Myndighetene har lagt til rette for at petroleumsvirksomheten kunne utvikle seg innenfor forutsigbare rammer. De siste årene har nye drivkrefter påvirket utviklingen, blant annet er miljøspørsmål høyt på agendaen.

Etter 1994 er det ikke åpnet nye arealer for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel (figur 1.1). Dette kan være en av årsakene til redusert ressurstilvekst fra nye funn.

Det gjøres fremdeles mange funn, men de er jevnt over små. I mindre utforskede områder kan det imidlertid være mulig å gjøre store funn. Dette gjelder for eksempel på dypt vann i Norskehavet, i Barentshavet og i arealer som ikke er åpnet.

Fortsatt bores det mange letebrønner på arealer som ble tildelt i de første konsesjonsrundene. En stor del av produksjonen kommer fra funn som ble gjort de første 20 årene. Ressurstilveksten fra funn det siste tiåret er lav og gir små bidrag til framtidig produksjon.

Usikkerheten i ressursgrunnlaget er stor og er størst i de minst utforskede områdene. Oljedirektoratet har oppdatert anslaget over de uoppdagede ressursene i Barentshavet. Anslaget for volum av olje og gass i bakken har økt, men erkjennelsen av dårligere reservoaregenskaper og avstanden til markedet har redusert forventningen til hvor stor andel som kan produseres.

Av de totale forventede utvinnbare ressursene er 38 prosent produsert. Det er i tillegg 25 prosent reserver som har vedtatte planer og vil bli produsert. Økningen av reserver har vært lav det siste året og det kan bli vanskelig å nå målet Oljedirektoratet satte i 2005 om at oljereservene skulle øke med 800 millioner Sm³ olje de neste ti årene.

Gassproduksjonen øker samtidig som oljeproduksjonen avtar. Injeksjon av gass er en effektiv teknologi for å øke utvinningen av olje. Hvordan gassen skal disponeres, det vil si når den skal produseres, med hvilket tempo og hvordan dette vil påvirke utvinningen av olje blir fortsatt sentrale spørsmål.

En moden sokkel gir økt energibehov. Dette fører til at CO₂-utslippene per produsert enhet øker og at løsninger som reduserer utslippene fra energiproduksjonen fortsatt må utvikles og tas i bruk.

For å øke oljereservene må industrien blant annet ta i bruk og utvikle teknologi og nye utvinningsstrategier for å produsere restoljen. Økt satsing på teknologi kan gi store gevinster. Men det krever et utstrakt samarbeid mellom myndigheter og oljeindustrien for å kvalifisere og prøve ut nye teknologier ute på feltene.

Teknologiutviklingen har ført til at det i dag blir bygd ut funn på store havdyp som ligger langt fra land. Et annet eksempel er at stadig flere aktiviteter styres fra land. Teknologiutvikling medfører at en større del av ressursene blir lønnsomme å utvinne. Derfor er det viktig at myndigheter og industri fortsatt har trykk på forskning og teknologutvikling rettet mot petroleumsvirksomheten.

2 VERDISKAPING I FELT



Innledning

I løpet av 40 år har petroleumsnæringen skapt verdier for godt over 7000 milliarder kroner, målt i dagens pengeverdi. Naturgitte forhold har vært grunnlaget, og teknologiutvikling og vilje til å investere har sammen med forsvarlig ressursforvaltning gitt de gode resultatene.

Det er fremdeles mye olje og gass igjen i feltene, og med forutsigbare rammer, vilje og evne til å ta de rette beslutningene kan det skapes verdier fra feltene i mange tiår til.

Det finnes et stort potensial for øking av oljereservene. Mye av dette vil kunne hentes ut ved forbedring og endring av utvinningsstrategier, ved kostnadsbesparende tiltak og forbedret effektivitet innenfor drift. Utfordringene ligger blant annet i riktig disponering av gass, langsiktig ressursforvaltning av de store ressursene i krittfelt, og i å finne fram til og bruke utvinningsmetoder som kan gjøre det mulig å produsere mer av "den siste, vanskelige" oljen på en lønnsom måte. Det krever fortsatt teknologiutvikling og utprøving før slike avanserte metoder kan tas i bruk i full skala offshore.

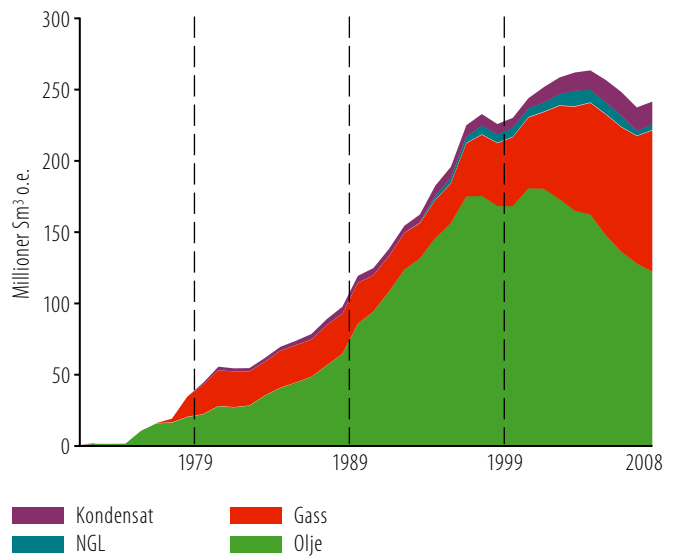
40 år med olje- og gassproduksjon

Produksjon av petroleum fra norsk kontinentalsokkel startet med prøveproduksjon av olje på Ekofiskfeltet i 1971. Ekofisk ble funnet i 1969. I årene etterpå ble det gjort en rekke store funn som ble bygd ut, og produksjonen av olje og gass økte. Ved årsskiftet 2008/2009 var det produsert olje og gass fra totalt 70 felt. 12 felt er stengt etter avsluttet produksjon. På Ymefeltet, som var stengt, blir det ny produksjon med nye rettighetshavere.

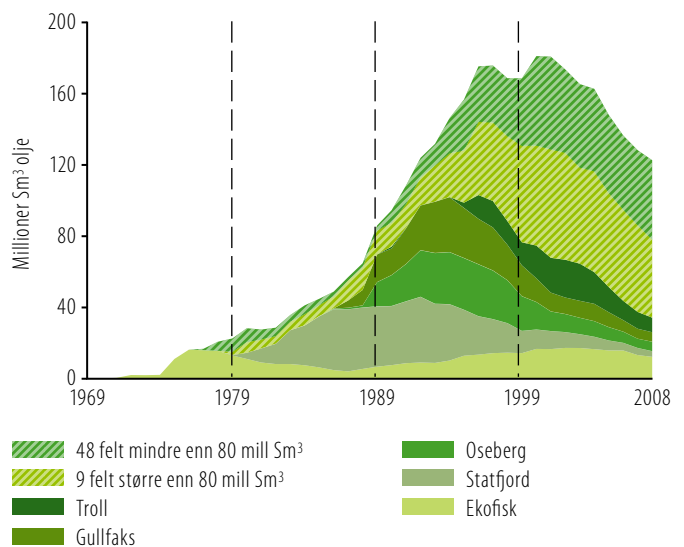
I de tre første tiårene fram mot år 2000, økte produksjonen jevnt. Da stabiliserte produksjonsnivået seg, og etter 2001 har oljeproduksjonen avtatt, samtidig som gassproduksjonen øker. Selv om oljeproduksjonen avtar, kommer verdiene som skapes fra feltene på norsk sokkel fortsatt til å være betydelige. Figur 2.1 viser hvor mye olje, gass, NGL (Natural Gas Liquids) og kondensat som er produsert siden 1971 og fram til utgangen av 2008.

På norsk sokkel har de store olje- og gassfeltene stått for mesteparten av produksjonen (figur 2.2 og 2.3). Halvparten av den totale norske oljeproduksjonen fram til utgangen av 2008, 1646 millioner Sm³, kommer fra feltene Ekofisk, Statfjord, Oseberg og Gullfaks. Produksjonen fra de største oljefeltene har avtatt de siste 10 til 15 årene, men mange mindre felt bidrar til å dempe produksjonsfallet.

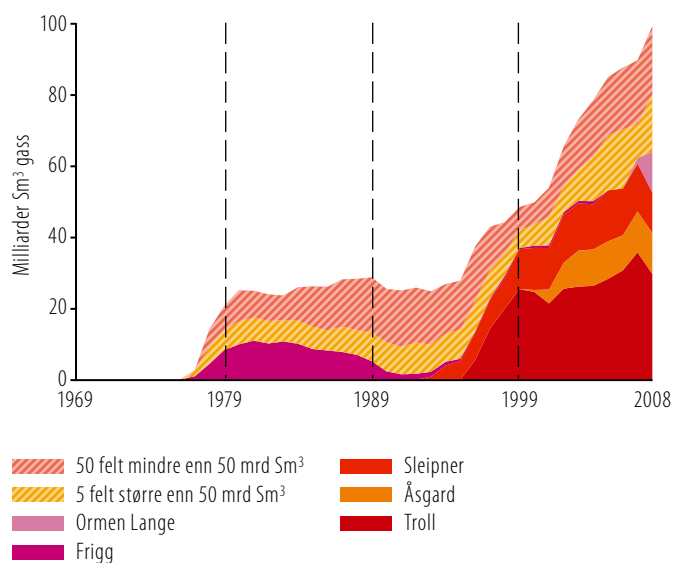
Gasseksporten startet i 1977 fra Frigg og Ekofisk. Samme år startet også gasseksporten fra to mindre felt sør i Nordsjøen, Cod og Vest Ekofisk. Til nå har Troll stått for nær en fjerdedel av den totale gassproduksjonen,



Figur 2.1 Historisk petroleumsproduksjon



Figur 2.2 Oljeproduksjonen fra 1971 til 2008 fordelt på felt og grupper av felt



Figur 2.3 Gassproduksjonen fra 1977 til 2008 fordelt på felt og grupper av felt

kapittel 2

og i 2008 kom over 60 prosent av produksjonen fra de fire feltene Troll, Sleipner, Åsgard og Ormen Lange.

En del av gassproduksjonen på norsk sokkel har kommet fra oljefeltene som gass oppløst i olje, såkalt assosiert gass. Med fallende oljeproduksjon og avslutning av store felt, vil volumet av assosiert gass etter hvert avta. Felt som inneholder gass i overliggende gasskapper og store mengder injisert gass vil etter hvert bidra til økt gassproduksjon. Feltene Oseberg og Statfjord er eksempler på dette.

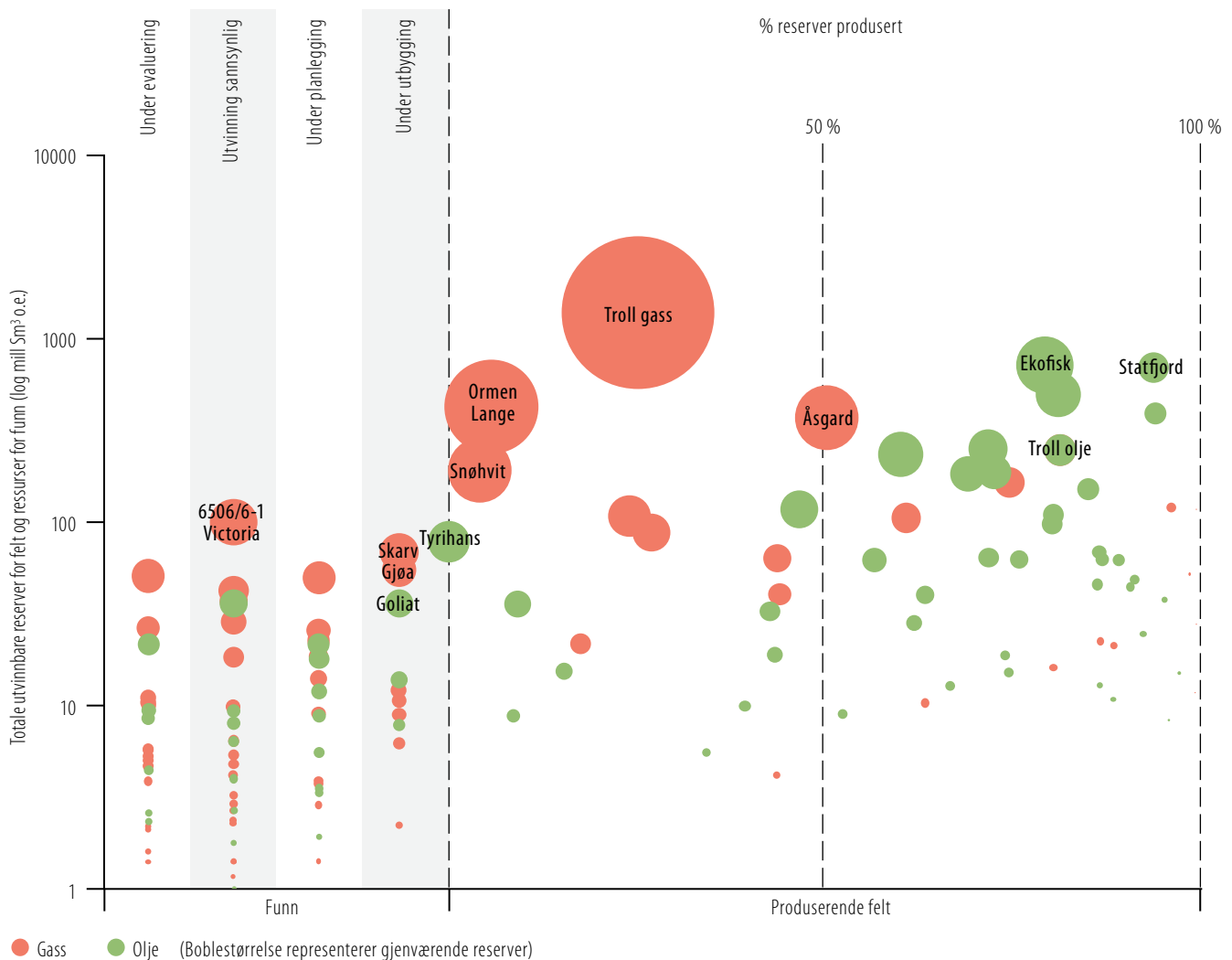
Det er stor variasjon i feltstørrelsen på norsk sokkel. Figur 2.4 viser hvor stor andel av olje- og gassreservene som er produsert, og hvor store utvinnbare volum feltene antas å ha inneholdt opprinnelig. Boblestørrelsen representerer gjenværende reserver. Antall funn og hvor langt planene for utbygging er kommet, er vist til venstre. Store felt som har vært i produksjon over lengre tid er dominerende, og det finnes ikke store funn som kan erstatte dem i dagens funnportefølje.

Ressursforvaltning

Hvor mye olje og gass som kan produseres fra feltene avhenger av naturgitte forhold, produksjonsstrategi, vilje og evne til å ta i bruk ny teknologi, og at det er grunnlag for å fatte beslutninger i et langsiktig perspektiv. Krav om forsvarlig utvinning er nedfelt i petroleumsloven paragraf 4-1.

Forsvarlig utvinning – petroleumsloven § 4-1.

Utvinning av petroleum skal foregå på en slik måte at mest mulig av den petroleum som finnes i hver enkelt petroleumforekomst, eller i flere petroleumforekomster sammen, blir produsert. Utvinningen skal skje i samsvar med forsvarlige tekniske og sunne økonomiske prinsipper og slik at øding av petroleum eller reservoarenergi unngås. For å oppnå dette, skal rettighetshaver fortløpende vurdere utvinningsstrategi og tekniske løsninger og iverksette nødvendige tiltak.



Figur 2.4 Totale reserver versus prosentandel reserver produsert

Det ble tidlig rettet stor oppmerksomhet mot mulighetene for kontinuerlig å øke reservene fra feltene. Oljedirektoratet har gjennom årene vært i utstrakt dialog og samarbeidet med rettighetshaverne for å få dette til. Som en relativt ung oljenasjon har Norge hatt muligheten til å høste av andre lands erfaringer på dette området. Petroleumsloven reflekterer dette: før planer for utbygging av felt (PUD) godkjennes, må rettighetshaver legge fram vurderinger og planer for økt utvinning. Selskapene er også forpliktet til kontinuerlig å vurdere å implementere nødvendige tiltak i produksjonsforløpet. Oljedirektoratet har en viktig rolle for å se til at dette blir gjort i henhold til loven.

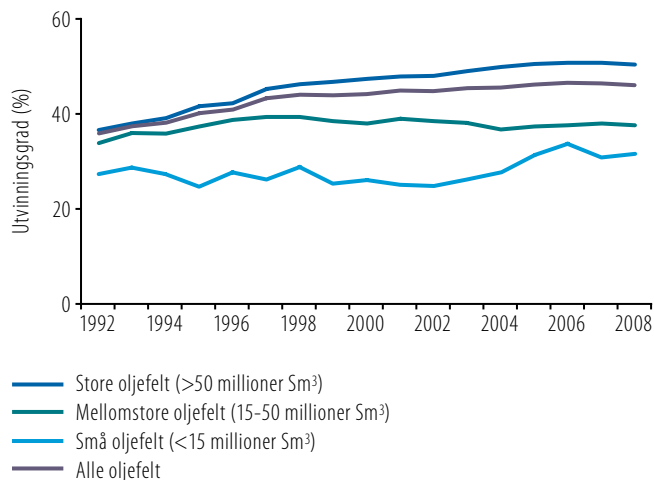
Forskningsprogrammer ble satt i gang tidlig for å bygge kompetanse og utvikle teknologi. I dag ligger norske forskningsmiljøer og selskaper i front internasjonalt, ikke bare innenfor undervannsteknologi, men også innenfor reservoarmodellering og kunnskap om avanserte utvinningsmetoder. Det siste er avgjørende for den innsatsen som nå må til for å kunne hente ut mer olje fra feltene.

Utvinningsgrad for olje

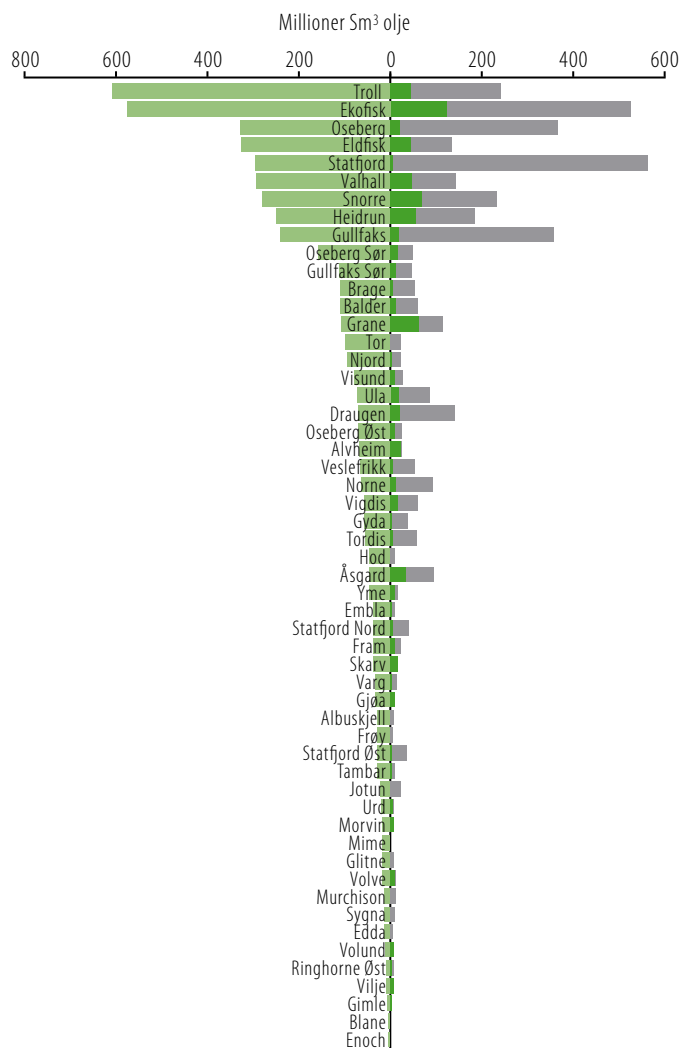
Utvinningsgraden for et felt forteller hvor mye av de opprinnelig tilstedeværende ressursene som rettighetshaverne til enhver tid har godkjente planer om å produsere. Felt på norsk sokkel har i gjennomsnitt en utvinningsgrad på 46 prosent for olje. Dette er høyt sammenliknet med oljeprovinsjer i andre deler av verden.

Utviklingen av gjennomsnittlig utvinningsgrad for olje fra feltene på norsk sokkel er vist i figur 2.5. Utvinningsgraden har holdt seg relativt konstant de siste årene. For de store feltene har økningen vært størst. Ressursene i disse feltene er store nok til å kunne bære nye investeringer og det er tilgjengelig både brønner og infrastruktur. En liten økning i utvinningsgraden kan gi betydelige volum ekstra olje. For eksempel vil en økning på én prosent i de ti feltene med mest gjenværende ressurser gi økte reserver i underkant av 60 millioner Sm³ olje. Dette er like mye som de opprinnelige utvinnbare oljeresservene på feltene Veslefrikk eller Vigdis.

Hvis dagens godkjente planer blir fulgt, vil mer enn halvparten av opprinnelig tilstedeværende olje bli liggende igjen i reservoarene når feltene stenger. Det er mulig å legge til rette for en betydelig økt utvinning basert på lønnsom produksjon i et lengre tidsperspektiv. Figur 2.6 viser hvor mye olje som er produsert fra hvert enkelt felt på sokkelen, hvor mye som ventes å bli produsert på bakgrunn av dagens godkjente planer og hvor store ressurser som blir liggende igjen hvis feltene stenges ned etter de samme planene.



Figur 2.5 Utvikling i gjennomsnittlig forventet utvinningsgrad for olje



Figur 2.6 Fordeling av produsert olje, gjenværende oljeressurser og oljeressurser som blir liggende igjen hvis feltene stenger etter dagens godkjente planer

kapittel 2

I de fleste feltene er den lettest tilgjengelige oljen, både teknisk og økonomisk, allerede produsert eller inkludert i vedtatte planer. For å øke reservegrunnlaget og planlegge aktiviteter, er det blant annet nødvendig å vite mer om hvor den gjenværende oljen er og hvorfor den ikke blir produsert. Kartlegging av reservoaret med repetert seismikk (4D seismikk), har vist seg å være et godt verktøy som viser hvordan væskene beveger seg i reservoaret over tid, og dermed hvor restoljen er lokalisert. For eksempel har dette gitt gode resultater på Gullfaks.

Mobil og immobil olje

Gjenværende olje kan grovt sett deles i mobil og immobil olje. Den oljen som er produsert til nå, er i hovedsak mobil, det vil si at den beveger seg mot produksjonsbrønnene ved den aktuelle dreneringsmetoden. Olje som ikke blir presset ut av porene ved injeksjon av vann eller gass, kalles immobil olje.

Figur 2.7 viser hvordan olje og vann fordeler seg på porenivå i reservoaret etter vannflømming. Figuren viser at i områder som er vannflømet, er gjenværende olje fanget i porer med trange åpninger.

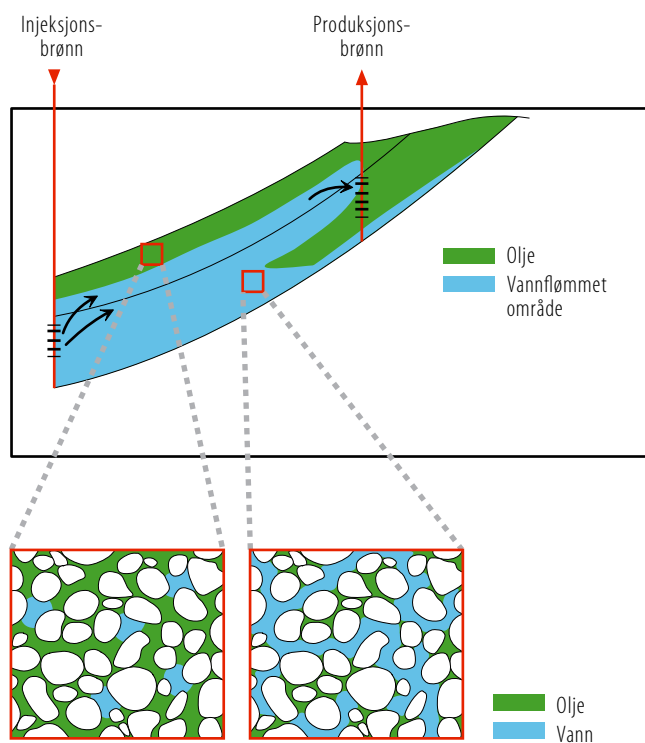
Mobil olje kan utvinnes ved hjelp av flere brønner og mer og langvarig bruk av vann- eller gassinjeksjon. Immobil olje blir ikke mobil med mindre den fortrenses av noe den kan blande seg med og dermed begynner å strømme. Dette krever andre metoder enn de som brukes i dag, for eksempel injeksjon av CO₂ eller kjemikalier. Injeksjon av gass, som er blandbar med oljen under gitte reservoarforhold, kan også ha slik effekt. Når immobil olje utvinnes, blir samtidig mer av den opprinnelig mobile oljen utvunnet.

Oljedirektoratet gjennomførte i 2007 en kartlegging av gjenværende oljevolum i 41 felt på norsk sokkel for å skaffe et grunnlag for å vurdere hvilke metoder forskning og feltstudier bør konsentreres om, slik at mer av oljen kan produseres på lang sikt. Resultatene er basert på data som er innrapportert av oljeselskapene, og de viste at i gjennomsnitt er mer enn halvparten av gjenværende olje mobil (figur 2.8). Kartleggingen viste også at det var noe mer immobil enn mobil olje igjen på de ti største feltene.

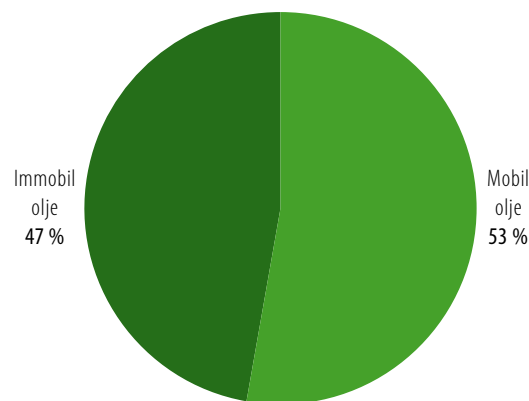
Fra ressurser til reserver – tidskritikalitet

Rettighetshaverne arbeider kontinuerlig med å øke reservene, både gjennom tiltak som øker utvinningsgraden, og ved å lete i områder nær feltene og på denne måten øke reservene ved å påvise tilleggsressurser. Begge deler er ofte tidskritiske dersom ledig kapasitet for prosessering og transport skal utnyttes innenfor anleggets levetid.

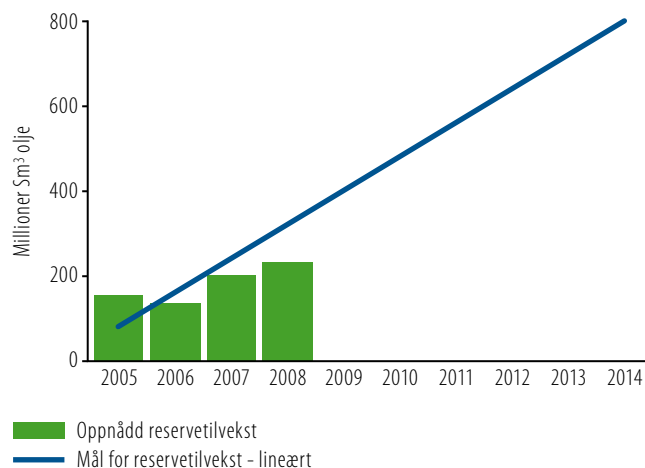
I 2005 satte Oljedirektoratet som mål at brutto reservevekst for olje i perioden 2005 – 2015 skulle være fem milliarder fat (800 millioner Sm³). For å nå målet,



Figur 2.7 Tversnitt av et reservoar som viser eksempler på fordeling av væske (vann og olje) på porenivå etter vannflømming



Figur 2.8 Fordeling (estimat) av gjenværende mobil og immobil olje i 41 felt



Figur 2.9 Årlig oppnådd reservetilvekst av olje sammenlignet med Oljedirektoratets mål

regner Oljedirektoratet med at om lag tre fjerdedeler av reserveøkningen må komme fra prosjekter på felt som allerede er i drift. I løpet av de fire første årene har oljereservene økt med 232 millioner Sm³. I 2008 økte oljereservene bare med 29 millioner Sm³. Det kan dermed bli vanskelig å nå reservevekstmålet innen 2015 (figur 2.9).

I den siste treårsperioden har oljeprisen ligget på et svært høyt nivå, men likevel har ikke rettighetshaverne i felt på norsk sokkel klart å ta beslutninger om nye, større prosjekter som gir vesentlig økning i reserver. Dette er bekymringsfullt og kan ha negative konsekvenser for den langsiktige ressursforvaltningen.

Reserver fra prosjekter som bidrar til økt utvinning på felt, er erfaringsmessig raskere å sette i produksjon enn reserver fra nye utbygginger av funn. Figur 2.10 viser at andelen av reservevekst fra eksisterende felt øker i forhold til reserveveksten i nye oljefunn som bygges ut.

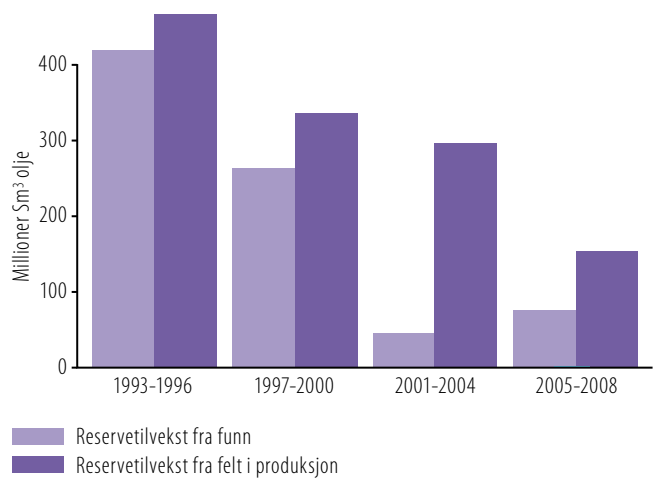
Effektiv utnyttelse av infrastrukturen til de store feltene har stor verdi ettersom de kan fortsette å produsere lenger når flere felt benytter anleggene. Innfasing av tilleggsressurser til riktig tid vil bidra til at driften av hovedfeltene forlenges, og dermed kan det utvinnes mer olje og gass.

Om lag halvparten av oljen fra norsk sokkel transporteres med skip via bøyelast, resten blir transportert i rør fra feltene. Flere av de store, eldre feltene benyttes også som eksportsted for olje fra nyere felt. Produksjonen fra nærliggende felt behandles og transporteres via feltsentre, som for eksempel Statfjord og Gullfaks. I Norskehavet er Åsgard et betydelig eksportsted. Figur 2.11 viser hvilke felt som eksporterer via infrastrukturen til Gullfaks.

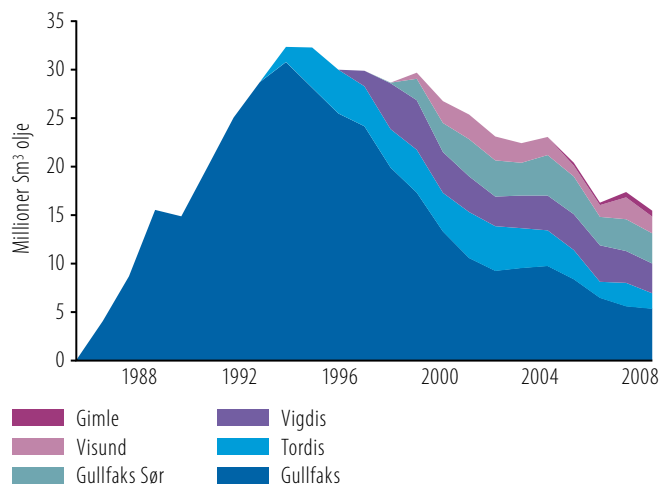
Det kan oppstå problemer når et slikt feltsenter faller ut, for eksempel ved oppnådd teknisk eller økonomisk levetid. På Statfjord er dette en reell problemstilling som nå spesielt rammer eksporten fra Snorreområdet. Oljedirektoratet har de siste årene vært en aktiv pådriver for å få rettighetshaverne til å finne løsninger for hele området og på tvers av utvinningstillatelser med ulike eierinteresser. Målet er å få etablert løsninger som sikrer økt verdiskaping.

Fortsatt mange muligheter

For å motvirke fallet i oljeproduksjonen og ivareta langsiktig forvaltning av olje- og gassressursene, er det behov for innsats fra alle aktørene. Det kan bidra til å skape betydelige verdier for samfunnet. De viktigste innsatsfaktorene er kompetanse, forskning og teknologiutvikling samt evne og vilje hos oljeselskapene til å satse på prosjekter som kan øke reservene i felt.



Figur 2.10 Historisk reservetilvekst



Figur 2.11 Volum olje fra omliggende felt som eksporterer over Gullfaksfeltet

Utdanning og rekruttering blir en av de største utfordringene for petroleumsnæringen i årene framover. Samtidig er det viktig å beholde den kompetanse og erfaring som er bygd opp over tid. Dette gjelder spesielt for medarbeidere med kunnskaper om utvinningsforhold i reservoarene, reservoaringeniører og geologer.

Forskning og teknologiutvikling rettet mot petroleumsvirksomheten må styrkes i forhold til dagens nivå. Dette skal gi grunnlag for fortsatt god ressursforvaltning i en miljømessig bærekraftig sammenheng, og gi framtidige inntekter for samfunnet. I Stortingsmelding nr. 30 (2008-2009) "Klima for forskning" understrekes betydningen av å "sikre petroleumsforskningen gode vilkår og legge økt vekt på å gjøre sektoren mer miljøvennlig". De nærmeste årene er tidskritiske for viktige valg som kan gjøre det mulig å få ut vesentlig mer olje og gass. Teknologisk er dette fullt mulig. Målet er å ta i bruk mer effektive metoder til en lavere kostnad og med bedre miljøprofil enn de som er tilgjengelige i dag.

kapittel 2

De gjenværende oljeressursene er ikke så lett tilgjengelige som de som er produsert til nå. Imidlertid er disse ressursene allerede påvist, og infrastruktur og mange brønner er allerede på plass i feltene. Kompleksiteten og størrelsen på funn de siste årene tilsier at potensialet for reserveøkning i de produserende feltene er betraktelig større enn fra nye funn på kort sikt. Dette gjelder ikke bare på norsk sokkel, men også internasjonalt. Denne erkjennelsen, sammen med prognosene om at det blir knapphet på petroleum i årene framover, har ført til fornyet og økende interesse for utviklingen av avanserte metoder for å øke oljeutvinningen.

Disponering av gass

Alle felt på norsk sokkel inneholder både gass og olje. Dette innebærer at utvinning av gass og olje kan sees uavhengig av hverandre. Når utvinningsplaner for et felt skal vedtas, må det også tas stilling til hvordan gassen skal disponeres, det vil si når den skal produseres, i hvilket tempo og hvordan dette vil påvirke utvinningen av olje. Målet er å få størst mulig verdi fra feltet totalt i et langsiktig og samfunnsøkonomisk perspektiv.

Disponering av gass

Salg – gass produseres, eksporteres og selges som ulike gassprodukter gjennom prosessering og transport i rør eller på skip.

Injeksjon – gass brukes til å opprettholde trykket i reservoaret til å fortrenge olje og til å stabilisere oljekolonner. Dette kan også oppnås ved å utsette gassproduksjonen.

Fakling – gass som brennes på installasjonene. Brenning utover det som er nødvendig av sikkerhetsmessige grunner for normal drift er ikke tillatt med mindre departementet godkjenner det.

Kraftproduksjon – gass forbrennes i gassturbiner og motorer/kjeler på installasjoner offshore samt brukes i gasskraftverk på land.

Trollfeltet har en stor gasskappe som bidrar til å stabilisere de tynne oljekolonnene i feltet slik at de ikke beveger seg opp i gasskappen. Dette innebærer at dersom gassen tappes ut for tidlig eller for raskt, kan store oljemengder gå tapt. Myndighetene har gjennom årene, i dialog med rettighetshaverne, arbeidet mye med disse problemstillingene og har satt krav om datainnsamling, utredninger og beslutninger som ivaretar både olje- og gassressursene, og dermed verdiskapingen, i et langsiktig perspektiv.

For et oljefelt må det allerede fra oppstart avgjøres om det skal injiseres gass for å opprettholde trykket og øke oljeproduksjonen. På de fleste norske oljefelt brukes vanninjeksjon for trykkstøtte, men på felt som Oseberg, Grane og oljereservoarene i Åsgard brukes gassinjeksjon. For Oseberg har rettighetshaverne flere ganger

utsatt oppstart av full gasseksport fordi fortsatt injeksjon gjør det lønnsomt å produsere betydelige ekstra oljevolum. Det kan også være aktuelt å starte eller øke gassinjeksjon i et felt sent i produksjonsforløpet dersom ny informasjon viser at dette gir økt oljeutvinning. Beslutninger om olje- og gassdisponering baseres både på reservoarstudier og økonomiske avveininger.

Prosjektet Statfjord Senfase ble satt i gang for fullt i 2008. Da ble all vann- og gassinjeksjon stoppet, og alle brønnene brukes nå til å produsere vann, gass og olje. På denne måten er det meningen å produsere så mye som mulig av den gassen som tidligere er injisert for trykkstøtte, den gassen som er oppløst i den gjenværende oljen og den gjenværende oljen før feltet stenges.

Statfjordfeltet kommer til å være blant feltene med høyest utvinningsgrad på norsk sokkel når det stenges ned. En viktig årsak til dette er at det ble injisert både vann og gass helt fra starten, og at det ble vist fleksibilitet i forhold til optimale dreneringsstrategier underveis.

Når viktige beslutninger om gassdisponering skal fattes, det vil si når det skal tas stilling til hvilke utvinningsstrategier som gir størst verdiskaping, vil som regel myndighetene legge til grunn et mer langsiktig perspektiv enn rettighetshaverne. Rettighetshaverne vektlegger i større grad rask inntjening og ønsker ofte å produsere gassen for salg så raskt som mulig. Beslutningene er ofte vanskelige fordi det alltid vil foreligge usikkerhet og fordi det ofte ikke er mulig å ha et fullstendig bilde av hvor mye olje som kan produseres med de ulike løsningene. Det er viktig at alle framtidige muligheter er best mulig utredet før det blir fattet viktige beslutninger om gassdisponering, slik at kunnskap om hvilke muligheter som eventuelt velges bort blir en del av beslutningsgrunnlaget.

Gass er også historisk blitt reinjisert fordi det ikke fantes eksportmuligheter for gass da oljen skulle produseres. Også i slike tilfeller vil gassinjeksjon som regel medføre økt oljeutvinning. Gassen går ikke tapt når den injiseres. Det meste av den kan produseres tilbake enten for videre injeksjon eller for salg. Den første gassinjeksjonen på norsk sokkel fant sted på Ekofisk i februar 1975. Gass ble injisert fordi rørledningen til Emden ikke var ferdig. Situasjonen var tilsvarende da Statfjord ble satt i produksjon. Manglende eksportmuligheter førte til gassinjeksjon i ett av de to reservoarene på feltet. Positive resultater og erfaringer fra Statfjord har senere gitt grunnlag for injeksjon av gass i mange andre felt på sokkelen.

Det er injisert gass i 28 felt på norsk sokkel (figur 2.12). Ved utgangen av 2008 var 561 milliarder Sm³ gass injisert. I underkant av 60 prosent er injisert i tre felt; Oseberg, Statfjord og Åsgard.

Fram til 2030 er det planlagt at rundt 300 milliarder Sm³ gass skal injiseres (figur 2.13). I tillegg arbeider selskapene med gassinjeksjonsprosjekter der ytterligere 50 milliarder Sm³ gass kan bli brukt til injeksjon.

Effektiv gassinjeksjon

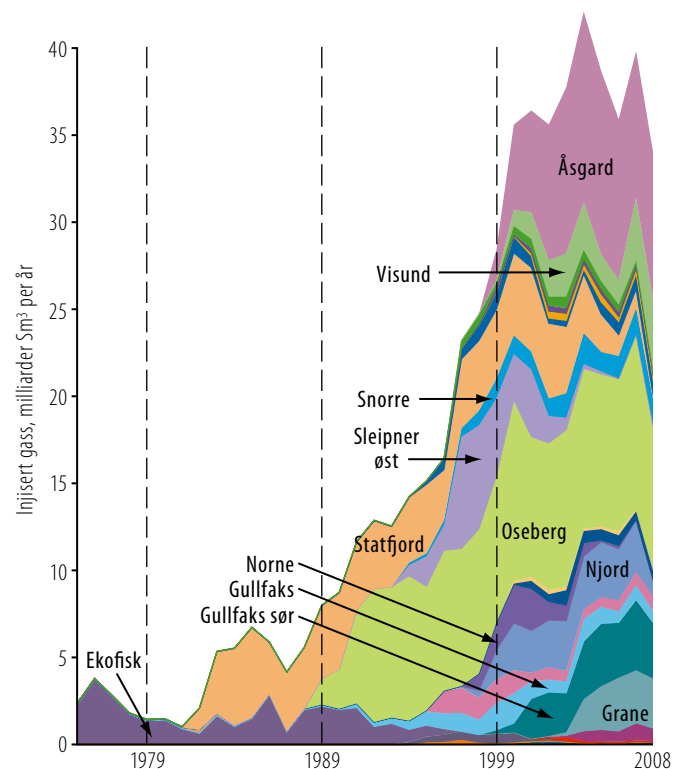
Oljedirektoratet har foretatt en gjennomgang av de feltene på norsk sokkel der det er injisert gass eller foreligger planer om å injisere gass. Gassinjeksjon er effektivt og har ført til at det hittil er produsert anslagsvis 260 millioner Sm³ mer olje enn hva vanninjeksjon eller trykkavlastning ville gitt fra de samme feltene. Inkluderes de vedtatte planene for framtidig injeksjon av gass, vil det bli utvunnet anslagsvis mellom 320 og 360 millioner Sm³ mer olje med denne utvinningsmetoden.

Samarbeid, forskning og feltanvendelse

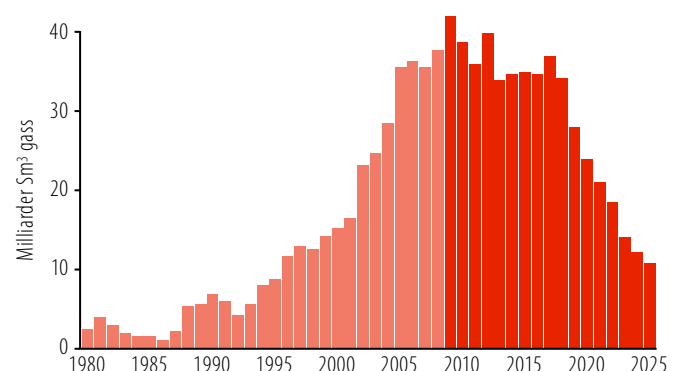
Samarbeid mellom myndigheter og rettighetshavere, og mellom rettighetshaverne, har vært og er viktig for utviklingen på norsk sokkel. Myndighetene har bidratt til forskning og utvikling ved å fastsette rammevilkår og gjennom finansiering. Den unike kulturen for åpenhet og deling av kunnskap, erfaring og teknologi har gitt gode resultater for norsk petroleumsvirksomhet.

På 1980- og 1990-tallet var målet for mye av forskningsinnsatsen, både fra myndigheter og industriens side å utvikle teknologier for å øke oljeutvinningen. Det ble blant annet forsket på og videreutviklet teknologier for avanserte utvinningsmetoder som kunne forbedre vann- og gassinjeksjonsprosesser. Laboratorieresultatene viste et betydelig potensial som kan utnyttes dersom tilstrekkelig innsats blir satt inn for å tilpasse metodene til bruk i felt. Utfordringen nå er at teknologiene i for liten grad tas videre fra laboratoriet for å bli testet i pilotforsøk offshore. Dette må til, blant annet for å redusere usikkerhet om metodenes effektivitet under reelle forhold.

Det kan være mange grunner til at selskapene vegrer seg for å gjennomføre piloter, men en viktig årsak er at de kan påføre et felt både kostnader og risiko. I tillegg har oljeselskapene begrenset kapasitet når det gjelder personell og fysiske begrensninger på enkeltinstallasjoner. Dette medfører at et pilotforsøk konkurrerer med andre prosjekter som på en sikrere og billigere måte opprettholder produksjonen og dermed gir bedre kontantstrøm på kort sikt, for eksempel boring av nye produksjonsbrønner. Dersom teknologi ikke blir testet, kvalifisert og tatt i bruk, er risikoen stor for at betydelige oljevolum aldri vil bli produsert, og store verdier går da tapt. Myndighetene registrerer at den høye oljeprisen i 2007 og 2008 har gitt selskapene insentiv til å prioritere kortsiktige tiltak framfor å legge til rette for mulig økt produksjon på lang sikt.



Figur 2.12 Historisk gassinjeksjon fordelt på felt



Figur 2.13 Historisk gassinjeksjon og prognose for gassinjeksjon (basert på godkjente planer)

Gassinjeksjon gir 320 – 360 millioner Sm³ ekstra olje fra norsk sokkel.

Viktige beslutninger med hensyn til gassdisponering gjenstår:

- Tidspunkt og rate for eksport av injisert gass i ulike felt. Tappes gassen ut for tidlig og for raskt, kan store oljevolum og dermed store verdier gå tapt.
- Nye gassinjeksjonsprosjekter kan øke oljeutvinningen og verdiskapingen fra norsk sokkel.

Oljedirektoratet tror at samarbeid på tvers av selskap og utvinningstillatelser kan gjøre det lettere å få gjennomført pilotforsøk innenfor avanserte utvinningsmetoder, for deretter å samarbeide om eventuell feltanvendelse.

kapittel 2

Høsten 2008 ble det tatt et nytt initiativ i samarbeidsforumet FORCE (*Forum for Reservoir Characterisation, Reservoir Engineering and Exploration*) for å bygge prosjekter rundt piloter og feltanvendelse av ny teknologi. Selskapene utfordres gjennom FORCE til å etablere arbeidsprosesser som kan føre til prosjektmuligheter og samarbeid.

FORCE startet i 1995 med oljeselskapene og Oljedirektoratet som medlemmer og Forskningsrådet som observatør. Per 1. august 2009 har FORCE 35 medlemmer. Sekretariatet er i Oljedirektoratet. Samarbeid gjennom FORCE har som hovedoppgave å bidra til å øke reservene og å prioritere aktiviteter som øker letesuksessen og øker olje- og gassutvinningen.



- arbeide for å kvalifisere flere IOR-metoder (teknikker) og ved teknologiutvikling bidra til realisering av nye IOR-volum.
- bidra til å øke leteeffektiviteten og kvaliteten/troverdigheten av ressursestimaterne på norsk sokkel.

Teknologi- og kompetanseutvikling fra piloter har skapt enorme verdier, og betydningen strekker seg langt utover anvendelse på det enkelte feltet. For eksempel ble det før vanninjeksjonen startet på Ekofisk gjennomført piloter for å studere effekter av vanninjeksjonen på krittbergarten. Erfaringene fra Ekofisk har bidratt til at vanninjeksjon også ble satt i gang på Eldfisk og Valhall. Tilsvarende ble det gjennomført avgjørende piloter med oljeproduksjon fra horisontale brønner i tynne oljesoner før oljeutbyggingen på Troll kunne besluttes.

Satsing på pilotprosjekter for økt utvinning er også et prioritert område i det departementsoppnevnte strategivalget OG₂₁ ("Olje og gass i det 21. århundre"). I OG₂₁ samarbeider myndigheter, oljeselskaper, leverandørindustri, universiteter og forskningsinstitutter om å utvikle og iverksette strategier for nødvendig forskning og teknologiutvikling i petroleumsvirksomheten. Som bidrag til å implementere strategien fra OG₂₁, har Forskningsrådet samlet de fleste av sine aktiviteter innenfor petroleumrelatert forskning i programmet Petromaks. Programmet omfatter både langsiktig grunnleggende forskning og anvendt, brukerstyrt forskning. OG₂₁-utvalget forutsetter i sin strategiplan (se www.og21.org) at myndighetene trapper opp sin medfinansiering til utvikling av ny teknologi til 600 millioner kroner i året. Dette har ikke blitt tatt til følge så langt.

Injeksjonsmetoder til økt utvinning

Det finnes injeksjonsmetoder som ikke er prøvd ut i stor skala på felt offshore, og som kan bidra til økt oljeut-

vinning. Potensialet for slike avanserte metoder er vist gjennom bruk i felt på land, for eksempel i USA og Kina. I enkelte felt har dette gitt anslagsvis fem til ti prosent økning i utvinningsgraden. Nyere forskning viser at kombinasjoner av flere metoder kan gi enda bedre resultat. Erfaringer fra felt på land kan av årsaker som brønntetthet, -mønster og -logistikk ikke overføres direkte til felt offshore.

Injeksjon av vann med lavt saltinnhold har vist seg å ha en positiv effekt på oljeutvinningen for enkelte felt. De fysiske og kjemiske prosessene som finner sted i reservoaret er ennå ikke fullt ut forstått, men det pågår forskning for å forklare effekten. Metoden har vært testet på land i Alaska med til dels gode resultat. På norsk sokkel studeres metoden blant annet gjennom tester på kjerneprøver fra felt, og med lovende resultater for noen av feltene. Bruk av denne metoden i stor skala på norske felt vil medføre at sjøvann må avsaltes i et eget anlegg, eller ferskvann fraktes til feltet.

I tillegg kan injeksjon av CO₂ øke oljeutvinningen. I forbindelse med karbonfangst og lagring, CCS (Carbon Capture and Storage), vurderes muligheten for å lagre store mengder CO₂ i reservoarene under havbunnen i Nordsjøen. Felt på norsk sokkel burde kunne dra nytte av dette for å få tilgang til CO₂ i store nok volum for bruk til å øke utvinningen. Studier av reservoarene, spesielt i Gullfaks og Ekofisk, viser at CO₂-injeksjon kan gi betydelig ekstra oljeproduksjon.

Det er knyttet store kostnadsmessige utfordringer til eventuell bruk av CO₂ for økt oljeutvinning offshore. Blant annet er CO₂ løst i vann korrosivt, og flere av feltene som er aktuelle for CO₂-injeksjon, har eldre innretninger der materialet i produksjonsutstyret ikke er designet for denne type brønnstrøm. Det må derfor gjennomføres betydelige modifikasjoner og investeringer, både på innretninger og i brønner.

Polymerer er kjemikalier som består av lange molekyler. Ved å tilsette disse i injeksjonsvannet øker viskositeten, og dette kan gjøre vannets fortrenging av olje mer effektiv. Tilsettes overflateaktive stoff, surfaktanter eller "såpestoffer", endres grenseflatespenningene, og dette kan brukes til å produsere immobil olje. Dette er eksempler på kjemikaliebaserte teknologier som kan være effektive for å øke utvinningen av olje. Teknologiene har utfordringer knyttet til adsorpsjon, temperaturtoleranse og stabilitet, i tillegg til kostnader og logistikk. Miljøeffektene kan også være utfordrende. Det arbeides med å utvikle mer miljøvennlige alternativer, samtidig som prosessene designes slik at de tilførte kjemikaliene blir værende igjen i reservoaret og at ingen eller minimale mengder kommer fram til produksjonsbrønnene.

Annen teknologiutvikling

Tekniske løsninger for utvinning av olje og gass er i kontinuerlig utvikling. For Norge har dette medført utvikling av teknologi for aktivitet på stadig dypere vann og for ressurser som er vanskelige å produsere, enten fordi de er små, har dårlige produksjonsegenskaper eller ligger langt unna eksisterende infrastruktur.

På norsk sokkel har feltene tradisjonelt blitt bygd ut med bunnfaste eller flytende innretninger i stål eller betong. I dag blir felt i økende grad bygd ut med havbunnsbrønner. Behandling av olje og gass foregår på flytende innretninger eller på anlegg på land. Disse kan ligge mer enn 150 km fra feltet. Havbunnsanlegg kan benyttes i områder med havdyp på opptil 1000 til 2000 meter. Ormen Lange og Snøhvit er bygd ut med denne teknologien.

Brønningrep i havbunnsbrønner er svært dyrt på grunn av høye riggekostnader. Nødvendige produksjonsforbedrende tiltak blir ikke alltid prioritert i et stramt riggmarked der det skal tas hensyn til både letevirsomhet og behovet for flere produksjonsbrønner. Resultatet blir at enkelte felt på denne måten går glipp av reserver. Utvikling og bruk av lettere intervensjonsfartøy bidrar til å avhjelpe situasjonen.

Å ta i bruk og videreutvikle havbunnsproduksjonssystemer vil være sentralt i den videre teknologiutviklingen. Det må utvikles teknologi som gjør det mulig å transportere brønnstrøm mellom havbunnsanlegg og mottaksinnretning over store avstander, slik at det samtidig sikres høy utvinningsgrad og god reservoarstyring. Både kompressorer og separasjonsenheter som settes på havbunnen representerer viktige framskritt, ikke minst for gassproduksjonen fra norsk sokkel. Arbeidet som pågår med å kvalifisere gasskompressorer for å øke leverings- evne og utvinningsgrad på Ormen Lange og Åsgard, er eksempler på dette.

På de fleste felt i produksjon oppstår det etter hvert trykkfall i reservoarsoner. Dette kan føre til store utfordringer ved boreoperasjoner. Trykkbalansert og underbalansert boring er utviklet for å møte disse utfordringene, og har vært benyttet på blant annet Gullfaks og Kviteseid med godt resultat. Det er forventet at flere felt legger til rette for bruk av slik teknologi.

Driftsformer hvor informasjonsteknologi gjør det mulig å benytte sanntidsdata, kalles Integre Operasjoner (IO). Slike driftsformer gir personell på land og på feltet tilgang til samme informasjon samtidig, for eksempel data fra boring, brønner og prosess eller informasjon om parametre for drift og vedlikehold. Bruk av denne informasjonen i nye samarbeidsformer der flere disipliner er integrert og jobber sammen, gir mulighet for raskere

og bedre beslutningsprosesser, og dermed mer effektiv drift og bedre lønnsomhet. Teknologien som må til for IO er i stor grad utviklet. I tiden framover blir det viktig å ta IO i bruk i et større antall samhandlingsrom og samarbeidsformer slik at potensialet utnyttes.

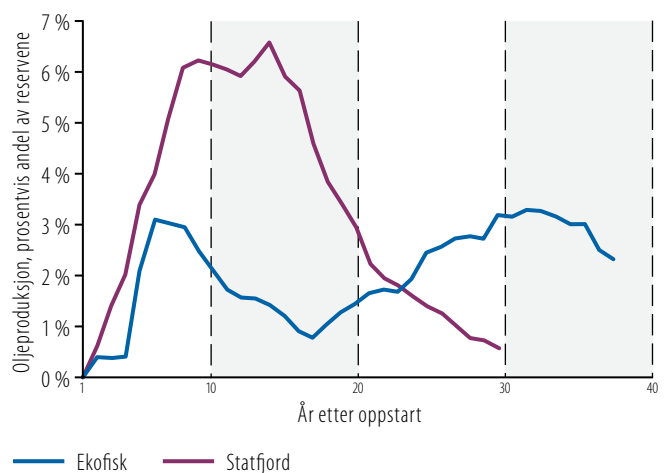
Langsiktig ressursforvaltning i krittfelt

Krittfeltene Ekofisk, Eldfisk, Tor, Valhall og Hod i den sørlige delen av Nordsjøen har fortsatt store mengder olje og gass som kan utvinnes lønnsomt. Ekofisk, Eldfisk og Valhall er tre av de seks feltene på sokkelen som har mest olje igjen i undergrunnen når dagens reserver er produsert (figur 2.6)

Det tar lengre tid å produsere oljen og gassen fra krittfelt enn fra sandsteinsfelt. Krittbergarten er svært tett og finkornet og gir lav permeabilitet. I figur 2.14 er produksjonsforløpet til Ekofiskfeltet (kritt) og Statfjordfeltet (sandstein), sammenlignet. En større andel av de totale oljereservene produseres per år fra Statfjord enn fra Ekofisk. Produksjonen fra krittfeltene tar lang tid, og dette er et sentralt element i den langsiktige forvaltningen av ressursene i disse feltene.

Krittbergartene komprimeres når reservoartrykket reduseres som følge av produksjonen. Selv om dette skjer cirka 3000 meter under havbunnen, forskyves effekten opp til havbunnen, slik at den synker. Havbunnen har så langt sunket cirka ni meter sentralt på Ekofisk og den forventes å fortsette å synke. En konsekvens av innsynkingen er at mange brønner bryter sammen etter å ha produsert i noen år. Dette fører til at det stadig må bores nye brønner for å opprettholde produksjon og injeksjon. Kompaksjonen av reservoaret bidrar også til å presse ut mer olje.

For de faste innretningene som står på havbunnen, har innsynkingen store konsekvenser. Deler av infrastruk-



Figur 2.14 Sammenligning av andelen oljereserver produsert hvert år for Ekofisk og Statfjord

kapittel 2

turen i området er skiftet ut med nye innretninger for å ivareta langsiktig, sikker og lønnsom produksjon. Dette arbeidet har startet og pågår, og det må fullføres i årene framover. Det må også vurderes om det er grunnlag for ny utbygging av noen av de fire nedstengte krittfeltene i Ekofiskområdet.

Krittfeltene ble bygd ut med trykkavlasting som dreneringsstrategi. I 1987 ble det satt i gang vanninjeksjon på Ekofisk. Dette har bidratt til at feltet produserer mer enn dobbelt så mye olje som først antatt. Etter at vanninjeksjon viste seg vellykket på Ekofisk, er dette også tatt gradvis i bruk på Eldfisk og Valhall. En langsiktig forvaltning av de betydelige ressursene i krittfeltene vil innebære at vanninjeksjon må etableres over hele feltet. Vanninjeksjon må i tillegg vurderes for flere av de mindre krittfeltene.

Selv om vanninjeksjon har vist seg å være en effektiv utvinningsmetode på Ekofisk, har den også sin begrensning. Store ressurser blir liggende igjen fordi en betydelig del av oljen er antatt å være immobil, og vanninjeksjon vil ikke kunne mobilisere denne oljen. For Ekofisk er det anslått at det er mulig å produsere noe mer enn 50 prosent av tilstedeværende volum ved vanninjeksjon. Selv om tidsperspektivet for vanninjeksjon er langt og reservene økes ytterligere ved boring av flere brønner, må det vurderes metoder som også kan bidra til utvinning av deler av den immobile oljen. Injeksjon av nitrogen og luft er to metoder som har vært vurdert for Ekofisk, men de er foreløpig lagt til side, dels av økonomiske, dels av tekniske årsaker. Injeksjon av CO₂ kan ha et stort potensial og framstår i dag som den mest lovende metoden i tillegg til vanninjeksjon.

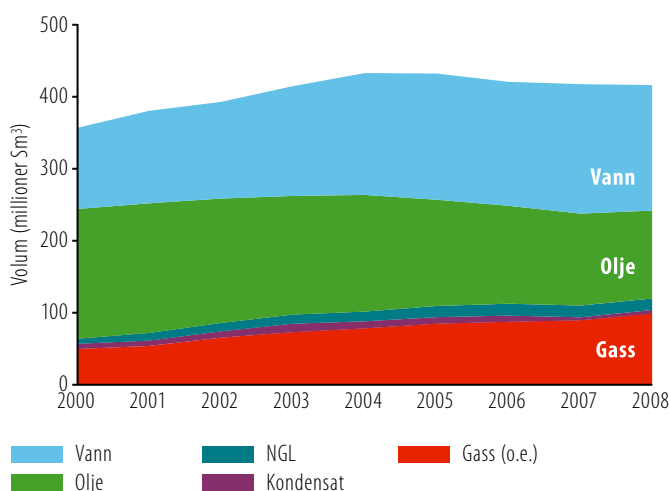
Energiforbruk og miljø

De største miljøutfordringene når olje- og gassproduksjonen avtar på feltene, er behandling av økende volum produsert vann og økt behov for energi til kompresjon av gass som enten skal eksporteres for salg eller injiseres for å øke oljeproduksjonen. Sammenliknet med verdien av og energiinnholdet i produsert petroleum, er samlet energibruk på sokkelen svært liten. Energiforbruket tilsvarer om lag en prosent av samlet energiinnhold i oljen og gassen som eksporteres.

Når olje og gass produseres, følger det vann med. Det produserte vannet består av både opprinnelig formasjonsvann og injisert sjøvann. Etter hvert som oljen produseres, fylles reservoaret med vann. Vann utgjør en betydelig andel av den totale brønnstrømmen (figur 2.15). I perioden 2000-2008 økte totalt volum produsert vann med om lag 60 prosent, og i dag produseres det årlig i overkant av 170 millioner m³ vann totalt i petroleumsvirksomheten.

Vannet som produseres sammen med olje og gass, inneholder rester av olje, andre organiske og uorganiske komponenter og rester av tilsatte kjemikalier. Det produserte vannet separeres og renses før det enten injiseres tilbake til reservoarene eller slippes ut i sjøen. Det stilles strenge krav til rensing av produsert vann, for eksempel ble maksimumsnivået for tillatt oljeinnhold redusert fra 40 mg til 30 mg per liter vann i 2007.

Samlet energibruk på sokkelen er svakt økende, blant annet som følge av økende vannproduksjon. Behandling av det produserte vannet bidrar til den raske økningen av energiforbruket per produsert enhet petroleum. For gassproduksjon er kompresjon av gass for trykkstøtte og eksport den vesentligste energiforbrukende aktiviteten. Ettersom det naturlige trykket i reservoarene synker, kreves mer energi for å holde eksportvolumene oppe.



Figur 2.15 Samlet produksjon av petroleum og vann

Havbunnsseparasjon og -injeksjon

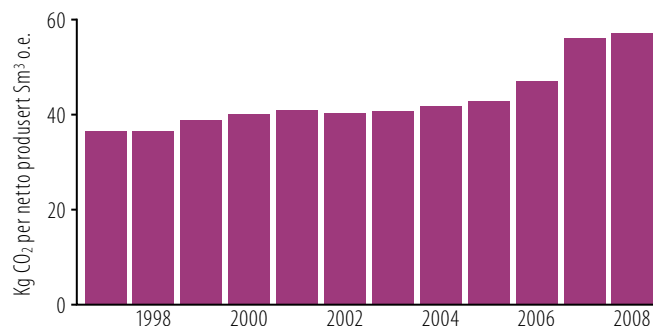
På Tordisfeltet i Nordsjøen ble verdens første fullskala havbunnsanlegg for separasjon av vann fra brønnstrømmen startet opp i 2007. Det utskilte vannet ble injisert gjennom en egen brønn til en vannfylt formasjon under feltet. Tidligere er det gjennomført et tilsvarende og vellykket pilotprosjekt på Trollfeltet.

Havbunnsseparatoren på Tordis ble stengt i mai 2008 da det ble oppdaget lekkasje til havbunnen fra injeksjonsbrønnen. Oljedirektoratets vurdering av lekkasjen har vist at den sandfylte formasjonen som det var planlagt å injisere i, ikke er tilstede over Tordisfeltet. Separasjonsanlegget på havbunnen fungerte imidlertid som det skulle.

Teknologien er et gjennombrudd for en ny generasjon undervannsløsninger i oljeindustrien.

For å redusere uønsket vannproduksjon og -sirkulasjon og samtidig øke olje- og gassproduksjonen, finnes flere teknologier som er prøvd ut på norsk sokkel. Havbunnsseparasjon og -injeksjon bidrar blant annet til å redusere de store volumene produsert vann som må transporteres til innretningen for behandling. Mekaniske plugg og sementering av vannførende soner har vært i bruk i lang tid. En mindre uttestet teknologi er å tilsette injeksjonsvannet kjemikaliesystemer som blokkerer sonene vannet strømmer i. Vannet tvinges da til andre områder i reservoaret. Mer olje kan på denne måten bli fortrent av det injiserte vannet. Denne teknologien har vært testet på felt, blant annet ble et natriumsilikatsystem testet på Gullfaks i 1990-årene. Dette "glass"-systemet inneholder ingen giftige komponenter og har ingen negativ miljøeffekt. Andre kjemikaliesystemer kan ha slike utfordringer ved eventuell tilbakeproduksjon.

I 1991 ble det innført en avgift på CO₂-utslipp fra petroleumsvirksomheten, og dette førte til at CO₂-utslipp per produsert enhet avtok i en periode. Utover 2000-tallet har imidlertid denne utviklingen snudd som følge av at en større del av produksjonen kommer fra felt som er sent i produksjonsfasen, og hvor økende volum av vann eller gass blir sirkulert (figur 2.16). Den store økningen fra 2006 til 2007 skyldes hovedsakelig økt fakling på Snøhvit i forbindelse med oppstartsproblemer på feltet. Utslippene av CO₂ per produsert enhet varierer mellom ulike felt og over feltets levetid. Utslippsnivået avhenger blant annet av reservoarmessige forhold, utvinningsløsning, teknologiske forhold og transportavstand til markedet.

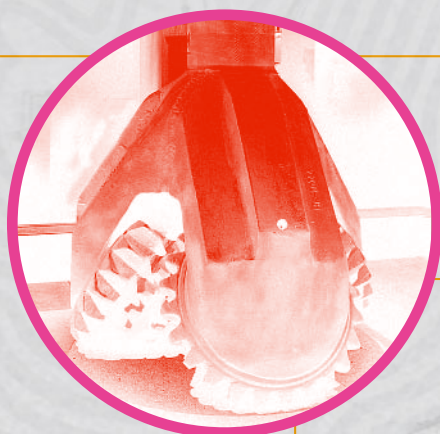


Figur 2.16 Utslipp av avgiftspliktig CO₂ per produsert enhet

Utslipp av CO₂ fra norsk petroleumsvirksomhet er svært lavt sammenliknet med verden for øvrig. Gjennomsnittlige utslipp av klimagasser i verdens samlede petroleumsvirksomhet var i 2006 om lag 125 kg CO₂ per produsert Sm³ o.e., mens det i Norge i 2006 ble sluppet ut 47 kg CO₂ per produsert Sm³ o.e. og i 2008 57 kg CO₂ per produsert Sm³ o.e.

CO₂-utslippene fra energiproduksjonen kan reduseres ved å utnytte mer varmeenergi og ved kraft fra land. På denne måten kan CO₂-utslippene øke mindre over tid enn det økende energibehovet skulle tilsi. I 2008 ble 10 til 15 prosent av petroleumssektorens energibehov dekket av elektrisk kraft fra nettet. Denne andelen vil øke når Gjøa, Goliat og Valhall starter opp med kraft fra land. Forventet økt energibehov i de allerede elektrifiserte feltene Troll A og Ormen Lange, vil over tid også bidra til at en større del av energiproduksjonen til norsk petroleumssektor skjer uten direkte utslipp av CO₂.

3 LETING



Tilgang på areal

Norsk kontinentalsokkel, fra grunnlinjen og ut til grensene som er anbefalt av FNs kommisjon for kontinentalsokkelens yttergrenser, er 2,2 millioner km². Om lag halvparten av arealet har bergarter hvor funn av petroleum kan gjøres, og halvparten av dette er åpnet for petroleumsvirksomhet. Områdene som ikke er åpnet er deler av Barentshavet, kystnære områder i Norskehavet, området rundt Jan Mayen og mesteparten av Skagerrak. Før Stortinget beslutter hvilke områder som kan åpnes, har det pågått arbeid i mange år. Myndighetene har samlet inn seismiske data og foretatt grunne borer, kartlagt og vurdert de ulike områdene. Hovedhensikten med dette er å kunne evaluere områdene slik at de mest prospektive arealene kan gjøres tilgjengelig for industrien. Områder som planlegges åpnet skal konsekvensutredes.

Innsamling av seismiske data

Seismisk datainnsamling benyttes til å kartlegge de geologiske forholdene under havbunnen og er grunnleggende for å utforske mulighetene for å finne petroleum. Blant mange geofysiske metoder (for eksempel gravimetri, magnetometri, elektromagnetisme) er det i dag bare seismikk som kan gi tilstrekkelig detaljert informasjon som grunnlag til å gå videre med leteboring. Elektromagnetiske undersøkelser (EM) måler elektrisk motstand eller resistivitet, og er en relativt ny geofysisk metode som brukes som et supplement til seismikk.

Olje og gass har høy resistivitet. I en struktur, som allerede er kartlagt ved hjelp av seismikk, kan EM gi tilleggsinformasjon om strukturen inneholder olje og gass.

Innsamling av seismiske data er svært viktig på felt i drift både for å få kunnskap om hvor resterende olje og gass er, og for å bore mer treffsikkert. Det kan derfor bli gjennomført seismisk datainnsamling i samme område, og over samme felt gjentatte ganger (4D-seismikk). For å unngå å samle inn dupliserende data, blir seismiske data frigitt etter bestemte regler.

Innsamling av seismiske data kan enten utføres i henhold til en undersøkelsestillatelse eller innenfor en utvinningstillatelse. Før en seismisk datainnsamling iverksettes, må rettighetshaveren sende melding om planene til Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet, Havforskningsinstituttet og Forsvarsdepartementet. Disse etatene gir faglige tilbakemeldinger om fiskeriaktivitet og andre forhold i forkant av hver enkelt innsamling. Oljedirektoratet koordinerer tilbakemeldingene og gir en tilrådning om den meldte aktiviteten til rettighetshaveren. Kravene som stilles er i hovedsak knyttet til fiskeriaktivitet. I tillegg er det krav om fiskerikyndig person om bord på det seismiske fartøyet for å bidra til at konfliktsituasjoner ikke oppstår.

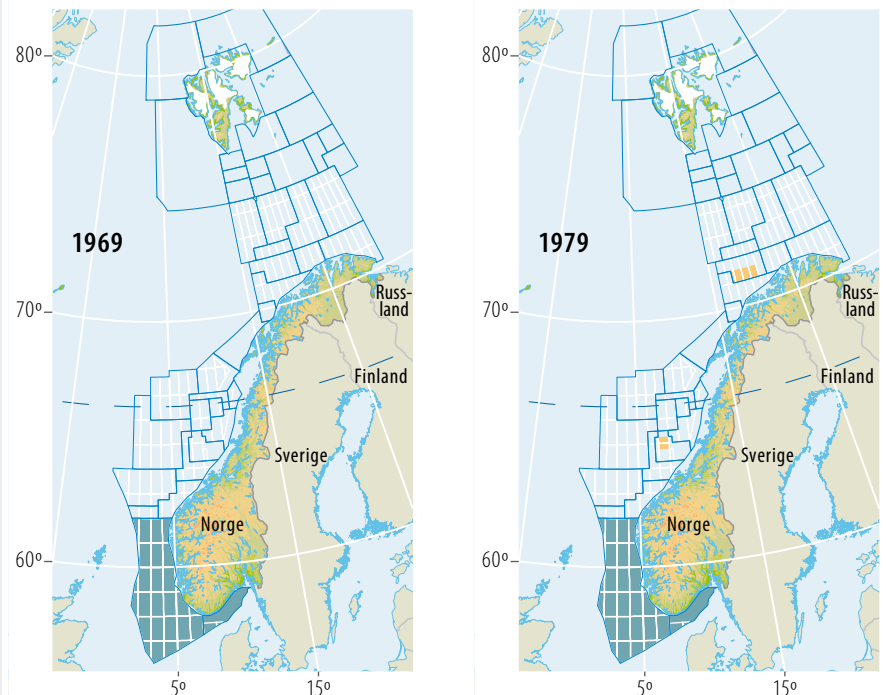
Myndighetene startet allerede i 1969 å samle inn seismiske data. Oljedirektoratet ble opprettet i 1972 og har siden den gang hatt denne oppgaven. Det ble også samlet inn data i områder som fortsatt er lukket for petroleumsvirk-

Åpning av nye områder – petroleumsløven § 3-1.

Før åpning av nye områder med sikte på tildeling av utvinningstillatelser, skal det finne sted en avveining mellom de ulike interesser som gjør seg gjeldende på det aktuelle området. Under denne avveiningen skal det foretas en vurdering av de nærings- og miljømessige virkninger av petroleumsvirksomheten og mulig fare for forurensninger samt de økonomiske og sosiale virkninger som petroleumsvirksomheten kan ha.

Spørsmålet om åpning av nye områder skal forelegges lokale myndigheter og sentrale interesseorganisasjoner som kan antas å ha særlig interesse i saken.

Videre skal det ved offentlig kunngjøring gjøres kjent hvilke områder det foreligger planer om å åpne for petroleumsvirksomhet og arten og omfanget av den virksomhet det gjelder. Interesserte skal gis en frist på minst 3 måneder til å uttale seg. Departementet avgjør hvilken saksbehandling som skal følges i det enkelte tilfelle.



Figur 3.1 Trinnvis åpning av norsk sokkel i tiårssekvenser fra 1969. Områder med farge er åpne. Røde skraverte områder: begrensninger i områder som tidligere var åpne.

kapittel 3

somhet, som rundt Jan Mayen, i Barentshavet nord og utenfor Lofoten og Vesterålen. Utenfor Lofoten og Vesterålen ble denne innsamlingen avsluttet i 1989 for så å bli tatt opp igjen i 2007 på oppdrag av Storting og regjering.

Petroleumsvirksomheten og fiskerinæringen har eksistert side om side i mange år. Den høye aktiviteten i petroleumsnæringen de siste årene har også ført til mer innsamling av seismiske data. En opplevelse av økt konfliktnivå mellom fiskerinæringen og seismikknæringen medførte at det høsten 2007 ble opprettet en felles arbeidsgruppe mellom Fiskeridirektoratet og Oljedirektoratet, som leverte en rapport våren 2008 (Sluttrapport 1. april 2008 (Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet)). På bakgrunn av tilrådninger i rapporten er det iverksatt en rekke tiltak, blant annet:

1. Samarbeidsprosjekt mellom Statens forurensningstilsyn, Fiskeridirektoratet og Oljedirektoratet for å utrede skremme- og skadeeffekter av seismiske lydsignaler og foreslå tiltak.
2. Nytt interaktivt melde- og kunngjøringsystem for seismiske undersøkelser
3. Kurs for fiskerikyndig person på seismikkfartøy
4. Angivelse av område for undersøkelsen inkludert snuområde, og melding om eventuelle endringer
5. Tiltak for samordning av undersøkelser

I tillegg arbeides det med andre tiltak, blant annet er det planlagt å innføre krav om at seismiske fartøy skal ha satellittsendere om bord for å kunne spores.

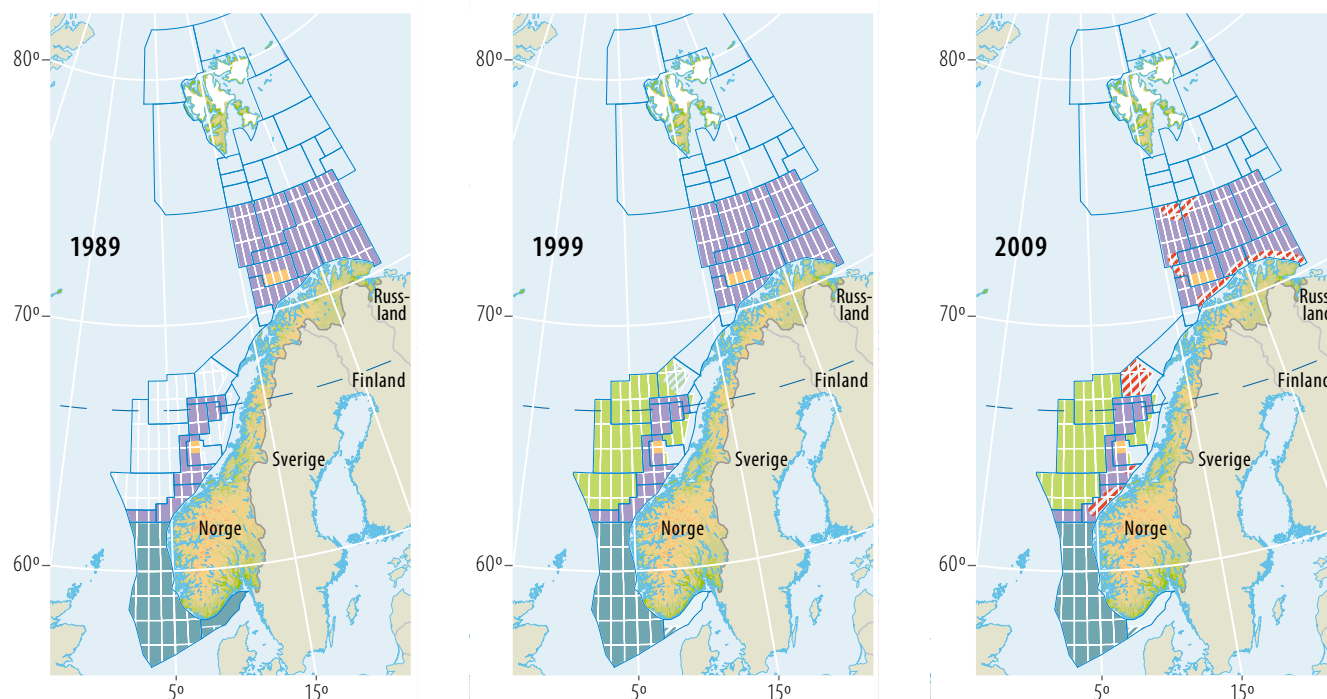
Konsekvensutredning

Nærings- og miljømessige virkninger av petroleumsvirksomheten vurderes i en konsekvensutredning. Mulig fare for forurensninger, samt de økonomiske og sosiale virkninger som petroleumsvirksomheten kan ha, er omfattet av utredningen. Bestemmelser om konsekvensutredninger kom i petroleumsloven i 1985. Paragraf 3.1 omhandler åpning av nye områder og konsekvensutredninger.

Trinnvis utforskning

Norsk kontinentalsokkel er åpnet trinnvis for petroleumsvirksomhet siden 1965 (sekvensiell leting). Dette innebærer at resultater og erfaringer fra ett område brukes for å åpne nye områder. Da de første blokkene på Haltenbanken og Tromsøflaket ble utlyst i juni 1979, ble kunnskap og erfaring fra Nordsjøen anvendt. Til enhver tid blir tilgjengelig informasjon benyttet til videre utforskning. På denne måten unngås boring av unødvendige brønner.

Den trinnvise åpningen av norsk sokkel er illustrert i figur 3.1. Figuren viser status i 1969, det året Ekofisk ble funnet, og hvert tiår etter dette. I perioden 1969 til 1979 var det bare Nordsjøen som var åpen for petroleumsaktivitet. I perioden 1979 til 1989 ble områder nord for 62° nord åpnet. I Barentshavet ble den første tildelingen foretatt i 1980. Det første funnet, 7120/8-1 Askeladd, ble gjort i 1981 og er inkludert i Snøhvitutbyggingen.



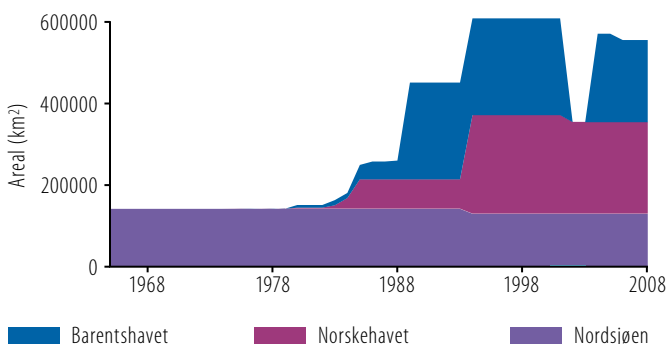
I 1994 ble områder på dypt vann i Norskehavet og vestlig del av Nordland VI åpnet for petroleumsaktivitet. I en del av Nordland VI har det vært anledning til å bore et begrenset antall letebrønner. To utvinningstillatelser ble tildelt i 1996, det er samlet inn 3D seismikk og boret en brønn som var tørr. I denne perioden ble Skagerrak lukket. Regjeringen (Bondevik II) besluttet i 2001 en midlertidig lukking av hele Nordland VI og Barentshavet sør. Barentshavet sør ble med visse unntak gjenåpnet i 2003.

Etter 1994 er det ikke åpnet nye områder for petroleumsvirksomhet (figur 3.2 og 3.3). Stortingsmeldingen om helhetlig forvaltning av det marine miljøet i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (Forvaltningsplanen, Stortingsmelding nr. 8 (2005-2006)), som ble lagt fram i 2006, har gitt begrensninger i områder som tidligere var åpnet. Disse områdene er røde og skraverte i figur 3.1

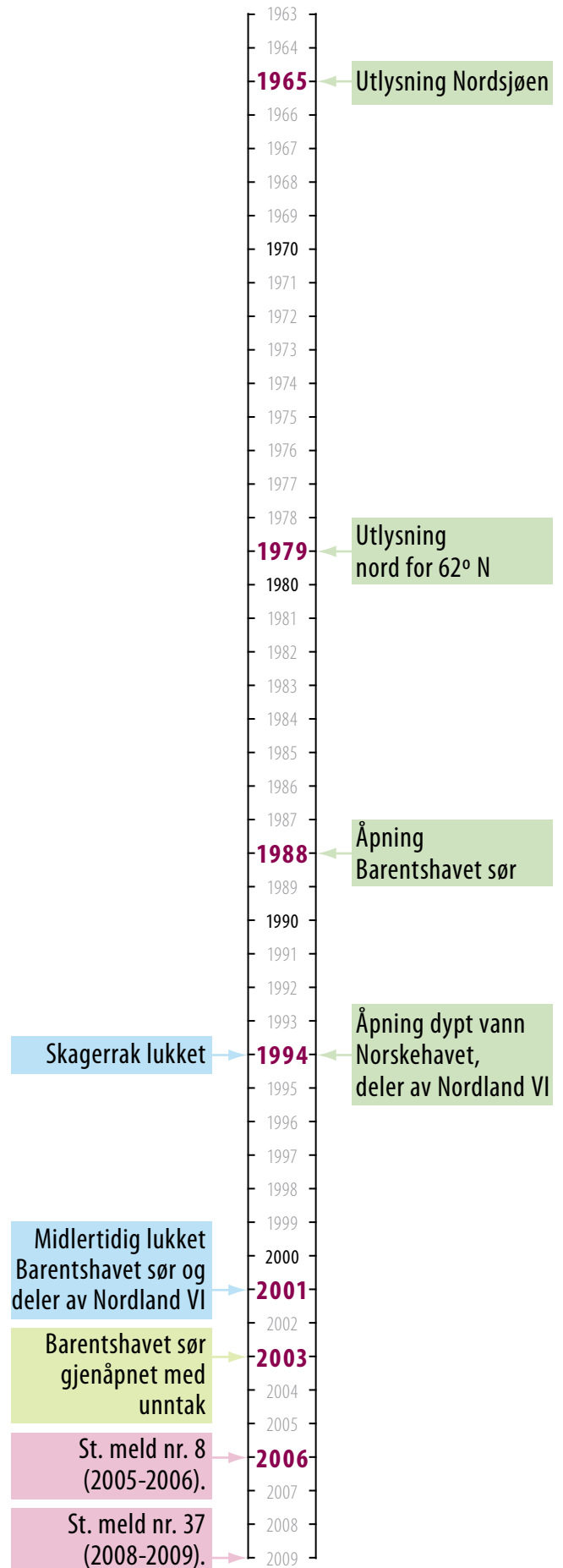
I stortingsmeldingen ble enkelte områder utpekt som særlig verdifulle og sårbare i miljø- og ressursammenheng (figur 3.4). Eventuell petroleumsvirksomhet i disse områdene skal opp til ny behandling i Stortinget i 2010 når forvaltningsplanen skal vurderes på nytt.

Tiden fram til 2010 skal blant annet benyttes til å tette kunnskapshull ved å evaluere ny informasjon og nye data som er kommet til. I denne sammenheng har regjeringen besluttet at Oljedirektoratet skal gjennomføre geologisk kartleggingsarbeid i Nordland VII og Troms II. Oljedirektoratet har samlet inn seismiske data sommerne 2007, 2008 og 2009 (figur 3.5).

Miljøverndepartementet la fram stortingsmeldingen om helhetlig forvaltning av Norskehavet i mai 2009 (Stortingsmelding nr. 37 (2008-2009)). Figur 3.6 viser rammen for petroleumsvirksomheten, som ble vedtatt av Stortinget i juni 2009.

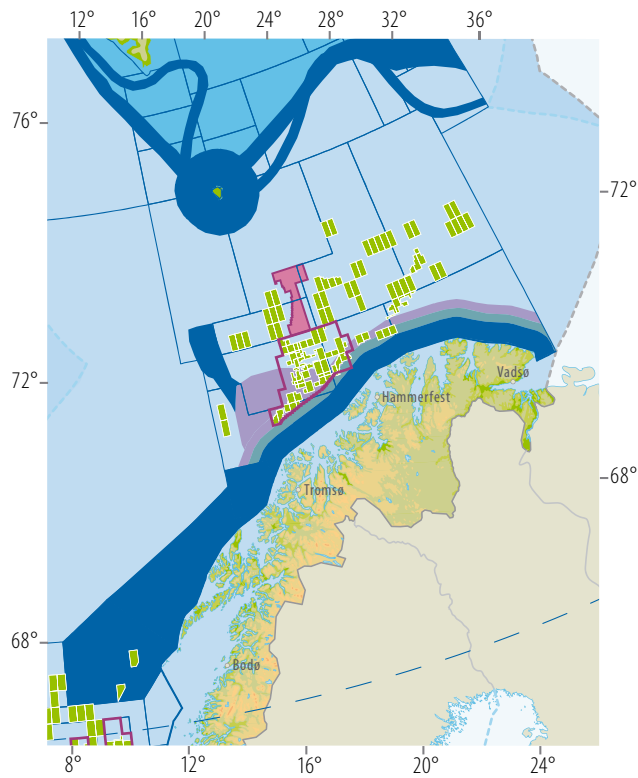


Figur 3.2 Trinnvis åpning av areal for petroleumsvirksomhet, 1965-2008



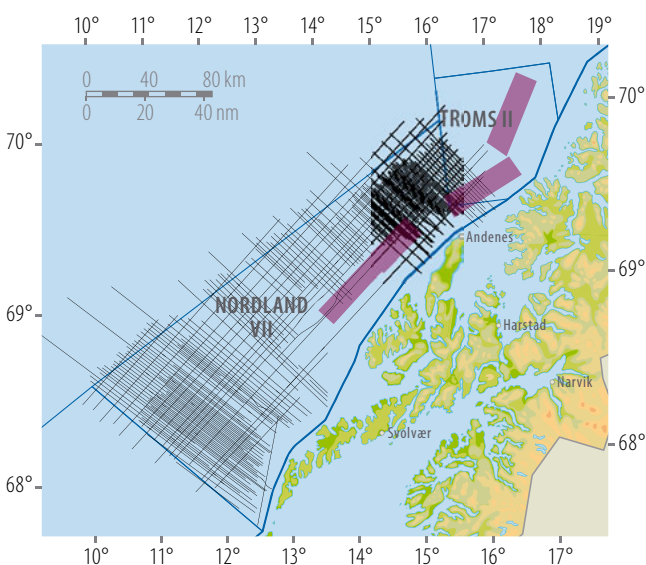
Figur 3.3 Tidslinje fra 1965 til 2008 for hendelser knyttet til områder som til enhver tid er tilgjengelig for petroleumsvirksomheten

kapittel 3



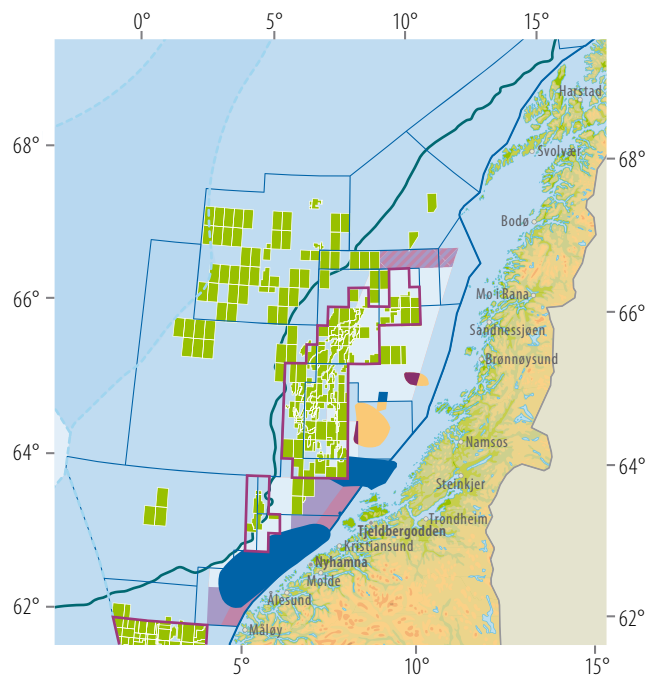
- Områder der det ikke skal igangsettes petroleumsvirksomhet i Stortingsperioden 2005-2009
- Områder der det ikke skal igangsettes ny petroleumsvirksomhet
- Områder der det ikke vil være tillatt med leteboring i oljeførende lag i perioden 1. mars - 31. august
- Variabel iskant
- Grunnlinjen
- Forhåndsdefinert område (TFO)
- Utvinningstillatelser
- Seismikkområder

Figur 3.4 Rammer for petroleumsvirksomheten i Barentshavet og utenfor Lofoten

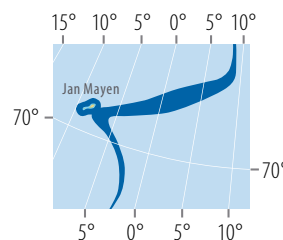


- 2D seismikk innsamlet av OD i 2007 og 2008
- 3D seismikk innsamlet av OD i 2008 og 2009
- Grunnlinje

Figur 3.5 Innsamling av seismiske data i Nordland VII og Troms II

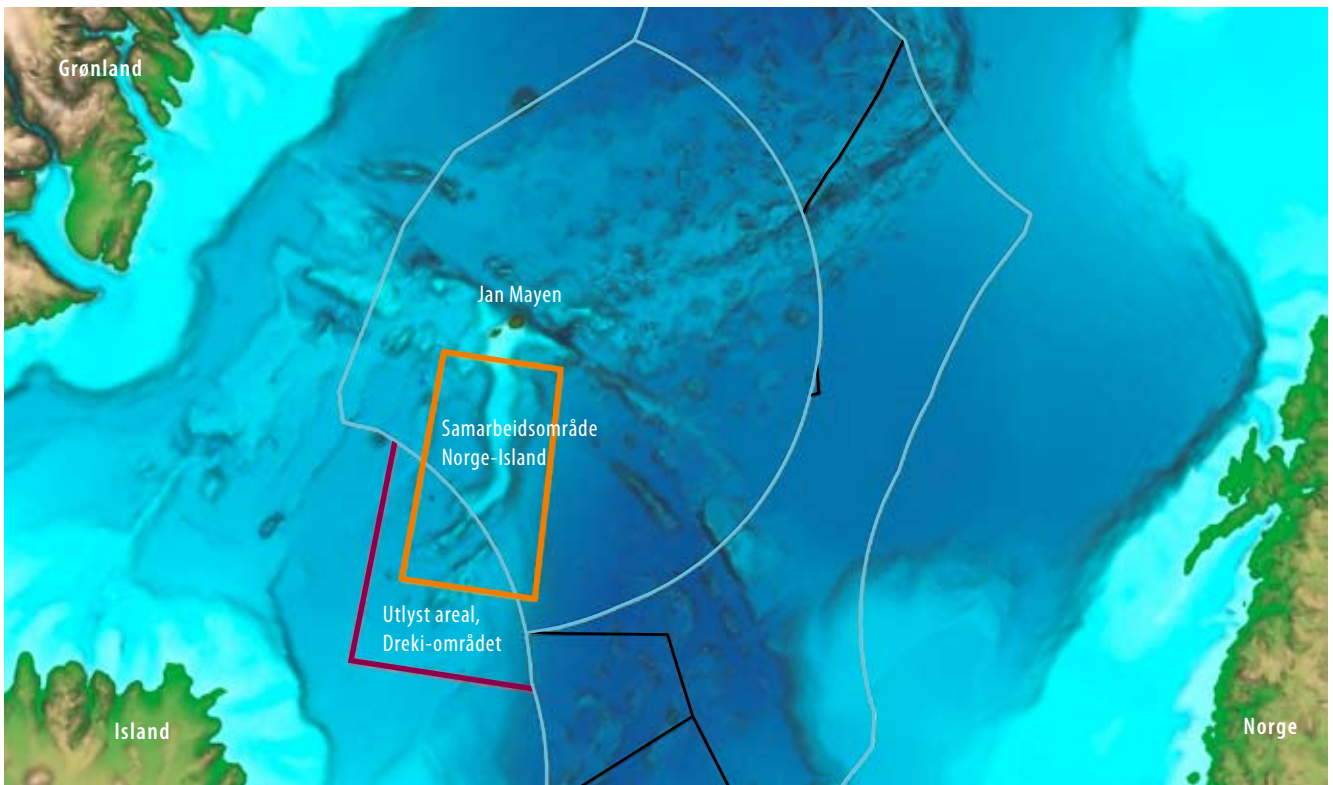


- Områder der det ikke skal utlyses konsesjoner før oppdatering senest i 2014
- Ingen leteboring i oljeførende lag i gyteperioder og i hekke- og myteperioder (1. mars - 31. august)
- Ingen leteboring i oljeførende lag i hekke- og myteperioder (1. april - 31. august)
- Ingen leteboring i oljeførende lag i perioder for fiskeegg og -larver (1. april - 15. juni)
- Ingen leteboring i oljeførende lag i gyteperioder (1. februar - 1. juni) og ingen seismikk i gytevandrings- og gyteperioder (1. januar - 1. mai)
- 500 m dybdekote. Innenfor 500 m koten skal det ikke foregå seismiske undersøkelser i letefasen i perioden 1. januar - 1. april. Denne tidsbegrensningen gjelder ikke for borestedsundersøkelser.
- Forhåndsdefinert område (TFO)
- Utvinningstillatelser
- Grunnlinjen



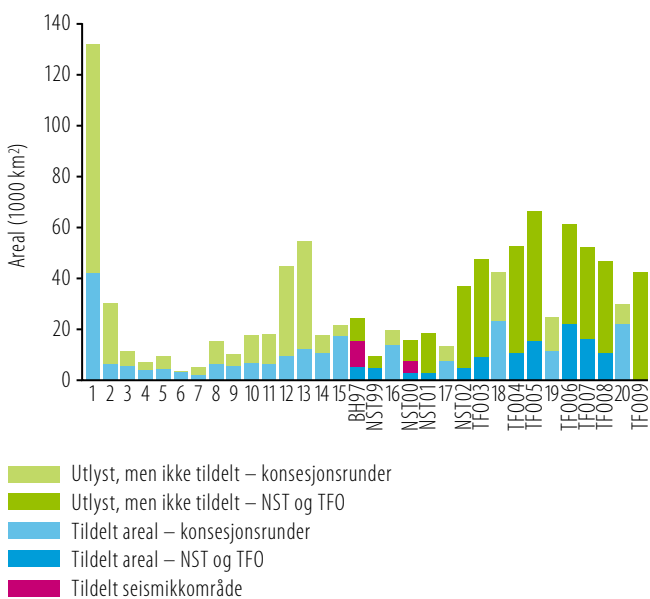
- Områder der det ikke skal foregå petroleumsvirksomhet før oppdatering senest i 2014. Dette skal likevel ikke være til hinder for at Jan Mayen kan benyttes i forbindelse med petroleumsvirksomhet utenfor dette beltet.

Figur 3.6 Rammer for petroleumsvirksomheten i Norskehavet. (Kilde: Stortingsmelding nr. 37 (2008-2009))



Figur 3.7 Første konsesjonsrunde på Island (basiskart fra Orkustofnun, Islands nasjonale energimyndigheter)

Kontinentalsokkelen rundt Jan Mayen (figur 3.7) er aktuell for Norge etter at Island i januar utlyste sin første konsesjonsrunde.



Figur 3.8 Utlyst og tildelt areal på norsk kontinentalsokkel

Tildeling av utvinningstillatelser

Innenfor de områdene som er åpnet for petroleumsvirksomhet får selskapene tilgang på areal hovedsakelig ved å søke om utvinningstillatelser i konsesjonsrunder og under ordningen Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO). I tillegg har selskapene tilgang på areal gjennom kjøp og bytte av andeler i utvinningstillatelser.

I den første runden ble hele Nordsjøen utlyst, og arealmessig er det den største runden som har vært kunnngjort. Den nest største tradisjonelle konsesjonsrunden var 13. runden som vist i figur 3.8.

Konsesjonsrunder

I forkant av utlysning av en ny konsesjonsrunde blir selskapene invitert til å nominere blokker de mener bør inkluderes i runden. Basert på dette utarbeider Oljedirektoratet en anbefaling til Olje- og energidepartementet om hvilke blokker som bør bli lyst ut. Anbefalingen fra Oljedirektoratet er basert på følgende kriterier:

- Oljedirektoratets geologiske vurdering av områdene
- unngå områder med stor geologisk avhengighet (trinnvis utforskning)
- inkludere områder med mulighet for interessant utforskning av nye og/eller forskjellige letemodeller
- selskapenes nominering

kapittel 3

Jan Mayen og Island

Jan Mayenryggen er et mikrokontinent som strekker seg fra øya Jan Mayen til nordspissen av Island (figur 3.7). To episoder med havbunnsbredning er viktig for mikrokontinentets geologiske utvikling:

1. For 55 millioner år siden (tidlig eocen) var det betydelig vulkansk aktivitet i forbindelse med utviklingen av Nord-Atlanteren, og store områder ble dekket av basalt (lava).
2. Fram til for 25 millioner år siden (sen oligocen) var mikrokontinentet Jan Mayen en del av Øst-Grønland, men ble da skilt fra Øst-Grønland og har gjennom geologiske prosesser etter hvert fått sin nåværende plassering mellom Grønland og Norge.

Petroleumspotensialet for Jan Mayen er uvisst, men alle de nødvendige geologiske forutsetningene for dannelse av petroleum kan være til stede på samme måte som på Øst-Grønland og i Mørebasenget. Sedimenter som kan inneholde petroleum kan være avsatt før åpning av Nord-Atlanteren, det vil si avsatt før basalten (mesozoikum til tidlig eocen). Yngre sedimenter som er avsatt over basalten kan også ha petroleumspotensial.

OD har samlet inn om lag 5800 km 2D seismikk i 1979, 1985 og 1988 i området rundt Jan Mayen. Seismikken foreligger i fire tilgjengeliggjorte datapakker. I tillegg er det samlet inn kommersiell seismikk i 2001 og i 2008 på Islands side.

I 1981 inngikk Norge og Island en overenskomst om kontinentalsokkelen i området mellom Island og Jan Mayen. Det ble etablert et samarbeidsområde på begge sider av delelinjen. I 2008 undertegnet Norge og Island en avtale om andelsfordelingen av petroleumressursene i avtaleområdet, samt om gjensidig deltagelse i utvinningstillatelser innenfor området. Denne avtalen ble undertegnet i forbindelse med at Island utlyste sin første konsesjonsrunde 22. januar 2009. Det utlyste arealet er 42 700 km², og ligger innenfor området Island har navnsatt til Dreki-området. Samarbeidsavtalen mellom Norge og Island innebærer blant annet at Norge kan gå inn med 25 prosent eierandeler i utvinningstillatelser innenfor utlyst del (12 720 km²) av avtaleområdet. Ved søknadsfristen utløp 15.mai 2009 har tre selskaper søkt om utvinningstillatelse. Det er Sagex Petroleum sammen med Lindir Exploration, og Aker Exploration. Tildeling er planlagt i fjerde kvartal 2009.

Miljøvern- og Fiskeridepartementet gir også sine vurderinger av de foreslåtte blokkene til Olje- og energidepartementet som beslutter hva som skal lyses ut basert på alle innspill.

Nåværende regjering har lagt opp til stor åpenhet i petroleumspolitikken. I tråd med dette publiserte Olje- og energidepartementet, i forkant av 20. konsesjonsrunde, kart som viste alle blokkene som var nominert av selskapene. 46 selskaper nominerte i alt 300 blokker. Oljedirektoratet anbefalte at 104 av de 300 nominerte blokkene kunne lyses ut. Blokkene som ble anbefalt utlyst ble sendt på offentlig høring til 148 instanser. Ved fristens utløp hadde 55 svart på høringsbrevet. I tillegg ble for første gang fiskeri- og miljøfaglige vurderinger fra relevante statlige etater offentliggjort. Resultatet av prosessen var at 79 blokker eller deler av blokker ble utlyst. Selskapene søkte på 72 av disse, og 63 blokker eller deler av blokker ble fordelt på 21 utvinningstillatelser.

Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO)

Hensikten med TFO er å påvise tidskritiske ressurser nær planlagt og eksisterende infrastruktur slik at denne kan utnyttes effektivt. I tillegg er det viktig at det er forutsigbarhet i tildeling av areal. TFO forenkler også prosessen for nye selskaper som ønsker å delta i aktiviteten på norsk sokkel. Denne ordningen erstattet Nordsjøtildeling, NST.

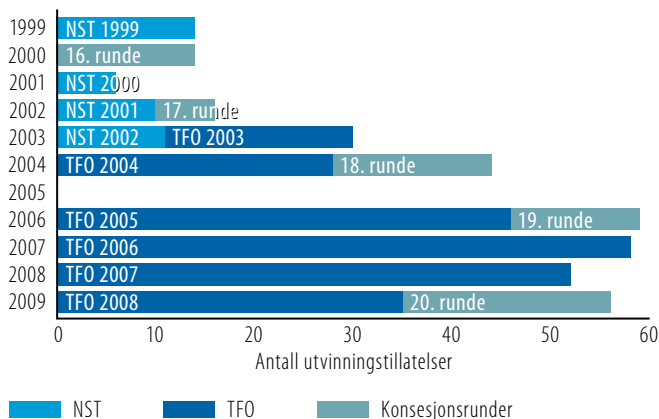
Størrelsen på de forhåndsdefinerte områdene har økt fram til TFO 2005. Imidlertid er det en klar trend fra TFO 2005 til og med TFO 2009 at tilgjengelig omsøkt areal er redusert. Tildelt areal er redusert etter TFO 2006 (figur 3.8).

Figur 3.9 viser antall tildelinger per år siden 1999. Det høyeste antallet var i 2006. Totalt er det tildelt 660 utvinningstillatelser på norsk sokkel, hvorav 240 er tildelt gjennom TFO. Det er boret 38 brønner og gjort sju funn i tillatelser tildelt under ordningen.

Olje- og energidepartementet har satt i gang en evaluering av TFO-ordningen. Ulike interesser ble invitert til å uttale seg. Mange parter, inkludert Oljedirektoratet, har gitt sine synspunkter, og departementet vurderer nå alle uttalelsene.

TFO-ordningen har etter Oljedirektoratets vurdering ført til:

- økt og raskere utforskning av modne områder
- at flere nye aktører bidrar i utforskningen av norsk sokkel
- at industrien er sikret jevn tilgang på prospektivt areal
- raskere tilbakelevering av areal til myndighetene
- økt forutsigbarhet gjennom mer regelmessige tildelinger



Figur 3.9 Årlige tildelinger siden 1999

Nye selskaper (tabell 3.1) har fått en betydelig andel av tildelingene innenfor TFO ordningen. Figur 3.10 viser antall andeler tildelt til forskjellige typer selskaper.

Effektiv utforskning av areal er viktig for å sikre ressurstilgangen. For å unngå at de enkelte selskapene beholder areal det ikke arbeides aktivt med, er arbeidsforpliktelsene i TFO utformet slik at de setter krav til rask utforskning av områder. Selskapene får i de fleste tilfellene to år til å vurdere om de ønsker å bore en brønn. Dersom selskapene ikke ønsker å bore, må hele arealet tilbakeleveres. Dette kalles en "drill or drop" betingelse. "Drill or drop" er også innført i tradisjonelle konsesjonsrunder. Erfaringen så langt viser at mellom 45 og 50 prosent av tillatelsene blir tilbakelevert i sin helhet når beslutningen om boring eller tilbakelevering tas (figur 3.11).

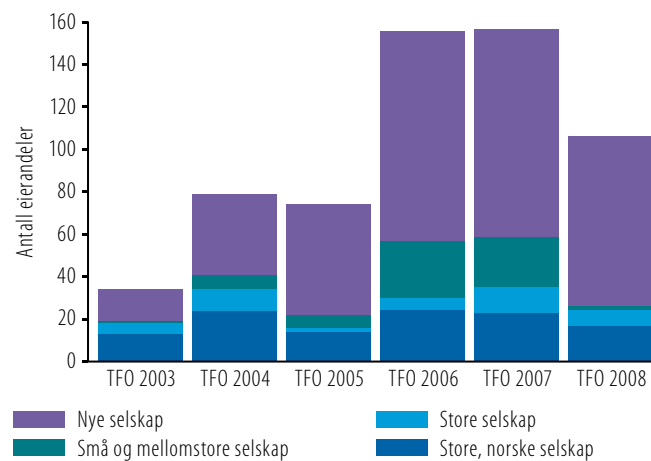
Leting i umodne områder

Undersøkelserbrønnene som er boret i områder uten infrastruktur, har ikke svart til myndighetenes og selskapenes forventninger de siste årene. Dette gjelder spesielt på dypt vann (havdyp større enn 600 meter) i Norskehavet som ble åpnet for leting i 1994.

Det er boret 23 undersøkelserbrønner på dypt vann i Norskehavet. Tabell 3.2 og figur 3.12 viser status på brønnene og kart. De første brønnene var på prospekter som ble antatt å inneholde store ressurser. Dette er en typisk strategi for leting i nye områder. Flere brønner resulterte i funn, men funnene var vesentlig mindre enn antatt før boring.

Nye selskap	4Sea Energy, Aker Exploration, Bayerngas Norge, BG Norge, Bridge Energy, Centrica, Concedo, Dana, Det norske, Discover, DONG, Edison, Endeavour, Faroe, GDF SUEZ, Genesis, Lotos, Lundin, Mærsk, Marathon, Nexen, Noreco, North Energy, PGNIG, Premier, Repsol, Rocksource, E.ON Ruhrgas, Sagex, Skagen 44, Skeie, Spring, Talisman, VNG, Wintershall
Små og mellomstore selskap	AEDC, Hess Norge, Idemitsu, OMV, Petro-Canada, RWE-DEA, Svenska Petroleum
Store utenlandske selskap	BP, Chevron, ConocoPhillips, Eni, ExxonMobil, Shell, Total
Store norske selskap	Petoro, StatoilHydro

Tabell 3.1 Selskapskategorier



Figur 3.10 Andeler til forskjellige type selskaper i nye tillatelser, TFO 2003 – TFO 2008

Runde/år	Utv till / operatør	Brønn	Brønn avsluttet	Prospekt	Status	Funn
15/1996	209 (Hydro)	6305/5-1	1997			Ormen Lange
	209 (Hydro)	6305/1-1	1998			
	210 (Shell)	6505/10-1	1998	Helland Hansen	Tilbakelevert	
	215 (Saga)	6704/12-1	1999	Gjallar	Tilbakelevert	
	217 (Statoil)	6706/11-1	1998	Vema	Tilbakelevert	
	218 (BP)	6707/10-1	1997		Operatør: StatoilHydro	
	218 (StatoilHydro)	6706/12-1	2008			
	218 (StatoilHydro)	6707/10-2 S	2008			
	218 (StatoilHydro)	6707/10-2 A	2008			
	218 (StatoilHydro)	6707/10-2 A	2008			
16/2000	251 (Statoil)	6302/6-1	2005		Tilbakelevert	"Tulipan"
	253 (Hydro)	6403/10-1	2002	Solsikke	Tilbakelevert	
	254 (BP)	6404/11-1	2002	Havsule	Tilbakelevert	
17/2002	264 (Esso)	6706/6-1	2003		Operatør: Eni	"Hvitveis"
	281 (Statoil)	6405/7-1	2003		Tilbakelevert	Ellida
	281 (Statoil)	6405/10-1	2007		Tilbakelevert	"Midnattsol"
	283 (Hydro)	6605/8-1	2005		Delvis tilbakelevert	"Stetind"
	283 (StatoilHydro)	6605/8-2	2008	Stetind sør	Delvis tilbakelevert	
18/2004	322 (Statoil)	6403/6-1	2006	Edvarda	Tilbakelevert	"Asterix" "Gro"
	324 (Eni)	6504/5-1	2007	Gemini	Tilbakelevert	
	327 B (StatoilHydro)	6705/10-1	2009			
	326 (Shell)	6603/12-1	2009			
	328 (StatoilHydro)	6605/1-1	2009	Obelix		
	329 (Eni)	6607/2-1	2007	Cygnus		

Tabell 3.2 Undersøkelserbrønner på dypt vann i Norskehavet (per 1. august 2009)

kapittel 3

De første blokkene på dypt vann i Norskehavet ble tildelt i 15. konsesjonsrunde i 1996. Utvinningstillatelsene der Ormen Lange ble funnet, ble tildelt i denne runden. Ormen Lange er så langt det eneste funnet på dypt vann som er i produksjon. Produksjonen startet i 2007, ti år etter at feltet ble funnet.

2009 er et spennende år for leting på dypt vann i Norskehavet. Per 1. august 2009 er det avsluttet tre undersøkellesbrønner. Brønn 6605/1-1 i utvinningstillatelse 328 var tørr, mens det ble funnet gass i 6705/10-1 i utvinningstillatelse 327 B. Operatøren StatoilHydro vurderer å bygge ut funnet sammen med nærliggende funn. Dette kan bidra til å legge til rette for en gassinfrastruktur på dypt vann.

I juni 2009 avsluttet operatøren Shell boringen av brønn 6603/12-1 som gjorde funn av gass på prospektet "Gro" i utvinningstillatelse 326. Det er stor usikkerhet knyttet til funnets størrelse. Videre avgrensning må til for å avklare ressurspotensialet.

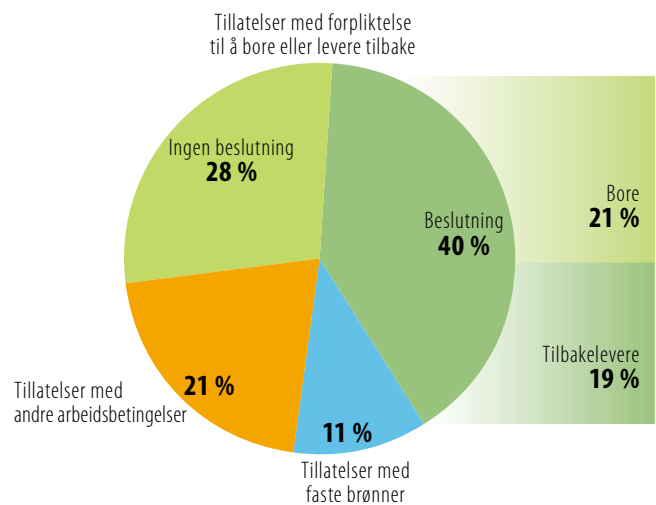
I 20. konsesjonsrunde ble det tildelt åtte utvinningstillatelser på dypt vann i Norskehavet. Undergrunnen i området ved de to vestligste tillatelsene har vært påvirket av stor vulkansk aktivitet. Dette medfører begrensninger i den seismiske avbildingen av geologien under lavaen, og gir dermed spesielle utfordringer med hensyn til kartlegging av prospektiviteten.

De senere år er det boret brønner i områder uten infrastruktur både i Barentshavet og i Nordsjøen. Mange er blitt definert som tørre. Det ble påvist olje i brønn 7222/6-1 S ("Obesum") i 2008, men avgrensingsbrønnen ga ikke forventet resultat. Sørøst i Nordsjøen var brønnene 9/4-5 ("Kogge") og 11/5-1 ("Loshavn") tørre. Det ble gjort et gassfunn i brønn 35/2-1 ("Peon") i den nordlige delen av Nordsjøen. Funnet er nå under planlegging for eventuell utbygging, og en avgrensingsbrønn er boret i 2009.

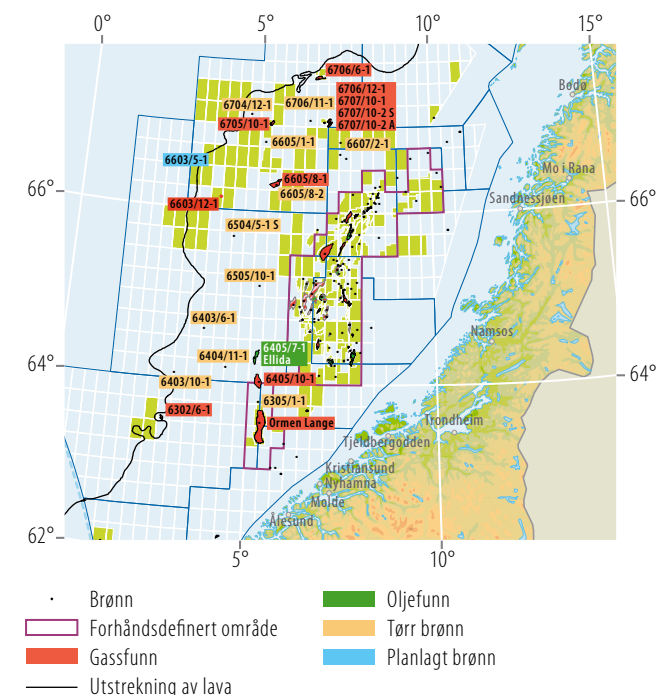
Letehistorie og letestatistikk

I den første tiårsperioden etter at Ekofisk ble funnet ble de store feltene Sleipner, Statfjord og Gullfaks funnet, og alle fire er fortsatt i produksjon. I perioden 1979 til 1984 ble de fleste av de andre store feltene på sokkelen funnet (figur 3.13). Kurven for ressurstilvekst viser at med unntak av Ormen Lange, har ressurstilveksten vært lav de siste 25 årene.

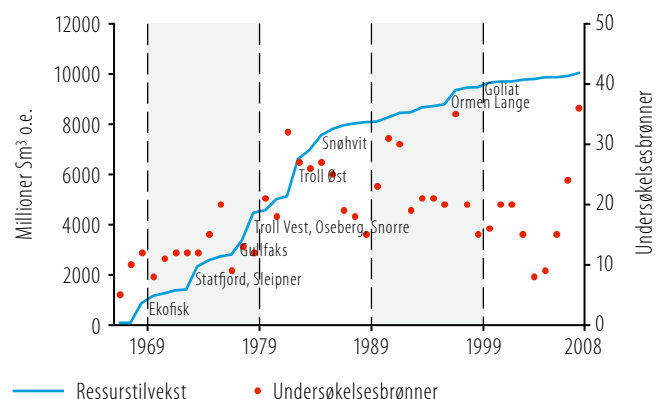
Antall undersøkellesbrønner boret per år har variert mye siden 1969 (figur 3.13). I 2008 ble det boret 36 undersøkellesbrønner. Det er det høyeste antallet på ett år på norsk sokkel. Per 1. august 2009 er det påbegynt 1242 undersøkelles- og avgrensingsbrønner på norsk sokkel.



Figur 3.11 Type arbeidsforpliktelse i tillatelser tildelt fra 1999 til 2008. Tillatelser tildelt i TF02008 og 20. konsesjonsrunde er ikke inkludert



Figur 3.12 Kart som viser brønner og funn på dypt vann i Norskehavet



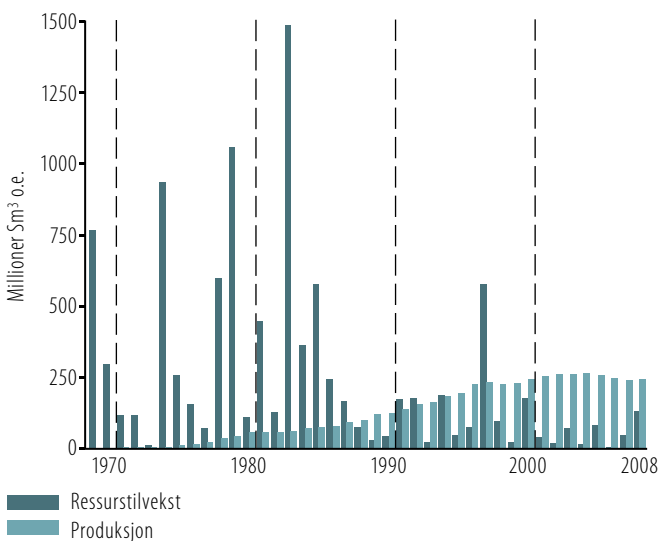
Figur 3.13 Ressurstilvekst og undersøkellesbrønner boret i perioden 1969 – 2008

Årlig ressurstilvekst erstattet den årlige produksjonen i de to første tiårsperiodene (figur 3.14). Ressurstilveksten var ekstra høy i 1983 da Troll Øst ble funnet. 1988 var det første året produksjonen var høyere enn ressurstilveksten. Med unntak av noen år tidlig på 1990-tallet og i 1997 har den årlige produksjonen vært høyere enn den årlige ressurstilveksten.

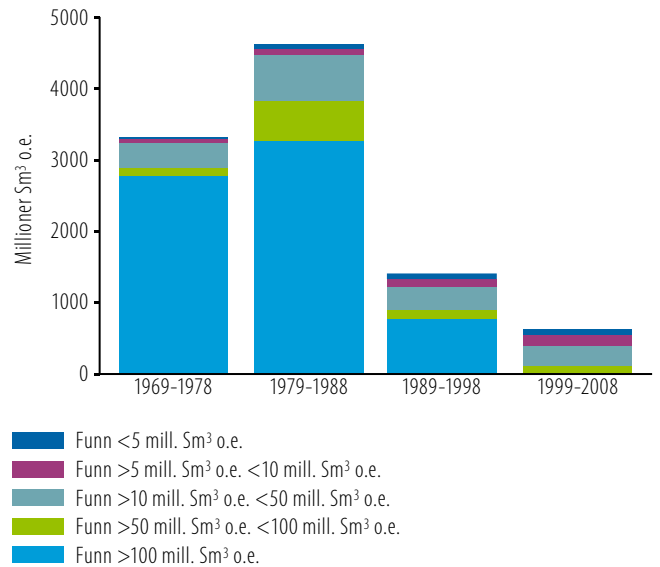
Etter de gode tiårsperiodene fra 1969 til 1988 har det vært en kraftig reduksjon i påviste ressurser de to neste tiårsperiodene (figur 3.15). Dessuten har andelen små funn (mindre enn fem millioner Sm³ o.e.) økt. I perioden 1989-1998 utgjorde disse funnene seks prosent av de påviste ressursene, i den siste tiårsperioden utgjør de 13 prosent.

Det tar i gjennomsnitt elleve år fra funn til produksjonsstart (figur 4.20). Når petroleumproduksjonen fra feltene relateres til hvilket år de ble funnet, viser det seg at produksjonen til nå stort sett har kommet fra felt som er funnet mellom 1969 og 1989 (figur 3.16). Dette er en konsekvens av at det er funnet mindre olje og gass de siste tjue årene. Ormen Lange er det største funnet som er gjort etter 1989.

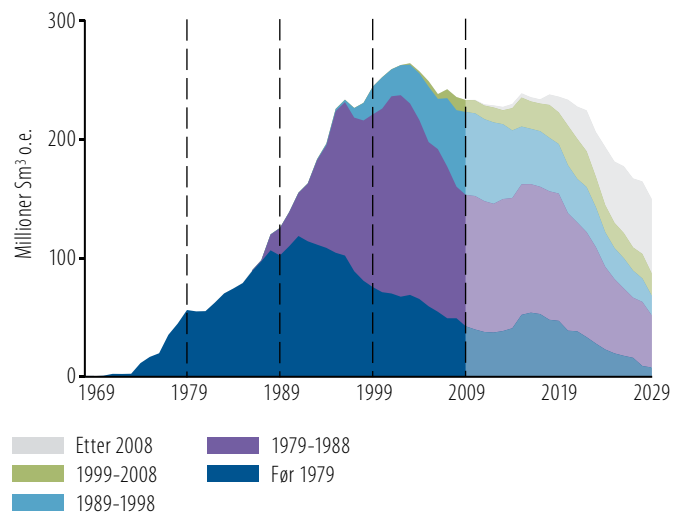
De siste tiårs lave ressurstilvekst gir et lite bidrag til prognosert framtidig produksjon. Prognosen er befestet med stor usikkerhet, spesielt for de ikke påviste ressursene (uoppdagede ressurser). I prognosen for de ikke påviste ressursene, forutsetter Oljedirektoratet at det blir boret 30 letebrønner hvert år, at boringene resulterer i funn av varierende størrelse og at gjennomsnittlig tid fra funn til produksjonsstart er ti år. En forutsetning er også at det tildeles nye utvinningstillatelser jevnlig i tråd med det som har vært vanlig til nå.



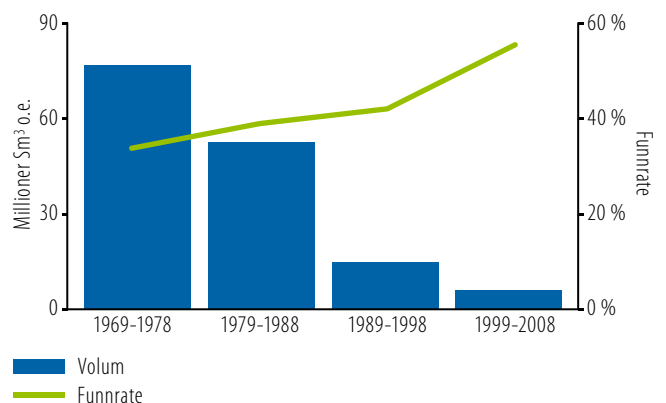
Figur 3.14 Årlig ressurstilvekst og produksjon 1969 – 2008



Figur 3.15 Ressurser i funn påvist i tiårsperioder fordelt på funnstørrelse, 1969 – 2008



Figur 3.16 Historisk og prognosert petroleumproduksjon fordelt på funnår



Figur 3.17 Gjennomsnittlig funnstørrelse og funnrates i tiårsperioder, 1969 – 2008

kapittel 3

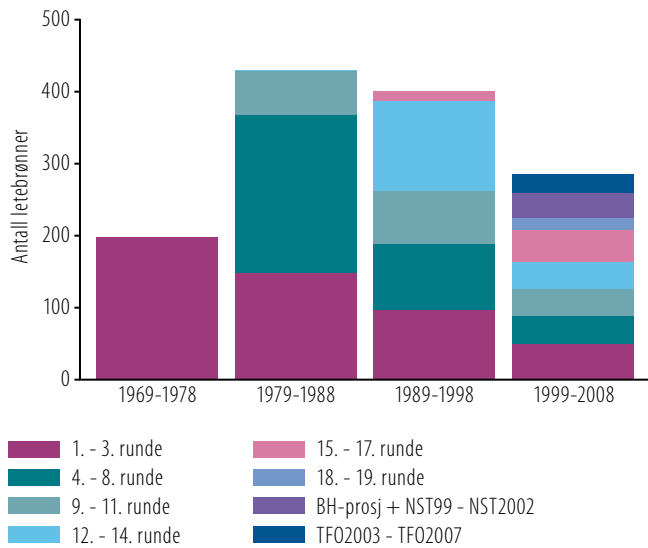
Bedre kjennskap til geologien, og den teknologiske utviklingen fører til økt funnsuksess. Imidlertid avtar gjennomsnittlig funnstørrelse (figur 3.17). Antall undersøkelsesbrønner var lavest fra 1969 til 1978 og høyest i perioden 1989 til 1998 (figur 3.18). Funnraten har vært høy helt siden 1969, men den var lavest den første tiårsperioden. I den siste tiårsperioden har funnraten vært høy.

Det bores fortsatt mange letebrønner (både undersøkelses- og avgrensingsbrønner) i arealer som ble tildelt i første til tredje konsesjonsrunde (figur 3.19). Antall letebrønner i areal som ble tildelt for mer enn 20 år siden, utgjør 44 prosent av brønnene som er boret i den siste tiårsperioden.

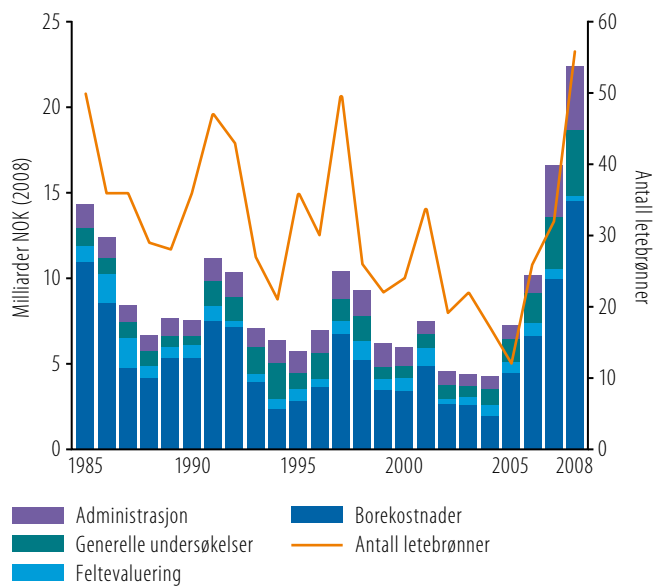
Utviklingen i leteaktiviteten

Antall letebrønner per år er et godt mål på leteaktiviteten. I 2008 ble det satt rekord med 56 påbegynte letebrønner. Figur 3.20 viser en betydelig økning i de totale letekostnadene de siste fem år. Den største andelen av letekostnadene er knyttet til boring. Dette skyldes både økt leteaktivitet og økningen i det generelle kostnadsnivået.

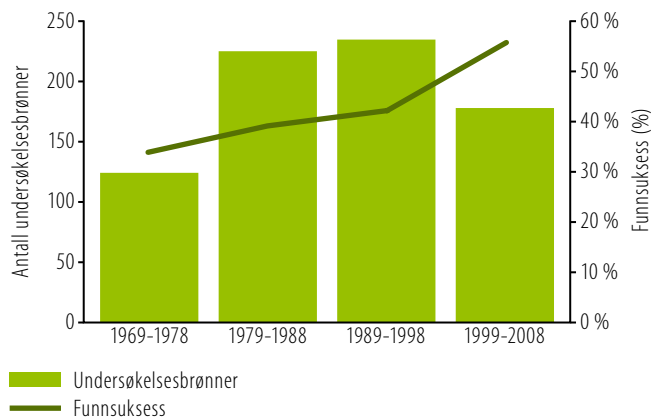
Antall kjøp eller bytte av andeler har gått ned siste femårsperiode med unntak av 2008 (figur 3.21). Nedgangen skyldes antagelig høy og stigende oljepris i samme periode. Økt antall kjøp i 2008 skyldes antagelig effekten av at markedet for kjøp og bytte av andeler har blitt større. Antall prekvalifiserte selskaper på norsk sokkel økte fra 34 selskaper i 2004 til 79 i 2008.



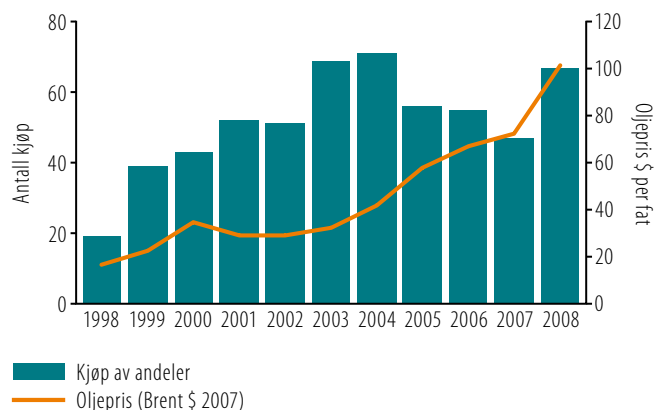
Figur 3.19 Antall letebrønner fordelt på tildelingsrunder i tiårsperioder, 1969 – 2008



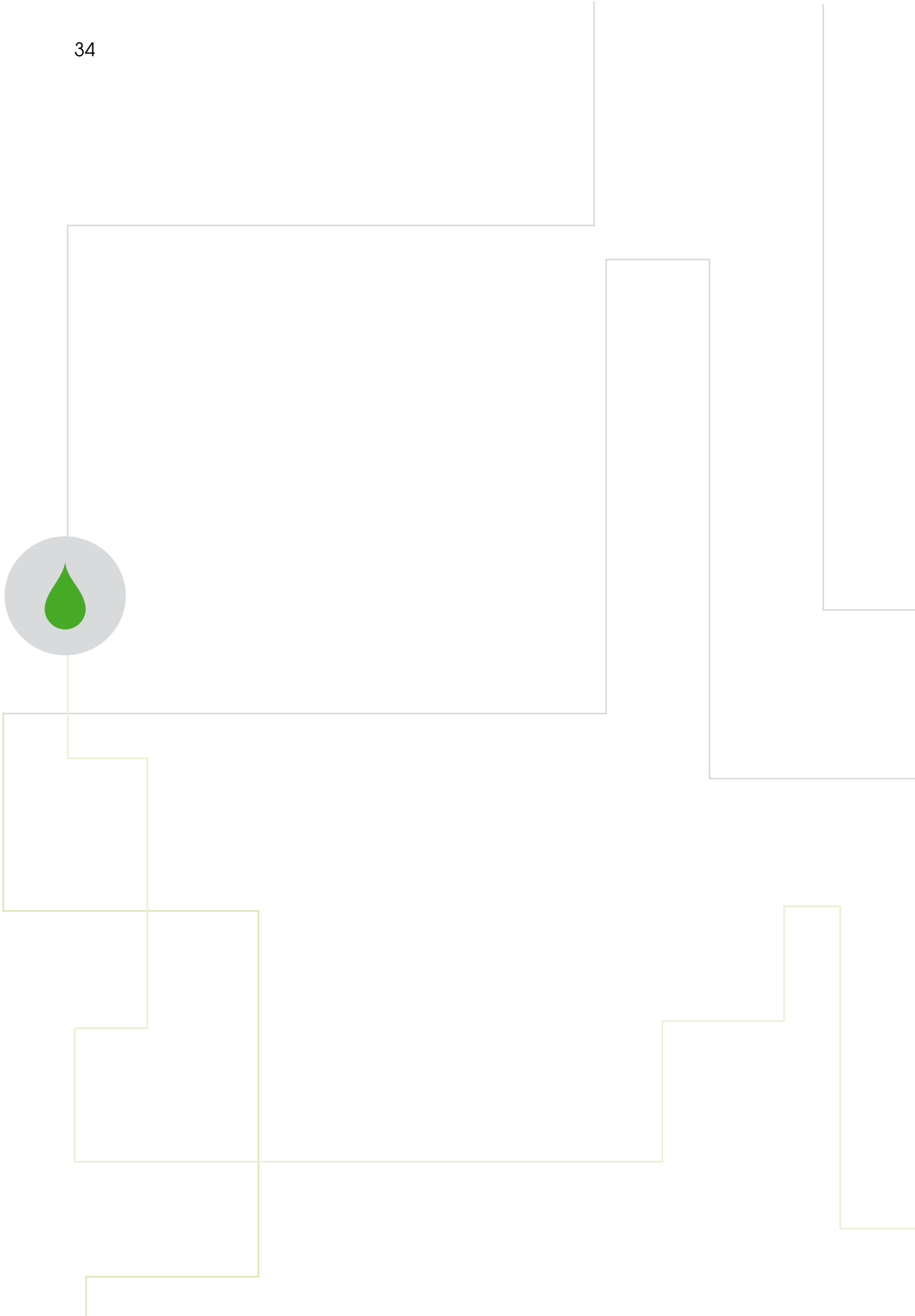
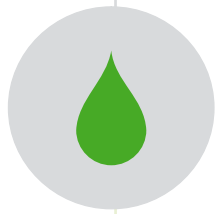
Figur 3.20 Totale letekostnader og antall letebrønner per år, 1985 – 2008



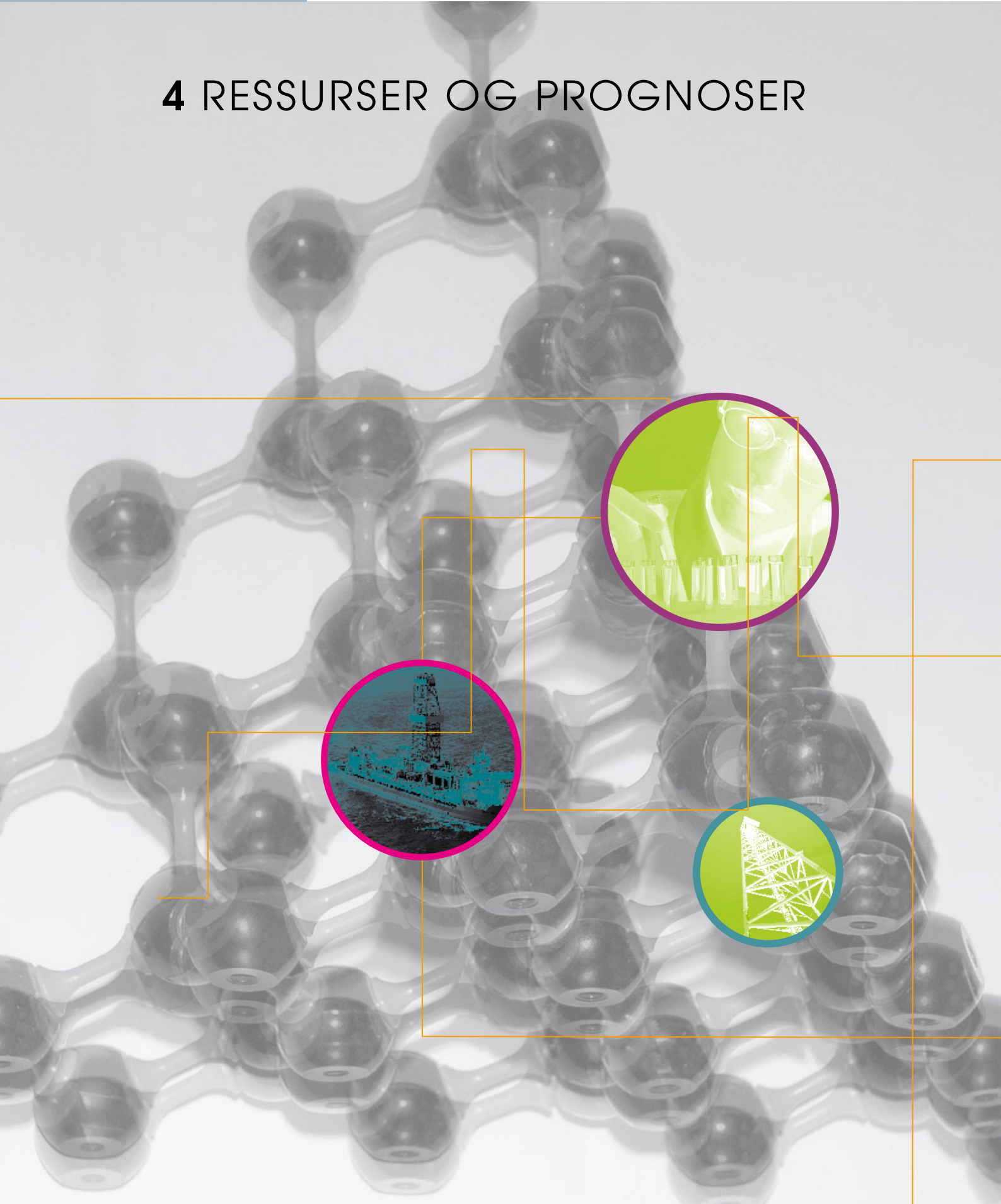
Figur 3.18 Antall undersøkelsesbrønner og funnrater i tiårsperioder, 1969 – 2008



Figur 3.21 Kjøp og bytte av andeler på norsk sokkel, 1989 – 2008



4 RESSURSER OG PROGNOSE



Innledning

Hvor mye olje og gass som vil bli produsert fra norsk kontinentalsokkel, er ikke mulig å fastslå nøyaktig. Anslagene er basert på antagelser om geologi, reservoartekniske forhold, kostnader, teknologi- og kunnskapsutvikling og lønnsomhet.

Oljedirektoratets ressursregnskap gir en oversikt over de totale utvinnbare petroleumsressursene, inkludert uoppdagede ressurser. Ressursregnskapet utarbeides årlig og bygger på data som operatørselskapene rapporterer årlig til Oljedirektoratet, samt egne data og egne anslag for de uoppdagede ressursene. Regnskapet representerer det som under gitte forutsetninger, forventes å bli produsert. De viktigste forutsetningene er at industrien får adgang til å lete der ressursene kan finnes, og at selskapene beslutter å produsere det de finner.

Ressursregnskapet omfatter alle områder på norsk kontinentalsokkel, bortsett fra område med overlappende krav i Barentshavet og kontinentalsokkelen rundt Jan Mayen. Det betyr at områder som i dag ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet, er inkludert.

Ressursregnskapet er basert på Oljedirektoratets ressursklassifisering, se detaljer på www.npd.no. Klassifiseringen omfatter de totale utvinnbare petroleumsmengdene, både de påviste og de som ennå ikke er påvist; de uoppdagede ressursene.

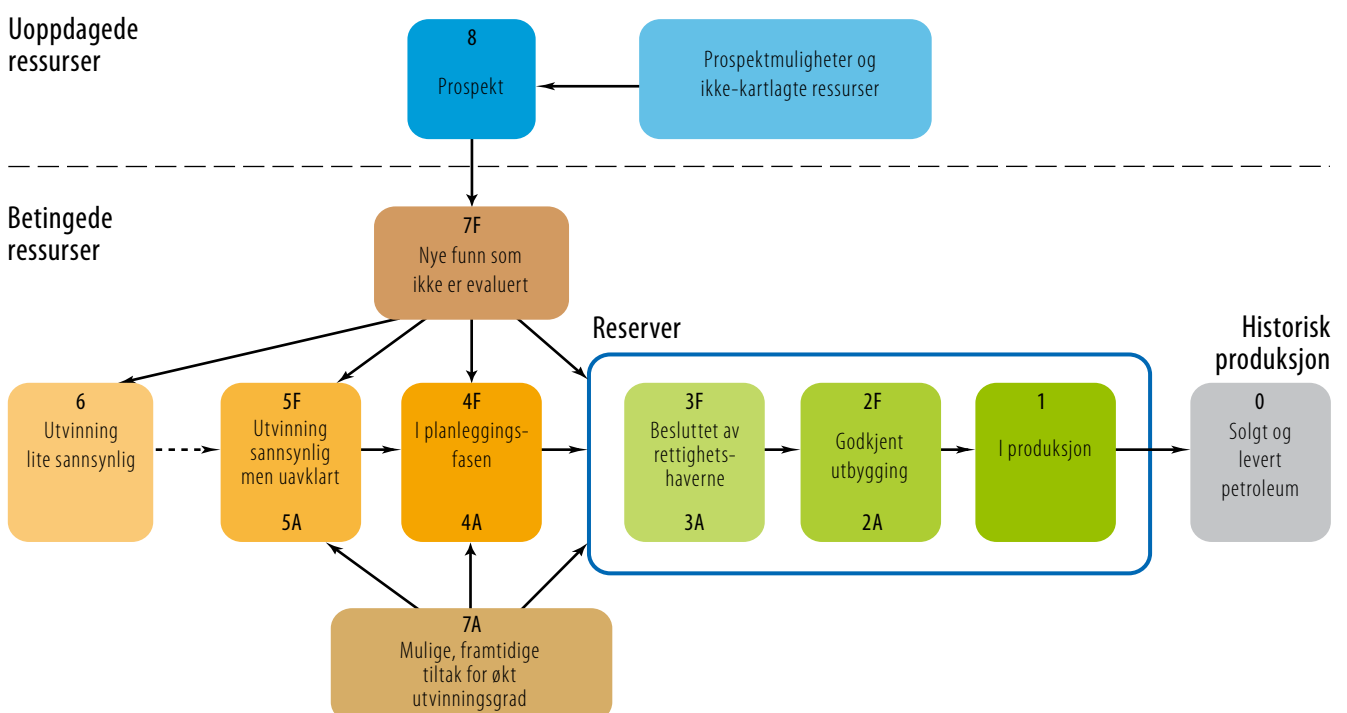
Klassifiseringen angir hvor petroleumsvolumene i et prosjekt befinner seg i utviklingskjeden; uoppdaget, i funn, under utbygging, i produksjon og fram til avsluttet produksjon (figur 4.1). Det følger av dette at et felt kan ha prosjekt i flere ressurskategorier.

Ressurser er et samlebegrep for teknisk utvinnbare petroleumsmengder, som klassifiseringen deler i tre hovedklasser; reserver, betingede ressurser og uoppdagede ressurser.

- *Reserver*: gjenværende petroleumsmengder godkjent for produksjon.
- *Betingede ressurser*: påviste petroleumsmengder som er avhengig av avklaringer og beslutninger før de kan godkjennes for produksjon.
- *Uoppdagede ressurser*: ikke påviste petroleumsmengder som antas å kunne bli påvist ved leting og som senere kan bli utbygd.

I ressursregnskapet per 31.12.2008 (figur 4.2 og tabell 4.1) er de totale utvinnbare ressursene anslått til å være mellom 10 og 17 milliarder Sm^3 oljeekvivalenter (o.e.), med 13,4 milliarder Sm^3 o.e. som forventningsverdi. 5,1 milliarder Sm^3 o.e. er produsert, forventningsverdien for gjenværende påviste ressurser er 5.0 milliarder Sm^3 o.e. og for uoppdagede ressurser 3,4 milliarder Sm^3 o.e.

Etter 43 år med leting og 40 år med produksjon er det fortsatt usikkert hvor mye av de påviste ressursene som kan utvinnes lønnsomt og hvor store de uoppdagede ressursene er.



Figur 4.1 Oljedirektoratets klassifisering av petroleumsressursene

kapittel 4

Uoppdagede ressurser

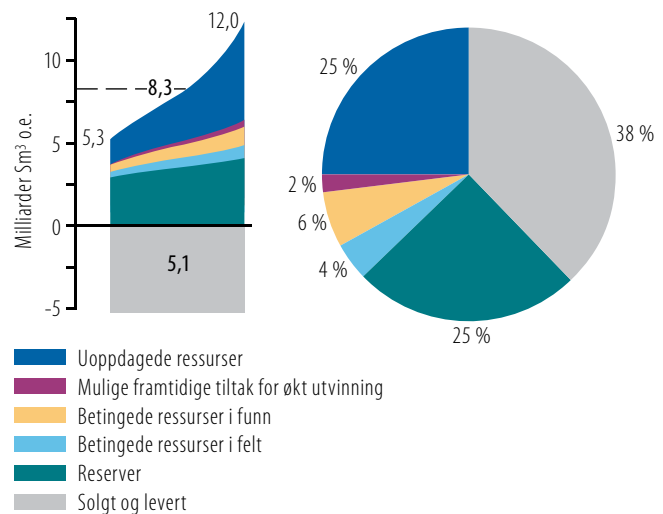
I følge ressursregnskapet er om lag en fjerdedel av de forventede ressursene på norsk sokkel ennå ikke funnet. Oljedirektoratet utarbeider jevnlig nye anslag for de uoppdagede petroleumsressursene. I denne rapporten presenteres nye estimater for uoppdagede ressurser i Barentshavet. Nye estimat for Nordsjøen og Norskehavet vil bli presentert i ressursregnskapet som oppdateres ved utgangen av 2009.

Anslaget for de uoppdagede ressursene på norsk sokkel er basert på analyse av letemodeller og ble sist oppdatert i 2006. Letemodeller er definert ut fra geologiske kriterier. En letemodell bekreftes ved at det gjøres et funn, da øker sannsynligheten for at det kan gjøres flere funn. Forventningene knyttet til letemodellen øker, og som regel øker anslaget for uoppdagede ressurser. En detaljert beskrivelse av letemodellene og metoden for å beregne ressurspotensialet er beskrevet i Ressursrapporten 2007.

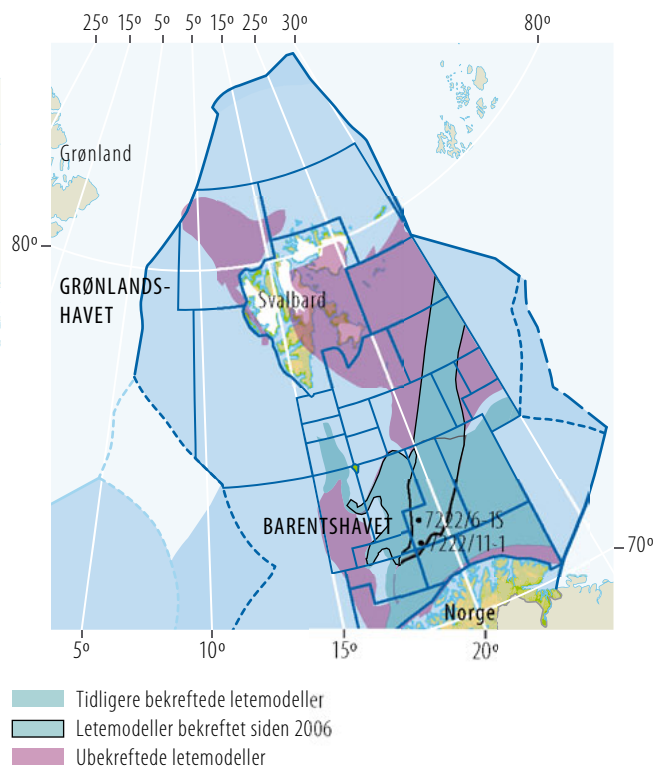
Oppdatert anslag for uoppdagede ressurser i Barentshavet

Ressursanslaget for Barentshavet omfatter norsk del av Barentshavet. Område med overlappende krav er ikke inkludert. Det er basert på analyse av 23 letemodeller med mulige reservoar som i geologisk alder strekker seg fra devon til neogen, det vil si de siste 400 millioner år. I 2006 var seks av de i alt 23 letemodellene bekreftet av funn. Leteaktiviteten har vært høy i Barentshavet i perioden etter 2006. 18 letebrønner er boret og kunnskapen om området har økt. I dag er åtte letemodeller bekreftet, mens 15 fremdeles er ubekreftet.

De to letemodellene som er bekreftet etter 2006 (figur 4.3), har reservoarbergarter av trias alder, og det er gjort grundige undersøkelser av disse reservoarene gjennom kartlegging og boring. Dessverre er flere av de nye funnene små, til dels betydelig mindre enn det som ble antatt før boringen startet. Oljedirektoratet har, blant annet på bakgrunn av dette, redusert forventningene til store, framtidige funn i trias i den sørlige delen av Barentshavet. Likevel viser ny kartlegging at det er flere prospekt (mulige bore mål) i disse letemodellene enn tidligere registrert.



Figur 4.2 Fordeling av totale utvinnbare petroleumsressurser per 31.12.2008



Figur 4.3 Letemodeller i Barentshavet

Totale utvinnbare ressurser	Olje	Gass	NGL	Kondensat	Total
Prosjektstatuskategori	mill Sm ³	mrd Sm ³	mill tonn	mill Sm ³	mill Sm ³ o.e.
Solgt og levert	3405	1333	116	96	5055
Reserver	919	2215	120	43	3407
Betingede ressurser i felt	333	181	28	5	572
Betingede ressurser i funn	210	512	14	27	775
Mulige framtidige tiltak for økt utvinning	145	77			222
Uoppdagede ressurser	1260	1875		265	3400
Sum totalt	6273	6193	277	437	13431

Tabell 4.1 Ressursregnskapet per 31.12.2008

Forventningen til de uoppdagede ressursvolumene i reservoarene av jura alder i den sørvestre delen av Barentshavet har økt. Letemodellen omfatter blant annet Snøhvit, og det er også gjort flere små funn de siste årene. Mange oljeselskap har gjennomført grundige kartlegginger og studier i forbindelse med både TFO og konsesjonsrunder, og en rekke nye prospekt er identifisert. Økt kunnskap gjør at usikkerheten reduseres (figur 4.4).

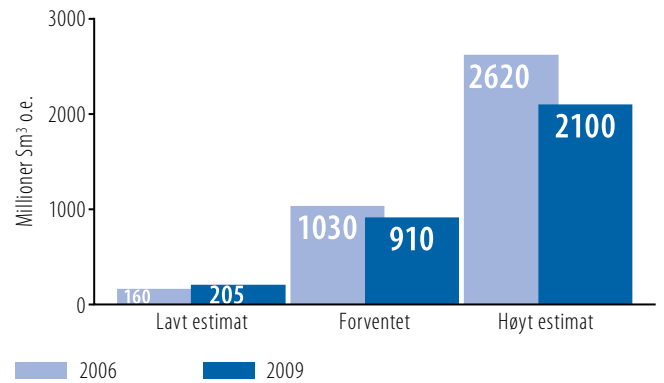
Generelt er det stor usikkerhet knyttet til estimatene av uoppdagede utvinnbare ressurser. I Barentshavet er det store områder med lite data og ingen letebrønner. Dermed er usikkerheten ekstra stor. Potensialet for å finne betydelige mengder væske og gass er likevel til stede. Basert på de 23 letemodellene er det anslått at det med 80 prosent sannsynlighet finnes mellom 205 og 2100 millioner Sm³ o.e. i Barentshavet. Det betyr at det er 90 prosent sannsynlighet for at det er minst 205 millioner Sm³ o.e. (lavt estimat), men ikke mer enn 10 prosent sannsynlighet for at det er mer enn 2100 millioner Sm³ o.e. (høyt estimat).

Den statistiske forventningsverdien er 910 millioner Sm³ o.e., men det er knyttet stor usikkerhet til dette anslaget. Økt kunnskap medfører likevel at usikkerheten er redusert siden 2006.

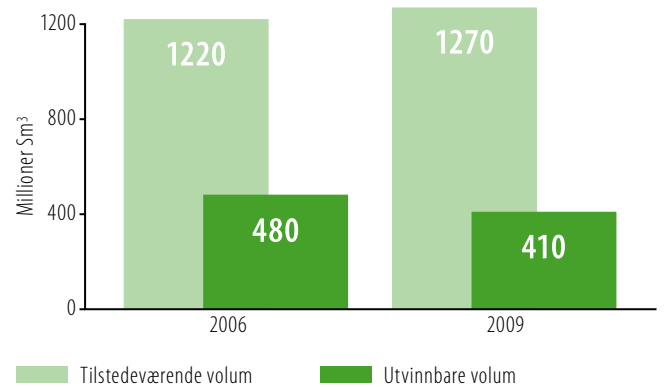
Basert på boreresultater og ny kartlegging, er forventningen til volumet av uoppdagede tilstedeværende petroleum større nå enn tidligere antatt. Likevel er forventningstallet noe lavere for uoppdagede utvinnbare ressurser enn det var i 2006 (figur 4.5 og 4.6). Dette skyldes en antagelse om en reduksjon av utvinningsgraden i forhold til tidligere.

I Barentshavet antas reservoarene å ha noe dårligere egenskaper enn i Nordsjøen og Norskehavet. Reservoartrykket er gjennomgående lavere, og dette fører til at utvinnbare volumene blir noe mindre enn tidligere antatt. Tekniske utfordringer på grunn av kulde, is og mørke i arktiske strøk gir strengere rammevilkår og høyere kostnader. Lengre avstand til markedene gir også høyere kostnad. Til sammen vil dette påvirke utbyggings- og utvinningsløsningene, slik at utvinningsgraden i Barentshavet blir noe lavere enn tidligere antatt, selv med en betydelig teknologisk utvikling.

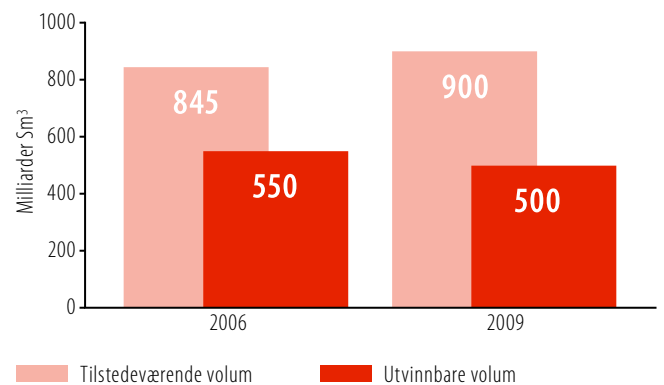
Analysen viser at nær halvparten av de uoppdagede ressursene antas å være væske, det vil si olje og kondensat. Forholdet mellom væske og gass er omtrent som ved tidligere analyser (figur 4.7).



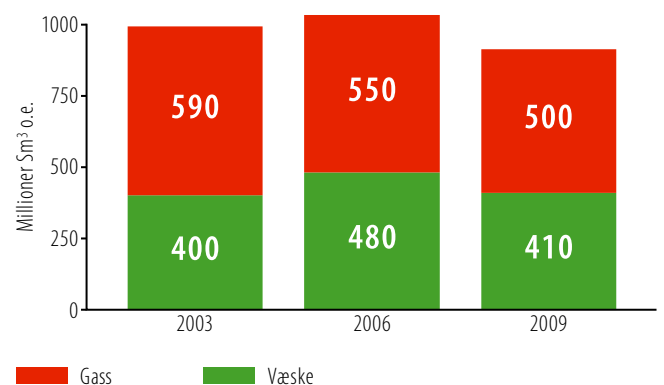
Figur 4.4 Forventet estimat av de totale uoppdagede utvinnbare ressursene i Barentshavet, gitt med høyt og lavt estimat



Figur 4.5 Forventningsverdien av tilstedeværende og utvinnbare mengder for væske



Figur 4.6 Forventningsverdien av tilstedeværende og utvinnbare mengder for gass



Figur 4.7 Væske- og gassfordeling

kapittel 4

Påviste utvinnbare ressurser

Forventningsverdien for de påviste utvinnbare ressursene er 10,1 milliarder Sm³ o.e. og kan deles i

- i) Gjenværende påviste, utvinnbare ressurser (inklusive reserver)
- ii) Solgte og leverte volum

Fra norsk sokkel er det nå produsert 5,1 milliarder Sm³ o.e. Om lag like mye, 5,0 milliarder Sm³ o.e. er påvist, men ennå ikke produsert. Anslagene endrer seg over tid, avhengig av hvor mye som blir påvist ved leting, og hvor mye som er produsert (figur 4.8). 85 prosent av de gjenværende påviste ressursene finnes i eksisterende felt. Resten av de påviste ressursene ligger i funn.

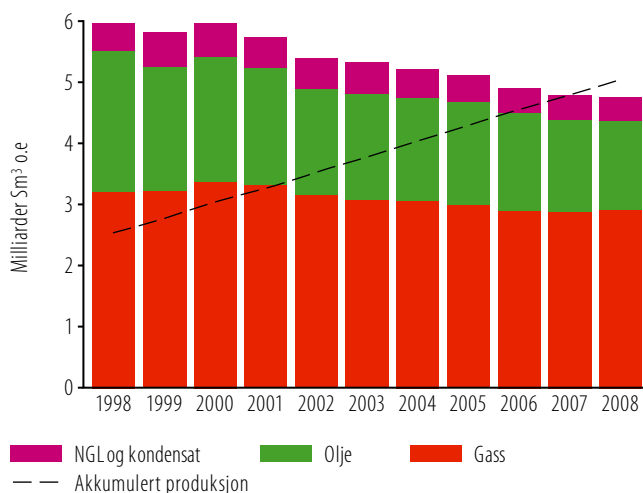
Funn

Ved utgangen av 2008 var det 73 funn som ikke var bygd ut. Samlet ressursanslag for disse er 775 millioner Sm³ o.e., som utgjør om lag 15 prosent av de gjenværende påviste ressursene. To tredjedeler av ressursene er gass. De seks største funnene inneholder 40 prosent av ressursene i funn. Det største funnet er 6506/6-1 Victoria. Figur 4.9 viser funnporteføljen rangert etter størrelse på utvinnbart volum og viser at det er stor spredning i størrelsen, og at de fleste er små.

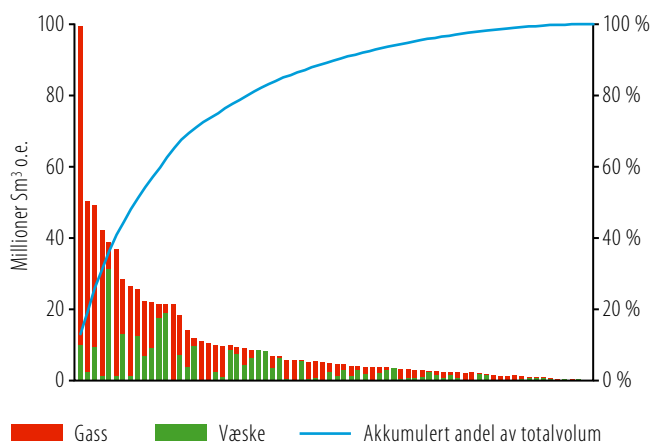
Ressursene i funn økte med 129 millioner Sm³ o.e. i 2008. Det ble gjort 25 nye funn; 13 i Nordsjøen, åtte i Norskehavet og fire i Barentshavet. 15 av funnene ble gjort i infrastrukturnært område, 12 i Nordsjøen og tre i Norskehavet. Evaluering av funnene pågår og det er betydelig usikkerhet knyttet til ressursestimatene. Fem funn i tilbakeleverte utvinningstillatelser har fått ny operatør som vil gjøre nye vurderinger av mulighetene for å bygge ut funnene.

Mange av funnene på norsk kontinentalsokkel ble påvist allerede på 1970-tallet. De vanligste årsakene til at funn ikke blir bygd ut, er at ressursgrunnlaget og kostnadsbildet er usikkert, utfordringer med flerfasetransport over lange distanser og mangel på gassavsetningsmuligheter. Figur 4.10 viser funnene fordelt på året de ble påvist, størrelse og utbyggingsstatus.

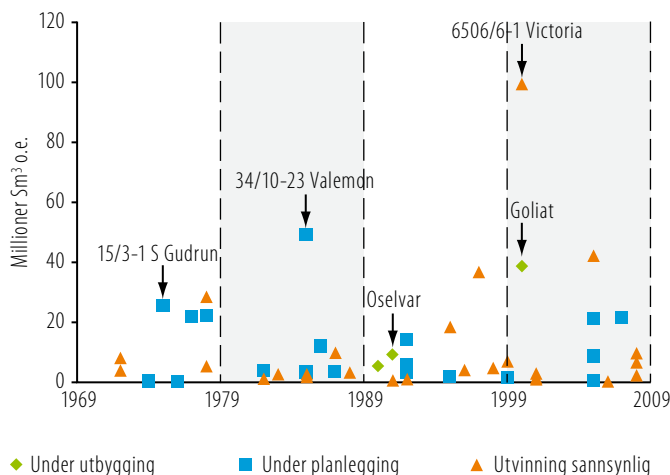
Det største funnet, 6506/6-1 Victoria, ble funnet i Norskehavet i 2000 og har et forventet utvinnbart volum på 89 milliarder Sm³ gass. Ressursanslaget er usikkert. Det er store utfordringer knyttet til dette funnet, blant annet delvis tette bergarter, høyt CO₂-innhold i gassen, høyt trykk (800 bar), høy reservoartemperatur (rundt 200° Celsius) og 5000 meters havdyp. Total, som er operatør, påbegynte våren 2009 boring av en avgrensingsbrønn som vil gi ny viktig informasjon om funnet.



Figur 4.8 Årlige anslag over gjenværende, påviste utvinnbare ressurser, 1998-2008



Figur 4.9 Funn rangert etter størrelse på utvinnbart volum



Figur 4.10 Funn fordelt på funnår, størrelse og modenhet

Betingede ressurser i felt

Betingede ressurser i felt utgjør 572 millioner Sm³ o.e. eller elleve prosent av de gjenværende påviste petroleumsressursene (figur 4.2). Det siste året har betingede ressurser i felt økt med 34 millioner Sm³ o.e. Denne ressurskategorien omfatter ressurser som påvises i nye deler av felt og ressurser i økt utvinningsprosjekt på felt. I tillegg inneholder ressursregnskapet 222 millioner Sm³ o.e. som er mulige ressurser i framtidige tiltak for økt utvinning. Blant disse tiltakene er boring og vedlikehold av brønner, endret dreneringsstrategi til for eksempel lavtrykkproduksjon og ytterligere vann- og gassinjeksjon.

Reserver

Reserver er den delen av de gjenværende, utvinnbare og salgbare volumene som er besluttet utbygd eller som allerede er satt i produksjon. Omlag en fjerdedel av de totale ressursene er reserver.

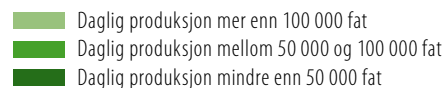
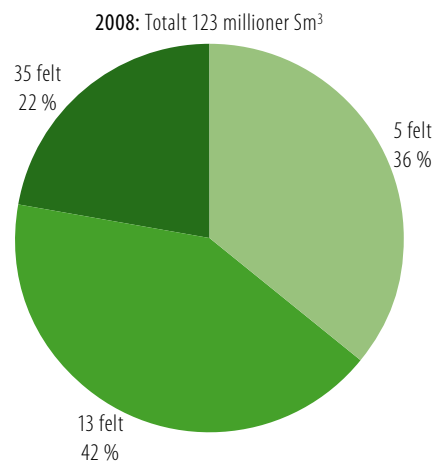
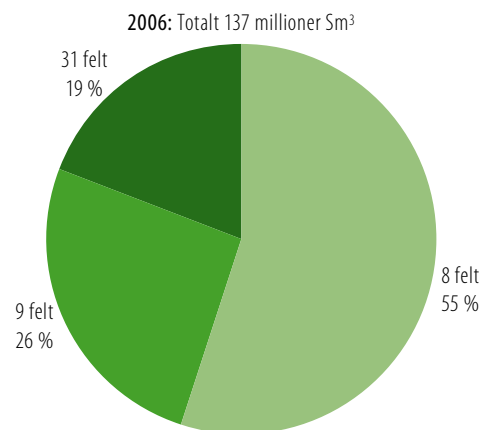
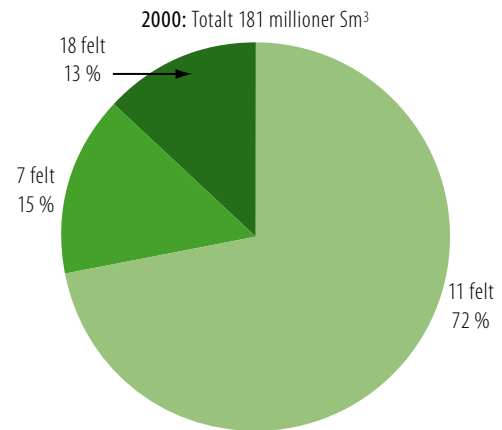
Etter hvert som nye prosjekt for utbygging eller økt utvinning vedtas av rettighetshaverne, defineres ressurser som reserver. I 2008 fikk to nye felt i Norskehavet, Morvin og Yttergryta, godkjent planer for utbygging og drift, PUD. I juni 2009 ble PUD for Oselvar og Goliat godkjent.

Solgt og levert

Ved utgangen av 2008 ble det produsert olje, gass, NGL og kondensat fra 60 felt på norsk sokkel. Per 1. august 2009 har produksjonen startet på feltene Yttergryta, Alve og Tyrihans i Norskehavet og på Revfeltet i Nordsjøen. Senere i år er det planlagt oppstart på Volund i Nordsjøen.

Det ble produsert 123 millioner Sm³ olje i 2008. Størst oljeproduksjon hadde feltene Ekofisk, Grane og Snorre, med henholdsvis ti, åtte og fem prosent av totalproduksjonen.

De store feltene har vært dominerende bidragsytere til oljeproduksjonen. Dette har endret seg de siste årene (figur 4.11). I 2000 kom 72 prosent av oljeproduksjonen fra elleve felt med en daglig produksjon som var høyere enn 100 000 fat. Seks år senere ble 55 prosent av oljen produsert fra åtte felt med høy produksjon (>100 000 fat per dag). I 2008 var det bare fem felt som hadde så høy produksjon. Disse stod for 36 prosent av oljeproduksjonen. Samtidig har antallet små felt med lavere produksjon enn 50 000 fat per dag økt jevnt. Siden 2006 er produksjonen startet på flere felt og flesteparten av disse er relativt små. I figur 4.11 er felt fordelt etter størrelsen på den daglige oljeproduksjonen.



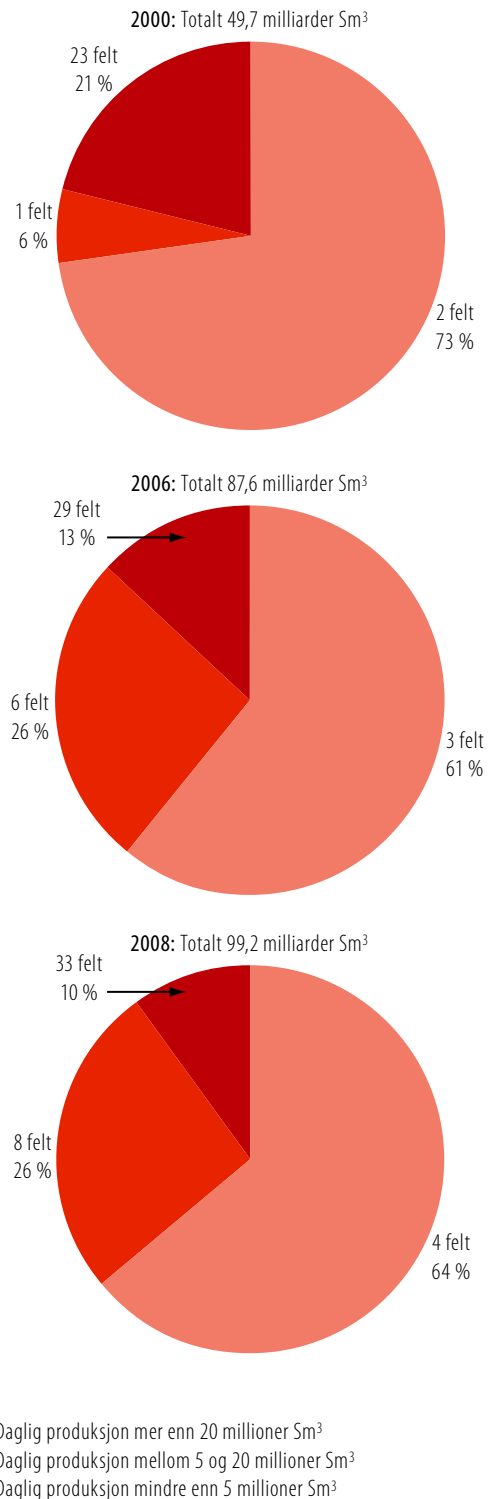
Figur 4.11 Årlig oljeproduksjon fordelt på felt med varierende daglig produksjon

kapittel 4

Brutto gassproduksjon i 2008 var 141,3 milliarder Sm³. Det ble solgt 99,2 milliarder Sm³, injisert 33,8 milliarder Sm³ og 4,2 milliarder Sm³ ble brukt til brensel og fakkell. De resterende 4,1 milliarder Sm³ er våtgassprodukter.

Våtgass - samlebegrep for flere flytende petroleumskvaliteter og består av etan, propan, butan og nafta, ofte inkludert små mengder tyngre hydrokarboner. Gassen er delvis i væskeform ved atmosfærisk trykk.

I likhet med oljeproduksjonen kjennetegnes gassproduksjonen av at få felt med høy produksjon bidrar til store deler av totalproduksjonen. Det er imidlertid ikke slik at gassfeltene har tilsvarende produksjonsnedgang som de største oljefeltene ennå, utenom Frigg som er stengt ned. Troll og Sleipner har siden 1996 daglig produsert mer enn 20 millioner Sm³ gass. Åsgard nådde samme produksjonsnivå i 2002 og Ormen Lange i 2008. Antall felt som produserer mindre enn fem millioner Sm³ daglig øker. I figur 4.12 er felt som produserer gass fordelt etter hvor stor daglig produksjon de hadde i 2000, 2006 og 2008.



Figur 4.12 Årlig gassproduksjon fordelt på felt med ulik daglig produksjon

Prognoser

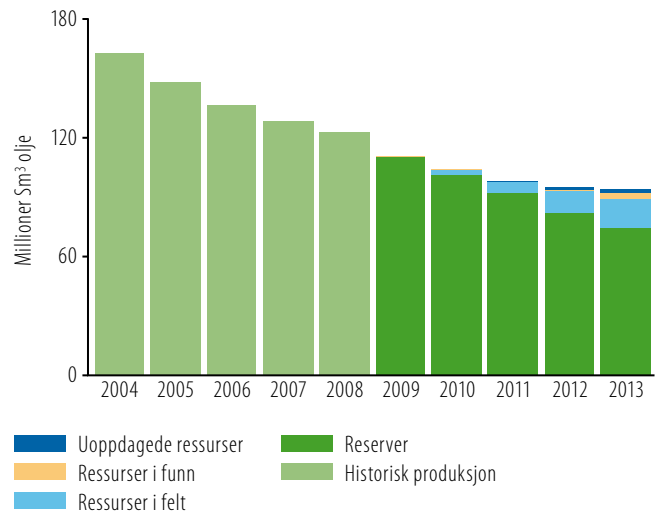
Oljedirektoratet utarbeider hvert år prognoser for produksjon, kostnader, investeringer og utslipp. Prognosene bygger på de årlige dataene som operatørselskapene rapporterer og Oljedirektoratets egne vurderinger basert på de rapporterte dataene.

Prognosene er beheftet med stor usikkerhet. Den mest fundamentale usikkerheten er hvor mye olje og gass norsk sokkel inneholder. Når funn av olje og gass er gjort, knytter det seg fortsatt betydelig usikkerhet til hvor stor del av de påviste ressursene som det er teknisk mulig å utvinne og når utvinningen vil skje. I tillegg er svingninger i riggmarkedet, kapasitet i industrien, forventet gassalg og forventede oppstartstidspunkt for prosjekt sentrale faktorer for utarbeidelse av prognosene.

For de nærmeste årene er usikkerheten i prognosen hovedsakelig knyttet til hvor mye hvert felt klarer å produsere, hvor jevnt de leverer og effektivitet i innfasing av nye brønner og andre prosjekt på feltene. I tillegg vil det være usikkerhet rundt tidspunktet for oppstart av nye felt og produktiviteten fra disse. For langtidsprognosen øker usikkerheten mye på grunn av at uoppdagede ressurser utgjør en gradvis større andel av forventet produksjon framover. Usikkerheten er naturligvis størst i de områdene som ennå ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. I tillegg til usikkerheten om hvor store petroleumsressursene er i disse områdene, er det også usikkert når de uåpnede områdene vil bli tilgjengelig for petroleumsaktivitet.

Perspektivet for norsk petroleumsvirksomhet er fortsatt langsiktig. Mer enn halvparten av antatt utvinnbare ressurser er ennå ikke produsert. Det er muligheter både for å gjøre store funn og å øke utvinningen fra feltene som i dag produserer. Norsk sokkel har vært kjent for å utvikle og å ta i bruk ny teknologi. Hva kan framtidig teknologiutvikling føre til?

Norsk sokkel er til enhver tid påvirket av den globale situasjonen. Befolkningsutvikling og økonomisk vekst driver energietterspørselen. Forsyningssikkerhet og energibehov vil være sentrale tema framover. Diskusjonen om klimaendringer og klimatiltak kan påvirke norsk petroleumsaktivitet. I tillegg er utviklingen av olje- og gassprisene av stor betydning. Initiativ og evne til å utvikle nye petroleumsreserver påvirkes av mange forhold. Tildeling av nye utvinningstillatelser, stabile rammebetingelser og det internasjonale bildet for eksempel gjennom pris på olje og gass er viktige faktorer.



Figur 4.13 Historiske tall og prognose for oljeproduksjon til og med 2013



Figur 4.14 Historiske tall og prognose for gassalg til og med 2013

kapittel 4

Korttidsprognose for petroleumsproduksjon

Oljeproduksjonen avtar. I 2009 forventer både operatørene og Oljedirektoratet at oljeproduksjonen vil være om lag 111 millioner Sm³ (1,91 millioner fat per dag). I 2008 var produksjonen 123 millioner Sm³ olje.

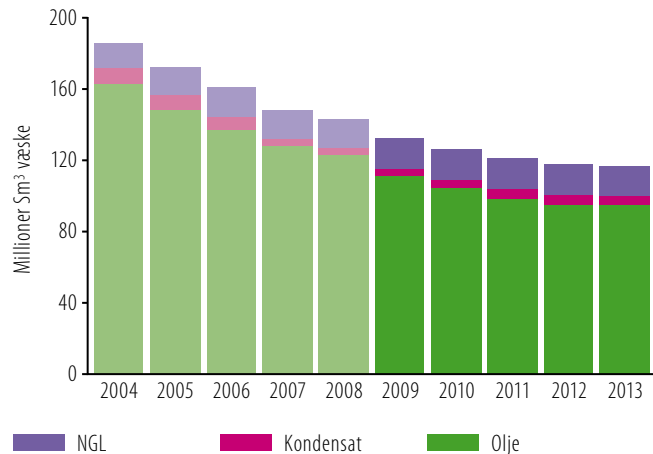
I perioden 2009 til 2013 venter Oljedirektoratet at det vil bli produserte og solgt om lag 503 millioner Sm³ olje (figur 4.13). Prognosen viser en avtagende oljeproduksjon fra ca 111 millioner Sm³ o.e. i 2009 til ca 94 millioner Sm³ o.e. i 2013. Det er en reduksjon på om lag ti prosent i forhold til forrige prognose. Hovedårsakene til reduksjonen er utsettelse av nye prosjekt og lavere forventning til hvor mange nye utvinningsbrønner som vil bli boret. Oljedirektoratet forventer at planlagte prosjekt for økt utvinning på felt settes i gang mot slutten av perioden.

Samtidig som oljeproduksjonen avtar, fortsetter gassproduksjonen og gassalget fra norsk sokkel å øke. Det forventes å bli solgt nær 110 GSm³ gass mer i femårsperioden 2009 – 2013 enn det som ble solgt i forrige femårsperiode. Dette utgjør en økning på 25 prosent (figur 4.14).

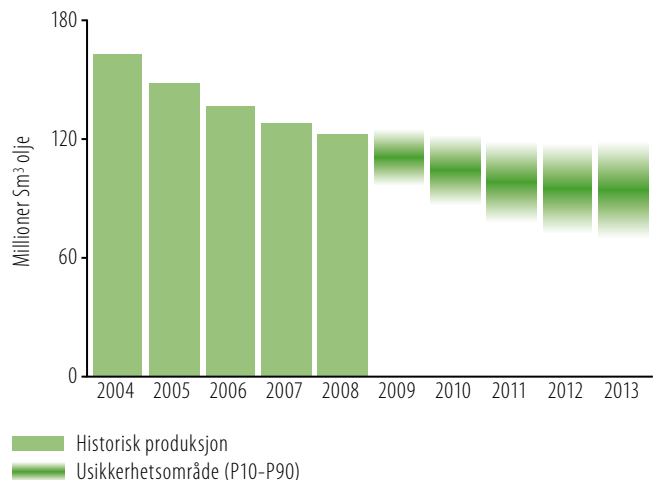
Gassalget de neste fem årene kommer i hovedsak fra felt som allerede er i drift. Bare en mindre andel antas å komme som resultat av tiltak for økt utvinning på feltene, nye utbygginger og fra hittil uoppdagede ressurser. De største nye bidragsyterne til gassalg i perioden er GjØa og Skarv. Disse prosjektene planlegger oppstart i henholdsvis 2010 og 2011.

Kondensat og NGL er tyngre komponenter av gassen i reservoaret og produseres sammen med gassen. NGL og kondensat skilles fra salgsgassen i prosessanlegg. Produksjonen av olje, kondensat og NGL betegnes gjerne som væskeproduksjon. Andelen NGL og kondensat i væskeproduksjonen har økt de senere år som følge av at gassproduksjonen øker (figur 4.15). De neste fem årene antas NGL og kondensatproduksjonen å være konstant og utgjøre mellom 15 og 20 prosent av væskeproduksjonen.

Prognoser er usikre, og selv for de neste fem år er det betydelig usikkerhet i oljeproduksjonsprognosen (figur 4.16). Usikkerheten er i hovedsak knyttet til feltenes levetidsevne, oppstartstidspunkt for nye felt og prospekt samt regularitet.



Figur 4.15 Historiske tall og prognose for olje-, NGL- og kondensatproduksjon til og med 2013



Figur 4.16 Usikkerheten i oljeproduksjonsprognosen

Investeringer og driftskostnader

Investeringsnivået på norsk sokkel er på et historisk høyt nivå. Store svingninger i olje- og gassprisene gjør imidlertid usikkerheten større enn tidligere. Usikkerheten i investeringsprognosen er todelt; blir prosjektene gjennomført som planlagt, og hvordan blir kostnadsutviklingen framover? Mens deler av fastlandsøkonomien har opplevd raske fall i investeringsaktiviteten, forventer OD at investeringene på sokkelen holder seg på et høyt nivå. Prognosen viser med all tydelighet at petroleumsinvesteringene er en sterk vekstimpuls i norsk økonomi.

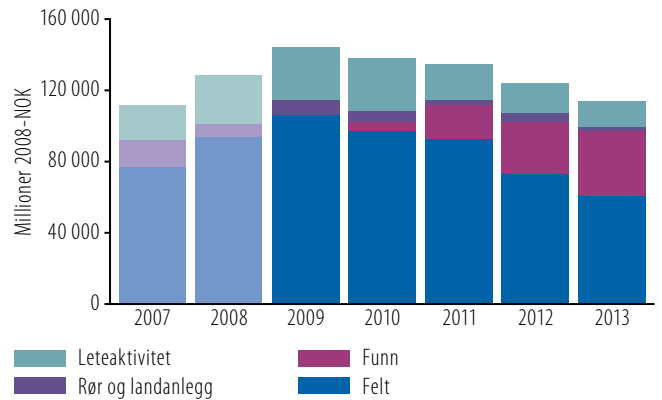
På kort sikt regner Oljedirektoratet med at investeringene vil gå som planlagt, mens en del nye prosjekt antas å bli skjøvet ut i tid. Investeringene, inklusiv leting, antas å passere 140 milliarder kroner i 2009 (figur 4.17). Investeringer knyttet til leting forventes å bli redusert i de neste årene, mens øvrige investeringer holder seg på et høyt nivå. Investeringer knyttet til videreutvikling av felt utgjør om lag 75 prosent av de totale investeringene og består av både investeringer i innretninger og borevirksomhet.

Driftskostnadene har steget betydelig de senere årene, men de ventes å stabilisere seg rundt 50 til 60 milliarder kroner i årene som kommer (figur 4.18).

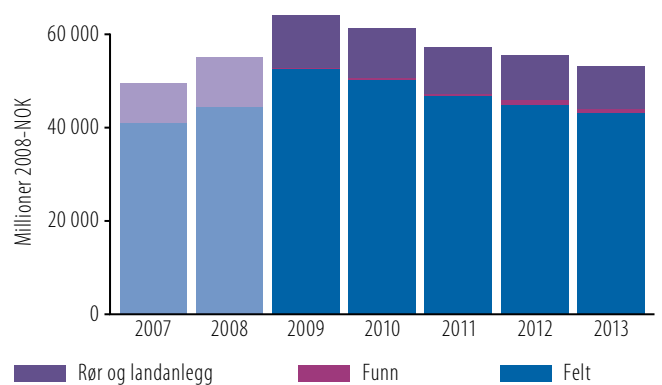
Langtidsprognose for petroleumsproduksjon

I løpet av de neste 20 årene venter Oljedirektoratet at det vil bli produsert 4,9 milliarder Sm³ o.e. (figur 4.19). Til sammenligning har det vært produsert 5,1 milliarder Sm³ o.e. fra 1971 til 2008.

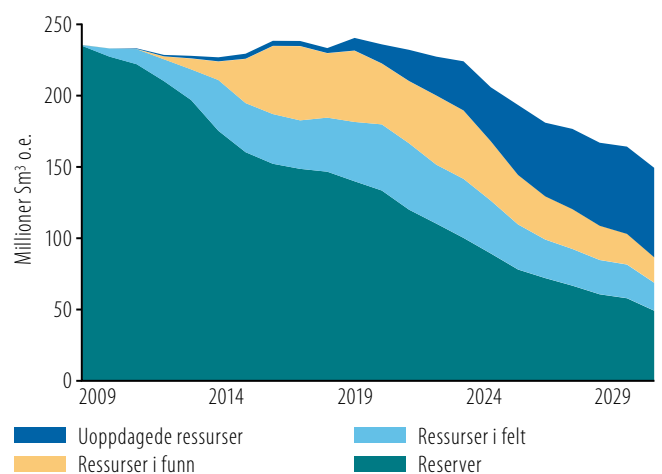
Prognosen for petroleumsproduksjon viser et forholdsvis konstant nivå for deretter å avta rundt 2020. Etter 2020 forventes det at en større andel av produksjonen skal komme fra uoppdagede ressurser. Andelen av produksjon fra de uoppdagede ressursene øker for hvert år, og i 2030 er forventningen at denne andelen utgjør i overkant av 40 prosent. Prognosen for produksjon av de uoppdagede ressursene baseres på Oljedirektoratets volumanslag og på gitte forutsetninger. I prognosen er det forutsatt boring av 30 letebrønner hvert år, at boringene resulterer i funn av varierende størrelse, og at gjennomsnittlig tid fra funn til produksjonsstart er ti år. En forutsetning er også at det tildeles nye utvinningstillatelser jevnlig i tråd med det som har vært vanlig. Anslaget for uoppdagede ressurser inkluderer alle områder på norsk kontinentalsokkel bortsett fra område med overlappende krav i Barentshavet og kontinentalsokkelen rundt Jan Mayen.



Figur 4.17 Prognose for investeringer i felt, funn, rør, landanlegg samt for leteaktiviteten til og med 2013



Figur 4.18 Prognose for driftskostnader for felt, funn og rør og landanlegg til og med 2013



Figur 4.19 Prognose for petroleumsproduksjon fra norsk sokkel

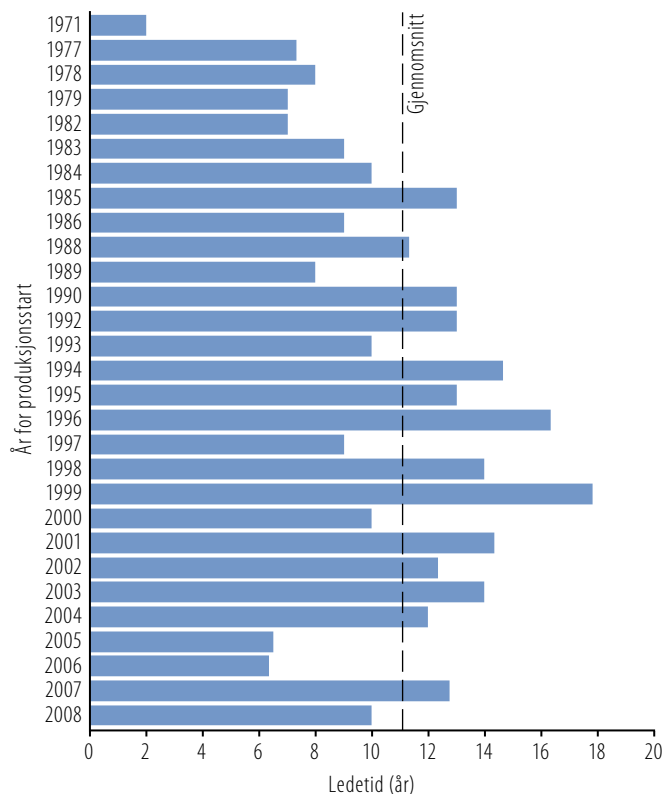
kapittel 4

For å nå prognosen, må det finnes store nok volum olje og gass som kan produseres lønnsomt. Mesteparten av oljen og gassen må finnes de nærmeste ti til femten år dersom prognosen skal nås.

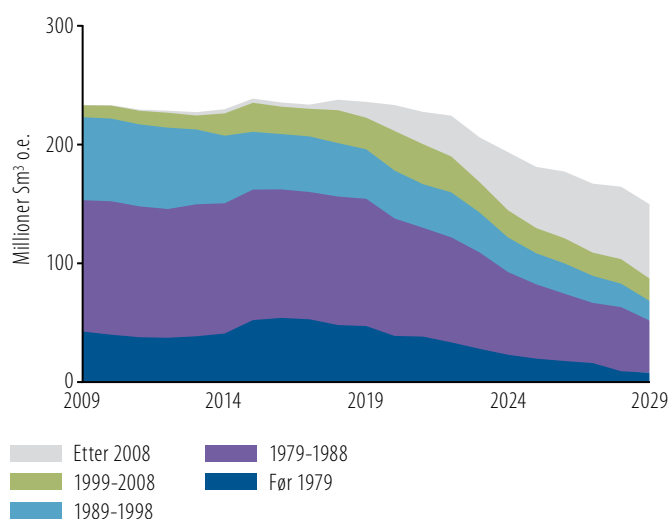
Erfaring viser at det har tatt i gjennomsnitt elleve år fra funn til utbygging og produksjon, såkalt ledetid (figur 4.20). Figuren viser årstall for produksjonsstart for feltene på norsk sokkel og gjennomsnittlig ledetid. Funn som blir gjort i nærheten av produserende felt blir som oftest satt raskt i produksjon, mens andre funn ikke blir bygd ut på flere år av ulike årsaker. Det finnes funn som er gjort for mer enn 30 år siden som ennå ikke er bygd ut.

Figur 4.21 viser prognosen for produksjon fram til 2030 fordelt på hvilket tiår funnene ble gjort. Fram til 2030 vil 43 prosent av produksjonen komme fra felt som ble funnet i perioden 1979-1988. Troll, Heidrun og Snorre ble for eksempel funnet, og de vil bidra til produksjonen i prognoseperioden. Til sammenligning vil bare åtte prosent av produksjonen komme fra funn gjort siste tiårsperiode. I denne perioden ble det gjort en del funn, men de var små. Det er ikke åpnet nytt areal siden 1994. Det kan være en av årsakene til at det ikke gjøres store funn. Leteaktiviteten har vært høy de siste årene, men det har hovedsaklig vært lett i godt utforskede områder.

Økningen i produksjonen etter 2014 fra forekomster funnet i den første tiårsperioden skyldes en forventning om at flere funn, funnet før 1979, vil bli satt i produksjon.



Figur 4.20 Ledetider for utbygginger på norsk sokkel



Figur 4.21 Prognose for petroleumproduksjonen fra norsk sokkel fordelt på funnår

Utslipp fra petroleumsvirksomheten

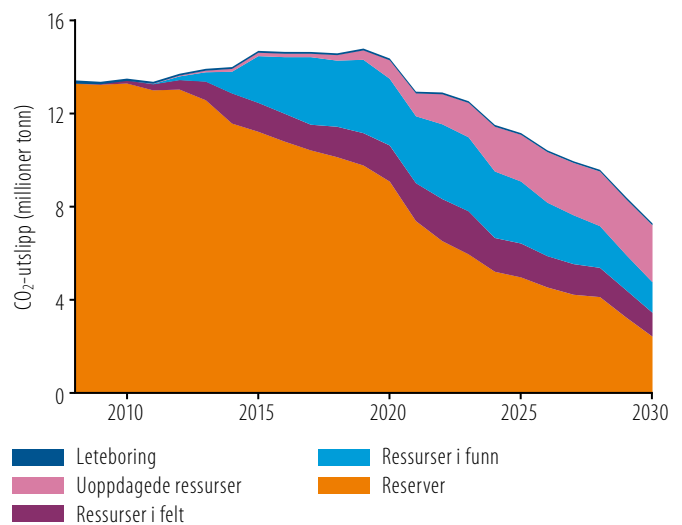
De viktigste kildene til utslipp fra petroleumsvirksomheten er kraftproduksjon og faking. Utslippene består hovedsakelig av karbondioksid (CO₂), nitrogenoksider (NO_x), flyktige organiske forbindelser (nmVOC) og metan (CH₄). CH₄ og nmVOC kommer blant annet fra fordamping av råolje ved lastning og lagring. CO₂ og NO_x er utslipp i forbindelse med forbrenningsprosesser.

Produksjon av olje og gass fra norsk kontinentalsokkel er underlagt strenge krav. Teknologiske krav, utslippstillatelser og økonomiske virkemidler som NO_x- og CO₂-avgiften bidrar til å sørge for lavest mulig utslipp. Utslippene fra norsk petroleumsvirksomhet er derfor blant de laveste i verden i forhold til produksjonens omfang.

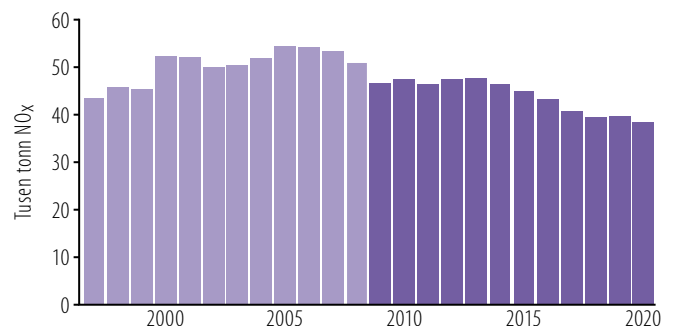
Petroleumsnæringen i Norge har siden 1991 betalt avgift for utslipp av CO₂. Fra 1. januar 2008 ble utslippene fra petroleumsvirksomheten i tillegg gjort kvotepliktige i det Europeiske kvotemarkedet EU ETS (European Union Emissions Trading Scheme). Kvotepriser i EU ETS forventes på kort sikt å være lavere enn den norske avgiften, og myndighetene besluttet derfor å videreføre CO₂-avgiften på et nivå som gjør at summen av europeisk kvotepris og norsk avgift reflekterer om lag det historiske avgiftsnivået på utslipp i Norge. Da kvoteprisen i EU ETS bestemmes av tilbud og etterspørsel, vil den totale prisen per enhet CO₂ som rettighetshaverne på sokkelen betaler variere gjennom året. Videreføringen av en kvoteprisjustert avgift medfører at utslipp av CO₂ i Norge er dyrere enn tilsvarende utslipp i de øvrige landene i Europa.

Gøteborg-protokollen forplikter Norge til å redusere de årlige utslippene av NO_x til 156 000 tonn innen 2010. Dette er en reduksjon i de årlige utslippene på om lag 41 000 tonn, eller 20 prosent i forhold til utslippene i 2005. Som et tiltak for å nå forpliktelsen i Gøteborg-protokollen er NO_x-utslipp fra 2007 omfattet av en avgift. I 2009 er prisen NOK 15 850 per tonn NO_x.

Industrien opprettet i 2008 Næringslivets NO_x-fond, som skal finansiere utslippsreducerende tiltak. Fondet er et spleiselag der bedriftene som er med kan søke om støtte til utslippsreducerende tiltak. Betaling til fondet erstatter NO_x-avgift for de tilsluttede bedriftene. NO_x-fondet omfatter 14 samarbeidende næringsorganisasjoner, deriblant Oljeindustriens landsforening. Virksomheter som slutter seg til avtalen får fritak for NO_x-avgift mot at de påtar seg forpliktelser overfor Næringslivets NO_x-fond. Fondets hovedoppgave er å finansiere konkrete tiltak som reduserer utslippene. Miljøavtalen om



Figur 4.22 Prognose for utslipp av CO₂ fra petroleumssektoren til og med 2030



Figur 4.23 Historiske tall og prognose for utslipp av NO_x fra petroleumssektoren til og med 2020

NO_x stiller krav om at industrien skal iverksette tiltak for å redusere utslippene med totalt 31 000 tonn i perioden 2008-2010/2011, hvorav 4000 tonn NO_x skal reduseres i 2009.

Utslippsprognoser

Petroleumsvirksomheten står i dag for om lag 31 prosent av CO₂-utslippene i Norge. CO₂-utslippene forventes gradvis å øke fram mot 2020 for deretter å avta. Prognosen viser at over tid antas en økende andel utslipp å komme fra oppdagete ressurser, fra funn og fra økt utvinningsprosjekt i felt. I prognosen er det tatt hensyn til at ombyggingen på Valhallfeltet og utbyggingen av Gjøa og Goliat vil skje med kraft fra land.

Utslippsprognosen for CO₂ fra petroleumssektoren fram til 2030 er vist i figur 4.22. Ytterligere reduksjoner av CO₂-utslippene fra norsk petroleumsvirksomhet kan i noen

kapittel 4

grad skje ved energiøkonomisering og ny teknologi. I prognosen har Oljedirektoratet antatt en framtidig teknologijustering.

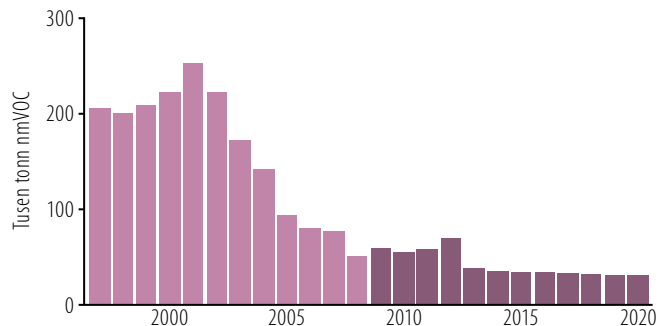
Kraft fra land og fangst og lagring av CO₂ er teknologier som kan gi vesentlige bidrag til utslippsreduksjoner i petroleumssektoren. Kraft fra land vil i noen tilfeller være kostnadseffektivt, men i andre tilfeller bety vesentlige tillegg i investeringene. For nye utbygginger og ombygginger på felt kan kraft fra land være en mulig løsning. Ombygging for å benytte kraft fra land for eksisterende innretninger vil normalt være kostbare tiltak. Figur 4.22 illustrerer hvordan kraft fra land til en del av de nye utbyggingene vil kunne redusere utslippskurven, men dette vil gi utslippsreduksjoner først og fremst på lang sikt.

Petroleumsvirksomheten står i dag for 24 prosent av Norges totale NO_x-utslipp. NO_x-utslippene fra sokkelen nådde et maksimumsnivå i 2005 og prognosen viser at utslippene forventes å avta i årene som kommer. Andelen av moderne lavNO_x-turbiner som er installert og økt andel kraft fra land bidrar til reduksjonen (figur 4.23).

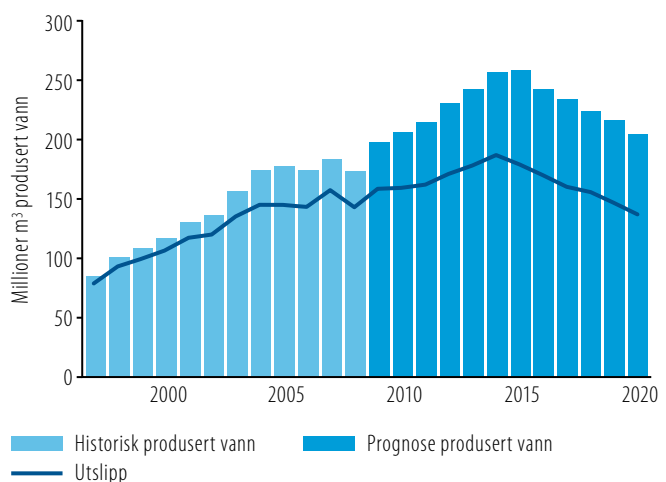
I dag installeres lavNO_x-turbiner ved nye utbygginger. LavNO_x-turbiner som i tillegg kan brenne diesel, er under kvalifisering. Kraft fra land til nye felt og nye lavNO_x-turbiner medfører at utslippene av NO_x forventes å reduseres i årene som kommer. For enkelte innretninger kan det bli en avveining mellom å minimere NO_x-utslipp og minimere utslipp av CO₂. Dagens reguleringsregime motiverer for å minimere CO₂-utslippene.

nmVOC kommer fra utslipp av uforbrente hydrokarboner. Eksempelvis vil avdamping i oljelagre kunne gi utslipp av nmVOC. Utslippene er redusert betydelig de senere årene, blant annet gjennom gjenvinning av nmVOC. Prognosen indikerer at utslippene fortsatt vil reduseres (figur 4.24).

I årene som kommer vil det bli produsert mer vann enn tidligere (figur 4.25). Andelen av det produserte vannet som slippes ut i sjøen etter å ha blitt rensset, forventes imidlertid gradvis å bli redusert til fordel for reinjeksjon. Økt injeksjon av produsert vann er blant annet resultat av nullutslippskrav for petroleumsvirksomheten nord for 62°. Samtidig som utslippene til sjø reduseres, er dette med på å øke energibehovet, og dermed øke utslippene til luft.



Figur 4.24 Historiske tall og prognose for utslipp av nmVOC fra petroleumssektoren til og med 2020



Figur 4.25 Historiske tall og prognose for produsert vann til og med 2020

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



OLJEDIREKTORATET



