

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.

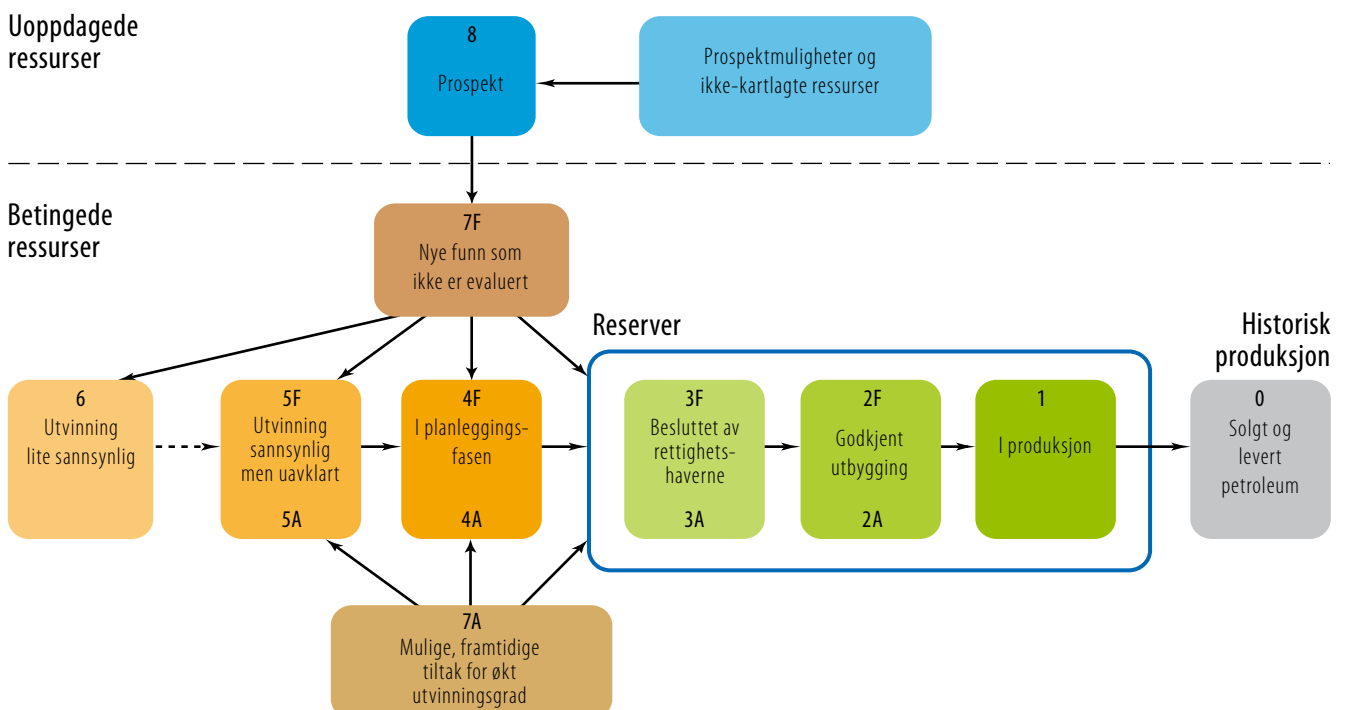
Klassifiseringen angir hvor petroleumsvolumene i et prosjekt befinner seg i utviklingskjeden; uoppdaget, i funn, under utbygging, i produksjon og fram til avsluttet produksjon (figur 4.1). Det følger av dette at et felt kan ha prosjekt i flere ressurskategorier.

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 Sm³ oljeekvivalenter (o.e.), med 13,4 milliarder Sm³ o.e. som forventningsverdi. 5,1 milliarder Sm³ o.e. er produsert, forventningsverdien for gjenværende påviste ressurser er 5.0 milliarder Sm³ o.e. og for uoppdagede ressurser 3,4 milliarder Sm³ 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

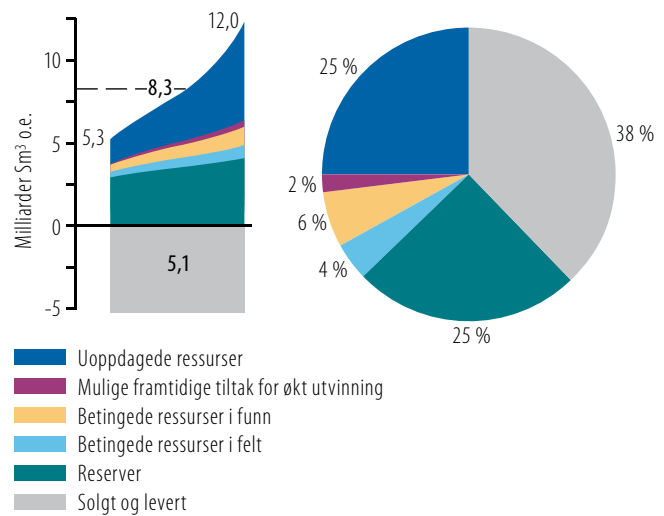
I følge ressursregnskapet er om lag en fjerdedel av de forventede ressursene på norsk sokkel ennå ikke funnet. Oljedirektoratet utarbeider jevnlig nye anslag for de uoppdagede petroleumsressursene. I denne rapporten presenteres nye estimater for uoppdagede ressurser i Barentshavet. Nye estimat for Nordsjøen 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.

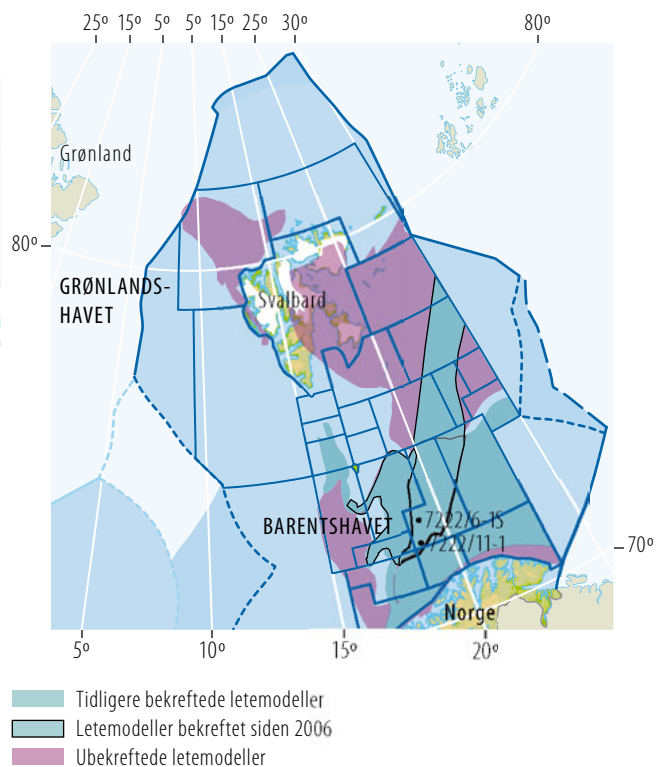
Oppdatert anslag for uoppdagede ressurser i Barentshavet

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).

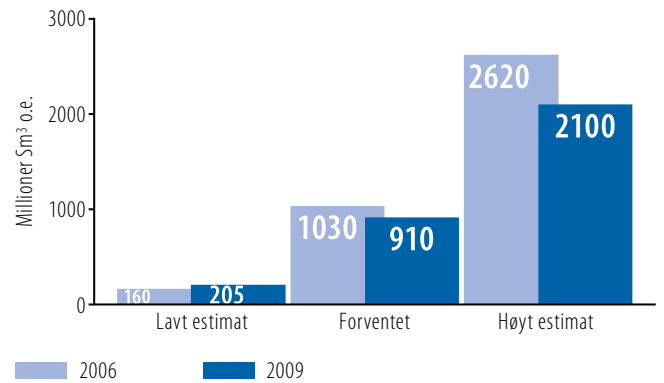
Generelt er det stor usikkerhet knyttet til estimatene av uoppdagede utvinnbare ressurser. I Barentshavet er det store områder med lite data og ingen letebrønner. Dermed er usikkerheten ekstra stor. Potensialet for å finne betydelige mengder væske og gass er likevel til stede. Basert på de 23 letemodellene 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.

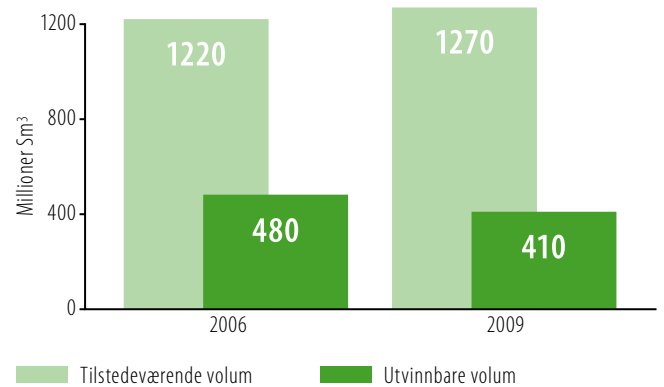
Basert på boreresultater og ny kartlegging, er forventningen til volumet av uoppdagede tilstedeværende petroleum større nå enn tidligere antatt. Likevel er forventningstallet noe lavere for uoppdagede utvinnbare ressurser enn det var i 2006 (figur 4.5 og 4.6). Dette skyldes en antagelse om en reduksjon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

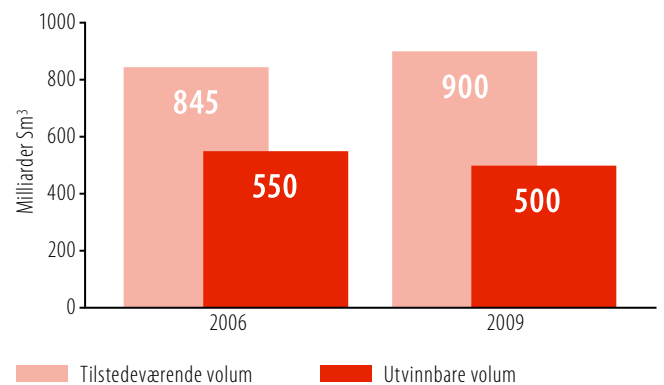
Analysen viser at nær halvparten av de uoppdagede ressursene antas å være væske, det vil si olje og kondensat. Forholdet mellom væske og gass er omtrent som ved tidligere analyser (figur 4.7).



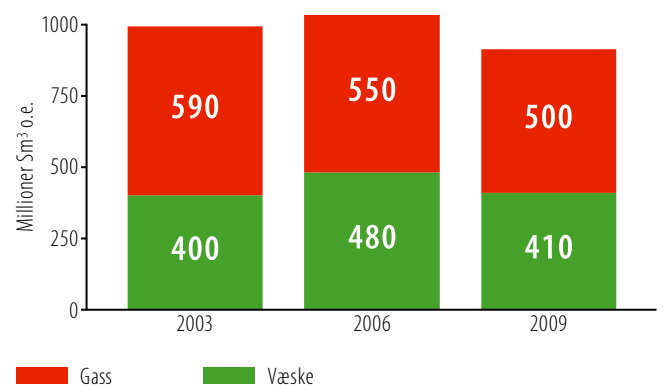
Figur 4.4 Forventet estimat av de totale uoppdagede utvinnbare ressursene i Barentshavet, gitt med høyt og lavt estimat



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.

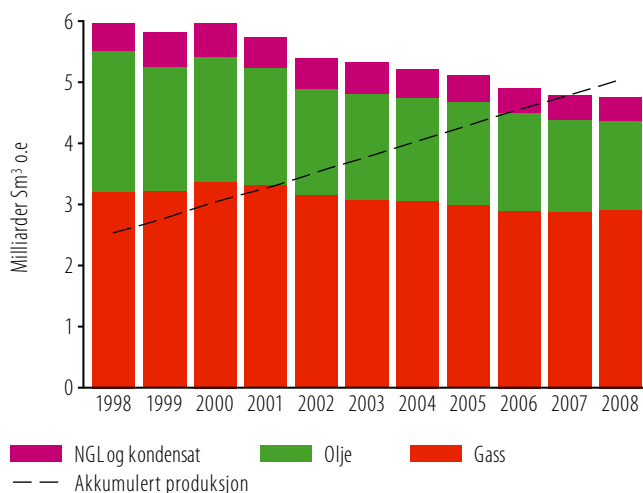
Funn

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.

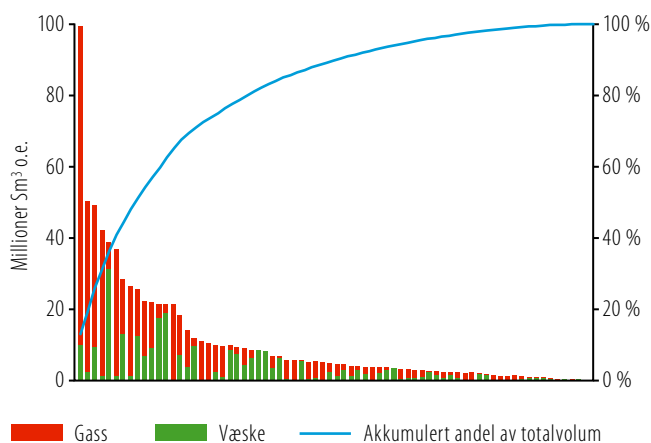
Ressursene i funn økte med 129 millioner Sm³ o.e. i 2008. Det ble gjort 25 nye funn; 13 i Nordsjøen, åtte i Norskehavet og fire i Barentshavet. 15 av funnene ble gjort i infrastrukturnært område, 12 i Nordsjøen og tre i Norskehavet. Evaluering av funnene pågår og det er betydelig usikkerhet knyttet til 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.

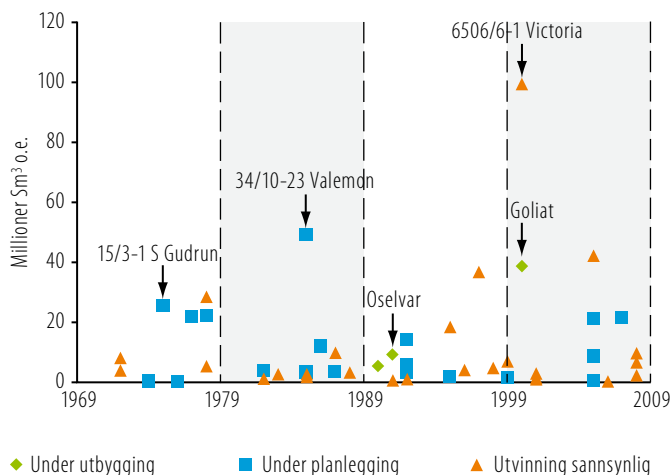
Det største funnet, 6506/6-1 Victoria, ble funnet i Norskehavet i 2000 og har et forventet utvinnbart volum på 89 milliarder Sm³ gass. Ressursanslaget er usikkert. Det er store utfordringer knyttet til dette funnet, blant annet delvis tette bergarter, høyt CO₂-innhold i gassen, høyt trykk (800 bar), 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.

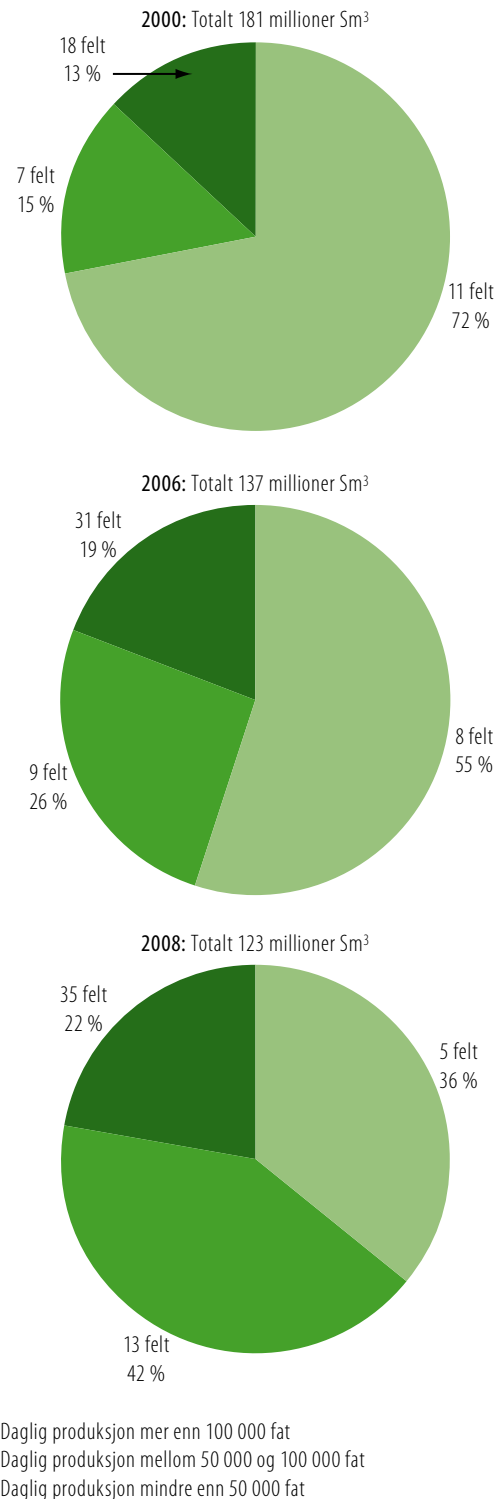
Etter hvert som nye prosjekt for utbygging eller økt utvinning vedtas av rettighetshaverne, defineres ressurser som reserver. I 2008 fikk to nye felt i Norskehavet, Morvin og Yttergryta, godkjent planer for utbygging og drift, PUD. I juni 2009 ble PUD for Oselvar og Goliat godkjent.

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.



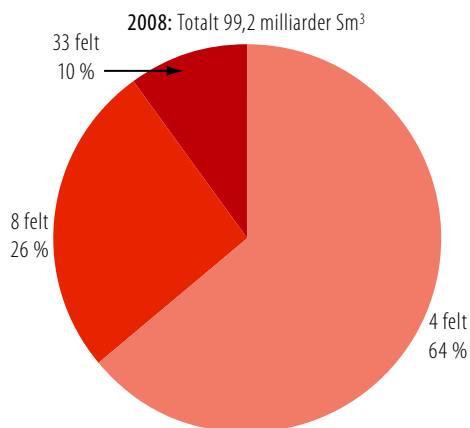
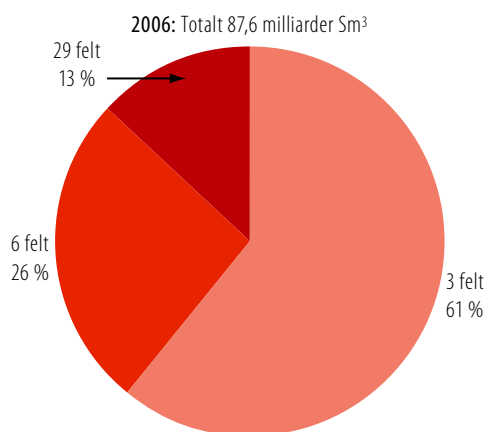
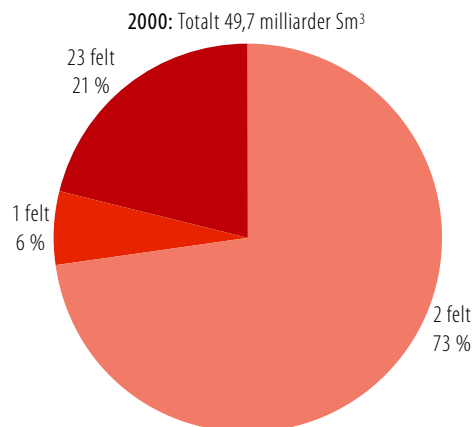
Figur 4.11 Årlig oljeproduksjon fordelt på felt med varierende daglig produksjon

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.



- Daglig produksjon mer enn 20 millioner Sm³
- Daglig produksjon mellom 5 og 20 millioner Sm³
- Daglig produksjon mindre enn 5 millioner Sm³

Figur 4.12 Årlig gassproduksjon fordelt på felt med ulik daglig produksjon

Prognoser

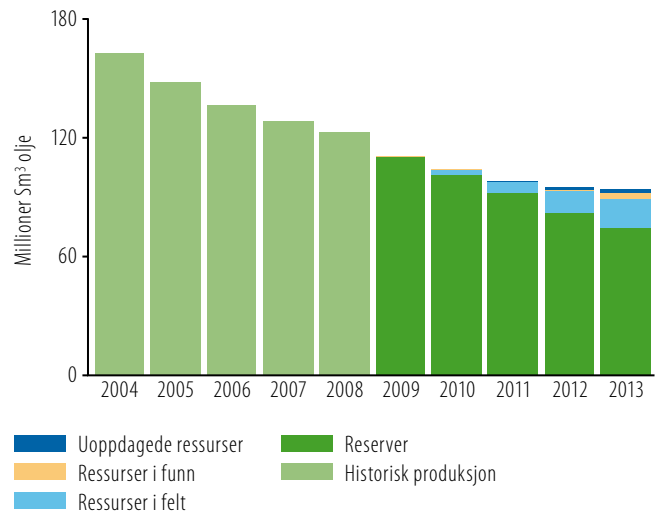
Oljedirektoratet utarbeider hvert år prognoser for produksjon, kostnader, investeringer og utslipp. Prognosene bygger på de årlige dataene som operatørselskapene rapporterer og Oljedirektoratets egne vurderinger basert på de rapporterte dataene.

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.

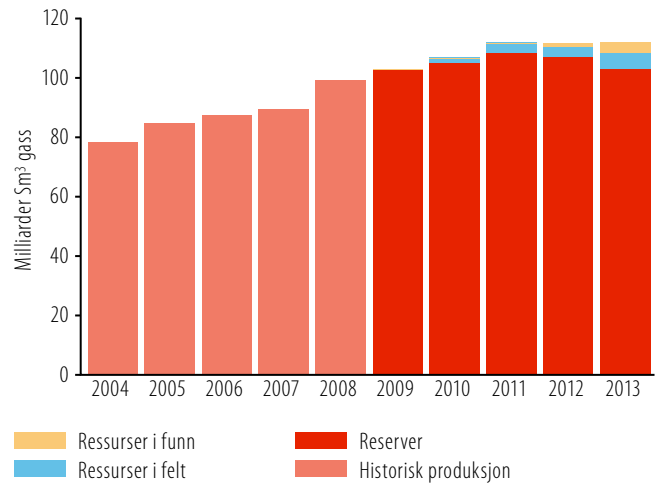
For de nærmeste årene er usikkerheten i prognosen hovedsakelig knyttet til hvor mye hvert felt klarer å produsere, hvor jevnt de leverer og effektivitet i innfasing av nye brønner og andre prosjekt på feltene. I tillegg vil det være usikkerhet rundt tidspunktet for oppstart av nye felt og produktiviteten 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.

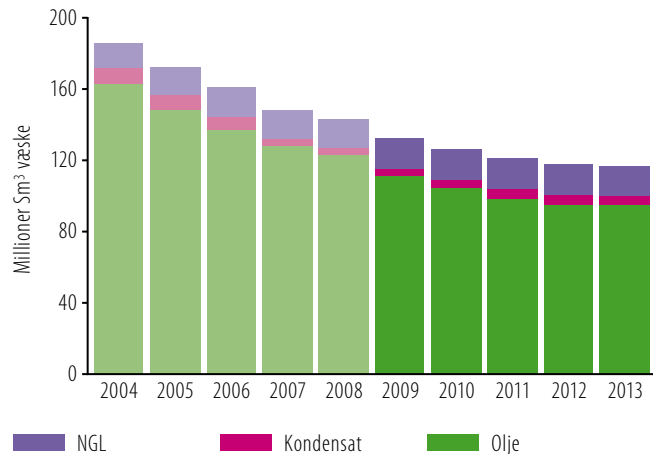
I perioden 2009 til 2013 venter Oljedirektoratet at det vil bli produserte og solgt om lag 503 millioner Sm³ olje (figur 4.13). Prognosen viser en avtagende oljeproduksjon fra ca 111 millioner Sm³ o.e. i 2009 til ca 94 millioner Sm³ o.e. i 2013. Det er en reduksjon på om lag ti prosent i forhold til 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).

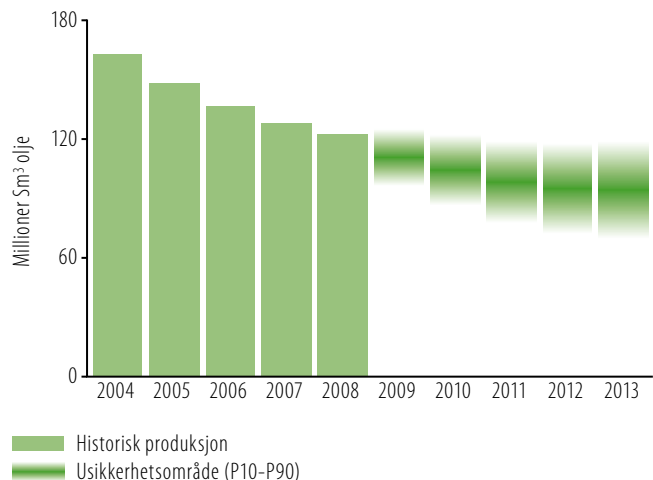
Gassalget de neste fem årene kommer i hovedsak fra felt som allerede er i drift. Bare en mindre andel antas å komme som resultat av tiltak for økt utvinning på feltene, nye utbygginger og fra hittil uoppdagede ressurser. De største nye bidragsyterne til gassalg i perioden er GjØa og Skarv. Disse prosjektene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

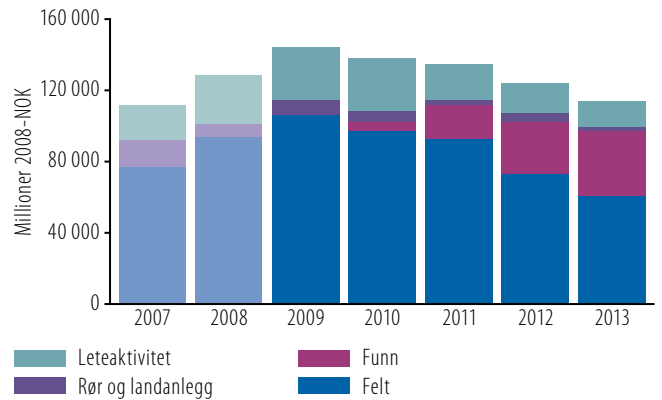
På kort sikt regner Oljedirektoratet med at investeringene vil gå som planlagt, mens en del nye prosjekt antas å bli skjøvet ut i tid. Investeringene, inklusiv leting, antas å passere 140 milliarder kroner i 2009 (figur 4.17). Investeringer knyttet til leting forventes å bli redusert i de neste årene, 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).

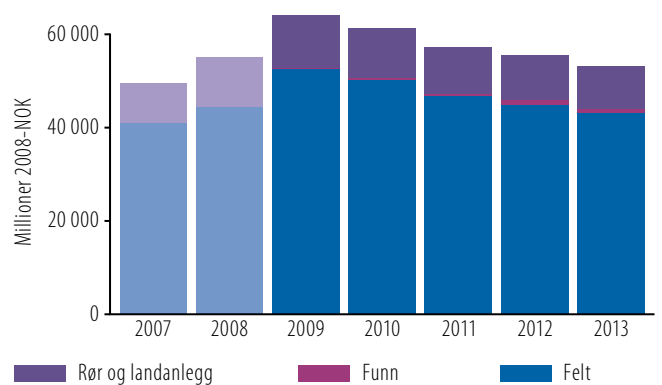
Langtidsprognose for petroleumsproduksjon

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.

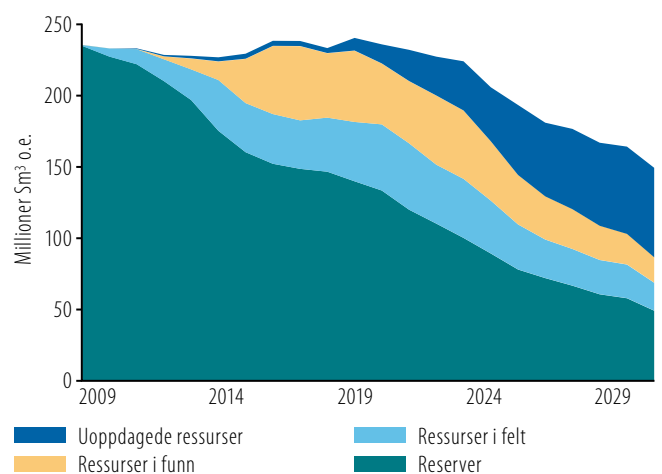
Prognosen for petroleumsproduksjon viser et forholdsvis konstant nivå for deretter å avta rundt 2020. Etter 2020 forventes det at en større andel av produksjonen skal komme fra uoppdagede ressurser. Andelen av produksjon fra de uoppdagede ressursene øker for hvert år, og i 2030 er forventningen at denne 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

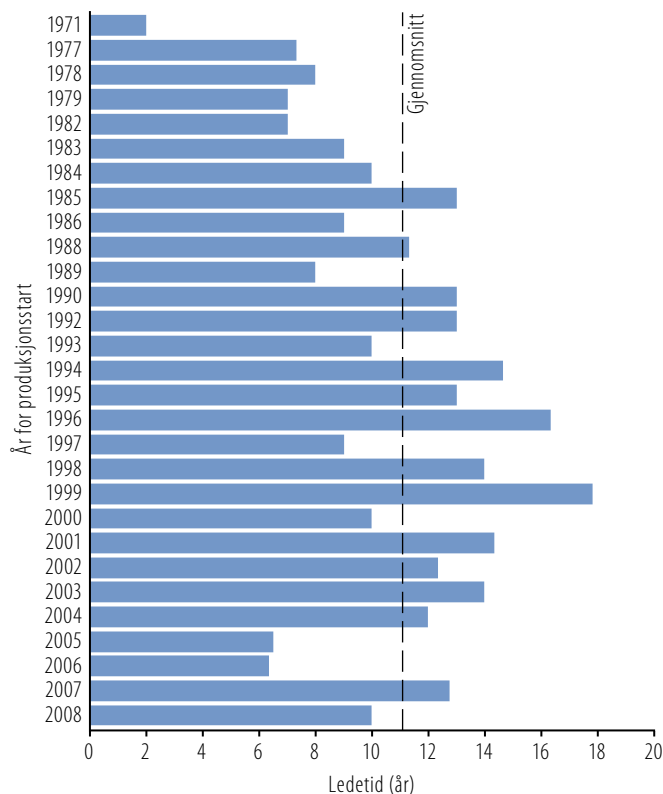
kapittel 4

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.

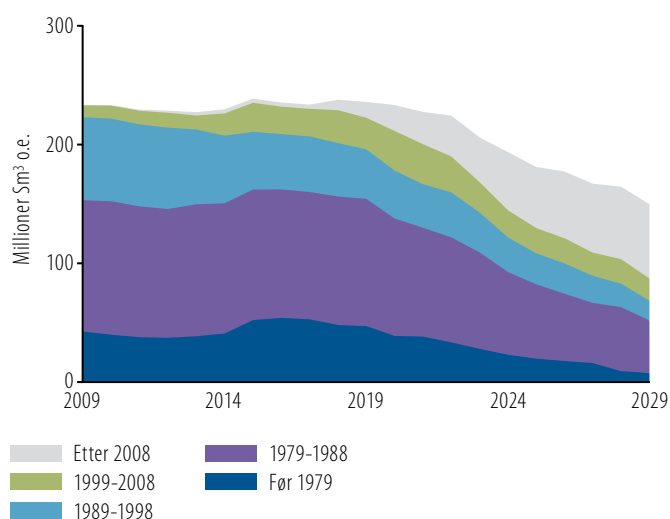
Erfaring viser at det har tatt i gjennomsnitt elleve år fra funn til utbygging og produksjon, såkalt ledetid (figur 4.20). Figuren viser årstall for produksjonsstart for feltene på norsk sokkel og gjennomsnittlig ledetid. Funn som blir gjort i nærheten av produserende felt blir som oftest satt raskt 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

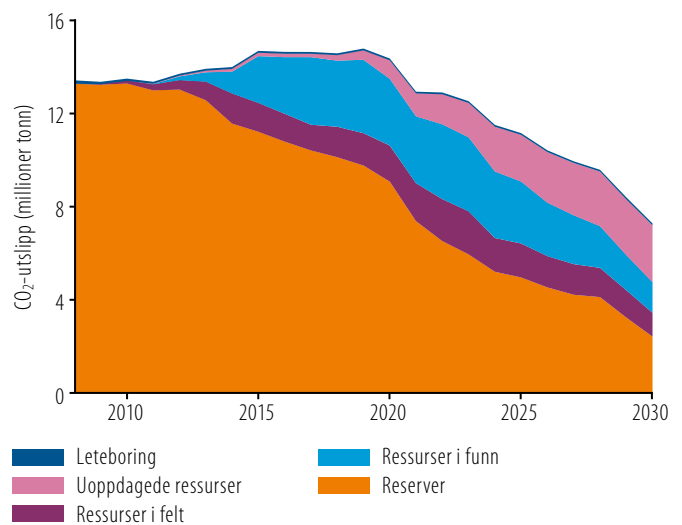
De viktigste kildene til utslipp fra petroleumsvirksomheten er kraftproduksjon og faking. Utslippene består hovedsakelig av karbondioksid (CO₂), nitrogenoksider (NO_x), flyktige organiske forbindelser (nmVOC) og metan (CH₄). CH₄ og nmVOC kommer blant annet fra fordamping av råolje ved lastning og lagring.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

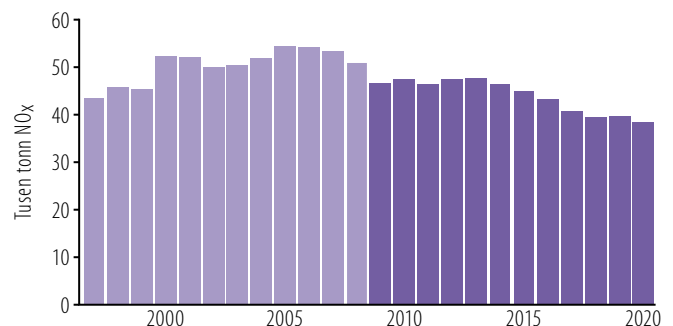
Petroleumsnæringen i Norge har siden 1991 betalt avgift for utslipp av CO₂. Fra 1. januar 2008 ble utslippene fra petroleumsvirksomheten i tillegg gjort kvotepliktige i det Europeiske kvotemarkedet EU ETS (European Union Emissions Trading Scheme). Kvotepriser i EU ETS forventes på kort sikt å være lavere 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 avgiftnivået 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.

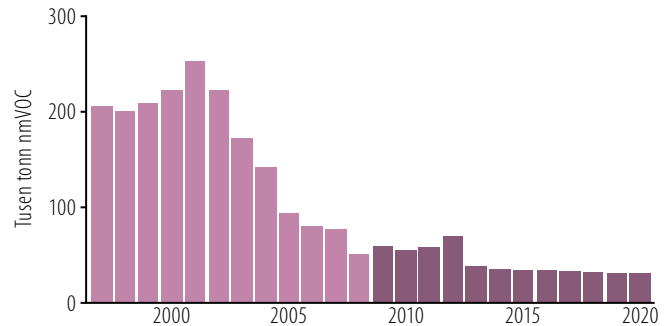
Kraft fra land og fangst og lagring av CO₂ er teknologier som kan gi vesentlige bidrag til utslippsreduksjoner i petroleumssektoren. Kraft fra land vil i noen tilfeller være kostnadseffektivt, men i andre tilfeller bety vesentlige tillegg i investeringene. For nye utbygginger og ombygginger på felt kan 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).

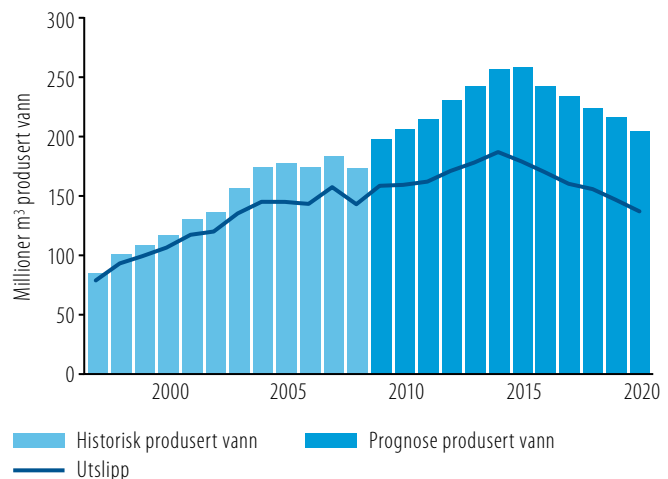
I dag installeres lavNO_x-turbiner ved nye utbygginger. LavNO_x-turbiner som i tillegg kan brenne diesel, er under kvalifisering. Kraft fra land til nye felt og nye lavNO_x-turbiner medfører at utslippene av NO_x forventes å reduseres i årene som kommer. For enkelte innretninger kan det bli en avveining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