



PETROLEUMSRESSURSENE PÅ
NORSK KONTINENTALSOKKEL

2014

FELT OG FUNN

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
Foto/illustrasjoner: Rune Goa
Trykkeri: Kai Hansen, Stavanger
Papir: Silk 250/130 gr

ISBN 978-82-7257-148-0

Forord

Petroleumsvirksomheten bidrar årlig med store verdier inn i norsk økonomi, og har siden oppstarten skapt verdier, målt i dagens pengeverdi, for i overkant av 11 000 milliarder kroner. Store inntekter bidrar til å skape økonomisk trygghet og arbeidsplasser i hele landet. I snart 50 år har det foregått petroleumsvirksomhet, og Oljedirektoratets (ODs) prognoser tyder på lønnsom produksjon og høy aktivitet i mange tiår til.

Siden sist OD publiserte en ressursrapport om felt og funn på norsk sokkel, har det skjedd en betydelig utvikling. Rekordmange felt er under utbygging, både nyere funn og funn som ble gjort helt tilbake til 1970-tallet er besluttet utbygd. Det er også gjort nye store funn.

Johan Sverdrup er blant de fem største oljefunnene noensinne på norsk sokkel, og det største siden 1979. Johan Castberg er det største oljefunnet i Barentshavet, og det største oljefunnet nord for 62. breddegrad siden 1992. Utbygging av disse funnene vil bidra til et høyt aktivitetsnivå i den neste tiårsperioden, og de vil etter utbygging stå for mer enn en fjerdedel av norsk oljeproduksjon.

Ellers preges funnporteføljen av mange mindre funn under vurdering. De fleste forventes å bli bygd ut med havbunnsløsning til nærliggende felt. I samspelet mellom felt og funn kan det, med de rette beslutningene i et langsiktig perspektiv, oppnås god lønnsomhet. Funnene kan nyte godt av etablert infrastruktur, feltene vil få lavere kostnader, forlenget levetid og kunne jobbe videre med å forbedre utvinningen. Uten god utnyttelse av eksisterende infrastruktur, vil antakelig mange av funnene ikke bli bygd ut, eller det blir betydelige forsinkelser og mer kostbare utbygginger. I så fall vil felt måtte stenge tidligere, og potensialet for utvinning vil ikke kunne realiseres.

En positiv utvikling forutsetter at prosjekt som planlegges er lønnsomme. I petroleumsnæringen har det den siste tiden vært fokus på kostnadsutvikling og lønnsomhet. Høy oljepris har medført økt aktivitet og stor investeringsvilje. Konsekvensen av dette er økt kostnadsnivå med press på lønnsomhet som resultat. Dersom kostnadene fortsetter å stige, kan det medføre at prosjekt blir utsatt eller skrinlagt. Dette er en situasjon som OD vil følge nøye med på.

Kostnadsutviklingen i petroleumindustrien er en utfordring, både for utbygging av funn og for satsing på prosjekt som kan øke utvinningen på felt. Myndighetene har gitt oljeselskapene på norsk sokkel rettigheter. Dette innebærer også et ansvar for å modne og utvinne alle lønnsomme ressurser, og det er ODs oppgave som ressursforvalter å bidra til at dette skjer.

I 2014 har OD fått økte budsjetter for å følge opp felt i produksjon. Som det går fram av denne rapporten, er mulighetene for



Foto: Emile Ashley

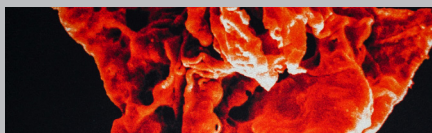
å få ut større mengder olje og gass fra produserende felt mange. Men det krever at rettighetshaverne tar beslutninger og er villige til å satse. OD vil fortsette arbeidet for at verdiskapingen fra funn og felt blir så stor som mulig.

ODs mål for perioden 2014-2023 er en reservetilvekst på 1 200 millioner Sm³ olje. Dette er noe mer enn det som ligger i grunnlaget for ODs prognose. Gapet mellom prognosen og målsettingen antas å kunne fylles ved at det blir gjennomført enda flere tiltak for å øke utvinningen på feltene, og at kommende utbygginger leverer bedre enn planlagt. Det forutsettes også at det gjøres ytterligere kommersielle funn som blir besluttet utbygd i perioden.

Jan Bygdevoll
Direktør for prognoser, analyser og data
Oljedirektoratet

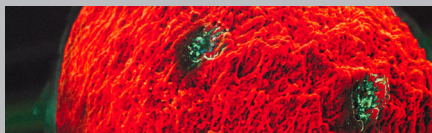


Innhold



Sammendrag

7



1

Ressurser og produksjon

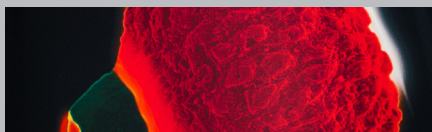
11



2

Utvinning fra felt i drift

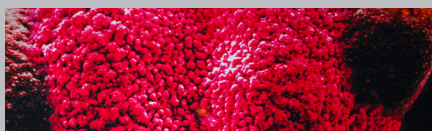
15



3

Funn og pågående feltutbygginger

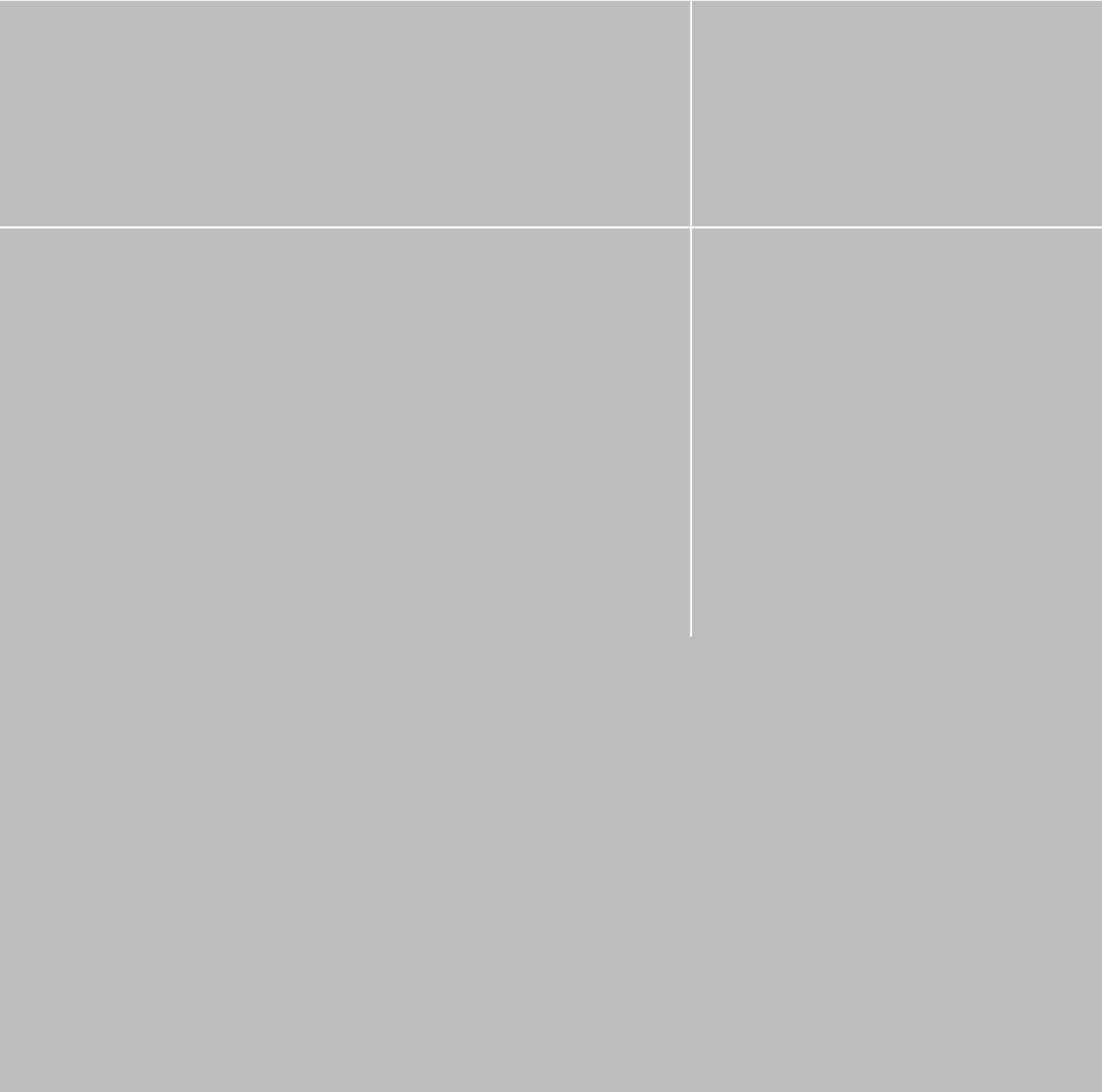
27



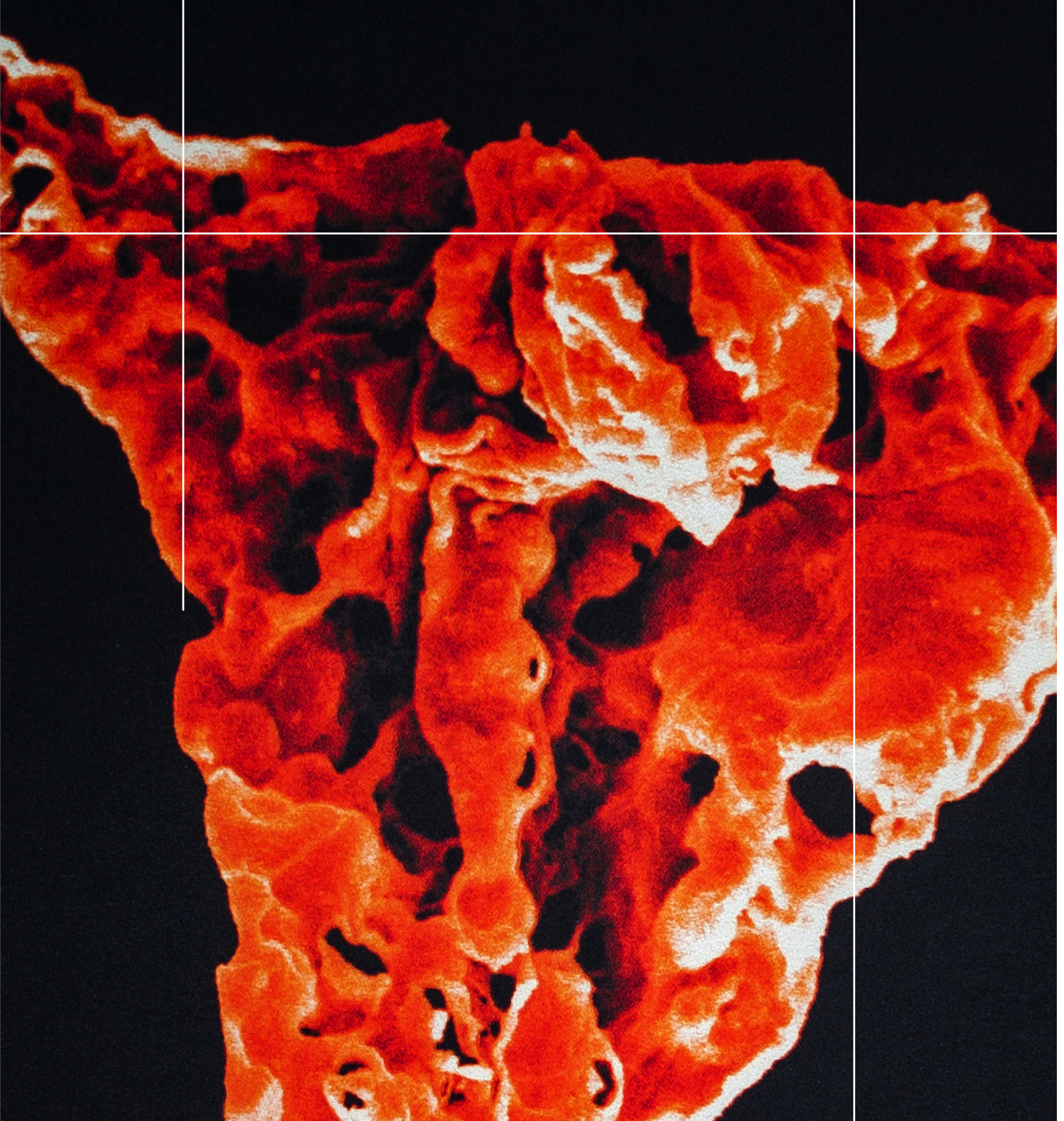
4

Miljøutfordringer i driftsfasen

37



Sammendrag





Denne rapporten handler om ressursene i felt og funn på norsk kontinentalsokkel og ODs vurdering av mulighetene for å realisere størst mulig verdier fra disse. Av gjenværende ressurser, anslått til 8 milliarder standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm^3 o.e.), utgjør påviste ressurser 5 milliarder Sm^3 o.e. eller 63 prosent av dette. Ved årsskiftet var det 77 felt i produksjon, 13 felt var under utbygging og 88 funn var til vurdering for utbygging.

De nærmeste årene vil produksjonen komme fra felt i drift og under utbygging. OD anslår at samlet oljeproduksjon på sokkelen holder seg stabil, og at gassproduksjonen øker noe framover. Etter hvert vil funn som blir bygd ut bidra med en stadig større andel av produksjonen.

Realisering av prognosen for olje- og gassproduksjon avhenger av en rekke forhold. Sentralt vil være om selskapene, med det pris- og kostnadsbildet de står overfor, kan utvikle og gjennomføre lønnsomme prosjekt, og i hvilken grad en klarer å opprettholde og utnytte etablert infrastruktur på sokkelen.

Petroleumsvirksomheten skaper store verdier, og den samfunnsøkonomiske lønnsomheten er høy. Høye olje- og gasspriser har ført til en internasjonal oppgangskonjunktur innenfor petroleumssektoren, med høy kapasitetsutnyttelse og betydelig kostnadsvekst som konsekvens. Både utbygging av funn og økt utvinning i modne felt blir mer krevende når kostnadene stiger. Kostnadsveksten truer lønnsomheten i framtidige prosjekt. Dette er en utfordring for hele sektoren, og som både næringen, leverandører og myndigheter må arbeide for å løse.

Realisering av størst mulig verdier fra felt og funn krever langsiktige løsninger. Det er over tid bygd ut en omfattende og integrert infrastruktur på norsk sokkel. En god utnyttelse av denne vil kunne skape store verdier for det norske samfunnet. Samlet er det investert i underkant av 3 000 milliarder med dagens kroneverdi i innretninger, rør og landanlegg. Innfasing av funn til eksisterende felt vil kunne utnytte denne kapasiteten samtidig som feltenes levetid forlenges. Dette gir også rom for nye tiltak som kan øke utvinningen på feltene. I en periode der næringen i økende grad fokuserer på kortsiktige mål, som løpende avkastning på investert kapital, er det svært viktig at gode og langsiktige utbyggingsløsninger blir valgt.

På de ulike feltene arbeides det med et betydelig antall prosjekt for å øke utvinningen. En stor andel av prosjektene krever nye brønner, og på en rekke felt er det nødvendig med nye innretninger, både over og under vann, for å få dette til. På felt i drift vil det normalt være slik at de mest lønnsomme ressursene tas ut først. Lengre ut i produksjonsforløpet kan det være mer krevende å få gjennomført tiltak for å øke utvinningen. Et høyt kostnadsnivå reduserer muligheten for å gjennomføre denne type tiltak.

Funn som er under vurdering for utbygging kan bidra med en betydelig produksjon framover. Johan Sverdrup og Johan Castberg er store funn som vil kreve egne innretninger og infrastruktur. De fleste andre funnene er mindre, og de ligger nær eksisterende infrastruktur. Derfor planlegges de fleste mindre funnene bygd ut som havbunnsløsninger med innfasing til de etablerte feltene.

Selv om det er store utfordringer med et høyt kostnadsnivå, er det også store gjenværende ressurser i felt og funn. Dette er en viktig motivasjon for å finne løsninger og realisere ressursene. Næringen har også tidligere hatt store utfordringer, men funnet løsninger. På denne bakgrunn har OD et positivt syn på den videre utviklingen av norsk sokkel. Vi tror at petroleumsindustrien i samarbeid med myndighetene vil løse kostnadsutfordringene, slik at infrastrukturen på sokkelen kan utnyttes bedre og nye tiltak for økt utvinning kan gjennomføres.

Petroleumsvirksomheten har også en påvirkning på miljøet, spesielt gjennom utslipp til luft og sjø. OD bidrar til at gode løsninger etableres og at miljøpåvirkningen fra næringen blir så liten som mulig.

I denne rapporten lanseres en ny målsetting for reservetilvekst for olje. Dette er en videreføring av målsettingen som ble introdusert i 2005. Da var målsettingen en reservetilvekst på 800 millioner Sm^3 fram til utgangen av 2014. Det har vært en betydelig reservetilvekst siden 2005, men det ser ikke ut at tilveksten blir fullt så høy som målsettingen.

Etter ODs vurdering vil beslutninger om å gjennomføre planlagte prosjekt for økt utvinning og utbygging av funn medføre en reservetilvekst på 950 millioner Sm^3 olje innen utgangen av 2023. ODs mål for perioden 2014-2023 er en reservetilvekst på 1 200 millioner Sm^3 olje. Gapet mellom prognosen og målsettingen forutsettes fylt ved at det blir gjennomført enda flere tiltak på feltene, at de kommende utbyggingsplanene blir ytterligere optimalisert, og at det fortsatt gjøres kommersielle funn som blir besluttet utbygd i perioden.

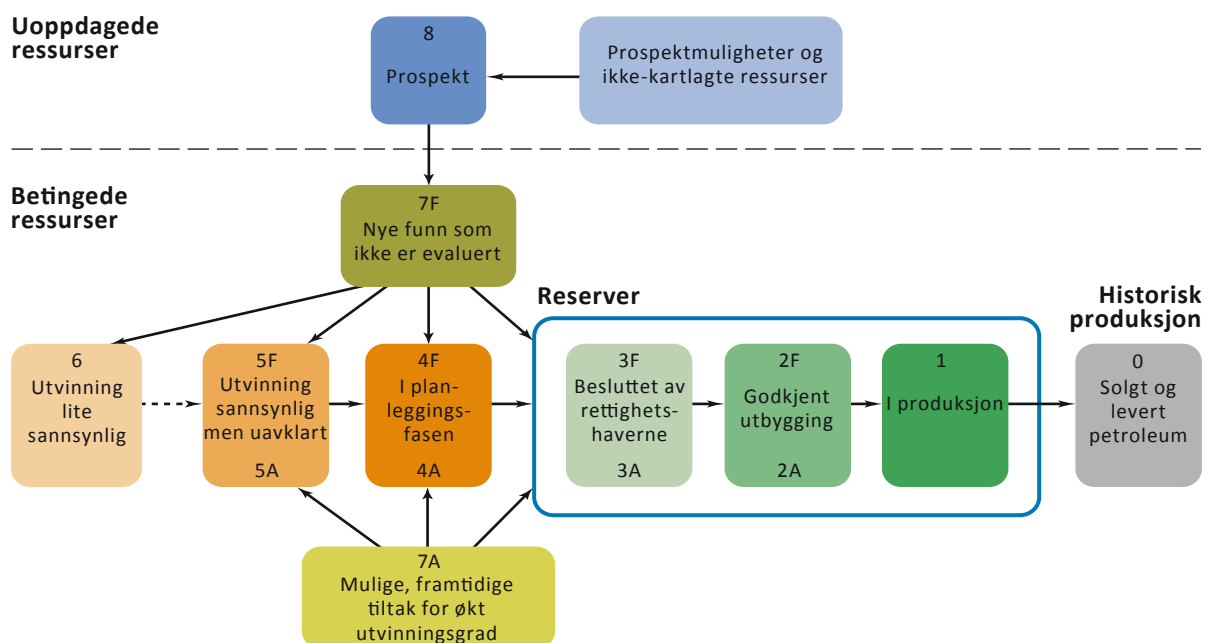
Ressursklassifisering

For å holde oversikt over petroleumsmengdene på kontinentalsokkelen, er det nødvendig å ha et klassifikasjonssystem. Ressursene klassifiseres etter ODS klassifikasjonssystem som ble utarbeidet i 1996 og har vært uendret siden en revisjon i 2001. Det er de totale utvinnbare petroleumsmengdene som klassifiseres. Utvinningen av petroleum skjer gjennom industrielle prosjekt, derfor blir det lagt vekt på å kunne følge prosjektene gjennom de ulike fasene. Et felt kan bli utbygd i flere etapper og vil derfor omfatte flere prosjekt. Disse har ulik modenhet med hensyn til utvikling, utbygging og produksjon. ODS system klassifiserer petroleumsmengdene i de enkelte prosjektene etter modenhet.

Systemet er inndelt i tre klasser: reserver, betingede ressurser og oppdagede ressurser. Reservene er petroleumsmengder som

er besluttet å utvinne. Betingede ressurser er utvinnbare mengder som er funnet, men som det ennå ikke er tatt beslutning om å utvinne samt prosjekt for å øke utvinningen fra feltene. I klassifikasjonen benyttes bokstavene F og A for å skille mellom utbygging av funn og forekomster (F står for «First») og tiltak for å øke utvinningen fra en forekomst (A står for «additional»). Oppdagede ressurser er de petroleumsmengdene som kan bli påvist ved fortsatt leting og som kan utvinnes. Det som er produsert, solgt og levert utgjør den aggregerte produksjon. Alle utvinnbare petroleumsmengder kalles ressurser, og reserver er en særlig gruppe av ressurser.

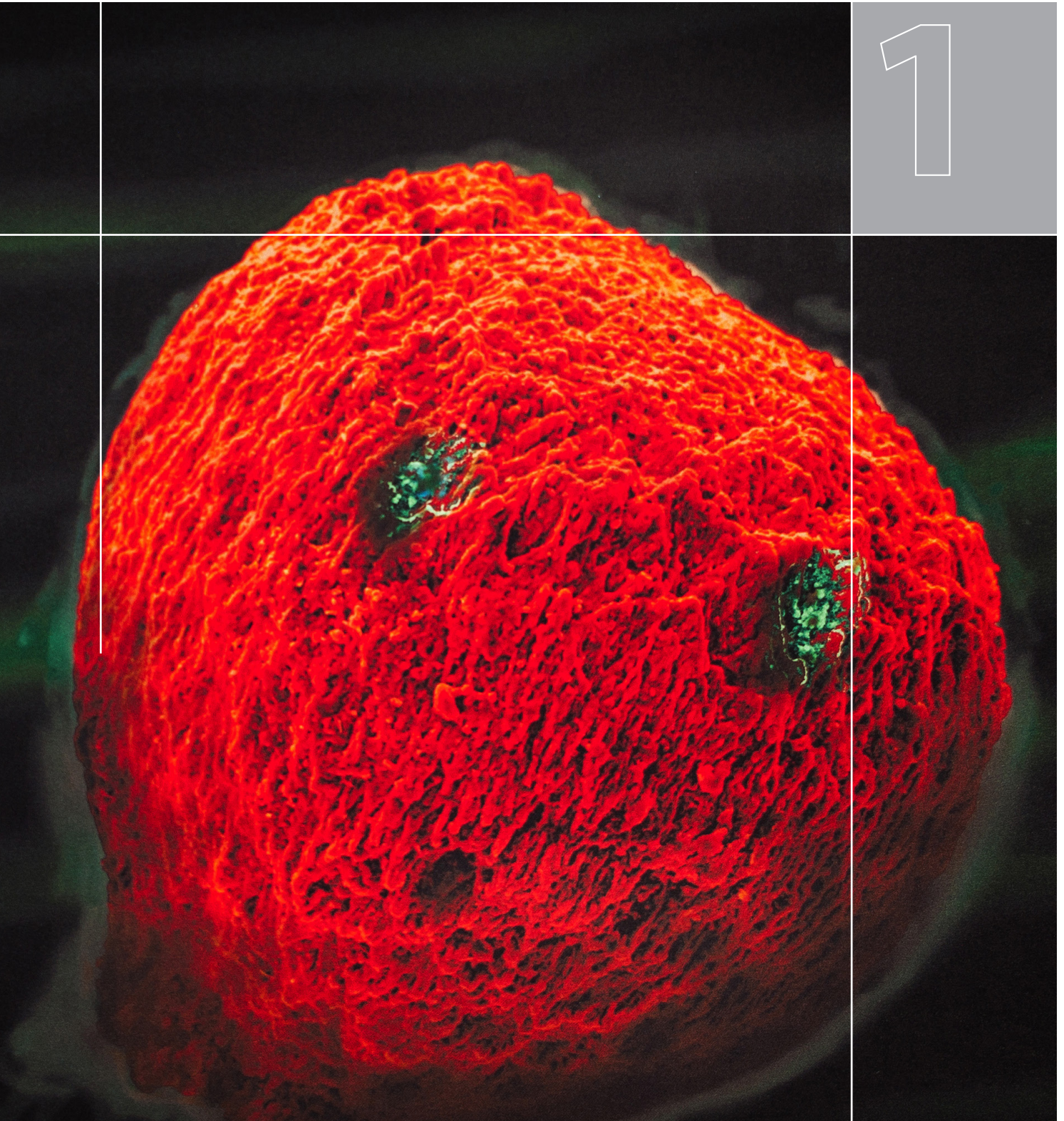
Hver klasse inndeles i ulike kategorier etter prosjektens status, i prosjektstatuskategorier.



ODS klassifisering av petroleumssressursene.

Ressurser og produksjon

1



1.1 Ressurser

Gjenværende utvinnbare ressurser

Ved utgangen av 2013 anslår Oljedirektoratet (OD) at de totale utvinnbare petroleumsressursene på norsk sokkel tilsvarer 14,2 milliarder standard kubikkmeter (Sm³) oljeekvivalenter (o.e.), se figur 1.1. Dette er summen av all petroleum som er produsert og solgt siden starten av norsk petroleumsvirksomhet, i alt 6,2 milliarder Sm³ o.e., og gjenværende utvinnbare ressurser, anslått til 8,0 milliarder Sm³ o.e.

Gjenværende ressurser omfatter reserver i felt, ressurser i ikke-besluttede prosjekt for økt utvinning på feltene, ressurser i funn og uoppdagede ressurser, dvs. antatte utvinnbare mengder som ennå ikke er funnet. Påviste ressurser som ennå ikke er besluttet å utvinne, kalles betingede ressurser.

Anslaget for gjenværende ressurser er usikkert, som vist i søylene i figur 1.1. Den basisverdien som brukes er statistisk forventningsverdi. Usikkerhetsspennet i totale gjenværende ressurser er mellom 5,6 milliarder Sm³ o.e. (P90) og 11,0 milliarder Sm³ o.e. (P10). P10, den mengden det er 10 prosent sannsynlighet at det er mer enn, er nesten det dobbelte av P90, den mengden det er 90 prosent sannsynlig at det er mer enn. Forskjellen mellom P10- og P90-anslaget er størst for uoppdagede petroleumsressurser, men det er også usikkert hvor mye som kan utvinnes fra dagens felt og funn.

Barentshavet sørøst og sokkelen rundt Jan Mayen er nå inkludert i estimatet for uoppdagede ressurser. Ressursanslag for disse områdene, som ble offentliggjort tidlig i 2013, er på henholdsvis 300 og 90 millioner Sm³ o.e. Usikkerhetsspennet i

ressursanslagene er betydelig. I Barentshavet sørøst utgjør gass 80 prosent av de estimerte ressursene, mens rundt Jan Mayen forventes storparten av ressursene å være olje. Mer informasjon om de uoppdagede ressursene og kartleggingen av de nye områdene finnes i *Ressursrapport leting 2013*.

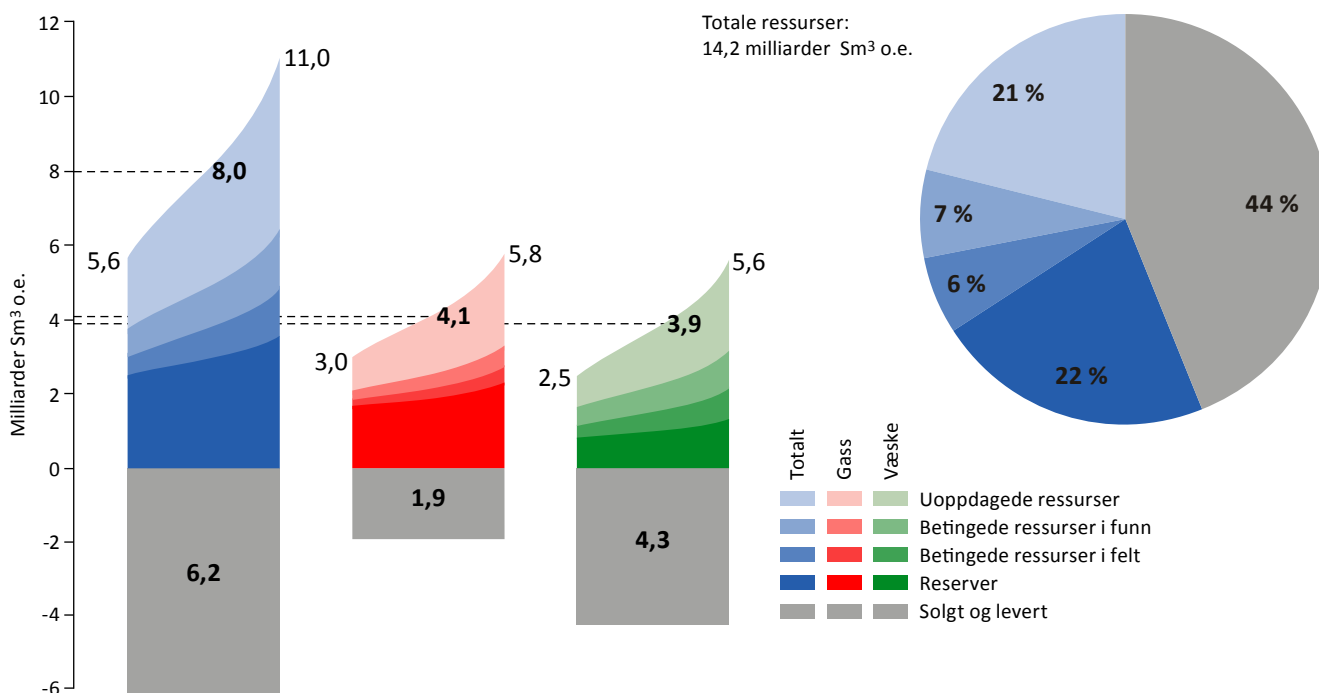
Gjenværende utvinnbare ressurser i felt og funn

Over 60 prosent av de forventede gjenværende utvinnbare ressursene fins i eksisterende felt og funn. Resten er klassifisert som uoppdagede ressurser. Med felt menes her både de feltene som var i drift ved utgangen av 2013 og felt hvor utbyggingsbeslutning var tatt på dette tidspunktet.

De gjenværende ressursene består av mest gass, men også betydelige mengder væske¹. Mens storparten av gjenværende gass er klassifisert som reserver på felt i drift eller under utbygging, er en større andel av væskeressursene betingede ressurser i felt og funn, se figur 1.2.

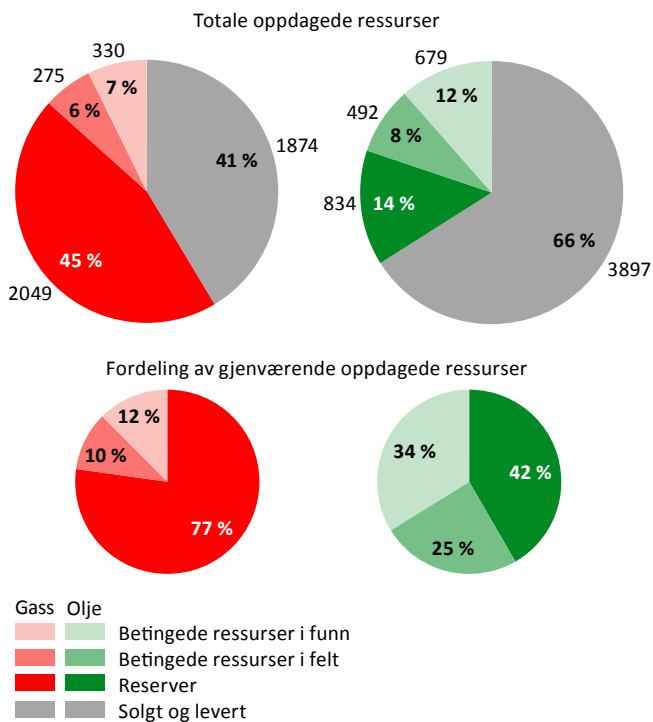
Av de påviste ressursene er 66 prosent av oljen og 41 prosent av gassen allerede produsert og solgt. Av de gjenværende ressursene er 42 prosent av oljen og 77 prosent av gassen klassifisert som reserver.

Tallene i figur 1.2 representerer forventningsverdien for utvinning. Selv om ressursene er påvist, er estimatene usikre. Det er flere faktorer som bidrar til usikkerheten, og de vil variere etter prosjektene modenhet og kompleksitet. De viktigste gjelder geologi og strømningsforhold i reservoarene og usikkerhet om kostnader og prisutvikling. Usikkerheten er størst for ressurser som ennå ikke er besluttet utbygd.



Figur 1.1 Fordeling av de totale utvinnbare ressursene og usikkerhet i estimatene per 31. desember 2013.

¹ Når væskevolum omtales i rapporten, er det definert som summen av olje, NGL og kondensat.

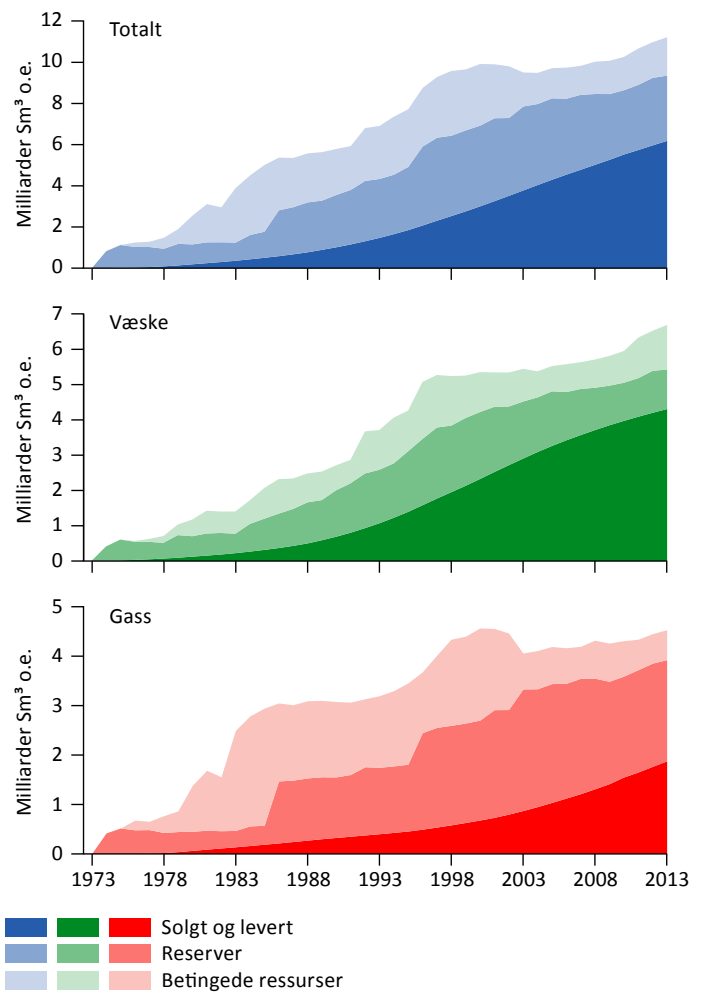


Figur 1.2 Påvist olje og gass fordelt i ulike ressurskategorier, tallene utenfor diagrammene øverst angir volum i millioner Sm³ o.e. for hver kategori.

1.2 Ressursutvikling

En sammenstilling av utviklingen i påviste ressurser fra 1973 og fram til i dag er vist i figur 1.3. Figuren er basert på historiske data fra ODs ressursregnskap. Den viser at tilførsel av nye ressurser, ved nye funn og oppjustering av volumestimater på feltene, bidrar til at det fortsatt er store volumer igjen å produsere.

Figuren som viser ressursutvikling for gass, viser spesielt tydelig hvordan reservene har økt i markerte sprang ettersom store felt er besluttet utbygd. Betingede ressurser er en kombinasjon av forventet utvinning fra nye funn og tiltak som kan gjennomføres på felt for å øke utvinningen. Normalt vil en markant stigning gjenspeile at et nytt stort funn er gjort. Nedgang kan være en følge av at videre avgrensning av funn viste at disse var mindre enn først antatt. Anslagene er usikre for hver enkelt forekomst, og usikkerheten kan variere fra år til år. I perioden 1996-2001 var ODs forventning til framtidig utvinning av gass for optimistisk fordi det ble lagt til grunn en for høy gjennomsnittlig utvinningsgrad. Estimatenes for betingede gassressurser ble derfor nedjustert fra 2001, se figur 1.3.

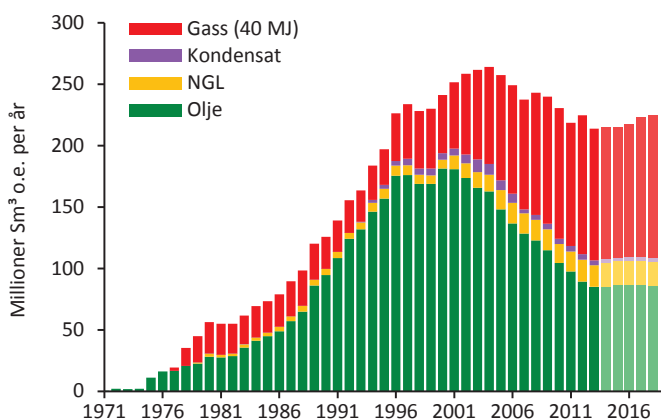


Figur 1.3 Utvikling over tid i anslag over påviste ressurser.

1.3 Produksjonsutvikling

63 prosent av det produserte volumet på 6,2 milliarder Sm³ o.e. fra norsk sokkel er olje. Produksjonsveksten var særlig sterk i tiårsperioden 1985-1995, noe som reflekterer utbyggingen av en rekke store felt på 1980 og 90-tallet. De største oljefeltene ble satt i produksjon før år 2000.

Oljeproduksjonen nådde en topp i år 2000 og har siden vært avtagende, mens gassproduksjonen har vært økende etter 1995, se figur 1.4. Økningen i gassproduksjon henger sammen med utbygging av store gassfelt som Troll, Åsgard og Ormen Lange med tilhørende rør og landanlegg. De store oljefeltene som ble bygd ut på 1970 og 80-tallet, bl.a. Ekofisk, Statfjord, Oseberg og Gullfaks, har vært svært viktige for den samlede oljeproduksjonen fra norsk sokkel. Produksjonsnedgangen fra disse oljefeltene har være markant de siste ti årene. En av hovedutfordringene på norsk sokkel er derfor å utnytte ledig produksjonskapasitet ved å øke utvinningen og fase inn nærliggende funn.

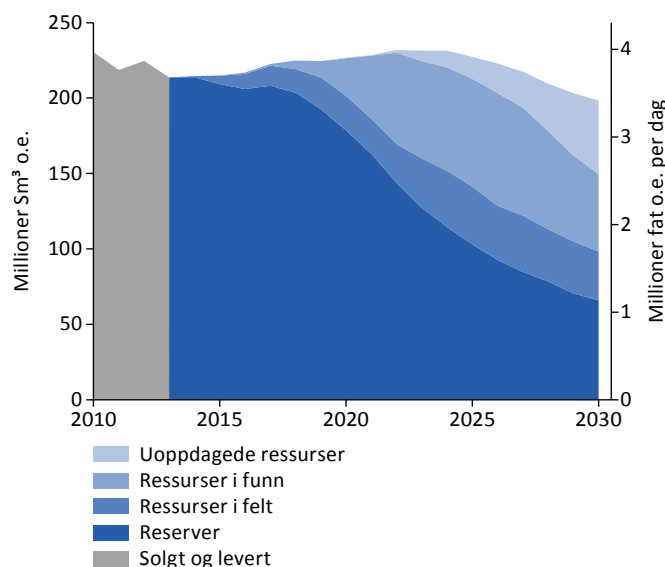


Figur 1.4 Historisk produksjon med prognose for de nærmeste årene².

OD venter at oljeproduksjonen vil ligge rundt dagens nivå de nærmeste årene. Gassproduksjon fra felt i drift forventes å øke noe i perioden fram til 2018. De siste årene er det gjort flere store funn som forventes å komme i produksjon de neste ti årene. Dette kompenserer for den naturlige produksjonsnedgangen fra felt i drift og fører til at det kan bli en svak produksjonsvekst i årene framover, se figur 1.5.

Årlig rapportering av data

Selskapene skal årlig rapportere data til OD for de felt, funn, transport- og landanlegg som de er operatør for. Rapporteringen omfatter prosjekt, ressursvolum og prognoser for produksjon, kostnader og miljøutslipp. På bakgrunn av dette utarbeider OD egne prognoser. Prognosene oversendes Olje- og energidepartementet (OED) og inngår blant annet i grunnlaget for stats- og nasjonalbudsjettene.



Figur 1.5 Prognose for petroleumsproduksjon fram til 2030.

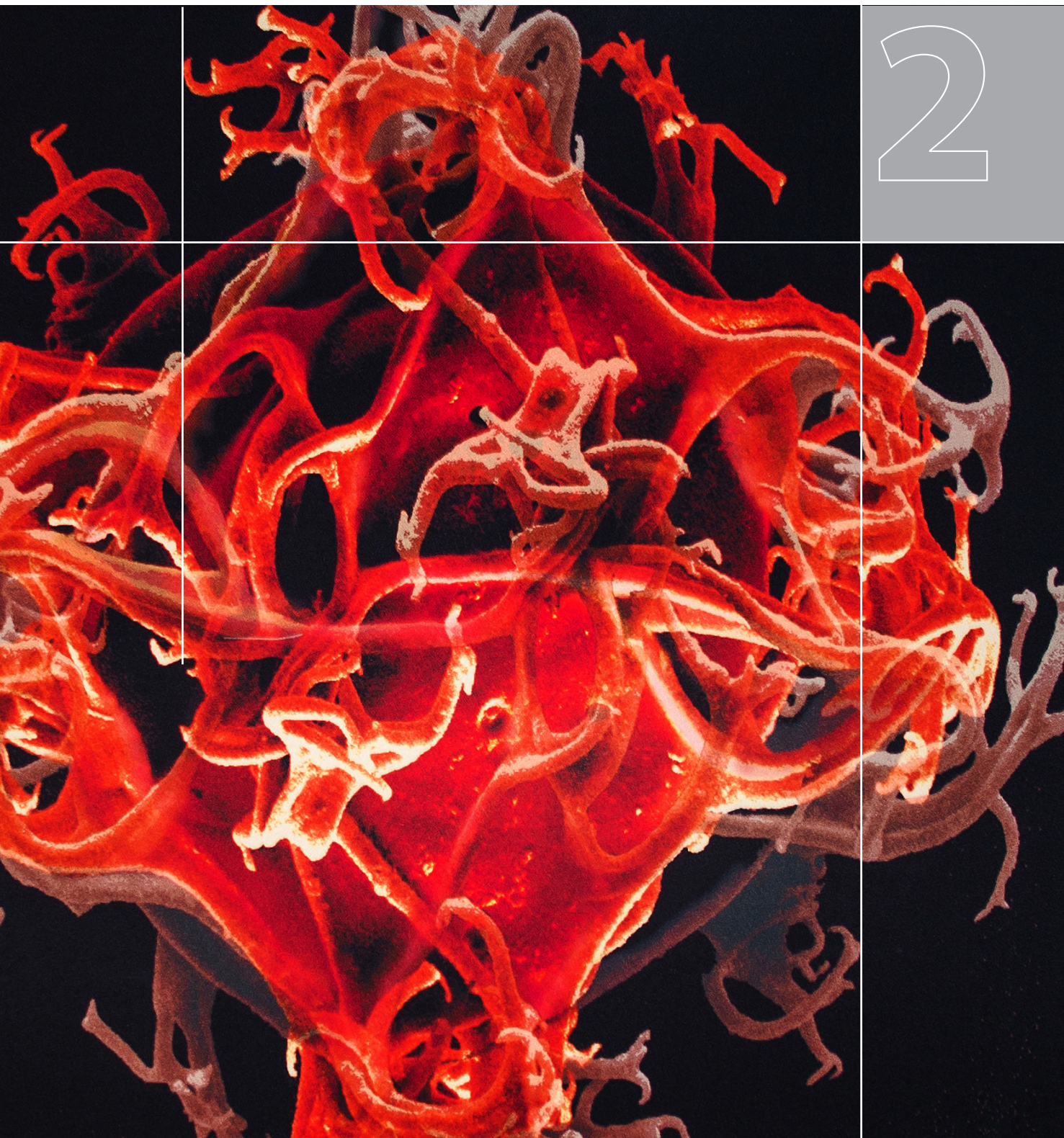
De nærmeste årene vil produksjonen være dominert av felt som i dag er i produksjon eller under utbygging, med gradvis økning fra funn hvor det nå arbeides med utbyggingsplaner. Fra 2020 antas bidraget fra funnene å øke. Det er i hovedsak forventet produksjon fra Johan Sverdrup og Johan Castberg som bidrar til dette, men det ligger også inne bidrag fra et stort antall andre funn. For å nå produksjonsprognosen på lenger sikt, må nye funn påvises og bygges ut.

Produksjonsprognosen er usikker, og usikkerheten øker med tiden. De nærmeste årene er det produksjonsutvikling og gjennomføring av prosjekt på eksisterende felt som avgjør om prognosen innfris. I tillegg vil oppstartstidspunkt og boretakt på de feltene som nå er under utbygging påvirke volumene. Senere vil beslutningsløp, utbyggingsløsning og produksjonsstart på nye felt utgjøre størst usikkerhet. Lenger ut i tid vil en større andel av forventet produksjon komme fra de ressursene som ennå ikke er oppdaget. Usikkerheten dreier seg hovedsakelig om antall og størrelse på framtidige funn, og om og når de kan bli satt i produksjon.

ODs produksjons- og kostnadsprognoser er basert på pris- og kostnadsbildet høsten 2013. Vesentlige endringer i disse forutsetningene vil gi endringer i prosjektgjennomføring, og med det endring i kostnads- og produksjonsprognoser. Dette vil også være tilfelle dersom selskapenes krav til lønnsomhet i enkeltprosjekt endres.

² Gass 40 MJ som vist i figur 1-4, representerer et normalisert volum for gassen som er solgt. Gassen selges som energiinnhold og ikke volum. Normalisert gass har et energiinnhold på 40 MJ pr Sm³ gass. For enkeltfeltene på sokkelen varierer energiinnholdet. I 2013 var brutto brennverdi (GCV) for feltene mellom 36,7 og 50,0 MJ per Sm³, alt etter komposisjonen av salgsgassen. Metan har en GCV på om lag 37,7 MJ per Sm³.

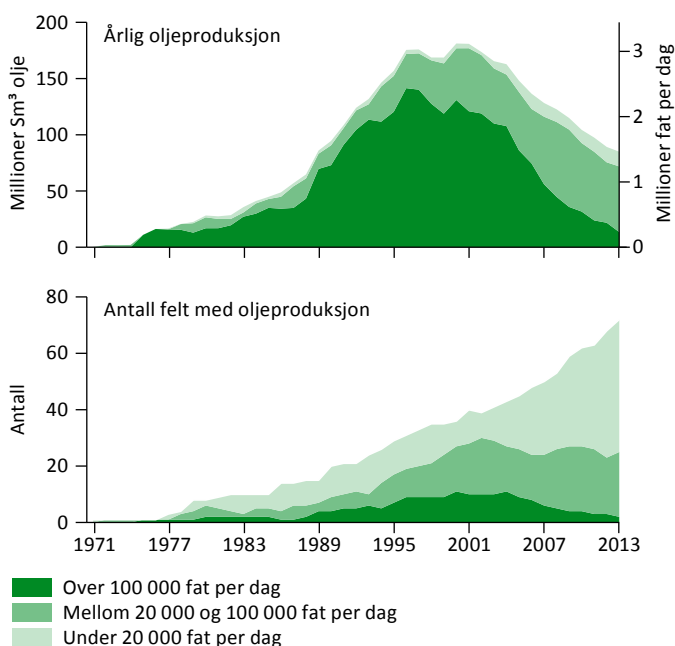
Utvinning fra felt i drift



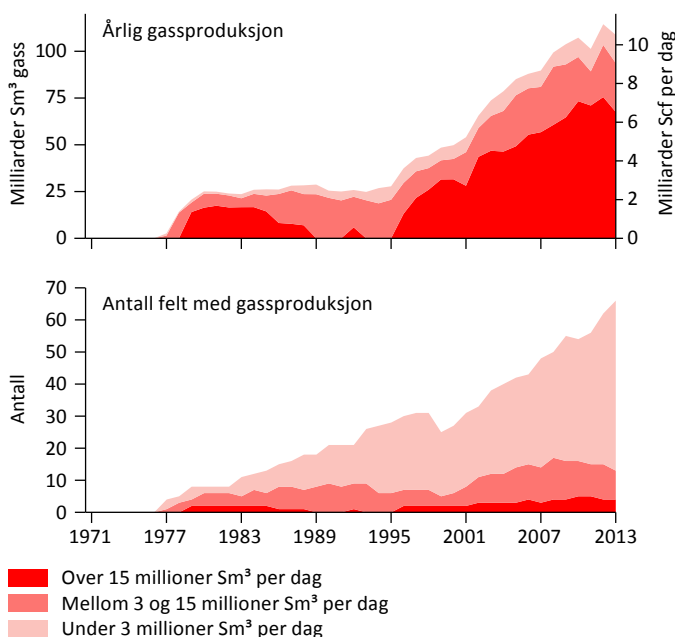
2

2.1 Produksjonsutvikling

Siden norsk oljeproduksjon startet i 1971 med prøveproduksjon på Ekofisk, er flere store oljefelt blitt bygd ut. De store feltene som ble bygd ut på 1970- og 1980-tallet, har etter hvert gått over i en moden fase med fallende oljeproduksjon. Samtidig har nye feltutbygginger vært mindre. Produksjonsbortfallet fra de gamle feltene er dermed bare delvis kompensert av at nye felt er satt i produksjon. Produksjonen er nå mer sammensatt og fordelt på flere felt enn tidligere, se figur 2.1.



Figur 2.1 Utvikling i historisk oljeproduksjon og antall felt fordelt på produksjonsnivå.



Figur 2.2 Utvikling i historisk gassproduksjon og antall felt fordelt på produksjonsnivå.

Utviklingen i oljeproduksjon fordelt på felt med høy, middels og lav daglig produksjon er vist i figur 2.1. Til langt ut på 1990-tallet var oljeproduksjonen dominert av få felt med høy produksjon. I 1989 var oljeproduksjonen om lag det samme som i 2013. Da var det 15 oljeproduserende felt i drift, og 81 prosent av produksjonen kom fra fire felt som produserte mer enn 100 000 fat olje per dag. I 2013 var det 72 oljeproduserende felt, og 15 prosent av produksjonen kom fra to felt som produserte mer enn 100 000 fat olje per dag.

Fra felt som har vært i drift i mange år, forventes fortsatt reduksjon i oljeproduksjonen. Enkelte felt er revitalisert de siste årene gjennom utbygging av nye produksjonsinnretninger eller økt borekapasitet. Dette vil redusere produksjonsfallet noe for de neste årene. I tillegg er felt med god produksjonskapasitet under oppstart/utbygging. Dette medfører at OD forventer en stabilisering av nivået for oljeproduksjon de nærmeste årene.

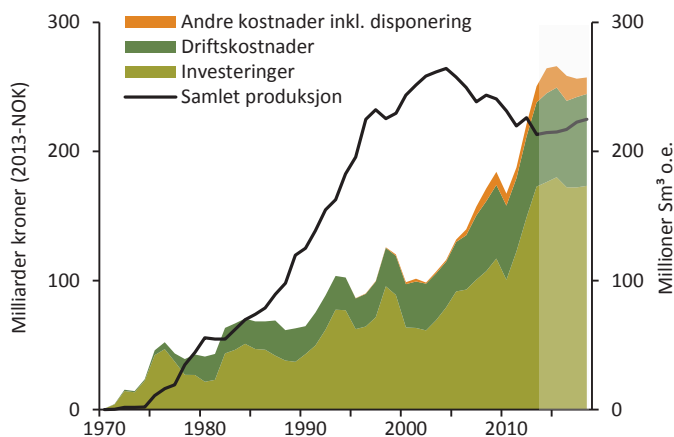
Utviklingen i gassproduksjon, fordelt på feltenes produksjonsnivå er vist i figur 2.2. Gassalget fra norsk sokkel startet i 1977 med åpningen av gassrør fra Ekofisk til Tyskland og fra Frigg til Storbritannia. Siden 1996 har det vært jevn vekst i gassproduksjonen og en dobling av antall felt som bidrar. For gass er situasjonen slik at et fåtall felt står for størstedelen av produksjonen. I 2013 sto fire felt for 62 prosent av produksjonen, det største er Troll.

2.2 Kostnadsbildet

Utbygging og drift av en etter hvert omfattende infrastruktur, med innretninger, rør og landanlegg, krever store økonomiske ressurser. For 2013 var samlede kostnader, eksklusiv leteaktivitet, om lag 250 milliarder kroner.

Kostnadsutviklingen på norsk sokkel for drift, investeringer og andre kostnader er vist i figur 2.3. Økende kostnader over tid skyldes både økt aktivitet og et økende kostnadsnivå. Særlig etter 2005 har det vært en markert økning i kostnadsnivå. Høye olje- og gasspriser har ført til en internasjonal oppgangskonjunktur innenfor petroleumssektoren, med høy kapasitetsutnyttelse og betydelig kostnadsvekst som konsekvens.

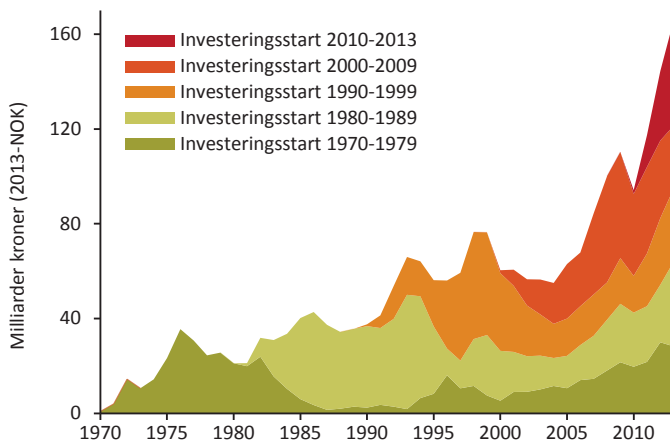
Kostnadsveksten innenfor petroleumsvirksomheten har over tid ligget dels betydelig over den generelle prisveksten i



Figur 2.3 Utvikling i kostnader (prognose 2013-2018).

samfunnet. I figurene i denne rapporten er kostnader vist i faste priser justert til 2013-nivå med konsumprisindeksen (KPI). Kostnadsvekst ut over over den generelle prisveksten inngår i tallgrunnlaget.

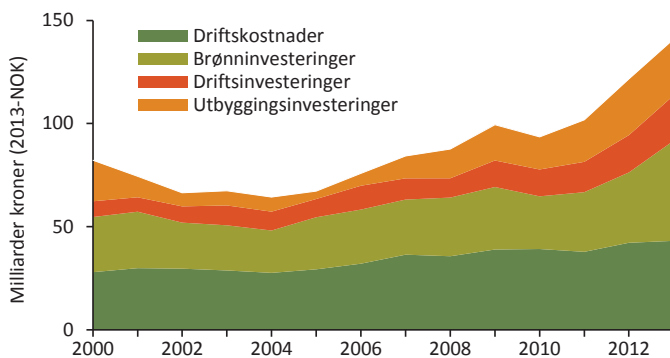
Investeringer utgjør en stor andel av de samlede kostnadene. Figur 2.4 viser investeringsprofiler for feltutbygginger med investeringsstart på henholdsvis 1970, 80 og 90-tallet og fram til i dag. Som figuren viser, utgjør investeringer i felt der feltutbyggingen skjedde så tidlig som på 1970 og 80-tallet, fortsatt en betydelig andel av de totale investeringene. Flere felt i drift leder derfor til høyere samlede investeringer. Nye utbygginger kommer på toppen av dette.



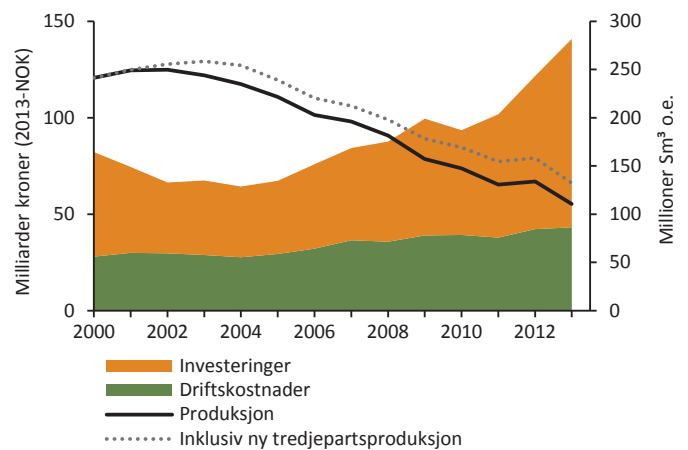
Figur 2.4 Totale årlige investeringer for feltutbygginger gruppert etter tiåret investeringene startet.

Figur 2.5 viser utvikling i driftskostnader og investeringer. For feltene som har vært i produksjon i perioden 2000-2013, har kostnadsveksten vært betydelig. I perioden fra 2005 til 2013 har årlig gjennomsnittsvekst for driftskostnader og investeringer vært på henholdsvis sju prosent og 15 prosent, målt i løpende kroner. I siste del av perioden, fra 2010-2013, har veksten vært på fem prosent og 23 prosent i løpende kroner.

Rundt 50 prosent av investeringene har gått til boring av nye utvinningsbrønner. I tillegg kommer driftsinvesteringer med en andel på 20 prosent. Dette er ulike typer investeringer for å



Figur 2.5 Utvikling i investeringer og driftskostnader på felt som har vært i drift i hele perioden 2000-2013.



Figur 2.6 Kostnads- og produksjonsutvikling for felt som har vært i produksjon i hele perioden 2000-2013.

opprettholde driften på eksisterende innretninger. På aldrende innretninger er det ventet økte kostnader forbundet med å opprettholde teknisk integritet og produksjonsevne. Den tredje store investeringsposten er utbyggingsinvesteringer. Dette har i første rekke vært investeringer i nye bunnfaste plattformer på eksisterende felt.

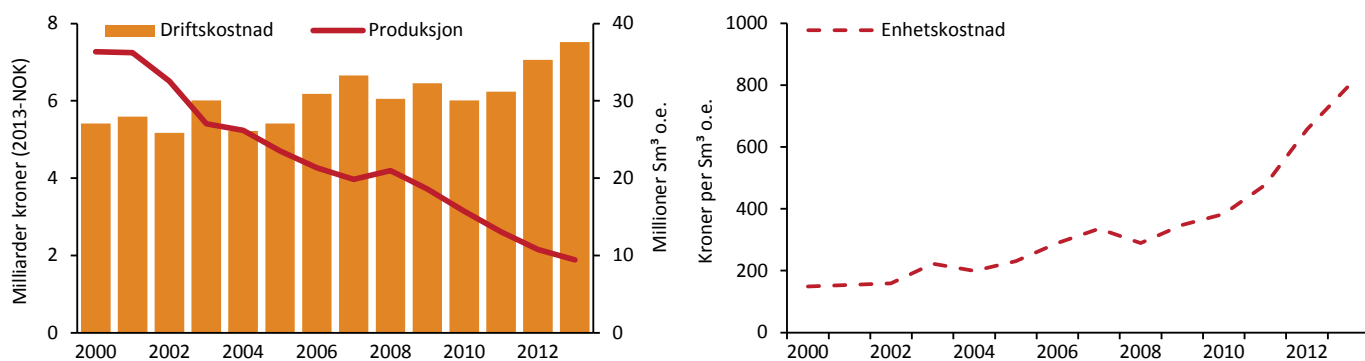
Samtidig med at kostnadene har steget, har produksjonen avtatt. Produksjonsnedgangen er delvis kompensert ved at ledig prosesskapasitet på innretningene blir benyttet til å fase inn mindre felt i nærheten. Utvikling i kostnader, egen produksjon og andres, såkalte tredjepartsvolumer, er vist i figur 2.6.

Norsk sokkel modnes, og de fleste feltene er i en fase der produksjonen avtar. Fordi en stor del av kostnadene for å drive feltet er uavhengig av produksjonsvolumet, vil enhetskostnadene stige. Med enhetskostnader menes her driftskostnader per produsert enhet.

Figur 2.7 illustrerer utfordringen med økende enhetskostnader for et utvalg felt som ikke har hatt prosessering for tredjepart. Særlig de siste årene har det vært en markert økning i enhetskostnader.

Stigende kostnader gir grunn til bekymring. Dette skyldes at lønnsomheten kan bli truet i enkeltprosjekt ved et oljeprisfall og medføre at prosjekt kan bli skrinlagt. Kostnadsveksten har vært særlig sterk innen boring. Figur 2.8 viser utvikling i gjennomsnittskostnad for nye utvinningsbrønner boret med flyttbar borerigg. Fra 2002 er gjennomsnittskostnaden for boring av en brønn mer enn doblet. Det er stor variasjon i borekostnad per brønn, og mange faktorer avgjør hva en brønn koster. En større andel lange og mer komplekse brønner kan medvirke til økte gjennomsnittskostnader.

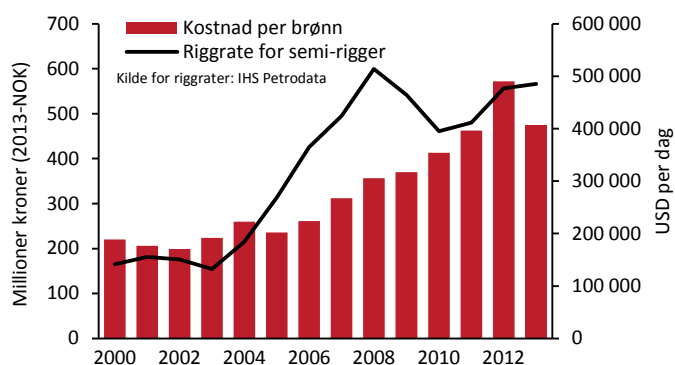
En betydelig andel av brønnskostnadene er nært forbundet med tidsbruk. Hvor raskt boreprosessen går, gjerne kalt boreeffektivitet, vil ha stor betydning for brønnskostnaden. En indikator for boreeffektivitet er antall meter boret per dag. Over tid har denne indikatoren utviklet seg negativt på en rekke felt. Den



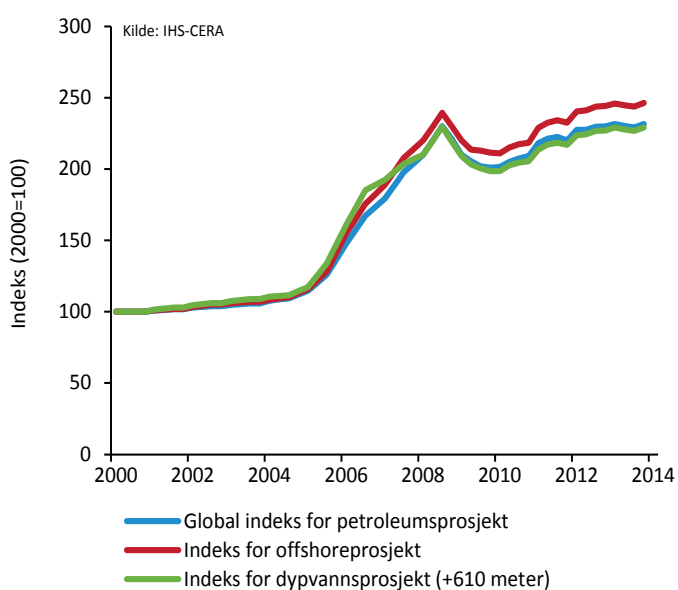
Figur 2.7 Utvikling i driftskostnader per produsert enhet for et utvalgt felt som ikke har hatt tredjepartsprosessering.

viktigste årsaken til kostnadsøkningen, er imidlertid prisvekst på varer og tjenester som benyttes for å bore en brønn. De fleste utvinningsbrønnene på norsk sokkel er boret med flyttbar bore-rigg. Størparten av kostnadene ved å bore en slik brønn består av riggleie og ulike typer brønnservicetjenester. Rigg-rate alene utgjør om lag 45 prosent, mens ulike brønnservicetjenester står for om lag 30 prosent.

I tillegg til brønnskostnader, viser figur 2.8 utvikling i riggrate. Rigg-rate fastsettes ved tidspunkt for kontraktinngåelse. Det kan ta lang tid fra kontrakt blir inngått til riggen tas i bruk og kostnadene begynner å løpe. For en ny rigg går det gjerne 3-4 år fra kontraktinngåelsen til riggen er i aktivitet. I tillegg bidrar langsiktige kontrakter til at endring i markedspriser for rigger ikke umiddelbart påvirker kostnadene.



Figur 2.8 Utvikling i gjennomsnittlig riggrate og brønnskostnad for brønner boret med flyttbar bore-rigg.



Figur 2.9 Utvikling i globale kostnadsindekser for utbyggingsprosjekt.

Utviklingen i kostnadsnivå på norsk sokkel må ses i sammenheng med utviklingen internasjonalt. Figur 2.9 viser utviklingen i tre indekser for investeringsnivå, en global indeks for petroleumprosjekt generelt, en for offshoreprosjekt og en avgrenset til prosjekt på dypt vann. Ifølge dette tallmaterialet er kostnadsnivået mer enn doblet siden 2005. Det er liten variasjon mellom de ulike indeksene.

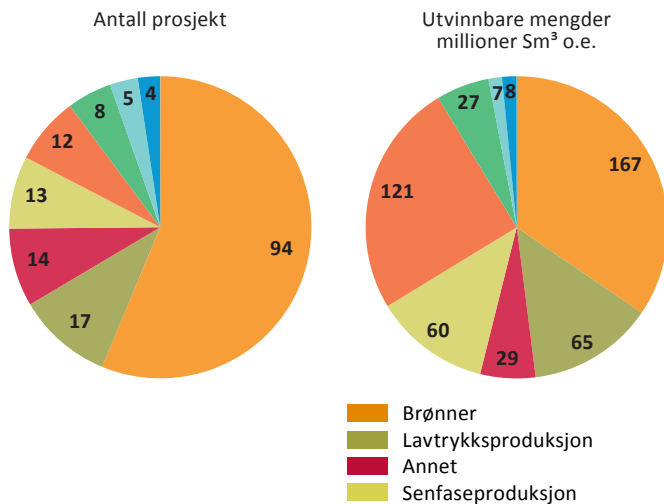
Veksten skyldes økte priser i ulike sentrale markedsområder. Internasjonalt har veksten vært særlig sterk innenfor boring og undervannsutstyr.

Det er ikke tilgjengelig gode tall som sammenlikner utviklingen internasjonalt med utviklingen på norsk sokkel. I rapporten *Økt bore- og brønnaktivitet på norsk sokkel*, som ble laget av et utvalg nedsatt av OED og publisert i 2012, beskrives kostnadsutvikling innenfor boring og brønn. Her blir det pekt på flere forhold som bidrar til å øke bore- og brønnskostnadene på norsk sokkel.

2.3 Prosjekt på felt i drift

Nye prosjekt med tilhørende investeringer blir besluttet av rettighetshaverne etter grundig evaluering. Hvert år blir en rekke prosjekt på feltene vurdert. I ressursregnskapet for 2013 inngår 165 konkrete prosjekt for økt olje- og/eller gassproduksjon og forlenget levetid. Noen prosjekt vedtas og iverksettes, noen utredes videre, andre utsettes og noen skrinlegges. Prosjektene varierer betydelig i størrelse, både i produksjonseffekt og kostnader.

De fleste ikke-besluttede prosjekt på felt i drift har relativt små volum sammenliknet med volum som ligger til grunn for nye feltutbygginger. Mange av brønnprosjektene som ligger i denne kategorien, har volum under 2,5 millioner Sm³ o.e. Disse innebærer boring av en eller et fåtall nye utvinningsbrønner. På feltene arbeides det kontinuerlig med å evaluere grunnlag for nye brønner. Basert på en vurdering av lønnsomheten av den enkelte brønn, tas beslutningen om den skal bores eller ikke.

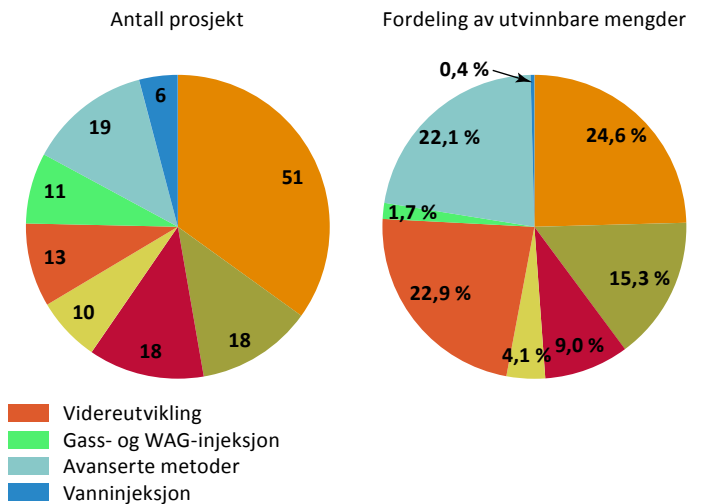


Figur 2.10. Prosjekt i ressurskategori 4A og 5A spesifisert på type.

En oversikt over ulike typer ikke-besluttede prosjekt for å øke utvinningen på felt i drift, er vist i figurene 2.10 og 2.11. Figur 2.10 viser konkrete prosjekt. Figur 2.11 viser mulige, men ikke konkretiserte tiltak for økt utvinning. Da disse er betydelig mer usikre, finner OD det ikke formålstjenelig å gi volumestimater for disse.

Om lag 1/3 av volumet i de konkrete prosjektene kan produseres ved boring av flere utvinningsbrønner, se figur 2.10. Flere brønner er også viktig for prosjekt som innebærer injeksjon av vann og/eller gass og videre utvikling av feltene. Slike prosjekt står for ytterligere 25 prosent av volumet. Videre utvikling av felt innebærer større oppgraderingsprosjekt og prosjekt hvor nye innretninger planlegges. Lavtrykksproduksjon er også et viktig tiltak for å øke utvinningen av gass og olje. Teknologiutviklingen de siste årene innen havbunnskompresjon på Åsgard og Ormen Lange er viktig for å utvinne mer fra undervannsutbygginger.

På lenger sikt kan andre typer prosjekt rapportert som mulige framtidige tiltak for økt utvinning, også kunne gi betydelige tilleggs volum. Avanserte metoder utgjør 19 av 146 mulige



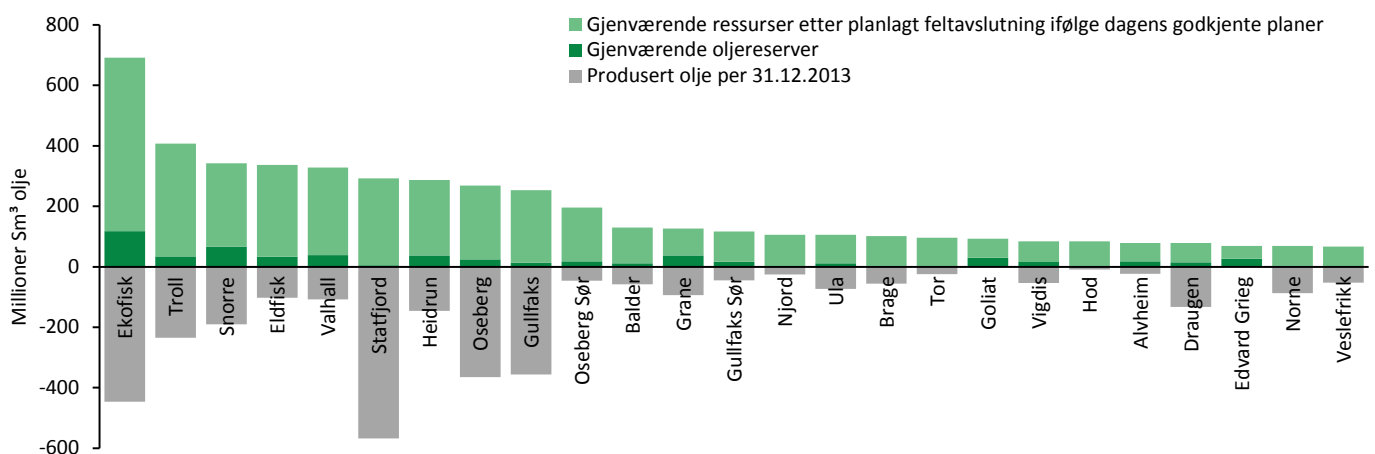
Figur 2.11 Prosjekt i ressurskategori 7A spesifisert på type.

identifiserte tiltak og bidrar med 22 prosent av volumet i denne kategorien, se figur 2.11. Et eksempel på en slik metode er injeksjon av CO₂.

Potensial for økt utvinning

Arbeidet med å sikre høyest mulig utvinning fra et felt, starter når feltene planlegges og innretningene designes. De fleste oljefelt på sokkelen har trykkstøtte ved injeksjon av vann og/eller gass allerede fra starten. Stadig bedre verktøy for reservoarovervåking bidrar til å gjøre utvinningsstrategiene i feltene bedre. Gjennom systematisk datainnsamling og bruk av produksjons- og reservoardata, øker forståelsen av reservoarets egenskaper i hele produksjonsfasen. Bedre forståelse av hvor oljen og gassen befinner seg og hvor den strømmer, er viktig for å plassere brønner bedre. På denne måten identifiseres stadig nye bore mål, og det må derfor bores flere brønner.

Gjenværende reserver på et felt er det volumet av olje og/eller gass som er inkludert i de til enhver tid vedtatte planer. Figur 2.12 viser en oversikt over utvinningsstatus for de 25 oljefeltene med mest olje igjen i undergrunnen ved årsskiftet. Når nye

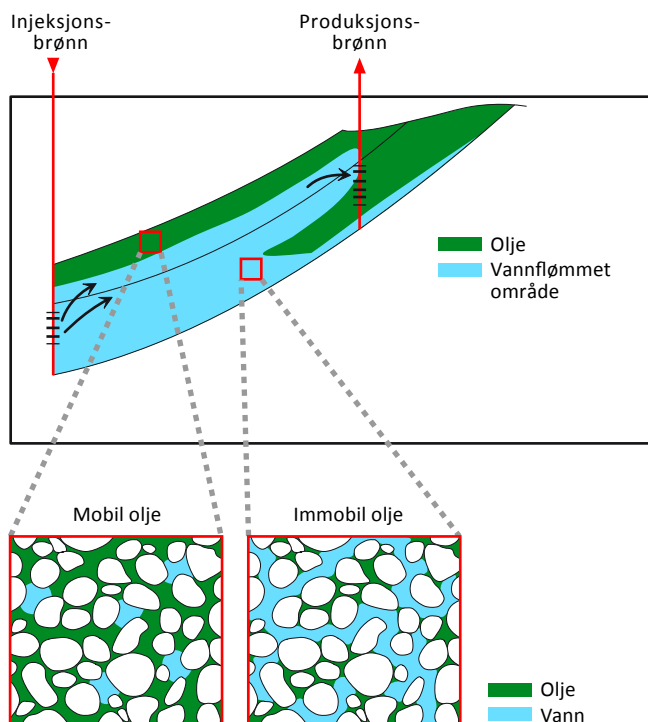


Figur 2.12 Ressursoversikt for de 25 største oljefeltene, solgte mengder, reserver og gjenværende olje uten nye tiltak.

prosjekt som øker utvinningsgraden blir besluttet, vil reservene øke, og det gjenværende volumet (lys grønt) bli noe mindre.

Hvor mye olje som kan produseres fra et felt, er en funksjon blant annet av reservoarforhold, utbyggingsløsninger, produksjonsstrategi og tilgjengelig teknologi. Oljen som ikke er omfattet av dagens produksjonsplaner, er grunnlaget for tiltak for økt utvinning. Denne oljen kan deles inn i to kategorier, mobil og immobil olje. Mobil olje er bevegelig olje som i dag ikke har kontakt med produksjonsbrønner, injeksjonsvann eller injeksjonsgass. Denne oljen kan i prinsippet utvinnes ved hjelp av flere brønner og mer langvarig bruk av vann- og/eller gassinjeksjon. Immobil olje er olje som henger fast på poreveggen i reservoaret og som ikke kan presses ut av porene og produseres ved injeksjon av mer vann eller gass.

Utsatt gassproduksjon er et viktig tiltak som kan gi økt oljeutvinning på enkelte felt. For felt med både olje og gass i samme reservoar, kan tidspunktet for oppstart av gassuttak fra feltet påvirke samlet utvinning av olje. Så lenge gassen holdes i reservoaret eller injiseres tilbake til reservoaret, kan reservoartrykket opprettholdes, og mer olje produseres. Når gassvolumene tappes fra reservoaret, vil trykket synke, og resterende olje bli liggende igjen. For slike felt må utsatte inntekter fra gassproduksjon vurderes opp mot inntekter fra økt oljeproduksjon. Utsatt produksjon av gasskapper og videre injeksjon av gass er et viktig tiltak for økt oljeutvinning på felt som Oseberg, Troll og Visund. OD anslår at gassinjeksjonen i Oseberg har gitt over 50 millioner Sm³ olje ekstra.



Figur 2.13 Tverrsnitt av et reservoar som viser et eksempel på fordeling av olje og vann etter vannflømming og fordelingen av væskene på porenivå.

Metoder for økt oljeutvinning kan kategoriseres som konvensjonelle eller avanserte. Bruk av avanserte (mindre modne) metoder blir ofte kalt Enhanced Oil Recovery (EOR). Disse er avanserte flømmingsmetoder som skal bidra til at deler av den immobile oljen kan mobiliseres, se figur 2.13.

Avanserte metoder er lite brukt på norsk sokkel. Det har foregått og pågår fortsatt en del forskning på ulike metoder, og det har vært spredte pilotforsøk og feltanvendelser. Det er viktig at det fortsatt gjøres en innsats innenfor dette området. Myndighetene opprettet i 2013 et senter for økt oljeutvinning, for å oppmuntre til ytterligere innsats. ODs pris for Improved Oil Recovery (IOR), som ble delt ut for første gang i 1998, er gitt til noen av de initiativene som er gjennomført.

OD har delt ut IOR-prisen siden 1998. Neste IOR-pris planlegges delt ut på ONS 2014. Prisen gis til utvinningstillatelset, selskap, prosjekt eller enkeltpersoner som har skapt merverdi på norsk kontinentalsokkel gjennom nyskapende handlinger og planer knyttet til økt oljeutvinning. Forrige gang prisen ble delt ut var i 2012, da den gikk til fagfolk i Statoil for arbeidet med gassinjeksjon på Oseberg.

Mottakere av ODs IOR-pris:

- 2012 - Statoil for undergrunnsarbeid på Oseberg
- 2010 - Professor Tor Austad ved Universitetet i Stavanger og forskningssenteret Corec for arbeid med å få ut mer olje fra krittreservoarer.
- 2009 - FMC Technologies for utvikling og testing av teknologi som øker produksjonen fra havbunnsbrønner.
- 2008 - Ingen verdige kandidater funnet.
- 2007 - Talisman for satsing på modne og marginale felt og for beslutninger som allerede har gitt merverdier. Særlig gjelder dette gjenåpning av feltet Yme i Nordsjøen.
- 2006 - Halliburton og Baker Hughes for brønnteknologi i den tynne oljesonen på Troll.
- 2005 - Arne Skauge for hans suksess med å bringe forskning fra laboratoriet til pilot-testing og implementering på felt.
- 2004 - Gullfaks-lisensen for beslutninger og gjennomføring av avanserte brønner til letemål utenfor eksisterende felt og for nye metoder for behandling av produsert vann.
- 2003 - BP og Valhall Unit for prosjektet Life of field seismic på Valhall.
- 2002 - Ingen verdige kandidater funnet.
- 2001 - Statoil og Egil Sunde for banebrytende satsing innen bruk av bakterier for å øke utvinningen fra Norge. Det var første gang metoden ble tatt i bruk på et felt til havs.
- 2000 - Phillips Petroleum Company for studier og beslutninger om prosjekt – også i tider med lav oljepris – for økt utvinning på Ekofisk.
- 1999 - Saga Petroleum for skum/såpe brukt til å stoppe uønsket gassproduksjon. Dermed økte oljeproduksjonen på Snorre.
- 1998 - Norsk Hydro for Troll olje. Feltet med den tynne oljesonen ble i 2002 norsk sokkels største oljeproducent fordi noen trodde på noe mer enn bare gassproduksjon.

Mikrobiell EOR (MEOR) anvendes på Norne. Metoden går ut på at bakterier får mulighet til å endre grenseflatespenningen mellom olje og vann, slik at mer av den immobile oljen mobiliseres.

I tillegg til den oljen som blir liggende igjen der det er effektiv fortregning, vil det være områder i reservoaret der fortregningen er mindre effektiv og områder der det fortreggende mediet ikke når inn. Hvor effektiv fortregningen er, styres av formen og utstrekningen på reservoaret, kvaliteten på reservoarbergarten og plasseringen av utvinningsbrønnene.

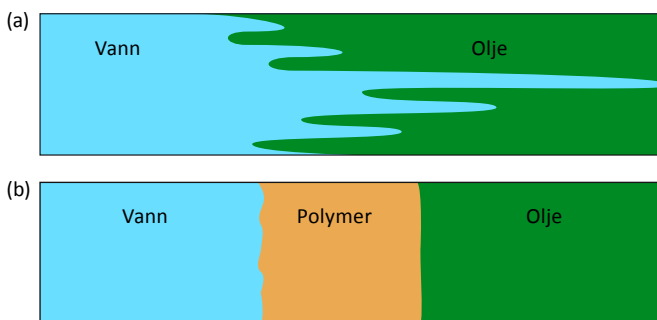
Selv med god fortregning vil noe av oljen bli liggende igjen i porene. Hvor stor denne residuale oljemetningen er, avhenger av egenskapene til bergarten og oljen. Den er også avhengig av egenskapene til stoffet som fortrenger. Fortregning med gass gir som oftest lavere restmetning (5-15 prosent) enn fortregning med vann (10-25 prosent). Andelen olje som utvinnes der det er en effektiv fortregning, kalles mikroskopisk fortregningseffektivitet.

De EOR-metodene som kan brukes til å mobilisere en del av den immobile oljen, består i å endre overflatespenningen mellom olje og vann, eller i å endre fuktningsegenskapene i reservoaret. Det er væskenes fysiske og kjemiske egenskaper sammen med reservoarbergarten som avgjør fuktningsegenskapene, som i sin tur avgjør om det er olje eller vann som ligger som en film på poreveggen.

Tilsetning av overflateaktive stoff (surfaktanter/tensider) til injeksjonsvannet, kan bidra til å øke oljeutvinningen ved at overflatespenningen mellom olje og vann reduseres. Dermed reduseres den lokale restoljemetningen. Metoden er utfordrende ved at den krever kontinuerlig kjemikalieinjeksjon i spesifikke konsentrasjoner. OG21¹ har vurdert at denne metoden har et stort potensial på norsk sokkel. Utviklingen har så langt vært begrenset til laboratoriearbeid.

Nyere forskning har vist at endring av saltinnholdet (salinitet) i injeksjonsvannet også kan redusere immobil olje i flømede områder. De fleste oljefelt på norsk sokkel benytter imidlertid sjøvannsinjeksjon der saltinnholdet i vannet er lavere enn i formasjonsvannet. Derfor ser det ikke ut til at lav-salin vannflømming har et stort potensial i eksisterende felt. Det er likevel viktig, særlig for nye felt, å studere denne effekten med tanke på optimalisering av saltinnholdet i injeksjonsvannet. Lavt saltinnhold i injeksjonsvannet kan gjøre polymerinjeksjon og surfaktantflømming mer effektiv.

Enkelte avanserte metoder retter seg kun mot den mobile oljen og mer effektiv fortregning, eller avstengning av allerede flømede områder. Dette er metoder som innebærer bruk av kjemikalier, som gir økt viskositet til injeksjonsvannet (polymerer), eller blokkerer porekanaler, slik at nye oljevolumer blir fortregnet. Når kanaler blokkeres, må vannet ta nye veier. Dermed tar det med seg mer olje på veien, se figur 2.14.



Figur 2.14 Polymerflømming.

Polymerflømming synes å være den metoden som flest rettighetshavere studerer, men den krever håndtering av store mengder kjemikalier og kontroll med det produserte vannet. Metoden fremskynder oljeproduksjonen og gjør den mer effektiv. På norsk sokkel er polymerflømming foreløpig ikke testet. Selskapet Total bruker metoden i deler av oljefeltet Dalia utenfor Angola, der Statoil er medeier.

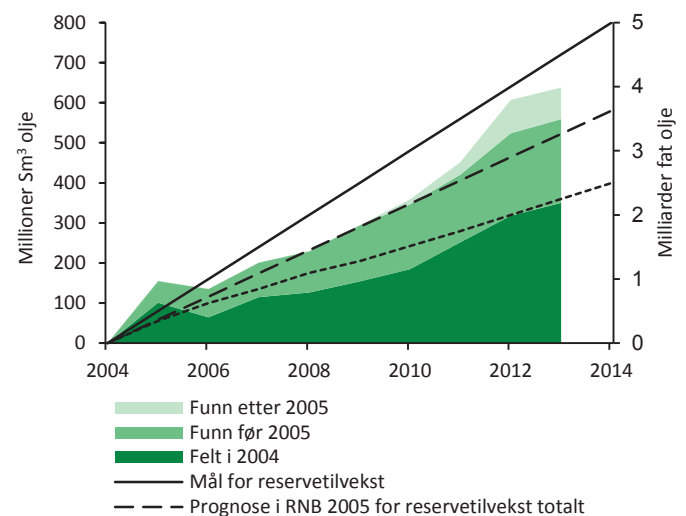
I 2013 testet Statoil silikagel som vanddivergerende metode på Snorre. En løsning av silikat injiseres, og ved de rette betingelsene dannes en plugg som styrer injeksjonsvannet inn i nye udrenerte områder. Et fartøy som vanligvis benyttes til brønnstimulering, ble brukt i testen. Om bord ble det produsert ferskvann og injeksjonsvæske med silikat, og dette ble injisert i reservoaret. Resultater av testen ventes mot slutten av 2014.

Tiltak for å øke utvinningen krever teknologiutvikling og kompetanseutvikling innenfor spesialiserte fagområder. Forskning og teknologiutvikling er viktig for å få fram metoder som kan øke utvinningen fra felt i drift i årene framover. OD arbeider for at teknologi utvikles, testes og implementeres. Kunnskapsdeling er viktig for at dette skal kunne gjøres effektivt. Gjennom forskningsprogram og andre offentlige støtteordninger legges det vekt på at kunnskap og resultat om teknologi som testes på ett felt blir delt og brukt på andre felt på norsk sokkel. Force er et samarbeidsforum mellom olje- og gasselskap og myndighetene som arbeider for bedre løsninger for leting og utvinning. OD er sekretariat for Force. Mer informasjon om initiativet fins på www.force.org.

2.4 Mål for reservetilvekst

For å sikre nødvendig fokus på reservetilvekst og samtidig følge med i utviklingen, innførte OD i ressursrapporten fra 2005 et mål for tilveksten av oljereserver på 800 millioner Sm³ (fem milliarder fat) innen 2015.

Årlig reservetilvekst registreres for felt og funn. Når et funn besluttes utbygd, vil volumene som ligger til grunn for



Figur 2.15 Utvikling i reservevekst for olje siden 2004.

¹ OG21, Olje og gass i det 21. århundret, er et forum initiert og ledet av OED. Formålet er å sikre effektiv og miljøvennlig verdiskaping fra norske olje- og gassressurser. OG21 har fått oljeselskap, universitet, forskningsinstitusjoner, leverandørindustrien og myndighetene til å samle seg om en felles nasjonal teknologistrategi for olje og gass.

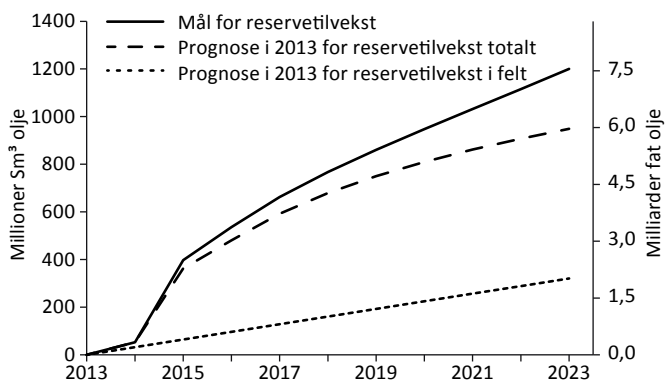
beslutningen bli ført som reserver. Feltenes reserver endres etter hvert som kunnskap om reservoaret øker og nye prosjekt besluttes. Reservetveksten er endringen fra forrige års ressursregnskap. Figur 2.15 viser status så langt. De fargede arealene i figuren illustrerer den samlede reserveveksten siden årsskiftet 2004/2005, mens linjene indikerer planene som lå til grunn for målsettingen og veien fram til målet.

Av figur 2.15 går det fram at reserveveksten har vært sterkest de siste årene, med en utflating i 2013. De opprinnelige feltene i 2004 (mørk grønt) har hatt den reserveveksten som lå i prognosene i 2004, men progresjonen har vært langsommere enn forventet. Bidragene fra funn som var kjent da vekstmålet ble formulert, har vært større enn forutsatt. I tillegg har raske beslutninger de siste årene om utbygging av funn som er gjort etter at målsettingen ble formulert, bidratt til at realisert reservevekst har nærmet seg målsettingen. Slik det ser ut nå, er det lite sannsynlig at målsettingen nås fullt ut. En nærmere vurdering av måloppnåelsen vil bli omtalt når neste ressursregnskap legges fram våren 2015.

Siden inneværende målperiode går ut ved årsskiftet, lanserer OD nå en ny målsetting for reservetilkvekst av olje i den neste tiårsperioden. Grunnlaget for den nye målsettingen er prosjektene for å øke utvinningen fra felt i drift, vist i figur 2.10 og funn som er omtalt i kapittel 3. Etter ODs vurdering vil beslutninger om å gjennomføre disse prosjektene for økt utvinning og utbygging av funn kunne medføre en reservetilkvekst på 950 millioner Sm^3 olje innen utgangen av 2023.

ODs mål for perioden 2014 - 2023 er en reservetilkvekst på 1200 millioner Sm^3 olje, se figur 2.16. Gapet mellom prognosen og målsettingen forutsettes fylt ved at det blir gjennomført enda flere tiltak på feltene, at de kommende utbyggingsplanene blir ytterligere optimalisert og at det fortsatt gjøres kommersielle funn som blir besluttet utbygd i perioden.

Ressursregnskapet per 31.12.2013 viser at gjenværende oljereserver er 834 millioner Sm^3 olje. En tilvekst som beskrevet, vil med gjeldende produksjonsprognose medføre at oljereservene ved utgangen av målperioden vil være større enn de er nå. Figur 2.16 viser stilisert prognosen for reservetilkvekst og en mulig vei til målet. Det forventes en relativt lav tilvekst i inneværende år,



Figur 2.16 ODs målsetting om reservetilkvekst for olje i perioden 2014 – 2023, med prognoser.

med en stor tilvekst i 2015, i hovedsak på grunn av en forventning om utbyggingsbeslutning for Johan Sverdrup.

Denne utviklingen krever stor innsats og mange investeringsbeslutninger. For å oppnå den prognoserte reservetilkveksten, dvs. 950 millioner Sm^3 olje, må de aller fleste prosjektene som er planlagt i felt gjennomføres. De fleste funnene som nå vurderes, må dessuten besluttes bygd ut i perioden. For at beslutningene skal tas, må prosjektene være lønnsomme. Kostnads- og prisutviklingen vil være viktig, men det kan fortsatt være mye å hente på å optimalisere utvinningsmetodene og effektivisere driften. Målet innebærer en ekstra reservetilkvekst på 250 millioner Sm^3 olje utover det som er grunnlaget for ODs produksjonsprognose.

2.5 Utvinningsbrønner

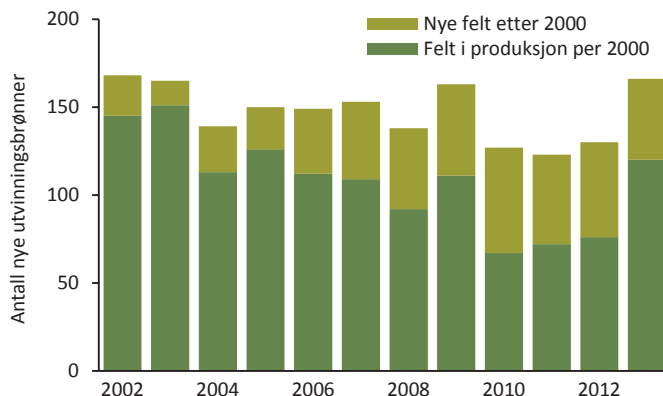
Boring av nye utvinningsbrønner (produksjons- og injeksjonsbrønner) er avgjørende for produksjonsutviklingen. På felt i drift ble det i 2013 brukt om lag 50 milliarder kroner på å bore 142 nye utvinningsbrønner. Dette utgjorde rundt 50 prosent av de samlede investeringer på disse feltene.

Utviklingstrekk

Normalt vil det være slik at de mest lønnsomme ressursene på et felt tas ut først, og at utviklingen av disse beskrives i utbyggingsplanen. Jo lengre ute i produksjonsforløpet, dess mindre lønnsomme vil enkeltprosjekt som gir økt utvinning normalt være. Særlig kan det være krevende å få lønnsomhet i prosjekt som vil medføre nye innretninger og betydelige ombygginger og modifikasjoner av eksisterende innretninger.

Figur 2.17 viser at det fram til 2010 var en markert nedgang i antall nye utvinningsbrønner på felt som har vært i drift i hele perioden 2000-2013. Med utvinningsbrønn menes her både en ny initiell brønn, et sidesteg som bores med utgangspunkt i en eksisterende brønn og enkeltgrener i en flergrensbrønn.

Reduksjonen har vært sterkere enn planlagt. Det har vist seg å være mer krevende å bore nye brønner på eldre felt enn antatt i tidligere planer. Det er flere årsaker til dette. På mange felt har produksjon og injeksjon over tid påvirket trykkforholdene både i og over reservoaret. Behov for oppgradering av de faste riggene og bruk av disse riggene til brønnvedlikehold er en

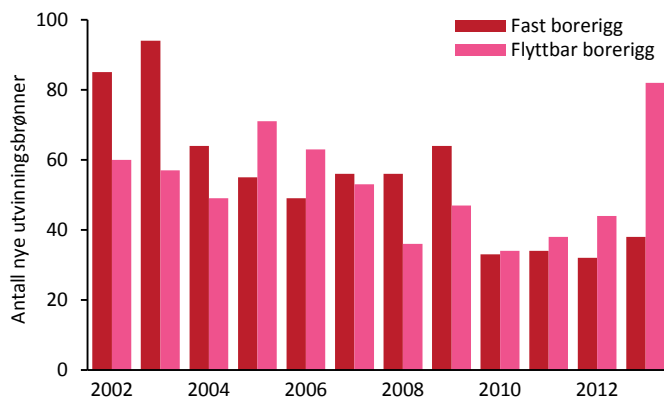


Figur 2.17 Utvikling i antall nye utvinningsbrønner.

annen årsak. På mange felt er alle tilgjengelige brønnsliiser i bruk. Dette begrenser muligheten til å bore nye brønner. Det er også en utfordring at etter hvert som felt blir eldre, ligger rest-reservene mer perifert på feltet. Dette medfører lengre og mer kompliserte brønnbaner dersom brønnene skal bores med en fast rigg. Manglende tilgang på flyttbare innretninger har også medført at brønner som kunne vært boret på et felt er utsatt.

Før utviklingen av havbunnsteknologi på 1980-tallet, ble alle utvinningsbrønner, med noen få unntak, boret med en rigg som sto fast montert på en feltinnretning. Alle de store oljefeltene som ble bygd ut på 1970-, 1980- og tidlig på 1990-tallet har innretninger med fast rigg. Etter dette er flere større felt, som Troll og Åsgard, bygd ut med havbunnsbrønner boret med flyttbar boreinnretning. På felt med fast rigg, blir det også etter hvert boret flere brønner med flyttbar rigg. Til tross for trenden med en økende andel brønner boret fra flyttbare innretninger, er de faste riggene fortsatt viktig for oljeproduksjonen på mange større oljefelt. Dette gjelder både boring av nye brønner, men også nødvendig vedlikehold av eksisterende brønner.

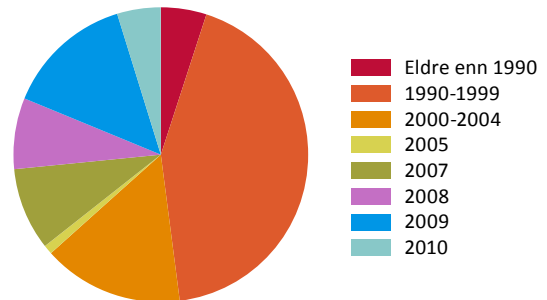
Fra 2010 har det igjen vært vekst i antall nye brønner på felt som har vært i drift i hele perioden 2000-2013. Figur 2.18 viser at antall brønner boret fra fast rigg har ligget stabilt på rundt 35 per år, mens det har vært vekst i antall nye brønner fra flyttbare innretninger. Økningen fra 2012 til 2013 skyldes i hovedsak boring av flere brønner på feltene Balder, Ekofisk, Eldfisk, Oseberg Sør og Troll. På Balder, gjelder økningen en pågående borekampanje. På Ekofisk og Eldfisk må økningen i første rekke ses i sammenheng med prosjektene Ekofisk Sør og Eldfisk II. På Oseberg Sør er hovedårsaken utbygging av funnet Stjerne, som er en del av Oseberg Sør, og på Troll blir det boret flere grenbrønner ved å øke antall rigger på feltet. For å kunne bore flere utvinningsbrønner, har en betydelig økning i tilgang på nye flyttbare rigger vært en forutsetning.



Figur 2.18: Utvikling i antall nye utvinningsbrønner for felt i produksjon per 2000 – boret med fast eller flyttbar innretning.

Valg av utbyggingsløsning med fast eller flyttbar rigg avhenger blant annet av reservoarutbredelse, reservoarkompleksitet og havdyp. Forskjell i boreeffektivitet mellom faste og flyttbare rigger vil også kunne ha betydning for valg av løsning. Det siste feltet som er bygd ut med fast borerigg er Kvitebjørn, som kom i produksjon i 2004. For alle nye utbygginger etter dette har konsept med bruk av flyttbare rigger blitt valgt.

Behovet for brønner henger sammen med brønnenes levetid. Hvor lenge en brønn produserer, er blant annet avhengig av reservoaregenskaper, utvinningsstrategi, hvordan brønnen er utformet og brønnvedlikehold. Mange av dagens produksjonsbrønner har en lang produksjonshistorie. I figur 2.19 er aktive brønner for et større oljefelt som ble bygd ut på 1980-tallet, sortert etter alder. Figuren viser at en betydelig andel av produksjonen i 2012, kom fra brønner som er eldre enn ti år.

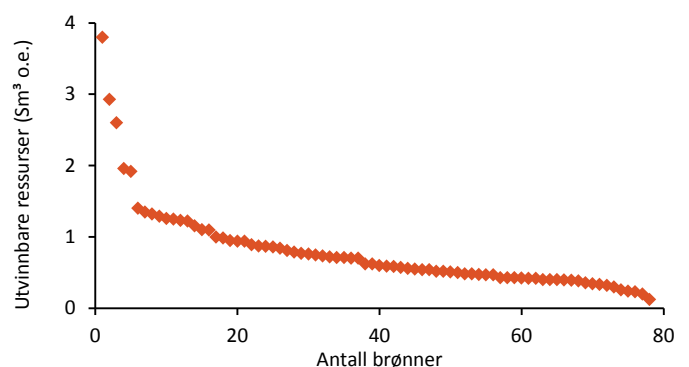


Figur 2.19 Oljeproduksjon i 2012 for et større oljefelt som er bygd ut på 1980-tallet, spesifisert på når brønnen ble tatt i bruk.

Produksjon fra framtidige brønner

Vanligvis blir de største og enklest tilgjengelige boremålene på et felt boret først. Med størrelse på bore mål menes forventet petroleumsproduksjon fra brønnen. Over tid blir boremålene stadig mindre. I tillegg er avstand til bore mål viktig. Lønnsomheten ved boring etter små ressurser og/eller ressurser som innebærer lange brønnbaner, er derfor avgjørende når det besluttes om det skal bores flere brønner.

Figur 2.20 viser planlagte utvinningsbrønner på felt i drift i 2014. Her er både initielle brønner, sidesteg og flergrensbrønner inkludert. Flergrensbrønner er talt som én brønn. Både brønner boret fra fast og flyttbar innretning er med. For storparten av brønnene er forventede utvinnbare ressurser under 1 million Sm^3 o.e. Medianbrønnen antas å produsere 0,6 millioner Sm^3 o.e.



Figur 2.20 Størrelse på brønnmål planlagt boret på felt i drift i 2014.

Kombinert med en utvikling mot mindre og mer kompliserte bore-mål, representerer den betydelige kostnadsveksten innenfor boring og brønn en særlig utfordring for den videre utviklingen på norsk sokkel.

Flere brønner – behov for ny infrastruktur

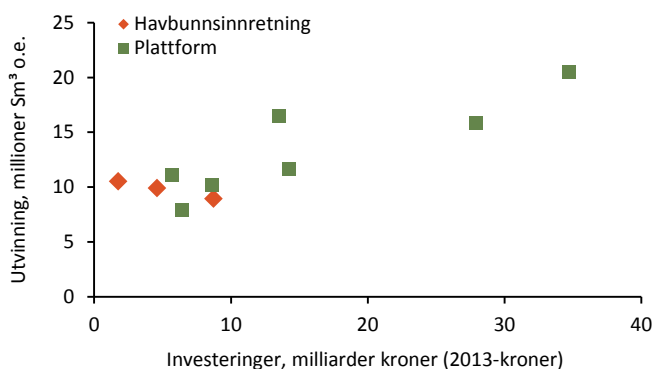
Mange prosjekt på felt i drift innebærer å bore brønner for å øke utvinningen, se figur 2.10. Men i tillegg er nye brønner også viktige for å øke effekten av andre tiltak for økt utvinning. Høyere brønntetthet er en fordel for eksempel ved CO₂-injeksjon og polymerflømming. Ved kortere avstand mellom brønnene, tar det kortere tid fra injeksjon til den gir effekt på produksjonen. Kortere responstid kan bidra til å gjøre denne typen prosjekt lønnsomme.

Samtidig som det er ønskelig med flere brønner for å øke utvinningen, har det på mange felt vært problemer med å bore planlagte brønner. Det finnes ingen enkle løsninger for å øke boreaktiviteten, men mange mulige tiltak kan i sum gi betydelige bidrag. Mulige tiltak er blant annet nye metoder for å håndtere de tekniske og reservoarmessige utfordringene ved å bore på felt i drift og tiltak for å øke boreeffektiviteten.

På flere felt er det behov for nye innretninger for å øke boreaktiviteten. Eksisterende innretninger er vanligvis sentralt plassert på feltet. Dermed er det vanskelig å bore på feltets ytterkanter. I tillegg vil det på mange felt være mangel på brønnsliiser. Dette gir begrensede muligheter til å bore nye brønner. For å øke boreaktiviteten, kan det være aktuelt med nye innretninger som fører til kortere brønner og tilgang på nye brønnsliiser.

Ny infrastruktur kan være alt fra nye havbunnsrammer og brønnhodeplattformer til større innretninger med eller uten egen rigg. Gode løsninger som legger til rette for en langsiktig produksjonsstrategi vil kreve betydelige investeringer. Beslutninger basert på et kortsiktig fokus kan være til hinder for langsiktig verdiskaping.

Figur 2.21 viser at 10 felt har rapportert planer om å investere i ny innretning, enten på havbunnen eller som brønnhodeplattform, for å kunne bore flere brønner på feltet. I tillegg foregår tilsvarende evalueringer i en tidlig fase på flere felt. Valg av innretningstype vil påvirke utvinningsstrategien. En plattform vil normalt gi fleksibilitet til å ta ut større volum fra et område enn en havbunnsløsning.



Figur 2.21 Utvinning fra planlagte nye innretninger og brønner på felt.

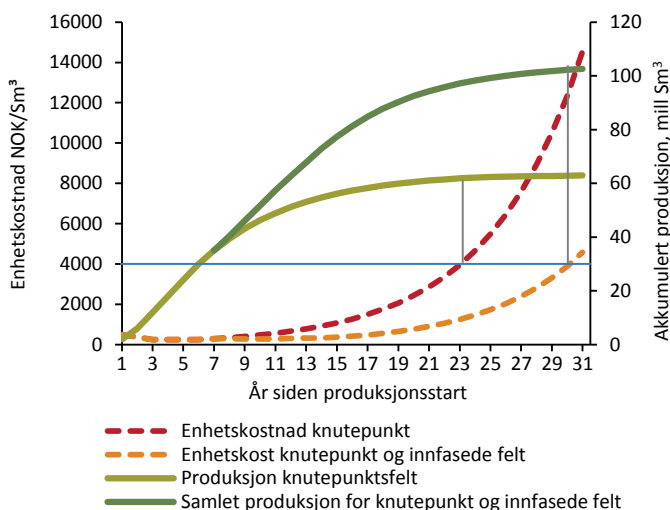
2.6 Bruk av ledig kapasitet på eksisterende infrastruktur

Det er gjort store investeringer i infrastruktur på norsk sokkel. Samlede investeringer i innretninger, rør og land er i underkant av 3000 milliarder kroner, målt i 2013-kroner. Nye felt som bygges ut, kan benytte eksisterende utstyr på nærliggende knutepunkt. På denne måten blir infrastrukturen på de gamle feltene utnyttet enda bedre, og levetiden kan forlenges.

I denne rapporten brukes begrepet knutepunkt om felt med vesentlig samdrift av prosesskapasitet, det vil si utstyr som skiller ut ulike hydrokarbontyper og som skiller vann fra petroleum. Samdrift, der prosessutstyr deles av flere felt, er en effektiv løsning for å redusere investeringer, driftskostnader og enhetskostnader.

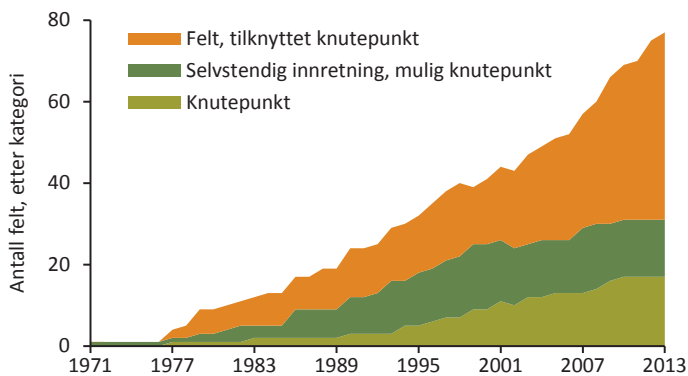
Mange felt på norsk sokkel er i en fase der produksjonen faller, se figur 2.1. Når en stor del av kostnadene ved å drive feltet er uavhengig av produksjonsvolumet, vil enhetskostnadene stige. Dette går fram av figur 2.7. Enhetskostnadene for et knutepunkt gir et riktigere bilde av kostnadene i et område enn enkeltfeltenes egne kostnadstall. Figur 2.22 gir en enkel framstilling av fordelene ved innfasing av nærliggende felt. Hovedfeltet kan produsere lengre, og nabofeltene bygges ut på en kostnads-effektiv måte.

Figur 2.22 illustrerer at ved et oljeprisnivå på 4000 kroner per Sm³ eller vel 100 USD per fat, forlenges lønnsom produksjonstid for knutepunktet fra 23 år til 30 år. I denne perioden produseres innfasede felt, og på hovedfeltet kan den ekstra levetiden benyttes til å gjøre tiltak for økt utvinning på eget felt. Uten denne muligheten ville enkelte småfelt ikke ha blitt bygd ut, eller de ville hatt betydelig lavere lønnsomhet, samtidig som hovedfeltet ville hatt kortere levetid.



Figur 2.22 Stilisert eksempel på akkumulert produksjon og enhetskostnader for knutepunkt og innfasede felt.

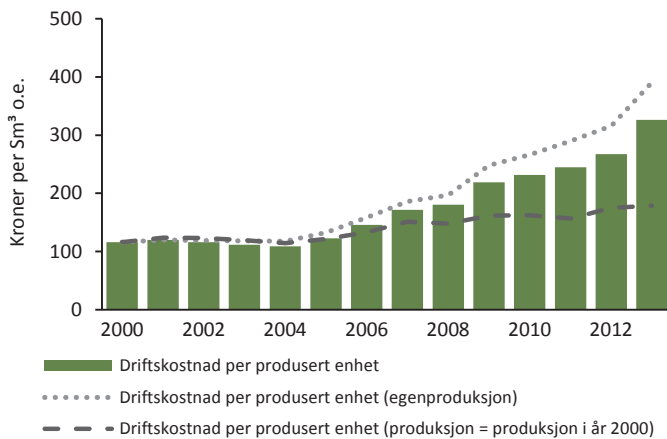
Antall felt i produksjon har økt jevnt siden slutten av 1970-tallet, med sterkest vekst de siste ti årene. Dette skyldes blant annet at høy oljepris har gjort utbygging lønnsomt, og at det er gjort mange nye funn i perioden. Flere felt på sokkelen, mange med eget prosessanlegg, gir flere muligheter for lønnsom innfasing



Figur 2.23 Utvikling i antall knutepunkt, mulige knutepunkt og felt som er tilknyttet knutepunkt.

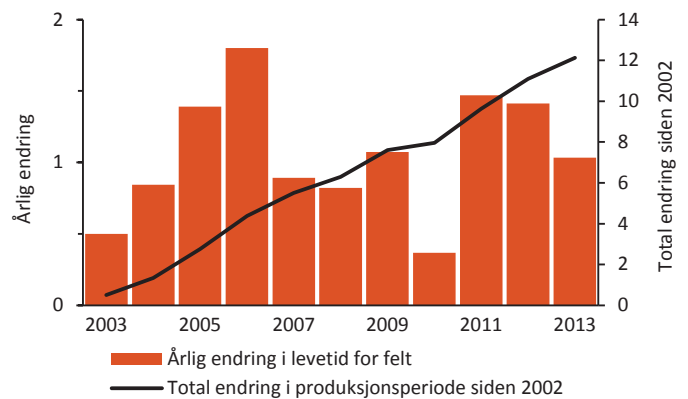
av store og små omkringliggende funn. At antall knutepunkt i drift ikke øker like raskt som antall felt, betyr at graden av samdrift på sokkelen er økende.

Effekten av å få inn større volum ved å dele kostnader til drift av en innretning, er illustrert i figur 2.24. Den viser utvikling i kostnad per produsert enhet under tre ulike forutsetninger. Søylene viser utvikling i enhetskostnader når nye tredjepartsvolumer er inkludert. Dersom egenproduksjonen skulle båret alle kostnadene på feltene, ville dette gitt høyere enhetskostnader. Motsatt ville enhetskostnadene ligget lavere om det hadde vært mulig å opprettholde samme produksjonsnivå som i starten av perioden.



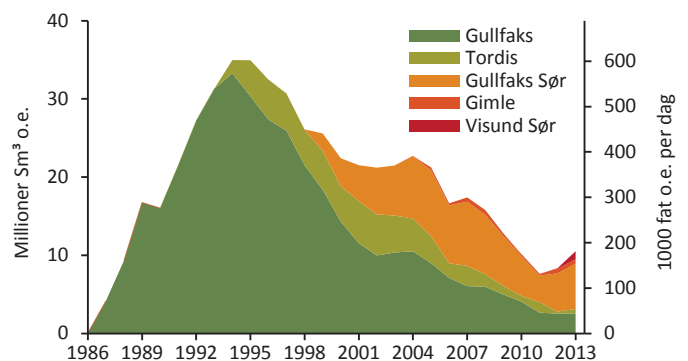
Figur 2.24 Utvikling i enhetskostnad for felt som har vært i drift i hele perioden 2000-2013.

Utvinning utover opprinnelige planer innebærer at levetiden på feltene forlenges. Figur 2.25 viser gjennomsnittlig endring i antatt produksjonsperiode for enkeltfeltene, årlig og total endring siden 2002. Slik utviklingen har vært etter 2002, har forventet levetid økt med ett år for hvert år som har gått. Gjenværende forventet produksjonsperiode er nå like lang som for 12 år siden.



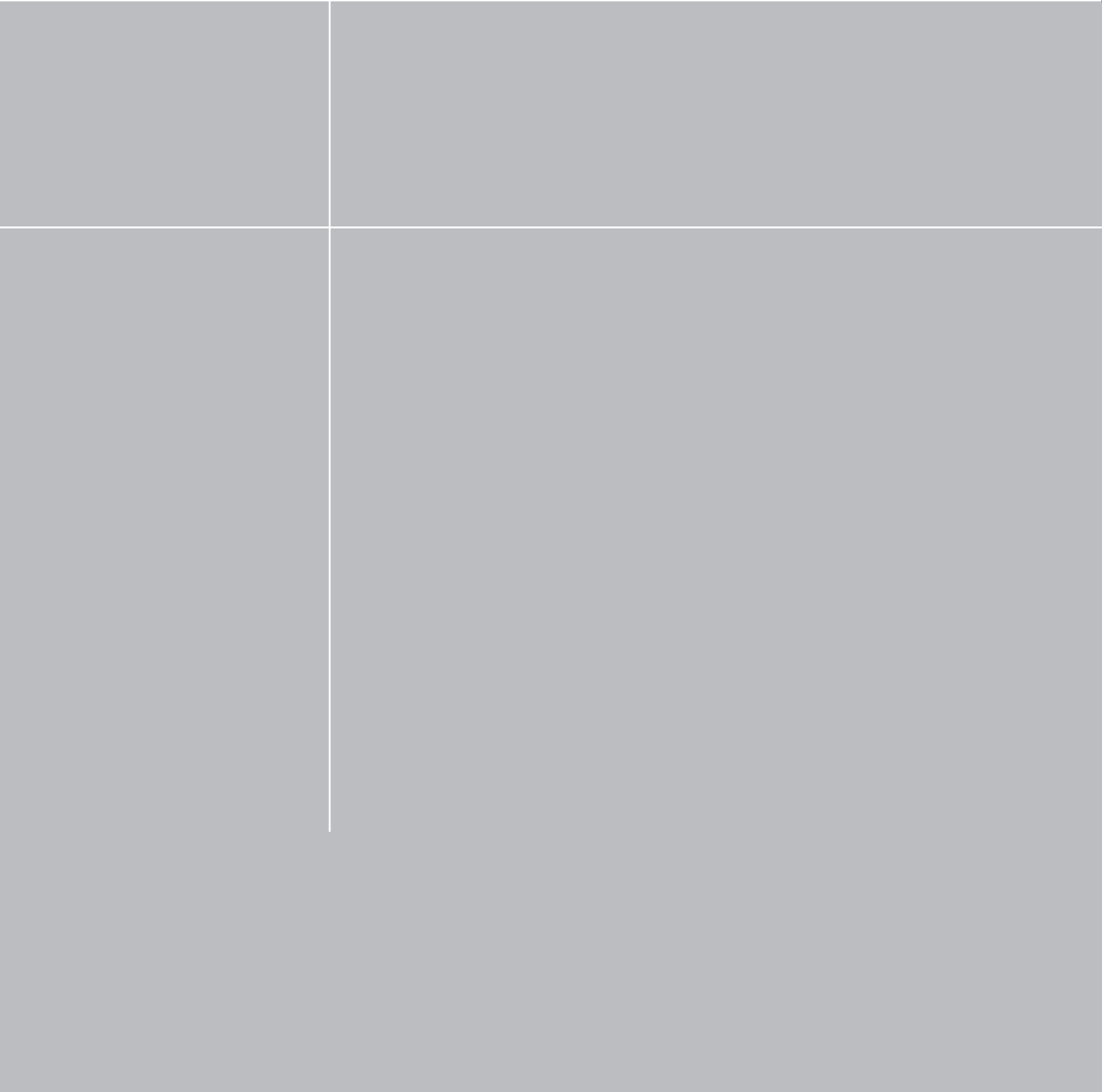
Figur 2.25 Utvikling i forventet levetid for felt.

Gullfaks er et knutepunkt. Prosesskapasiteten på Gullfaks gjør at feltet også kan ta imot og behandle produksjon fra omkringliggende felt. Disse er Gullfaks Sør, Gimle (som produserer gjennom brønner boret fra Gullfaks C), Tordis og Visund Sør, se figur 2.26.

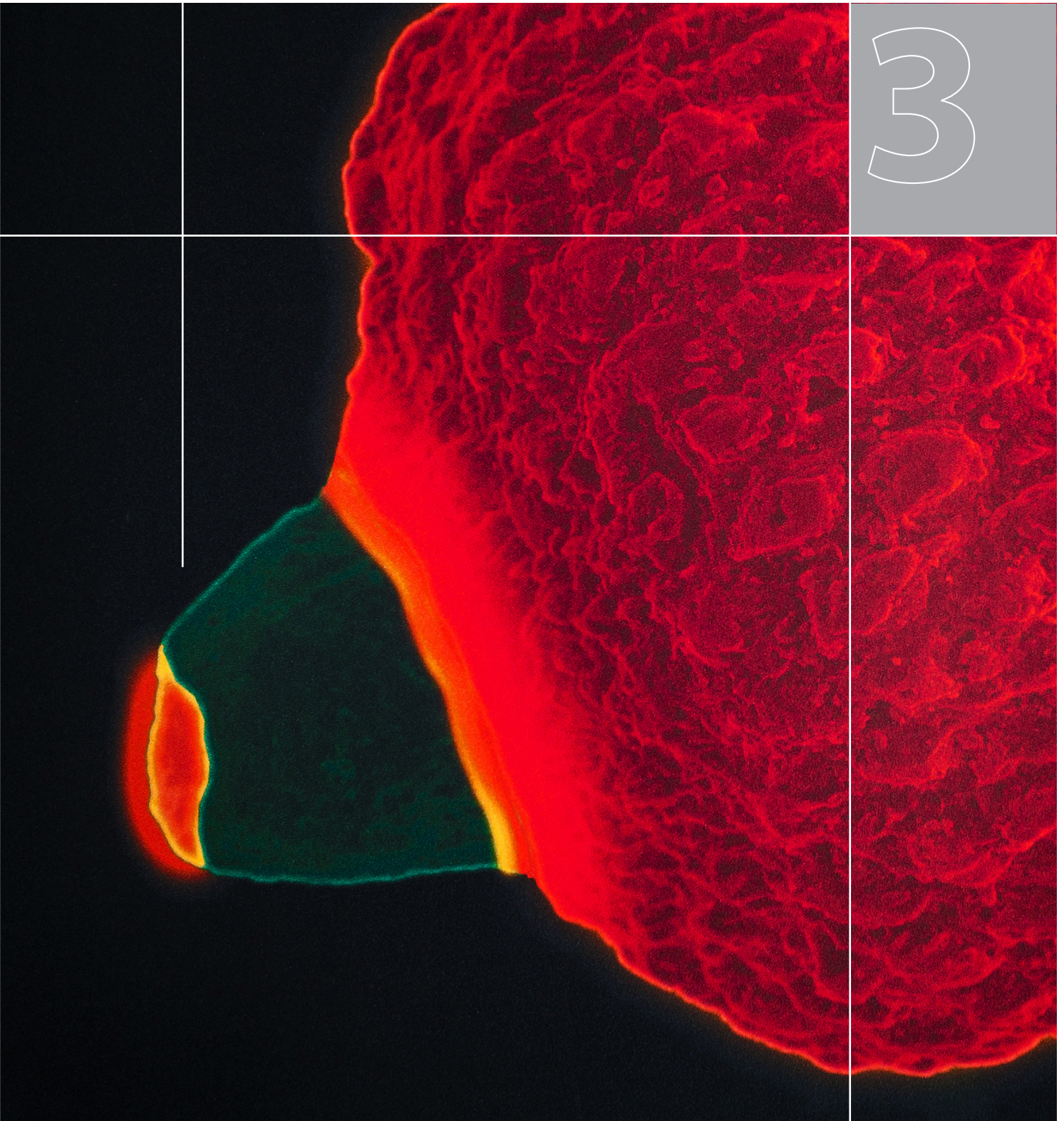


Figur 2.26 Produksjonen på Gullfaksinnretningene, egne- og tredjepartsvolum.

Myndighetene har vært opptatt av å legge til rette for bruk av ledig prosesskapasitet på eksisterende plattformer og rørledninger. OED har derfor fastsatt en egen forskrift om tredjepartsadgang, (*TPA-forskriften*), som regulerer andres bruk av innretninger. Forskriften bidrar til å effektivisere forhandlingsprosessen og gi rammer for utforming av tariff og vilkår forøvrig. Et viktig prinsipp ved avtaler om bruk av andres innretninger er at fortjeneste ved utvinningen i hovedsak skal tas ut på feltet som fases inn til eksisterende infrastruktur. Samtidig skal slike avtaler ivareta eiers insentiver til å opprettholde kapasitet på innretningen og foreta investeringer i tilleggskapasitet.



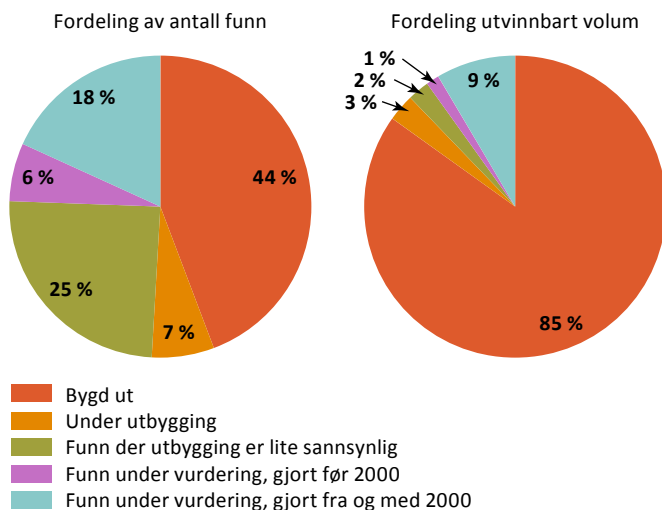
Funn og pågående feltutbygginger



3.1 Funn

Utvikling i funnportefølje

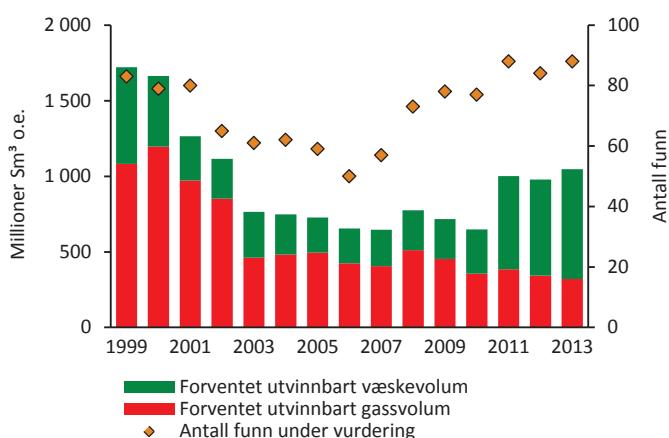
Det er gjort 434 funn på norsk sokkel fra første letebrønn ble boret i 1966 og fram til utgangen av 2013. Av disse er 51 prosent bygd ut eller er under utbygging.



Figur 3.1 Funn ved utgangen av 2013 fordelt etter status for utbygging.

Funn som ennå ikke er besluttet utbygd, men som er under vurdering, utgjør til sammen 24 prosent, fordelt på funn gjort før 2000 og funn gjort fra og med 2000, se figur 3.1. Figuren viser at 85 prosent av påviste ressurser allerede er bygd ut. Ressurser i funn under vurdering, utgjør til sammenligning 10 prosent.

Om lag 25 prosent av funnene er klassifisert som funn der utvinning er lite sannsynlig, selv på lang sikt. Ressursandelen for disse funnene representerer et anslag for mulige teknisk utvinnbare mengder, som det med dagens vurderinger ikke er lønnsomt å bygge ut. Dersom noen av disse skulle bli tatt opp til ny vurdering, vil de bli inkludert i porteføljen over utbyggingsprosjekt, se figur 3.3. Et fåtall slike funn er foreløpig besluttet utbygd.

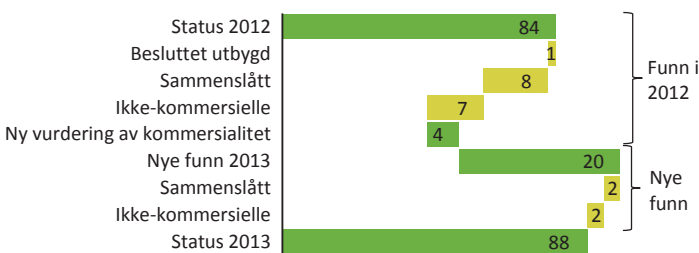


Figur 3.2 Utvikling i funnporteføljen fra 1999 til 2013. Antall funn under vurdering og totalt volum fordelt på væske og gass.

Utviklingen i antall funn uten vedtatt utbyggingsplan fra utgangen av 1999 til utgangen av 2013 er vist i figur 3.2. En utbygging kan bestå av flere funn. Det var om lag like mange funn i 2013 som i 1999, mens antallet i de mellomliggende årene har variert betydelig. Ressursnedgangen i funn tidlig i perioden skyldes at flere store felt, som Grane, Snøhvit og Ormen Lange, ble besluttet utbygd og ressursene overført til reserver i felt. Den markante økningen i oljeressurser fra 2010 til 2011 skyldes Johan Sverdrup. Det går også fram av figur 3.2 at utvinnbare volum var vesentlig lavere i 2013 enn i 1999, det vil si at gjennomsnittlig funnstørrelse målt i utvinnbare mengder er mindre nå.

I figurene 3.2 og 3.3 og resten av kapittel 3 er funn definert som utbyggingsprosjekt. I den planlagte utbyggingen av Johan Castberg, utgjør for eksempel de to funnene 7220/8-1 Skrugard og 7220/7-1 Havis ett utbyggingsprosjekt. Flere funn i området kan bli inkludert i utbyggingsprosjektet dersom de vurderes som lønnsomme.

Utviklingen i funnporteføljen fra et år til et annet er beskrevet i figur 3.3. Den viser status ved utgangen av 2012 og 2013, endringer som øker/reducerer antallet utbyggingsprosjekt og nye funn i 2013. Lyse felt i figuren angir reduksjon i antall utbyggingsprosjekt.



Figur 3.3 Endringer i antall funn fra 2012 til 2013.

Funn der utvinning er lite sannsynlig/ikke kommersielt omtales ikke videre i kapitlet.

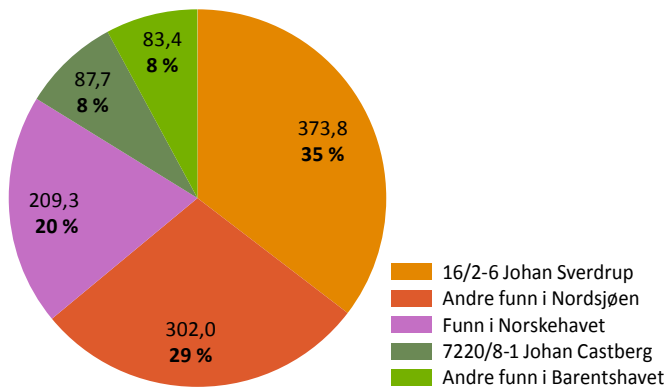
Ressurser i funn

Forventede utvinnbare ressurser i funn er estimert til 1 056 millioner Sm³ o.e. Av dette ligger 631 millioner Sm³ o.e. i funn i planleggingsfasen (RK4), 207 millioner Sm³ o.e. i funn der utbygging er sannsynlig, men ikke avklart (RK5), og 218 millioner Sm³ o.e. i funn som ennå ikke er evaluert (RK7).

Ved utgangen av 2013 utgjør ressurser i funn sju prosent av ODs estimat for totale petroleumsressurser, mens uoppdagede ressurser utgjør 21 prosent, se figur 1.1. Mengden forventede utvinnbare ressurser kan endres over tid, blant annet som følge av ny kunnskap om geologi, reservoarforhold, teknologiutvikling og lønnsomhet.

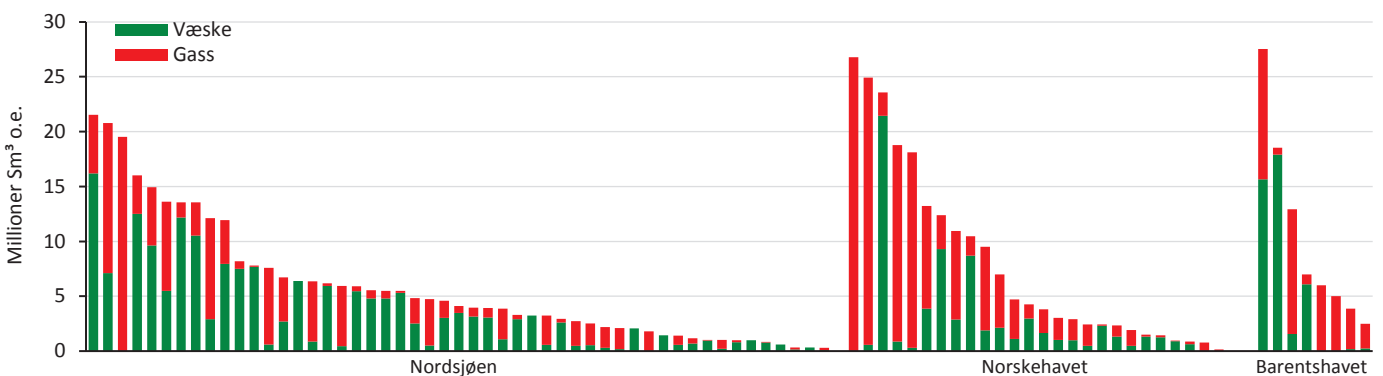
Funn under vurdering

Funnporteføljen besto ved utgangen av 2013 av 88 funn. Figur 3.4 gir en oversikt over ressurser i funn fordelt på havområde. Johan Sverdrup inneholder 55 prosent av funnressursene i Nordsjøen, og Johan Castberg har 51 prosent av funnressursene i Barentshavet. Disse funnene skiller seg ut på grunn av størrelsen og utgjør totalt 43 prosent av ressurser i funn.



Figur 3.4 Ressurser i funn fordelt på havområde (millioner Sm³ o.e.) - Johan Sverdrup og Johan Castberg er vist spesielt.

Figur 3.5 viser en oversikt over væske- og gassressurser i funnene fordelt på havområde. Castberg og Sverdrup er ikke inkludert i figuren. Det pågår for tiden omfattende utbyggingsstudier for disse funnene. Dette kapittelet handler om de mange mindre funnene. Castberg og Sverdrup er derfor ikke vektlagt i den videre omtalen.



Figur 3.5 Funn fordelt på havområde og etter forventet utvinnbare ressurser ved utgangen av 2013.

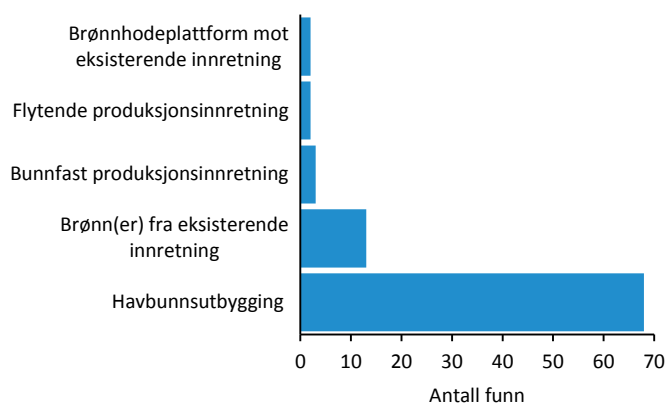
Fordeling av og størrelse på funn i de ulike havområdene er vist i figur 3.5. I Nordsjøen er 58 prosent av ressursene væske, i Norskehavet 33 prosent og i Barentshavet er 50 prosent.

Tabell 3.1 gir en nærmere oversikt over antall funn og størrelse på funnene fordelt på havområde. Mens store funn trekker opp gjennomsnittsstørrelsen, gir medianen midtpunktet når funnene er rangert etter størrelse.

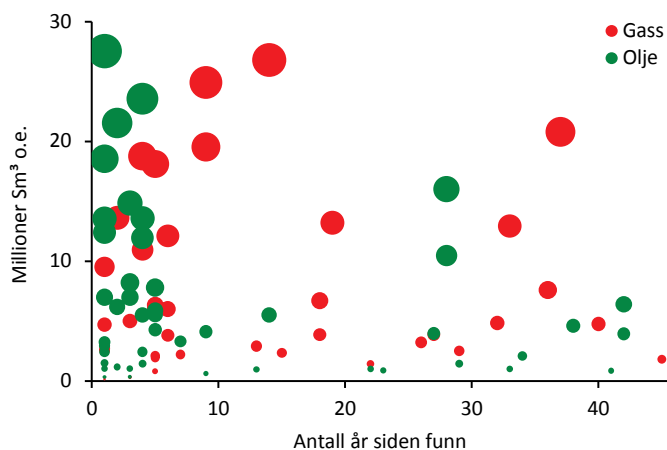
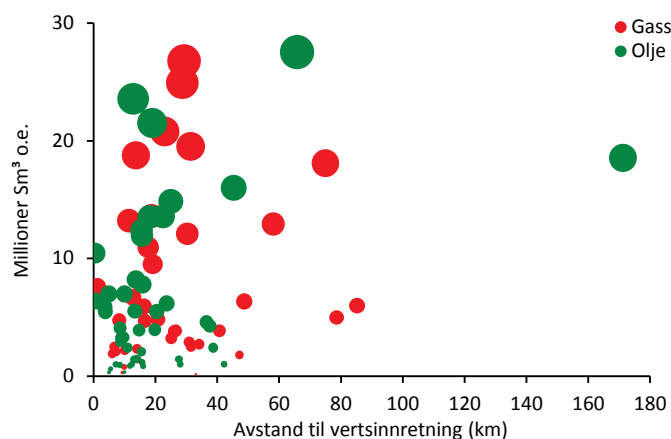
| Område | Antall | Gjennomsnittlig funnstørrelse MSm ³ o.e. | Median funnstørrelse MSm ³ o.e. | Prosent av volum i funn |
|--------------|--------|---|--|-------------------------|
| Nordsjøen | 52 | 13,0 | 4,4 | 64 |
| Norskehavet | 27 | 7,8 | 3,8 | 20 |
| Barentshavet | 9 | 19,0 | 7,0 | 16 |
| Totalt | 88 | 12,0 | 4,7 | 100 |

Tabell 3.1 Oversikt over funnporteføljen ved utgangen av 2013 inkludert Johan Castberg og Johan Sverdrup.

Funnporteføljen domineres av mange små utbyggingsprosjekt. For disse er nærhet til eksisterende infrastruktur eller mulighet for samordning avgjørende for om og når de vil bli bygd ut. De fleste funnene i funnporteføljen er gjort etter år 2000, og 42 prosent er påvist etter 2009.



Figur 3.6 Antatt utbyggingsløsning for funn.


 Figur 3.7 Funn ved utgangen av 2013 unntatt Johan Sverdrup og Johan Castberg, etter antall år siden funnet ble gjort, størrelse og type hydrokarboner¹.


Figur 3.8 Funn og ressurser i funn, unntatt Johan Sverdrup og Johan Castberg, etter avstand til infrastruktur.

Nye havbunnsutbygginger

Figur 3.6 gir en oversikt over mulige utbyggingsløsninger for de 88 funnene ved utgangen av 2013.

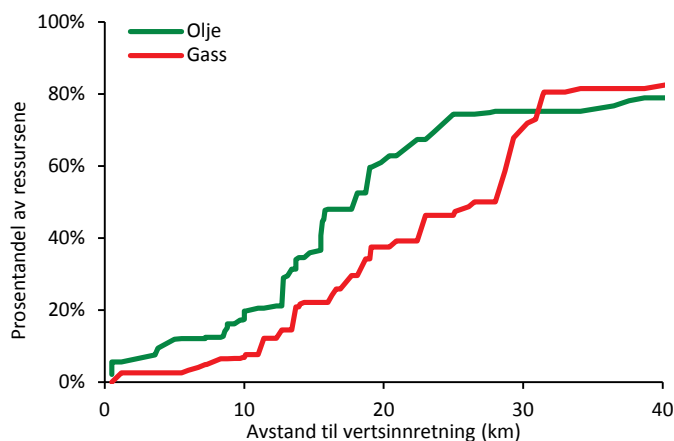
Havbunnsutbygging med innfasing til eksisterende innretninger er den mest aktuelle løsningen for 68 av de 88 funnene med til sammen 500 millioner Sm^3 o.e. utvinnbare ressurser. Dette gir et gjennomsnitt på 7,5 millioner Sm^3 o.e. per prosjekt.

Brønner boret fra eksisterende innretninger er også en vanlig utbyggingsløsning for mindre funn nær ledig infrastruktur. Totale utvinnbare volumer for funn planlagt som brønnutbygginger er 23 millioner Sm^3 o.e., dvs. i gjennomsnitt 1,7 millioner Sm^3 o.e. per prosjekt.

På grunt vann, som i Nordsjøen, kan enkle brønnhodeinnretninger være aktuelle utbyggingsløsninger i stedet for havbunnsutbygging. Funn som ligger langt fra infrastruktur med ledig kapasitet, og som ikke alene kan forsvare en selvstendig utbygging, kan bygges ut gjennom samordnet utbygging av flere funn.

Figur 3.7 gir en oversikt over funnene etter antall år siden funnet ble gjort, størrelse og type hydrokarboner. De eldste funnene er gjennomgående mindre enn de nyere. 60 prosent av funnene gjort før 2000 har anslått utvinnbart volum i underkant av 4 millioner Sm^3 o.e. Kompliserte reservoarforhold og avstand til eksisterende infrastruktur med ledig prosess- og transportkapasitet kan være med på å forklare hvorfor de ennå ikke er bygd ut.

Det er flere forutsetninger som må oppfylles for at innfasing av funn til eksisterende infrastruktur kan gjennomføres. Blant de viktigste er at det er ledig kapasitet i infrastrukturen, at sammensetningen av produksjonen fra funnet er kompatibel i prosess- og eksportsystemet, og at transportavstanden for ubehandlet brønnstrøm ikke er for lang. Brønnstrømmer med hovedsakelig gass er lettere å transportere over større avstander enn brønnstrømmer dominert av væskeprodukter.



¹ I figurene 3.7 og 3.8 er alle ressurser i hvert funn vist som enten olje- eller gassfunn. Funn definert med hydrokarbontype olje eller olje/gass er gruppert som oljefunn. Funn definert med hydrokarbontype gass eller gass/kondensat er gruppert som gassfunn.

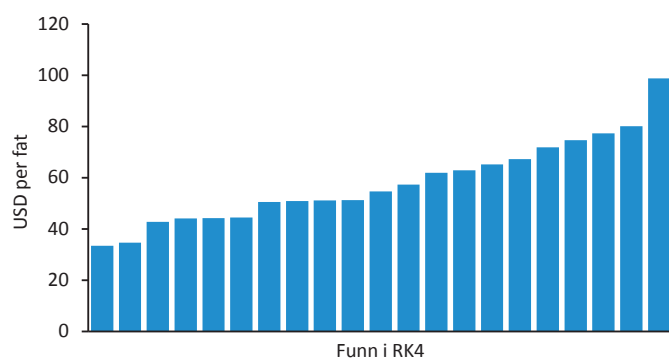
Det skjer en stadig utvikling av hva som anses som maksimal avstand for overføring av ubehandlet brønnstrøm. Eksempler på teknologi som bidrar til denne utviklingen er fjerning av vann ved brønnhodet, isolering og oppvarming av transportrør og kjemikalieinjeksjon for å forhindre rørplugging på grunn av voks og hydrater. Figur 3.8, venstre, viser minste avstand til eksisterende eller planlagt infrastruktur for hvert av funnene som er til vurdering, med tilhørende funnstørrelser. Til høyre viser figuren at om lag 80 prosent av ressursene i funnene ligger innenfor en innfasingsavstand på om lag 40 kilometer. Dette er den lengste overføringsavstanden av ubehandlet oljebrønnstrøm på norsk sokkel i dag.

Lønnsomhetsvurderinger

OD skal bidra til å skape størst mulig verdier for samfunnet fra olje- og gassvirksomheten. Det innebærer blant annet å bidra til at utbygginger og felt samordnes når dette er den beste løsningen samfunnsøkonomisk.

Rettighetshaverne i en utvinningstillatelse tar utbyggingsbeslutninger basert på lønnsomhet etter skatt. Lønnsomheten bestemmes i stor grad av funnstørrelse, utbyggings- og driftskostnader og prisen på olje og gass. Vurdering av usikkerheten i disse parameterne er viktig for en beslutning. Hvilke krav som stilles til lønnsomhet for at prosjekt skal kunne vedtas, vil variere over tid både for det enkelte selskap og mellom ulike selskap.

Et sentralt mål på lønnsomhet er balansepris. Balanseprisen for et prosjekt er den produktpriisen som må til for å dekke produksjonskostninger og krav til avkastning på kapitalen som bindes i prosjektet. Balanseprisen kan beregnes før og etter skatt. Når et selskap skal ta beslutning om utbygging, er det balansepris etter skatt som er relevant. Selskapsberegnet balansepris etter skatt kan avvike noe fra balansepris før skatt.



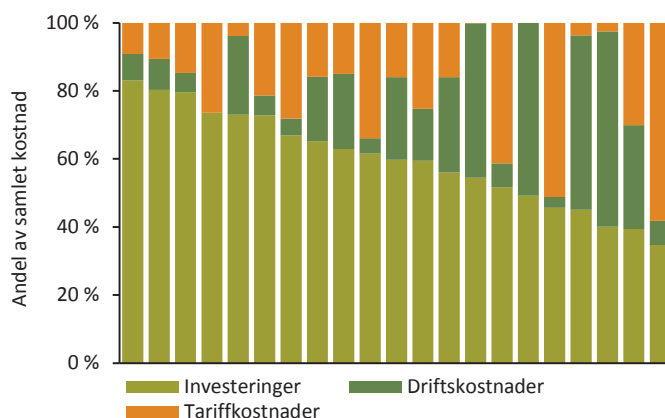
Figur 3.9 Balansepriser i USD (1 USD = 6 NOK) før skatt for funn i planleggingsfasen (RK4) ved utgangen av 2013. Beregnet av OD.

OD har beregnet balansepriser for funn i planleggingsfase. Balanseprisene er beregnet før skatt og med en kalkulasjonsrente på sju prosent.

Figur 3.9 viser at det er store forskjeller i balansepris, fra like over 30 USD per fat til om lag 100 USD per fat. Som illustrert i figur 3.14 har balanseprisen vært økende over tid. De siste større utbyggingsprosjektene som er vedtatt på norsk sokkel har hatt balansepriser på opp mot 80 USD per fat. Selv om balanseprisen sier noe om lønnsomheten til et prosjekt, på et gitt tidspunkt og for et gitt utbyggingskonsept, inkluderer den ikke alle forhold som vil bli lagt vekt på ved beslutning om realisering av prosjektet. Usikkerhet i ressursgrunnlaget og ledig kapasitet i infrastrukturen er hovedårsaker til at de fleste av disse funnene ennå ikke er besluttet utbygd.

Figur 3.6 viser at en stor andel av funnene som vurderes utbygd vil benytte eksisterende infrastruktur, noe som kan gi god samfunnsøkonomi. Feltenes levetid forlenges, og utvinningen økes fordi kostnadene forbundet med nye investeringer og modifikasjoner kan fordeles.

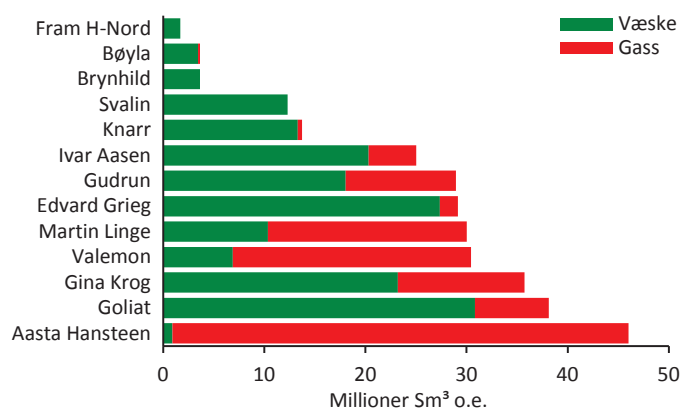
Kostnadsstrukturen vil kunne variere betydelig mellom ulike utbygginger, alt etter hvilke løsninger som er valgt, se figur 3.10. For enkelte prosjekt kommer en stor andel av de samlede kostnadene tidlig som investeringer, i andre tilfeller er kostnadene mer jevnt fordelt over tid, som driftskostnader eller tariffier. Hvor mye kapital som bindes opp i et prosjekt tillegges vekt ved investeringsbeslutning. Økt kapitaldisiplin vil heve terskelen for beslutning om utbygging og gi vridning mot mindre kapitalintensive løsninger. Dette kan bety at selskapene vil legge til side flere prosjekt som er samfunnsøkonomisk lønnsomme, men som ikke tilfredsstiller selskapenes interne krav. Dette gjelder både i valg av utbyggingsløsning og i hvilken grad prosjekt blir gjennomført.



Figur 3.10 Kostnadsstruktur for funn i planleggingsfasen (RK4).

3.2 Felt under utbygging

Ved utgangen av 2013 var 13 felt under utbygging, se figur 3.11. Alle, bortsett fra Goliat i Barentshavet og Aasta Hansteen i Norskehavet, ligger i Nordsjøen. Aasta Hansteen, Goliat og Knarr bygges ut med flytende produksjonsinnretninger. Valemon, Martin Linge, Ivar Aasen, Gudrun og Gina Krog bygges ut med bunnfaste innretninger, mens de øvrige fire bygges ut som havbunnsfelt. Samlede reserver for disse feltutbyggingene er 298 millioner Sm³ o.e.

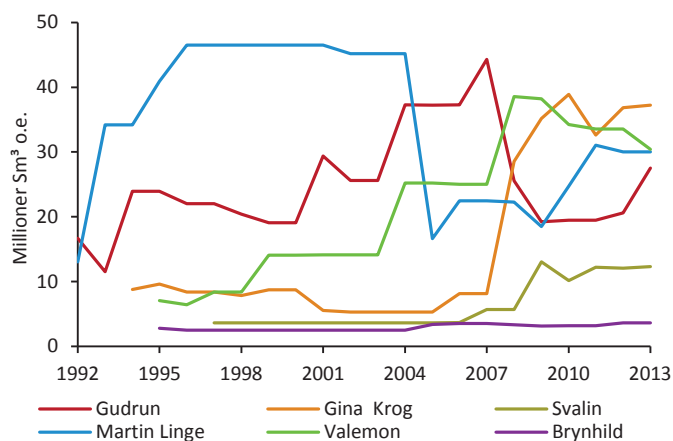


Figur 3.11 Reserver i pågående feltutbyggingsprosjekt.

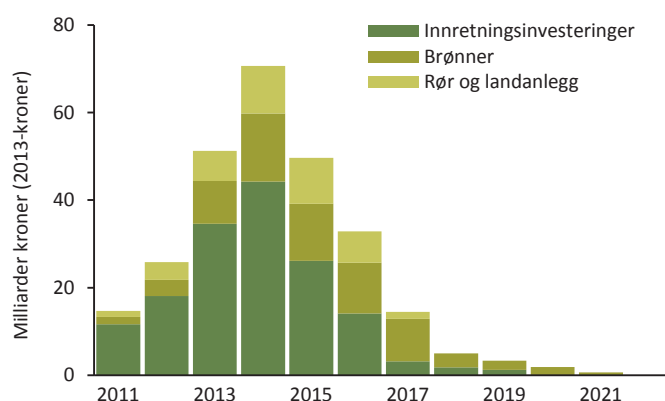
Flere av de pågående utbyggingene gjelder funn som ble gjort tidlig på 1990-tallet eller enda tidligere. Dette gjelder Brynhild (1992), Svalin (1992), Martin Linge (1975), Valemon (1985), Gudrun (1974) og Gina Krog (1974).

Selv om funnbrønnen er «gammel» og funnene derfor blir omtalt som eldre funn, har det foregått en betydelig lete- og avgrensingsaktivitet i tilknytning til disse funnene over tid for å definere et lønnsomt utbyggingsprosjekt. Mer kunnskap, blant annet om reservoarforhold, har gitt betydelige endringer i anslått utvinnbare ressurser og i forholdet mellom væske og gass, se figur 3.12.

Et eksempel er Gina Krog, tidligere Dagny som ble funnet allerede i 1974. Dette var i utgangspunktet et lite gassfunn som var antatt fasett inn til Sleipner Øst. Boring av brønnen 15/6-9 S



Figur 3.12 Utvikling i anslag for utvinnbare ressurser fra 1992.



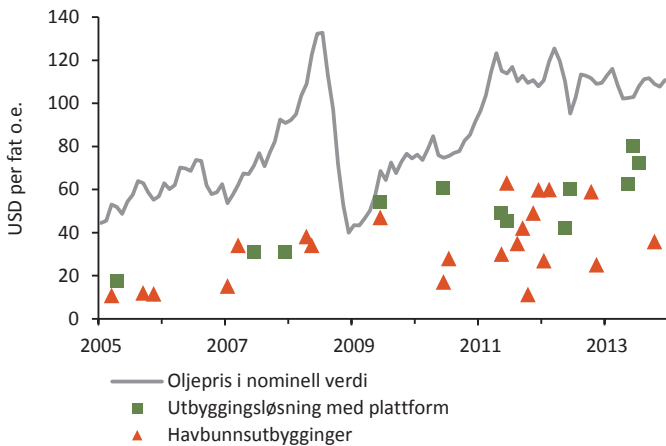
Figur 3.13 Investeringsprognose for felt under utbygging spesifisert på prosjekttype.

i 2006 påviste olje og ytterligere gassressurser. En ny brønn høsten 2008 viste at dette funnet hang sammen med Dagny, som også viste seg å ha en oljesone under gassen. Før utbyggingsbeslutning ble tatt, var det i alt boret 11 letebrønner i området.

En omfattende portefølje av felt under utbygging, med mange selvstendige utbygginger, er en viktig årsak til høye investeringer de nærmeste årene, se figur 3.13. Bygging av innretninger og boring av brønner utgjør storparten av investeringene. I tillegg til selve feltene kommer utbygging av nye rørledninger og modifikasjoner/utbygginger av landanlegg. Størst her er investeringene for Aasta Hansteen, knyttet til Polarled og utbygging på Nyhamna.

Økte kostnader og forsinket prosjektframdrift er en utfordring for mange utbygginger. Mange prosjekt, både på felt i drift og feltutbygginger, har hatt en betydelig kostnadsvekst sammenlignet med kostnadsanslagene på beslutningstidspunktet. Problemstillingene er nærmere drøftet i rapporten *Vurdering av gjennomførte prosjekt på norsk sokkel* publisert av OD i 2013 på oppdrag fra OED. Kvalitet på tidligfasearbeid og operatørens oppfølging av prosjektet i gjennomføringsfasen, er to sentrale forutsetninger for å unngå kostnadsoverskridelser.

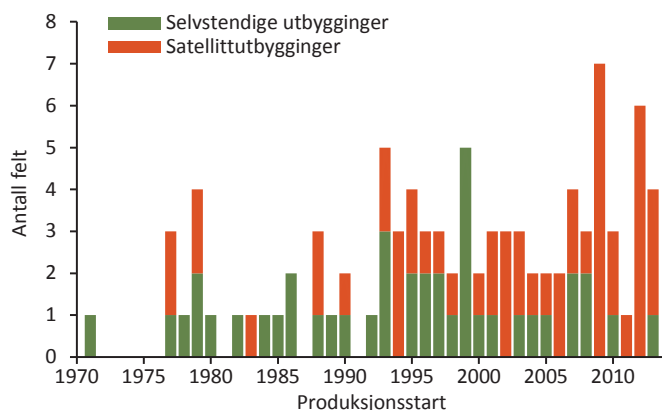
Figur 3.14 viser balansepris, på beslutningstidspunktet, for feltutbygginger fra 2005 til 2013. Selv om det er stor variasjon, er trenden en økende balansepris over tid, særlig om en ser på utbygginger med plattform. Økning i balansepris over tid skyldes i hovedsak økte kostnader. Prosjekt med lavest balansepris er havbunnsutbygginger hvor ledig prosesskapasitet på eksisterende innretninger blir benyttet.



Figur 3.14 Balansepris før skatt beregnet av OD på beslutningstidspunkt for vedtatt feltutbyggingsskjema fra 2005 og utover.

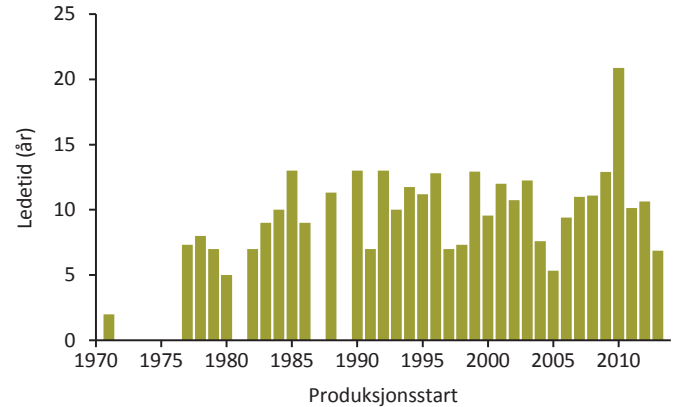
3.3 Ledetid

Ved utgangen av 2013 var 92 felt bygd ut og satt i produksjon på norsk sokkel. Utbyggingaktiviteten startet i sør med Ekofisk og har beveget seg til stadig nye områder, som alle har startet med en selvstendig utbygging. Etter hvert har mindre felt i nærområdet til de selvstendige utbyggingene blitt satt i produksjon med enklere utbyggingsskjemaer. Disse kalles satellittfelt og benytter i stor grad infrastrukturen til de selvstendige utbyggingene. Det er også eksempler på at flere felt bygges ut samtidig, hvor et av feltene har utstyret til prosessering og transport. Dette feltet vises som selvstendig utbygging og de andre som satellitter i figur 3.15 som viser utviklingen i antall felt og utbygginger som har kommet i produksjon.



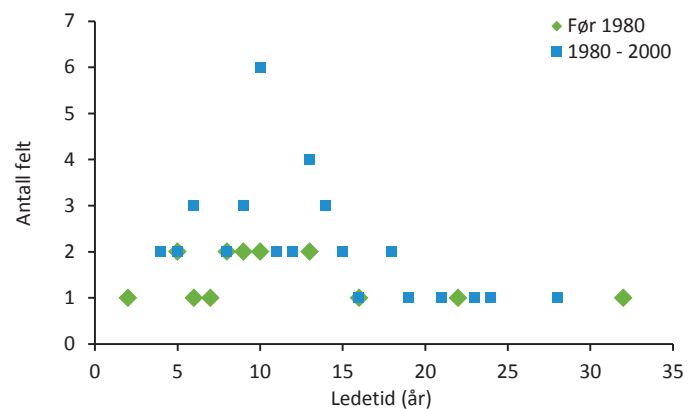
Figur 3.15 Utbygginger fordelt på selvstendige- og satellittfelt.

Tiden det tar fra det blir gjort et funn til produksjonsstart, kalles ledetid. OD har beregnet at ledetiden for et enkeltfunn i gjennomsnitt er 11 år. Det er imidlertid store variasjoner. Figur 3.16 viser årlig gjennomsnittlig ledetid for enkeltfunn som har kommet i produksjon.



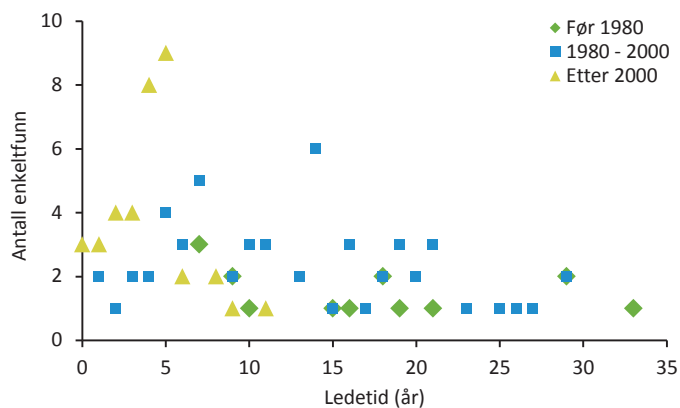
Figur 3.16 Gjennomsnittlig ledetid for enkeltfunn.

Over 70 prosent av enkeltfunnene som er bygd ut med selvstendige innretninger har en ledetid på under 15 år. Hovedvekten av disse ble gjort mellom 1980 og 2000. Ingen enkeltfunn etter 2000 er så langt kommet i produksjon med selvstendige innretninger, se figur 3.17, men er bygd ut som satellitter og fasett inn til eksisterende innretninger, se figur 3.18.



Figur 3.17 Ledetid for felt som er bygd ut med selvstendige innretninger.

Figur 3.18 viser at satellittforekomstene som er funnet før 1980 har en ledetid på sju år og oppover. Tidlige kontraktinngåelse og standardisert utstyr, også kalt fast-trackprosjekt, er viktige årsaker til kort ledetid for utbygginger av funn gjort etter 2000. Dette gjelder 37 enkeltfunn. Et eksempel på funn som er kommet raskt i produksjon er Atla, som ble funnet i 2010 og satt i produksjon i 2012.



Figur 3.18 Ledetid for felt som er bygd ut som satellitter.

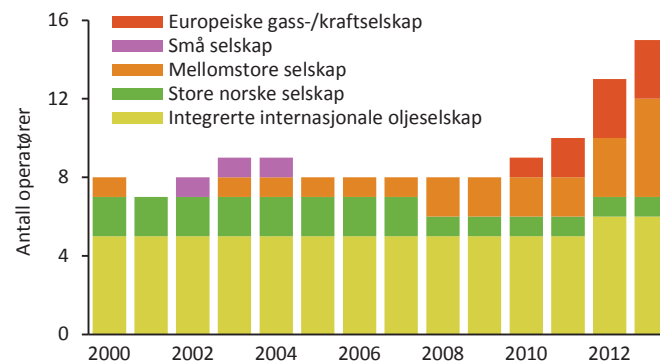
3.4 Mangfold av aktører

Ulike aktører på sokkelen kan bidra med ulik kompetanse for å realisere størst mulig verdiskaping. Aktørbildet er en funksjon av tildeling, kjøp og salg av utvinningstillatelser og av ulike selskapsstrategier for leting og utbygging.

Mot slutten av 1990-tallet var oljeprisen rundt ti USD per fat, og det skjedde en betydelig konsolidering. Fusjoner mellom de store oljeselskapene hadde direkte konsekvenser for aktørbildet på norsk sokkel. De internasjonale selskapene ble færre og enda større. Dette skjedde samtidig med at norsk sokkel, særlig Nord-sjøen, hadde utviklet seg til en mer moden petroleumspol, som med avtakende funnstørrelse ga andre utfordringer enn tidligere. Leting i modne områder på sokkelen var av begrenset interesse for de store oljeselskapene.

Norske myndigheter gjennomførte derfor flere tiltak for å øke verdiskapingen fra modne områder, se *Ressursrapport leting 2013*. Sentrale tiltak var å åpne for at flere selskap kunne bli rettighetshavere og å innføre ordningen med prekvalifisering og skatterefusjonsordningen. Mindre og mellomstore olje- og gasselskap og utenlandske gass-/kraftselskap etablerte seg på norsk sokkel. Det samme gjorde flere nye norske selskap. Ved utgangen av 2000 var det 28 selskap, og ved utgangen av 2013 var det 56 selskap. Det økte aktørmangfoldet har vært særlig synlig innenfor leting.

Figur 3.19 viser at det er blitt et større mangfold av operatører for felt i drift de senere årene. Fram mot årtusenskiftet dominerte Statoil og store internasjonale selskap. De siste 10 årene har stadig nye operatører kommet til. Antall mellomstore selskap som er operatør på norsk sokkel har økt, og flere kraft- og gassdistribusjonsselskap har etablert seg som olje- og gasselskap. Antall operatører av felt i drift på sokkelen er nær doblet siden årtusenskiftet.



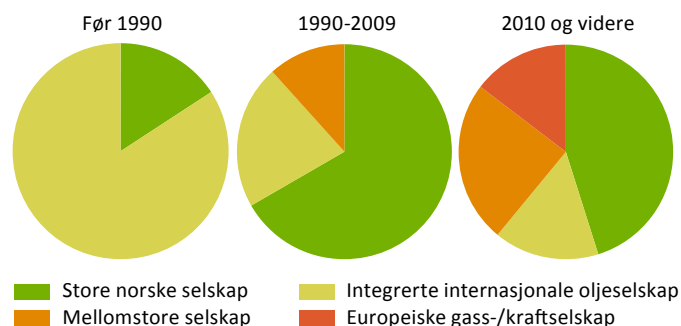
Figur 3.19 Antall operatører på felt i drift på norsk sokkel. Etter type selskap.

Tabellen under viser dagens operatører på felt i drift fordelt på type selskap.

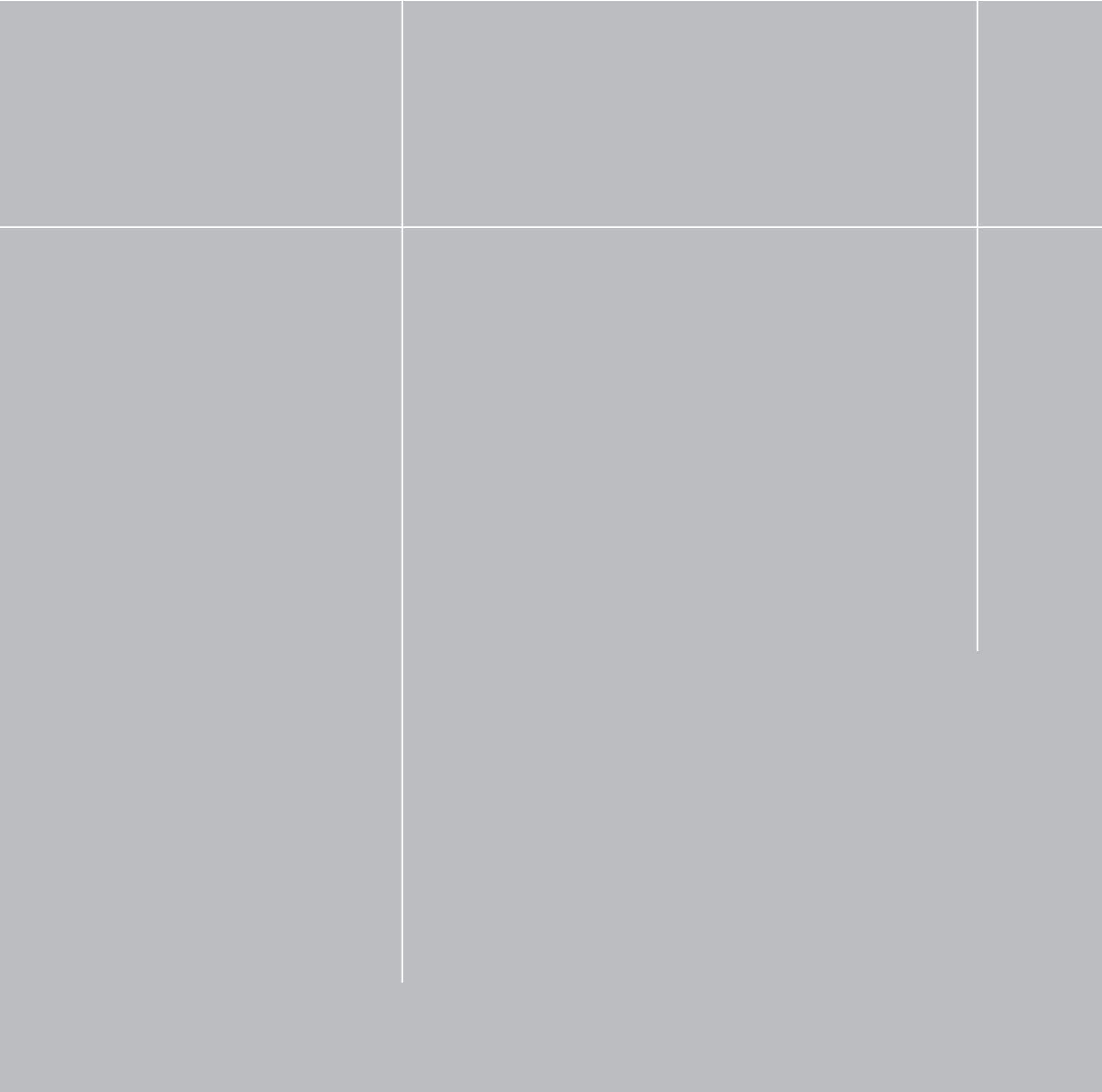
| | |
|---------------------------------------|---|
| Store norske selskap | Statoil |
| Integrerte internasjonale oljeselskap | BP, ConocoPhillips, Eni, ExxonMobil, Shell, Total |
| Europeiske gass-/kraftselskap | Centrica, DONG, GDF Suez |
| Mellomstore selskap | Det norske, Marathon, Talisman, Wintershall, BG |

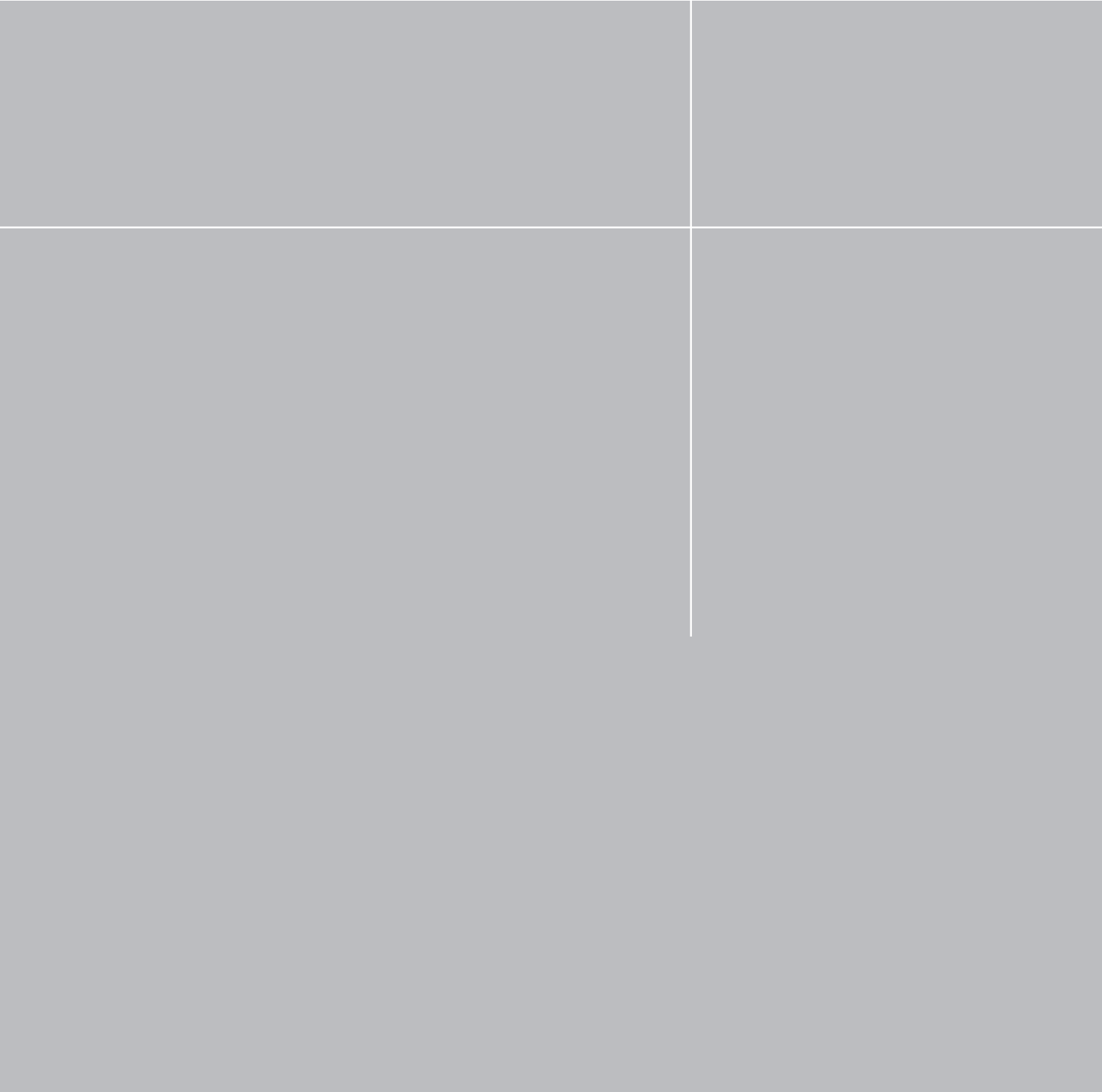
Tabell 3.2 Gruppering av operatører på felt i drift på norsk sokkel per 30.01.2014.

Sammensetningen av operatørskap har endret seg over tid. Figur 3.20 viser utviklingen i type operatørselskap som har feltutbygginger på norsk sokkel i tre perioder. I den første fasen dominerte store integrerte selskap. Det var Phillips som bygde ut og var operatør for det første feltet, Ekofisk. Senere var det de store norske selskapene Statoil og Norsk Hydro som dominerte utbyggingsaktiviteten. Nå er flere selskap operatører både i utbyggings- og driftsfasen. Den siste perioden inkluderer også planlagte utbygginger.

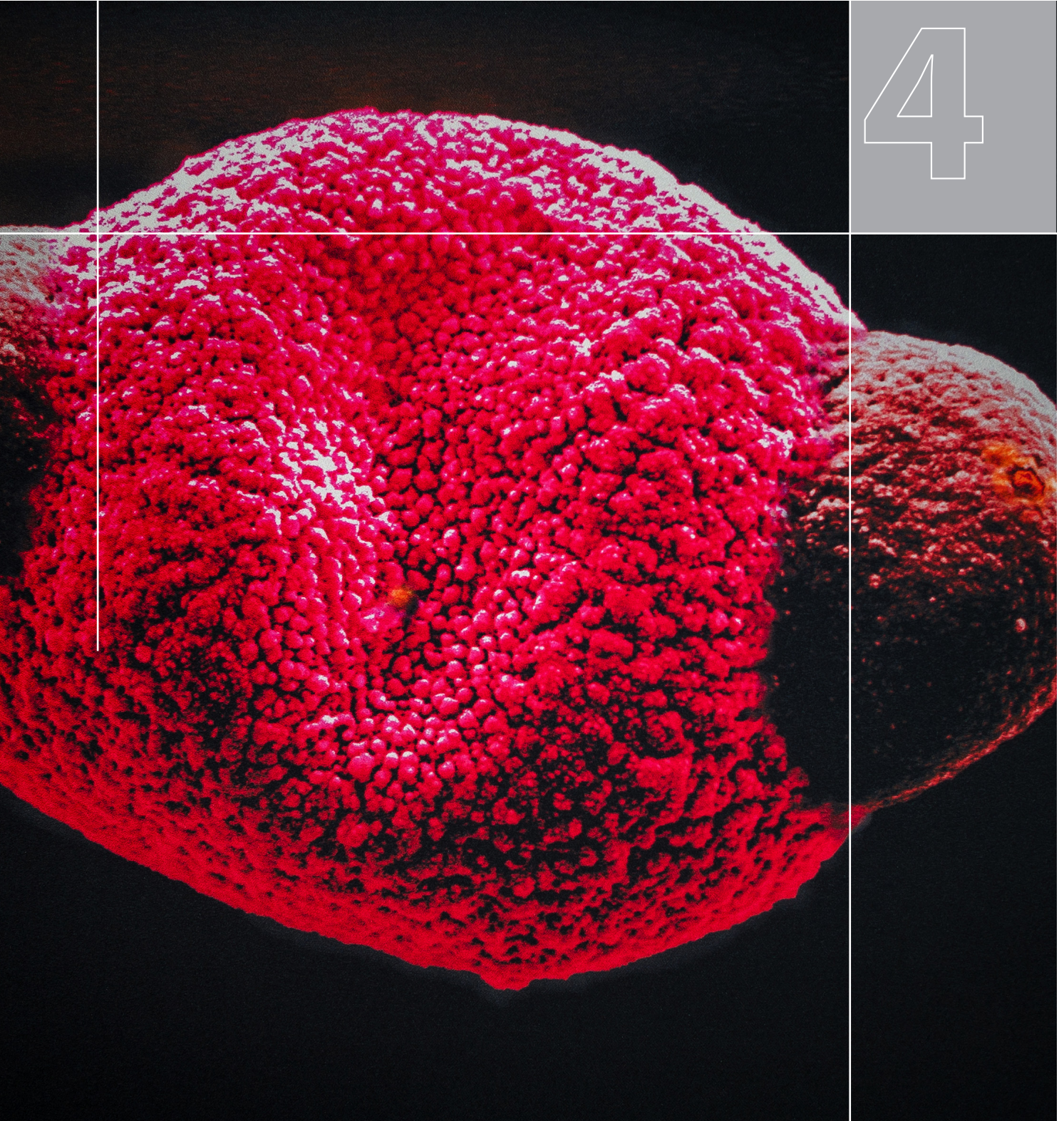


Figur 3.20 Utviklingen i type operatørselskap for feltutbygginger.





Miljøutfordringer i driftsfasen



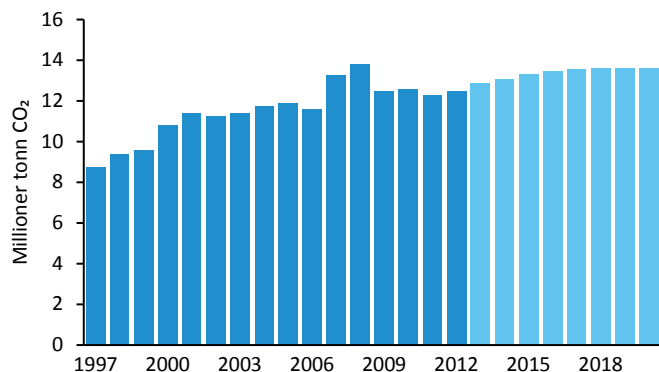
OD bidrar til at Norge kan oppfylle sine miljø- og klimapolitiske målsettinger. Miljøreguleringer skjer i alle stadier av virksomheten. Dette gjelder når det vurderes om et område skal åpnes for petroleumsvirksomhet, og senere, ved leting og feltutbygging. Når et felt er bygd ut, er miljøvurderinger viktig for spesifikke tillatelser til drift, ved årlige endringer av tillatelser og fram til produksjonsavslutning og disponering av innretningene.

Gjennom rammebetingelser, valg av aktører og teknologi og kontinuerlig oppfølging av aktiviteten, bidrar myndighetene til at krav etterleves og at miljømessige målsettinger imøtekommes.

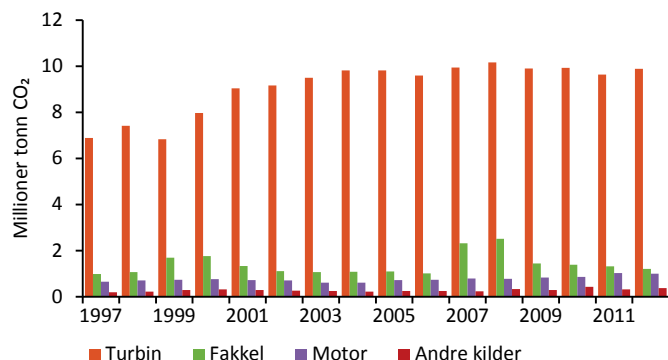
4.1 Utslipp til luft

Utslipp fra petroleumsvirksomheten er i første rekke CO₂ og NO_x. Figur 4.1 viser historiske CO₂-utslipp og prognose fram til 2020. Utslippene ventes å stige noe de nærmeste årene for deretter å stabiliseres.

Mesteparten av kraftbehovet på sokkelen dekkes av gassdrevne turbiner. Som figur 4.2 viser, kommer om lag 80 prosent av utslippene fra energiproduksjon i turbiner. Fakling utgjør om lag ti prosent og motorer åtte prosent av utslippene. Petroleumsløven forbyr brenning av petroleum ut over det som er nødvendig av sikkerhetsmessige årsaker for normal drift. Sikkerhetsfakling reguleres i produksjonstillatelsen.



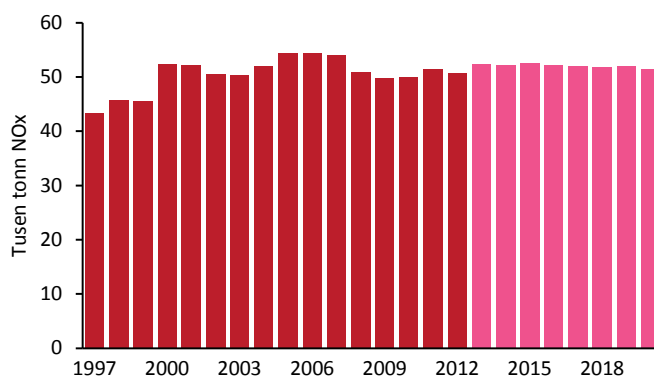
Figur 4.1 Historiske utslipp og utslippsprognose for CO₂ fram til 2020.



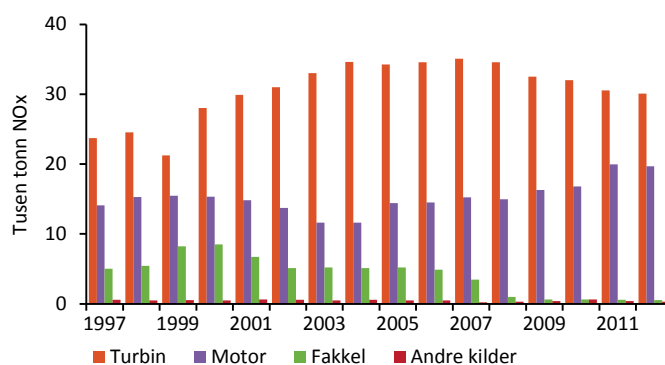
Figur 4.2 Fordeling av CO₂-utslipp på ulike forbrenningskilder. Andre kilder består av kjele, brønntesting og direkte utslipp.

Figur 4.3 viser historiske NO_x-utslipp og prognose fram til 2020. Utslippene ventes å være stabile de nærmeste årene.

NO_x utslipp kommer i hovedsak fra motorer og turbiner på innretningene, se figur 4.4. Turbindrift bidrar med om lag 60 prosent. Alle produksjonsinnretninger som er satt i drift på sokkelen etter årtusenskiftet, har installert lavNO_x-gasturbiner. LavNO_x-gasturbiner som kun benytter gass, anses i dag som "Best available technology" (BAT). Slike turbiner reduserer NO_x-utslippene med mellom 50 og 90 prosent sammenlignet med konvensjonelle gasturbiner. LavNO_x-turbiner som kan drives av både gass og diesel, har vært i drift på sokkelen siden 2008.



Figur 4.3 Historiske utslipp og utslippsprognose for NO_x fram til 2020.



Figur 4.4 Kildefordelte NO_x-utslipp. Andre kilder består av kjele og brønntesting.

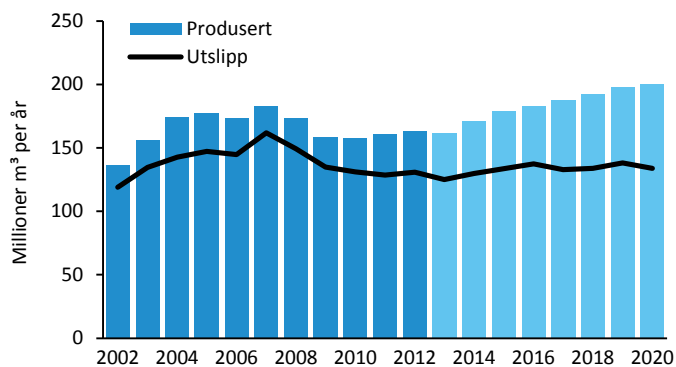
Siden årtusenskiftet har de samlede utslippene fra faste innretninger falt gradvis, mens utslippene fra mobile innretninger øker. Mobile innretninger får hovedsakelig sitt kraftbehov dekket fra dieseldrevne motorer. Nye utbygginger de siste årene har ikke fast borerigg, men benytter mobile innretninger til boring og tyngre brønnvedlikehold.

En metode som kan bidra til å redusere utslippene til luft, er å dekke mer av kraftbehovet til drift av innretningene i havet med kraft fra strømmettet på land. Flere felt har, eller planlegger å få, kraft fra land. Disse er Valhall, Martin Linge, Troll A og Gjøa i Nordsjøen, samt Goliat utenfor kysten av Finnmark. Rettighets-haverne til Johan Sverdrup har tatt et konseptvalg basert på kraft fra land for fase I av utbyggingen.

Stortinget krever at kraft fra land blir vurdert for alle nye utbygginger og ved større ombygginger av eksisterende felt. OD vurderer utredningene av kraft fra land. Tiltakskostnadene ved å installere kraft fra land på innretningene varierer betydelig mellom ulike utbygginger. Egenskaper som gjør kraft fra land mer kostnadseffektivt, er nærhet til land, lite varmebehov i prosessen, stort kraftbehov, sterkt kraftnett i regionen og lang levetid for feltet.

4.2 Produsert vann

Volumet av produsert vann har vært stabilt, men forventes å stige noe de nærmeste årene, se figur 4.5. Til tross for stabil produksjon, har utslippet av produsert vann sunket noe de senere årene. Dette skyldes økt injeksjon av produsert vann på enkelte felt. Operatørene har bygd ut rensekapasitet for det produserte vannet etter hvert som utslippskravene er blitt skjerpet.



Figur 4.5 Historiske volum og prognoser av produsert vann og utslipp.

Produsert vann som følger med olje og gass fra reservoaret, består både av naturlig vann fra formasjonene og eventuelt vann som er injisert for å øke utvinningen. Vannet skilles fra olje og gass og renses i et prosessanlegg. Etter rensingen inneholder formasjonsvann fortsatt noe dispergert olje, oppløste organiske og uorganiske forbindelser. I tillegg kan produsert vann inneholde rester av ulike kjemikalier som er tilsatt i prosessen. Mengde og sammensetning av produsert vann kan variere mye fra felt til felt og over feltets levetid.

Fram mot årtusenskiftet ble det satt i gang et arbeid for å redusere skaderisikoen fra økende utslipp av produsert vann. Målet var null skadelige utslipp. Dette arbeidet førte blant annet til utvikling av ny renseteknologi, og nye kjemikalier erstattet potensielt skadelige kjemikalier. I løpet av en tiårsperiode ble mer enn 95 prosent av de potensielt miljøfarlige kjemikaliene byttet ut. Nullutslippsmålet anses som oppfylt for tilsatte miljøfarlige kjemikalier. Petroleumsvirksomhetens andel av utslipp av stoff som finnes på miljømyndighetenes prioriterte liste for utfasing av miljøgifter, er liten. Arbeidet med å redusere utslippene av denne type stoff fortsetter. Av sikkerhetsmessige og tekniske hensyn vil det fortsatt være noe bruk og utslipp av disse stoffene til sjø, også i årene som kommer.



Ressursrapportens design

Designelementene i denne ressursrapporten er basert på mikroskopbilder av mikroorganismer som dinoflagellater og bolboforma fra Oljedirektoratets samlinger. Mikroorganismene, som i utgangspunktet er gule og hvite, er fra 95 millioner til 10 millioner år gamle. De er bearbejdet av arkitektene Liv-Kristine Ruud og Agnes Selheim i forbindelse med et utsmykningsoppdrag for Oljedirektoratet.



OLJEDIREKTORATET

npd.no

