

# RESSURSRAPPORT 2017

## Mye å ta fatt i

Oljedirektoratet 14.06.2017

**Samordnede løsninger, bruk av ny teknologi og erfaringsutveksling mellom aktørene, vil bidra til økt verdi for nye prosjekt på felt og funn.**



Aktørene i petroleumsnæringen har i mange år arbeidet godt med å påvise ressurser og finne løsninger som sikrer at ressursene kan produseres.

### **Boring av utvinningsbrønner**

Det viktigste tiltaket for å sikre produksjonen på felt er å bore utvinningsbrønner. Testing og bruk av ny bore- og brønnteknologi kan bidra til reservetilveksten ved at mer utfordrende boremaal blir nådd.

### **Samordning og områdeløsninger**

De fleste funn blir bygd ut med havbunnsinnretninger og innfasing til eksisterende innretning. Godt samarbeid på tvers av utvinningstillatelser kan på denne måten redusere de samlede utbyggingskostnadene i et område, og i tillegg gjøre det mulig å øke utvinningen på vertsfeltet.

### **Prosjekt på felt skaper store verdier**

De totale utvinnbare ressursene i prosjekt på felt er estimert til 845 millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter. Det gjennomføres og planlegges mange prosjekt på felt som vil gi betydelig

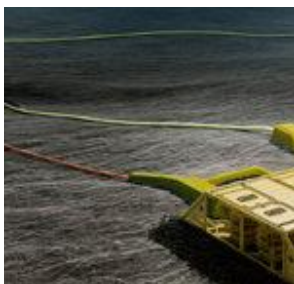
Utskrift av opprinnelig nettverson publisert 14.06.2017

reservetilvekst. For å opprettholde verdiskapingen er det viktig at det kontinuerlig identifiseres og modnes prosjekt.



(Bilde: Statoil / Harald Pettersen)

Prosjekt på felt gir betydelig reservetilvekst



(Bilde: DEA)

### Store muligheter i funn

Det var ved årsskiftet 77 funn på norsk sokkel, med totale utvinnbare ressurser estimert til 697,5 millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter. Flere av funnene er forholdsvis små og er derfor avhengige av eksisterende felt eller samordnete løsninger for å bli utbygd. Selskapene har de siste årene arbeidet godt med å forbedre sine utbyggingsplaner og -konsepter.

Gode områdeløsninger gir flere lønnsomme utbygginger



(Bilde: Reelwell)

### Utvikle og ta i bruk ny teknologi

Siden starten har norsk sokkel vært et laboratorium for utvikling av ny teknologi. Dessverre er det mange gode ideer som ikke kommer lenger enn til laboratorietesting. Etter hvert som feltene blir eldre, haster det å videreutvikle kostnadseffektive løsninger som gjør det mulig å utvinne gjenværende ressurser. Utvikling av ny bore- og brønnteknologi er et viktig tiltak som bør prioriteres.

Ny teknologi kan gjøre produksjonen mer lønnsom



### Flere aktører på sokkelen

Fram til årtusenskiftet var aktiviteten på sokkelen dominert av store oljeselskaper. Ved utgangen av 2016 var 46 rettighetshavere representert i 523 aktive utvinningstillatelser. Flere selskap bygger ut for første gang på norsk sokkel. Det er viktig med god erfaringsoverføring mellom nye og mer etablerte aktører på sokkelen.

Utviklingen i antall aktører

Gå til neste tema: Avslutning

## REDUSERTE KOSTNADER



Selskapene har de siste tre-fire årene gjort et godt arbeid med å redusere investeringskostnadene både i utbyggingsprosjekt og til drift av felt.

Selv om det var nødvendig med tiltak for å begrense kostnadene, er det viktig å passe på at tiltakene ikke får uheldige konsekvenser for langsiktig verdiskaping.

LES MER: [Kostnadsutvikling](#)

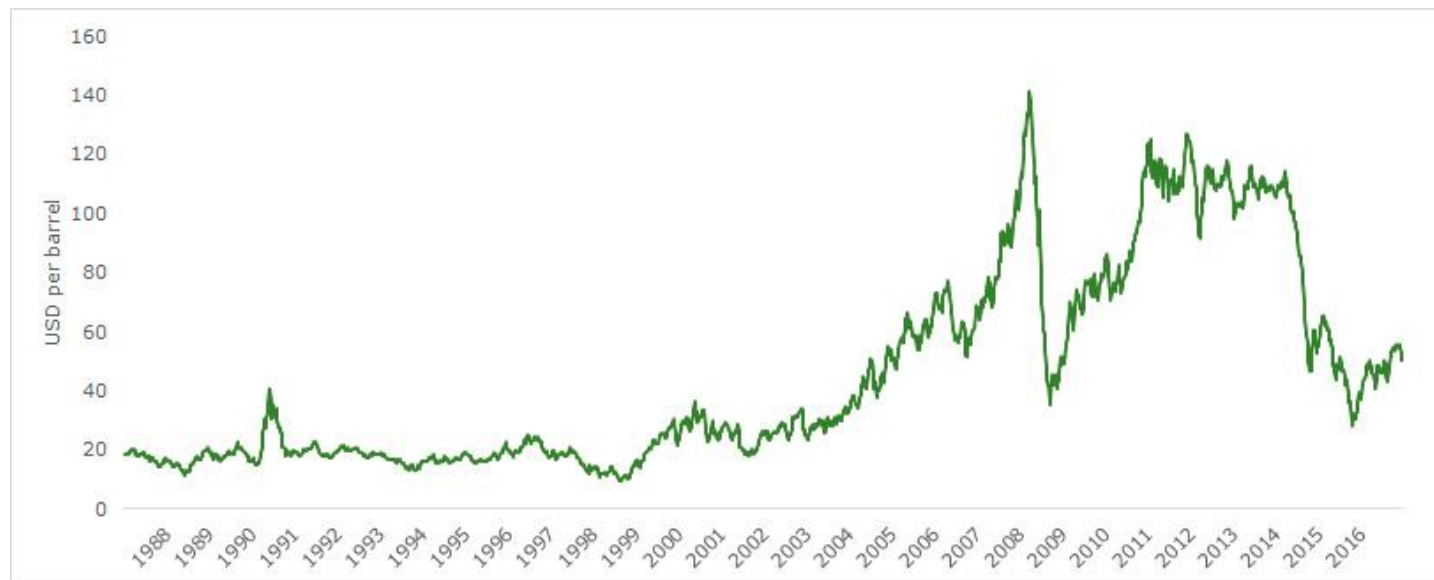
# RESSURSRAPPORT 2017

## Reduserte kostnader

Oljedirektoratet 14.06.2017

**Størsteparten av det siste tiåret har vært preget av høy oljepris. Særlig fra 2011 til midten av 2014 var prisen stabil og høy i et historisk perspektiv. I denne perioden prioriterte selskapene å sikre tilgang til nye ressurser, både gjennom leting og ved kjøp av andeler. Ressursene hadde ofte en høy kostnad.**

Høye kostnader og store investeringer i nye feltutbygginger og på felt i drift medførte at en rekke selskaper hadde svak kontantstrøm, også i perioden med høy oljepris. Det påfølgende prisfallet fra 2014 forsterket denne tendensen.



**Fallet i oljepris fra midten av 2014 forsterket behovet for å redusere kostnadene. Kilde: IEA**

## Kostnadsreducerende tiltak

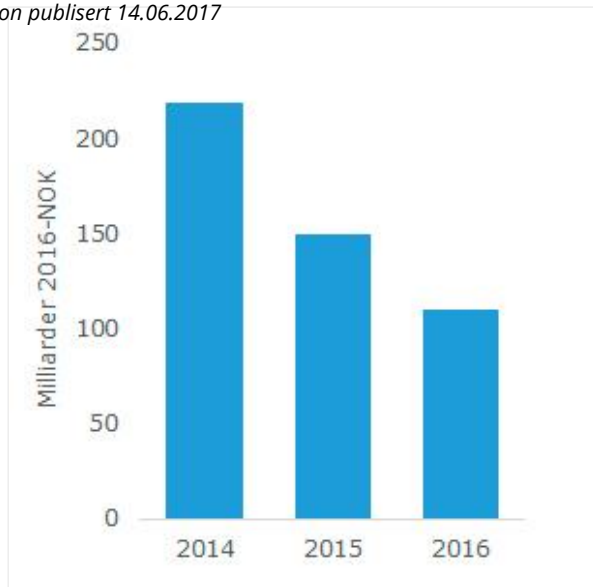
Petroleumsnæringen har satt i verk en rekke tiltak for å redusere kostnadsnivået. Enklere løsninger og mer effektiv gjennomføring er to tiltak som har gitt store utslag. I tillegg kommer virkningene av lavere leverandørpriser.

Lavere kostnader reflekteres både i lavere investeringer i nye prosjekt, i reduserte kostnader på utvinningsbrønner på felt i drift og i reduserte drifts- og letetekostnader.

### Investeringskostnader på sju prosjekt

En grov indikator for utviklingen i kostnadsnivået kommer frem ved å sammenligne utbyggingskostnader for et utvalg på sju feltutbyggingsprosjekt.

Utskrift av opprinnelig nettverson publisert 14.06.2017



**Fra høsten 2014 til høsten 2016 ble kostnadsanslagene halvert**

↓ Last ned grunnlag

I 2014 var operatørselskapenes anslag over samlede investeringer for disse prosjektene i underkant av 220 milliarder kroner. Høsten 2016 var dette redusert til 110 milliarder, altså en halvpart av det opprinnelige anslaget. Utvinnbare ressurser i prosjektene er tilnærmet uforandret. Størst er reduksjonen for nye innretninger og utvinningsbrønner. Anslaget for gjennomsnittlig brønnekostnad er omtrent halvert fra 2014 til 2016.

Kostnadsreduksjonene har stor betydning for prosjektenes lønnsomhet. For de sju prosjektene er balanseprisen redusert til under 40 USD, for noen under 30. For enkelte prosjekt innebærer dette mer enn en halvering av prosjektets balansepris.

*De sju prosjektene som inngår er: Johan Sverdrup fase II, Johan Castberg, Utgard, Oda, Trestakk, Dvalin og Bauge. Med unntak av Johan Castberg, som har rapportert en utbyggingsløsning med produksjonsskip (FPSO), og Johan Sverdrup fase II, som har rapportert en utbyggingsløsning med en bunnfast innretning, er de øvrige havbunnsutbygginger. Felles for alle disse prosjektene er at utbyggingskonseptet ikke er endret fra 2014 til 2016.*

Kostnadsreducerende tiltak bidrar til lønnsomhet på kort sikt. Det er viktig at tiltakene som gjennomføres også bidrar til langsiktig verdiskaping.

For OD er det viktig at alle alternativer blir utredet, og at det velges løsninger som har fleksibilitet til å ivareta framtidige muligheter. OD ønsker at alle prosjekter som skaper samfunnsøkonomisk verdi skal gjennomføres. Investeringsbeslutninger bør tas på bakgrunn av beslutningskriterier som reflekterer prosjektenes bidrag til verdiskaping.

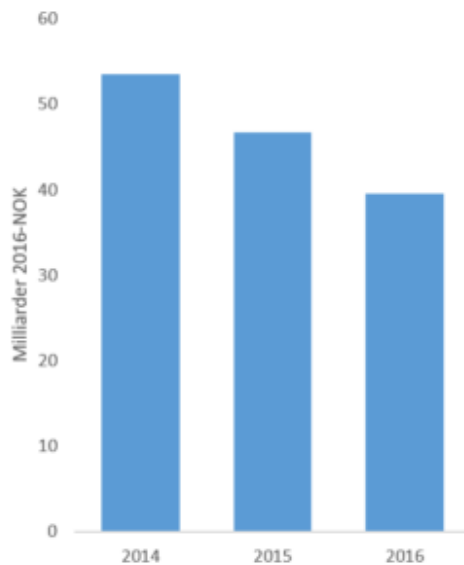
SE OGSÅ: [ODs rolle i verdiskapingen](#)

Investering i perioder med lav aktivitet i næringen bidrar til kontinuitet av kompetanse og kapasitet. Dette vil styrke forutsetningene for å håndtere en senere konjunkturoppgang.

[Tilbake](#)[Neste kapittel: Prosjekter på følt i drift](#)

## DRIFTSKOSTNADER

Driftskostnadene har også falt de siste årene. Figuren viser utviklingen i driftskostnader fra 2014 til 2016. Beregningene er basert på de 67 feltene som kom i produksjon før 2013, og som fortsatt produserte i 2016.



### 26 prosent reduksjon i driftskostnader

For disse feltene falt den samlede driftskostnaden fra 54 til 40 milliarder kroner fra 2014 til 2016. Dette utgjør en reduksjon på omtrent 26 prosent.

*Driftskostnaden inkluderer ikke kostnader til gasskjøp eller kostnader til såkalte «driftsforberedelser». Mens observasjonene fra 2014 og 2015 er endelige, er tallene fra 2016 prognoser, og derfor usikre.*

# RESSURSRAPPORT 2017

## Prosjekt på felt gir reservetilvekst

Oljedirektoratet 14.06.2017

**For å opprettholde verdiskapingen er det viktig at prosjekt kontinuerlig identifiseres og modnes frem til produksjon. Det gjennomføres mange prosjekt som gir betydelig reservetilvekst. I ressursregnskapet for 2016 inngår 320 prosjekt for økt olje- og/eller gassproduksjon og forlenget levetid. Dette utgjør til sammen 845 millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter.**

### Felt lever lenger enn planlagt

For felt i produksjon har levetiden økt med i gjennomsnitt 12 år i forhold til opprinnelig plan for utbygging og drift (PUD). Økningen skyldes blant annet en betydelig innsats for videreutvikling av mange felt.

Flere nye innretninger har blitt bygd, nye forekomster er inkludert i feltene og det er gjennomført tiltak som har bidratt til økt utvinning. I tillegg benyttes flere felt til produksjon fra nærliggende funn. Dette har ført til at reservene i feltene har økt med 2 900 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. siden innleveringen av PUD.



**Figuren viser et utvalg felt, hvor planlagt levetid ved PUD, forlenget levetid og produksjonsavslutning framgår. 23 av de 26 feltene som er vist er fortsatt i drift, og de fleste vil fortsatt være det i mange år fremover.**

## Dette har bidratt til reservetilveksten:

- Det er boret langt flere brønner enn opprinnelig antatt
- Nye eller endrede dreneringsstrategier og økt reservoarforståelse
- Implementering av ny teknologi
- Utvidet kapasitet og fleksibilitet i infrastrukturen
- Innfasing av tredjepartsfelt som har økt levetiden og dermed produksjonen for vertsfeltet

Med kontinuerlig innsats og god utnyttelse av infrastrukturen kan den positive trenden opprettholdes og levetiden forlenges ytterligere. Dette kan resultere i at flere funn kan kobles til feltene i framtiden og på denne måten øke verdiskapingen.

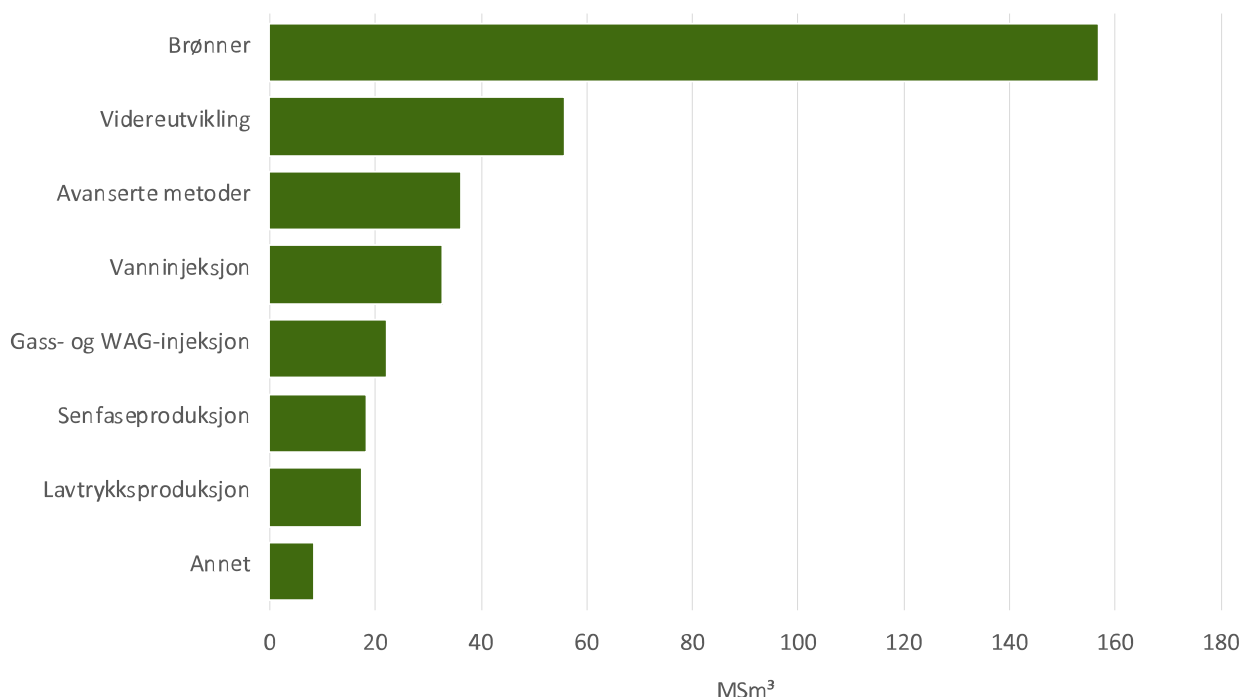
SE OGSÅ: [Samordning gjør mindre funn lønnsomme](#)

Prosjekt på felt er i [ODs ressursklassifiseringssystem](#) klassifisert i ulike ressursklasser, basert på hvor langt de er utviklet mot en utbygging. Prosjektene blir også gruppert basert på utvinningsmetoder for analyseformål.

Merk at re-utbygging av felt og nye planlagte faser av utbygginger (Johan Sverdrup fase 2) ikke er med i oversikten under. Dette skyldes at disse prosjektene betraktes som feltutbygginger, mens resten av prosjektene i porteføljen er (tilleggs)prosjekt som bidrar til å øke utvinningen på felt i drift.

## Prosjekt for økt oljeutvinning

Nye prosjekt med tilhørende investeringer blir besluttet av rettighetshaverne etter grundig evaluering. Hvert år blir en rekke prosjekt på feltene vurdert. Noen prosjekt vedtas og iverksettes, noen utredes videre, andre utsettes og noen skrinlegges. Prosjektene varierer betydelig i størrelse, både i produksjonseffekt og kostnader, men som figuren under viser er det identifisert betydelige oljevolumer i prosjekt på felt. Gassvolum er ikke inkludert i prosjektporteføljen, selv om det også er prosjekt som kan øke gassutvinningen.



**Oljeressurser i prosjekt på felt fordelt på prosjekttype.**



## Brønnrelaterte prosjekt

Oversikten viser at nesten halvparten av oljen i denne prosjektporteføljen kan produseres ved boring av flere utvinningsbrønner. Stadig flere utvinningsbrønner har også bidratt til at utvinningen har økt på mange felt.

## Videreutviklingsprosjekt

Dette er større oppgraderingsprosjekt og prosjekt hvor nye innretninger planlegges, for eksempel nye havbunnsutbygginger eller nye [ubemannede brønnhodeplattformer \(UBP\)](#) som knyttes opp mot eksisterende felt. Det største prosjektet i denne kategorien er Snorre Expansion Project. Snorre har store gjenværende ressurser, og rettighetshaverne planlegger å videreutvikle feltet ved hjelp av en større undervannsutbygging.

Utskrift av opprinnelig nettsversjon publisert 14.06.2017



**Valhall og Ekofisk er eksempler på felt som har hatt større oppgraderingsprosjekt. (Bilde: Valhall / BP)**

## Avanserte metoder

Disse metodene er foreløpig ikke tatt i bruk på norsk sokkel, men noen av metodene er testet i enkelte pilotprosjekt som f.eks. Heidrun. Avanserte metoder omtales også som EOR-tiltak. Se beskrivelse av [sju ulike metoder](#) som kan være aktuelle for norske oljefelt.

## Vann-, gass- og VAG-injeksjon

Boring av nye injektorer er viktig for å opprettholde produksjon fra feltene. Når vann og/eller gass injiseres i reservoaret vil trykket opprettholdes eller økes, og mer olje blir produsert. I prosjektporteføljen finnes prosjekt som skal optimalisere injeksjon av vann, gass eller en kombinasjon av de to, kalt vann-alternerende gassinjeksjon (VAG).

## Senfaseproduksjon

Oppgradering, modifikasjon eller nye beregninger kan gi grunnlag for forlenget levetid for feltene. Ofte vil denne typen prosjekt kunne gjennomføres kombinert med andre tiltak. Hvis nærliggende funn skal knyttes til feltet eller det gjennomføres andre større tiltak må feltets levetid vurderes. Norne er et eksempel på felt hvor forventet levetid har økt ved at flere felt er koblet til produksjonsskipet.

## Lavtrykksproduksjon

Prosjekt innebærer installasjon av utstyr som gjør at man kan produsere med lavere brønnehodetrykk. Dette gir en del ekstra olje, men bidrar mest til økt utvinning av gass.

## Prosjekt for økt gassutvinning

Det viktigste tiltaket for å få ut mer gass er å kunne produsere med lavest mulig brønnehodetrykk, og for å få dette til må det ofte installeres ekstra kompresjon for å få gassen eksportert fra feltet. I tillegg vil tiltak som gir ekstra olje også gi ekstra gass på felt der det er mye gass oppløst i oljen.

«Ormen Lange Late Life Recovery» er et av de største prosjektene innen lavtrykksproduksjon. Den første fasen omfatter landbasert kompresjon av gassen fra Ormen Lange, og i neste fase vurderer rettighetshaverne en kompresjonsløsning på 800-1 100 meters vanndyp.

SE ARTIKKEL: [Økt gassutvinning fra Ormen Lange](#)



**Gassanlegget på Nyhamna i Møre og Romsdal. Med dette kan utvinningen fra Ormen Lange-feltet i Norskehavet øke med 25-30 milliarder standard kubikkmeter gass (Foto: Shell).**

Undervannskompresjon på Åsgard er et annet eksempel på et stort prosjekt som skal sikre at gassproduksjonen opprettholdes. Det er verdens første gasskompresjonsprosjekt på havbunnen.

NORSK SOKKEL 2/2016: [Grensesprengende nyutviklet teknologi øker utvinningen fra Åsgard-området](#) etterligere

Tilbake

Gå neste kapittel: Prosjekter på funn

## STATFJORD



Statfjord-funnet ble gjort i 1974. Mye var nytt den gang. I dag ser vi at innsats og mot til å teste og ta i bruk nye metoder har skapt betydelige verdier. Feltet har stått for ca. 12 prosent av den totale norske produksjonen av olje og gass. Fra 1981 til 1994 var Statfjord det feltet som produserte mest olje.

Statfjord-feltet er et eksempel på godt samspill mellom myndigheter og oljeselskap helt fra dag én.

LES MER: [Innsats og mot på Statsfjord-feltet](#)

# RESSURSRAPPORT 2017

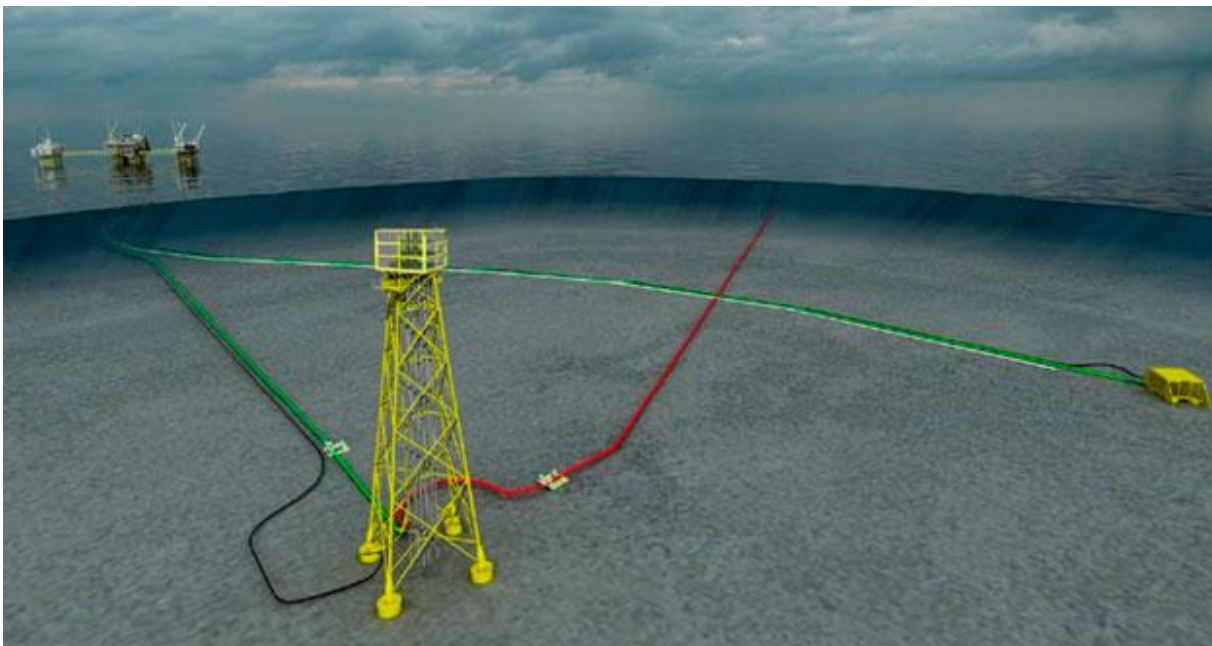
## Ubemannet brønnhodeplattform (UBP)

Oljedirektoratet 14.06.2017

**Utvinning av mindre funn og marginalt lønnsomme ressurser på felt, krever kostnadseffektive utbyggingsløsninger. Havbunnsinnretninger har vært et reelt og viktige alternativ, men noen funn og felt har reservoarmessige betingelser eller andre forhold som hindrer bruk av havbunnsløsninger.**

I andre tilfeller er det ressursgrunnlag for utbygging med en plattformløsning, men uten at grunnlaget eller behovet for konvensjonell ubemannet plattform eller prosessplattform er tilstede.

En ny og enklere ubemannet brønnhodeplattform (UBP) er nå utviklet og planlegges for Oseberg Vestflanken 2. Dette er et videreutviklingsprosjekt av nye og eksisterende forekomster i Oseberg, godkjent sommeren 2016.



(Illustrasjon: Statoil)

Dette prosjektet er det første i til å ta i bruk UBP på norsk sokkel, og andre i næringen henter nå læring fra dette. Flere felt vurderer UBP som utbyggingsløsning for sine videreutviklingsprosjekt. UBP kan benyttes tilsvarende for utbygging av funn, men det krever tilknytning mot en annen innretning med prosess- og eksportkapasitet.

UBP er enkle innretninger uten helikopterdekk og overnattingsfasiliteter. Løsningen muliggjør enklere tilgang til brønnene, da brønnhodene er plassert på plattformdekket (tørre), i motsetning til en havbunnsutbygging hvor brønnhodene er plassert på havbunnen (våte).

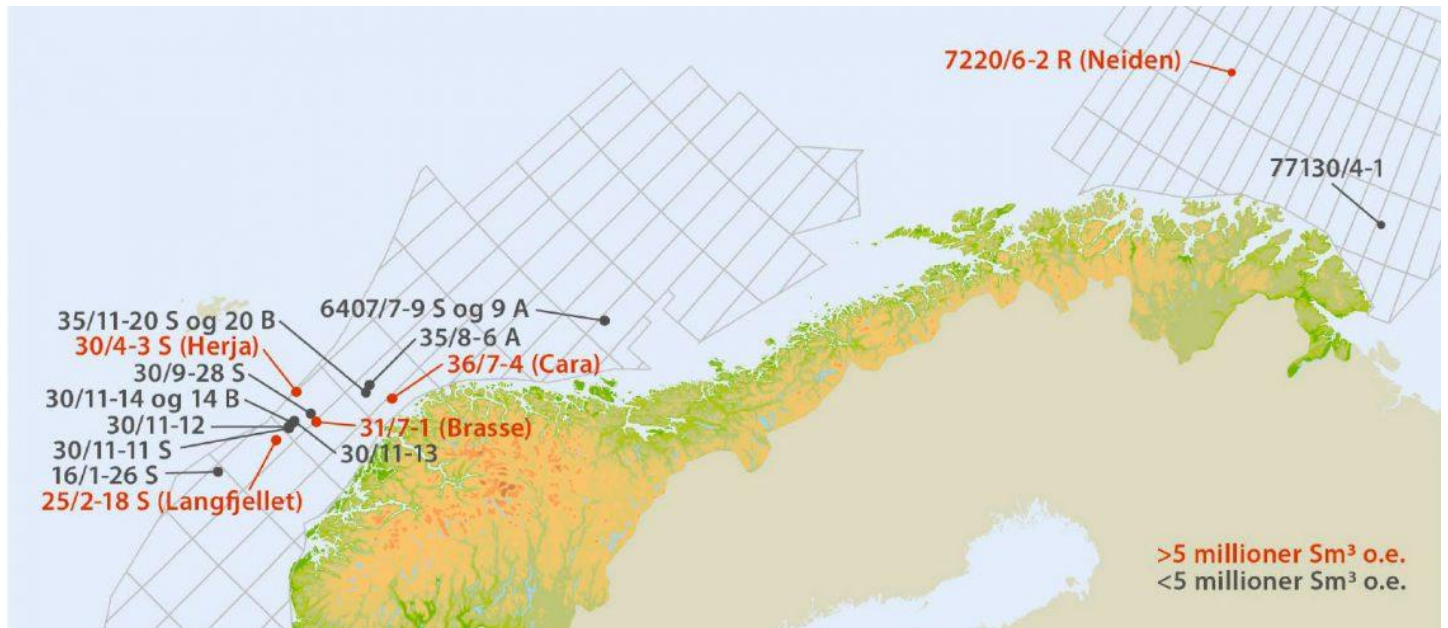
Dette konseptet kan være et kostnads- og produksjonseffektivt utbyggingskonsept på grunt vann, og særlig i tilfeller med høyt brønnantall.

# RESSURSRAPPORT 2017

## Bygge ut alle lønnsomme funn

Oljedirektoratet 14.06.2017

**Ved utgangen av 2016 bestod funnporteføljen av 77 funn som vurderes for utbygging. De største funnene ligger i Barentshavet, mens det er flest funn i Nordsjøen.**



**I 2016 ble det gjort 18 funn på norsk sokkel.**

### Funnporteføljen

Ved utgangen av 2016 bestod funnporteføljen av 77 funn. De største funnene ligger i Barentshavet, mens det er flest funn i Nordsjøen. I tillegg er det 145 funn som foreløpig ikke forventes å kunne utvinnes lønnsomt.

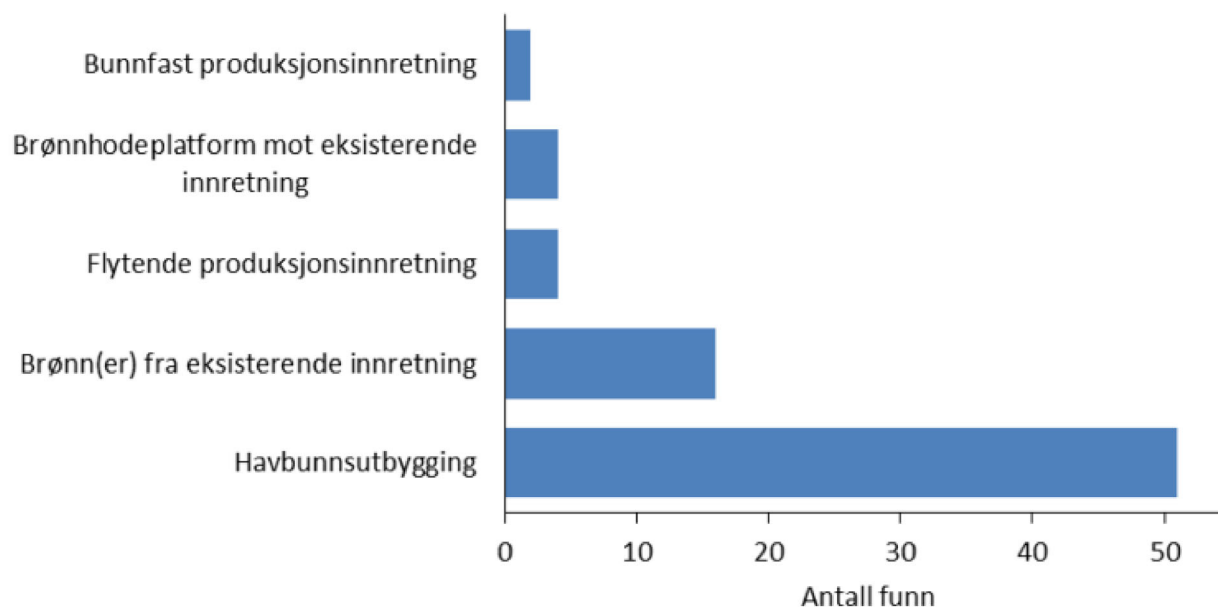
LES MER: [Store olje- og gassressurser i funnporteføljen](#)

### Områdeløsninger

De fleste funnene i porteføljen vil bli produsert ved å fase inn nye havbunnsinnretninger eller gjennom brønner fra eksisterende innretning. Hittil er det investert nesten 2 500 milliarder 2016-kroner i innretninger, rør og landanlegg på norsk sokkel og det er viktig at disse utnyttes effektivt. Mange funn kan benytte eksisterende infrastruktur med ledig prosess- og eksportkapasitet.

Både i Nordsjøen og i Norskehavet bidrar nærhet til infrastruktur til at også mindre funn blir lønnsomme å bygge ut. I Barentshavet er infrastrukturen foreløpig begrenset. De største funnene bygges nå ut med selvstendige løsninger. Det er viktig at disse planlegges slik at løsningen også kan ivareta utviklingen av eventuelle nye funn i området.

Når ny produksjon fra et funn knyttes opp til et vertsfelt, åpner det som regel nye muligheter for dette feltet. Økte inntekter kan bidra til å utvide vertsfeltets levetid, og nye tiltak for økt utvinning kan bli gjennomført.



**De fleste funnene i porteføljen vil bli produsert ved innfasing av nye havbunnsinnretninger eller gjennom brønner fra en eksisterende innretning.**

↓ Last ned grunnlag

## Havbunnsutbygging

Det mest aktuelle utbyggingskonseptet er havbunnsutbygging med innfasing til eksisterende innretning. Det betyr at mange av funnene er avhengig av kapasitet på nærliggende vertsinnetning for å bli bygget ut. Havbunnsrammer er under stadig utvikling og optimalisering. Det er sannsynlig at det er mulighet for kostnadsbesparelser ved videre utvikling av bunnrammer.

## Brønner fra eksisterende innretning

Mange av funnene kan bygges ut ved å bore brønner fra eksisterende innretninger. Dette kan gi lønnsomhet i svært små funn som ligger nær andre funn eller felt.

## Brønnhodeplattform mot eksisterende innretning

Oljedirektoratet (OD) ser at det er en økning i antall funn der en [ubemannet brønnhodeplattform \(UBP\)](#) mot eksisterende innretning blir vurdert som utbyggingskonsept. Dette konseptet kan være en kostnads- og produksjonseffektiv utbyggingsløsning på grunt vann og er et alternativ til havbunnsutbygging.

## Flytende eller bunnfast produksjonsinnretning

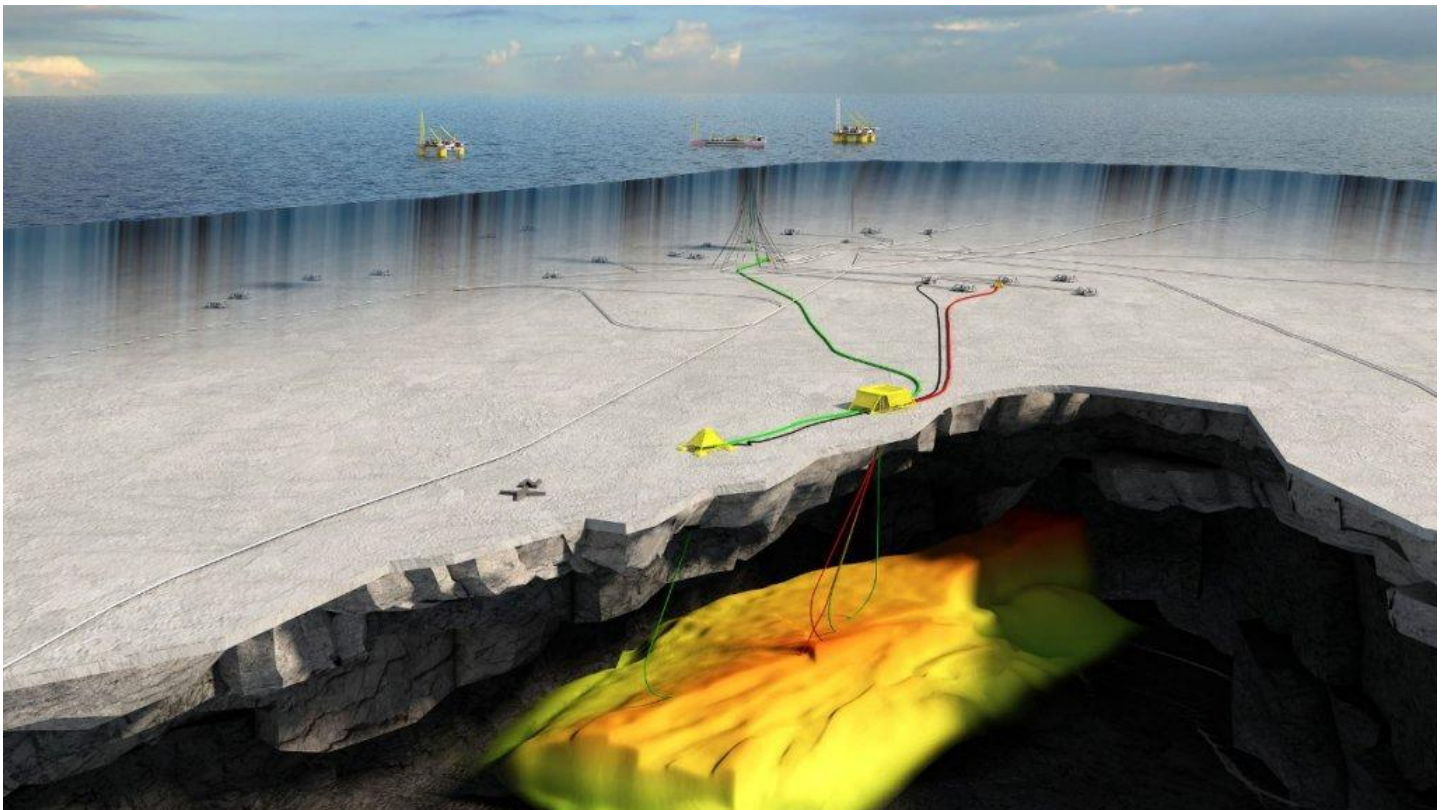
For fire av funnene i ODs funnportefølje vurderes flytende produksjonsinnretning, mens det planlegges bunnfast produksjonsinnretning for to funn.

## Tidskritiske prosjekt

Flere utbygginger kan være tidskritiske fordi de må knyttes til infrastruktur som har begrenset levetid. Slik funnporteføljen ser ut nå, vurderer OD flere av funnene i porteføljen som tidskritiske fordi lønnsomheten til utbyggingen kan svekkes dersom de ikke bygges ut tidsnok. Dersom utbyggingen blir utsatt for lenge står den i fare for ikke å bli gjennomført.

Alle de tidskritiske funnene er avhengig av levetid på vertsinnretningen. Funnene ligger i både Norskehavet og Nordsjøen. De utvinnbare ressursene i disse funnene utgjør 15 prosent av den totale funnporteføljen.

I fjor vurderte OD Trestakk og Oda (tidligere Butch) som tidskritiske. Oda var viktig fordi gassen fra Oda skal injiseres i Ula og gir en positiv effekt på oljeutvinningen der. OD arbeidet overfor selskapene for å få til en utbygging. I 2016 besluttet rettighetshaverne å bygge begge feltene ut.



Trestakk (Bilde: Statoil)

LES OGSÅ: [Modning av Trestakk til plan for utbygging og drift \(PUD\)](#).

Ved å utnytte ledig kapasitet i den omkringliggende infrastruktur ble utbyggingskostnadene betydelig redusert. Bedre utnyttelse av vertsinnretningene bidrar i tillegg til å forlenge levetiden og øke verdiskapingen på vertsfeltene.

Samlet sett representerer derfor utviklingen av funnene betydelige verdier både for rettighetshavere og samfunnet. Videre utnyttelse av ledig kapasitet i eksisterende prosess- og transportsystem vil på denne måten være nøkkelen til å skape store verdier av funnporteføljen på norsk sokkel.

Tilbake

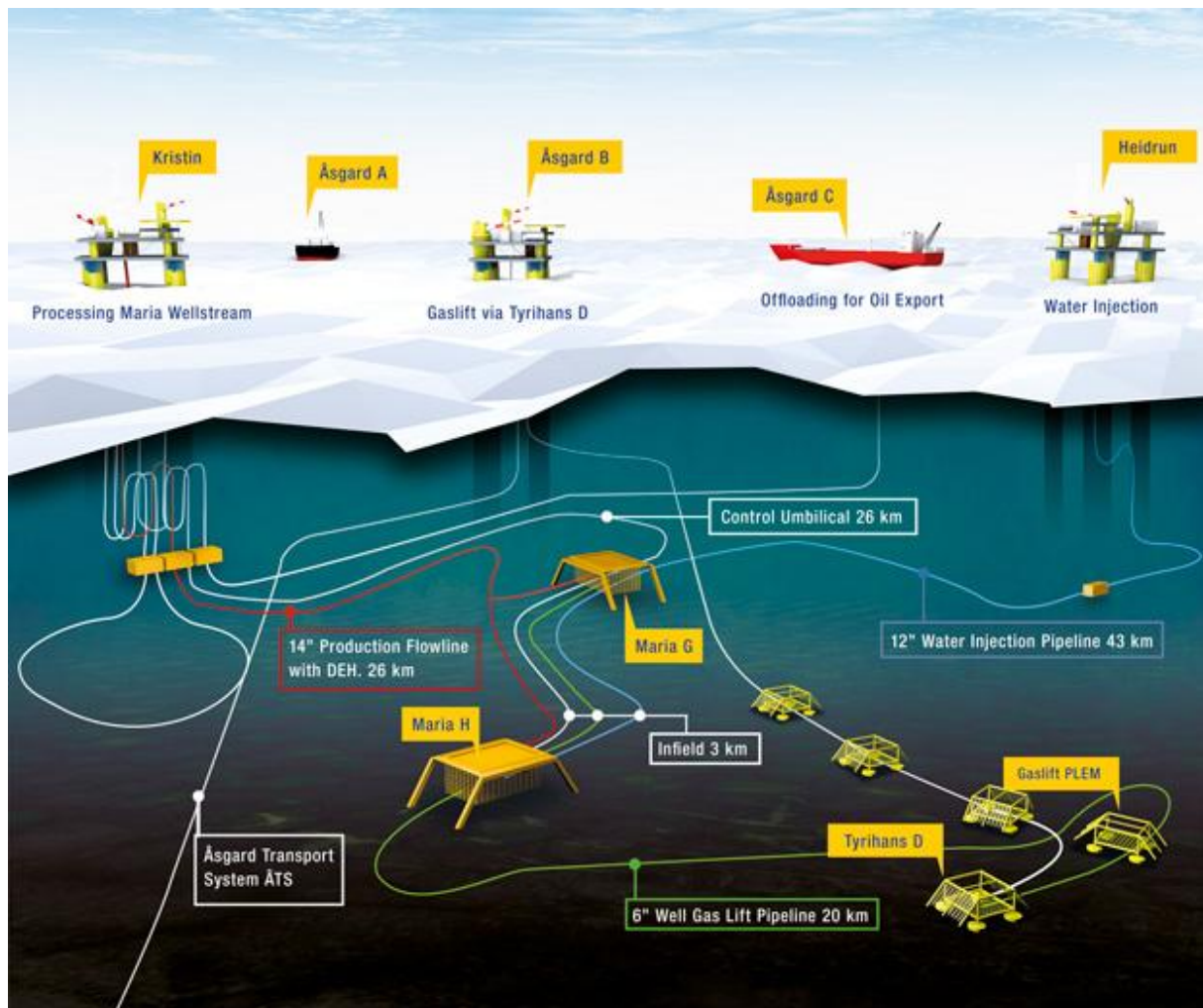
Neste kapittel: Ta i bruk ny teknologi



## OMRÅDELØSNING

Maria er et utbyggingsprosjekt som ligger nær etablert infrastruktur i Norskehavet. Wintershall er operatør, og på vegne av rettighetshaverne leverte de Plan for utbygging og drift (PUD) i 2015.

Maria vil bli bygget ut med havbunnsinnretninger som knyttes opp mot produksjonsplattformene Kristin, Heidrun og Åsgard B, og er et godt eksempel på at samarbeid mellom utvinningstillatelser og rettighetshavere bidrar til aktivitet og verdiskaping.



**Maria knyttes opp mot tre plattformer som Statoil er operatør for (Bilde: Wintershall/Paints)**

Brønnstrømmen går til Kristin for prosessering, mens vann til injeksjon i reservoaret kommer fra Heidrun. Løftegass blir tilført fra Åsgard B via Tyrihans D. Prosessert olje blir overført til Åsgard for lagring og lastning til skytteltankere. Gassen fra Maria vil bli eksportert gjennom Åsgard transportsystem til Kårstø.

NORSK SOKKEL 2/2015: [Puslespillet Maria](#)

# RESSURSRAPPORT 2017

## Trestakk

Oljedirektoratet 14.06.2017

**Trestakk ble funnet av Statoil i 1986 og er et prosjekt rettighetshaverne har jobbet med i mange år. Flere alternative utbyggingsløsninger er blitt vurdert, men de senere årene ble en undervannsløsning tilknyttet Åsgard vurdert å være den eneste realistiske utbyggingsløsningen.**

I januar 2015 var næringen preget av en generell kapitalbegrensning. Framdriften i videre modning av Trestakk-prosjektet stod derfor i fare. Dette til tross for at prosjektet framstod som lønnsomt og at en utsettelse ville gi økt risiko for tapte ressurser som følge av en mulig begrenset levetid på Åsgard A.



**6406/3-2 (Trestakk) ligger i Norskehavet, om lag 20 km sør for Åsgard-feltet**

### Myndighetenes forventning

For myndighetene er det viktig at alle lønnsomme ressurser utvinnes, og at tidskritiske prosjekter prioriteres. På bakgrunn av dette var Oljedirektoratet (OD) tydelige på forventning om framdrift i Trestakk-prosjektet.

### Vurdering av levetidsforlengelse av vertsinnetning

Rettighetshaverne modnet Trestakk videre mot en ny beslutning om videreføring (BoV).

Det ble samtidig satt i gang nye studier for vurdering av teknisk og økonomisk levetidsforlengelse av Åsgard A.

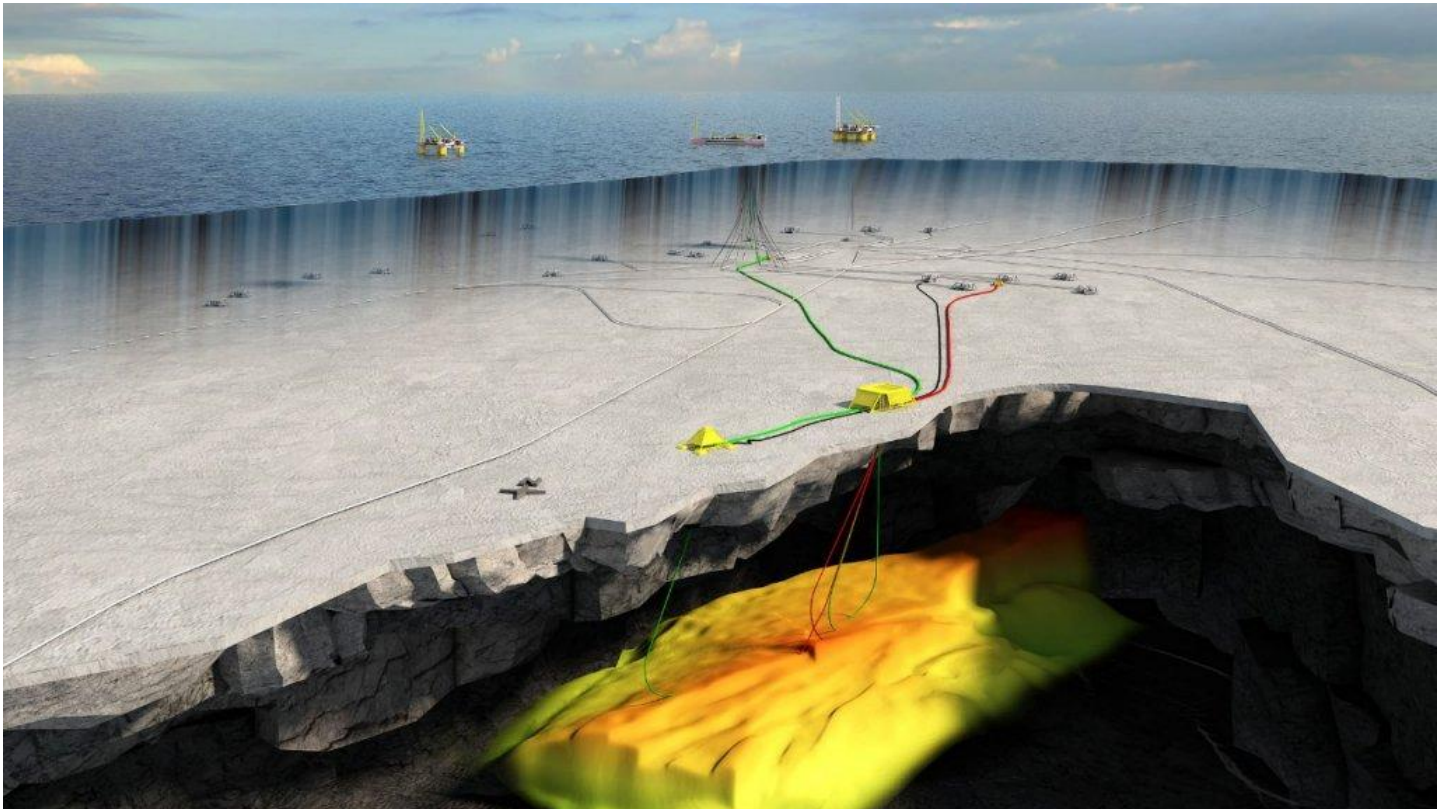
Utskrift av opprinnelig nettverson publisert 14.06.2017

Resultatet av levetidsstudiene var positivt, og i februar 2016 meddelte operatøren at det var tatt en BoV. [I november 2016 leverte rettighetshaverne en plan for utbygging og drift \(PUD\).](#)

## Godt arbeid resulterer i forbedret lønnsomhet

Statoil har i samarbeid med rettighetshaverne og leverandører siden BoV ble utsatt i 2015 gjort et meget godt arbeid for å redusere investeringskostnadene. Investeringskostnadene har i denne perioden blitt halvert, samtidig som de utvinnbare ressursene har økt med omtrent 30 prosent. Dette, sammen med levetidsforlengelsen på Åsgard A, har forbedret lønnsomheten til prosjektet ytterligere.

FAKTASIDE: [406/3-2 Trestakk](#)



Konseptvalg for Trestakk består av en bunnramme med en tilknyttet satellittbrønn. (Bilde: Statoil)

Tilbake

## VIRKEMIDLER

Oljedirektoratet (OD) benytter dialog og pådriv så langt det er mulig, før sterkere, lovfestede virkemidler eventuelt tas i bruk.

Petroleumsregelverket gir mulighet for å bruke flere rettslige virkemidler, som for eksempel pålegg. De fleste av disse virkemidlene er det Olje- og energidepartementet (OED) som har hjemmel for å bruke, men OD har en viktig rolle som rådgiver for OED.

# RESSURSRAPPORT 2017

## Store ressurser i funnporteføljen

Oljedirektoratet 14.06.2017

**Ved utgangen av 2016 bestod funnporteføljen av 77 funn. De største funnene ligger i Barentshavet, mens det er flest funn i Nordsjøen. I tillegg er det 145 funn som per i dag ikke forventes å kunne utvinnes lønnsomt.**

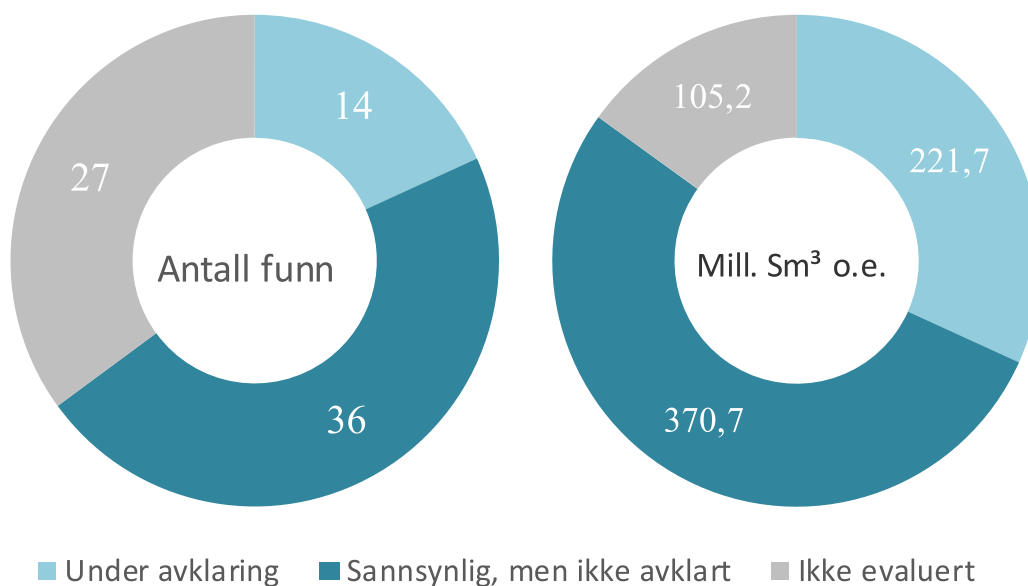
Det er ulike årsaker til at funn ikke betraktes som lønnsomme. Den vanligste årsaken er en kombinasjon av små utvinnbare ressurser og lang avstand til infrastruktur. Men funnene er gjort, og dersom forholdene endrer seg, kan de bygges ut senere. Det er relevant for aktørene på sokkelen å ha kjennskap til disse funnene fordi informasjonen er nyttig for deres vurdering av muligheter i forhold til leting, utbygging og teknologiutvikling.

### Planleggingsstatus på funn

85 prosent av ressursene ligger i 50 funn hvor utbygging er evaluert og hvor det arbeides for å få en beslutning om utbygging. 15 prosent av ressursene ligger i 27 funn hvor utbygging ikke er evaluert.

Ulike vurderinger fører til at funn kan inkluderes eller gå ut av funnporteføljen i perioden fra funnet blir gjort til en utbyggingsplan blir overlevert til myndighetene.

Gjennom nye tildelinger av tilbakelevert areal, får nye rettighetshavere mulighet til å vurdere funnene på nytt. I årets ressursregnskap blir to funn som tidligere var klassifisert som lite sannsynlige for utvinning, evaluert for framtidig utvinning.



**De fleste funn har status «Sannsynlig, men ikke avklart»**

## Funn fordelt på havområde

Johan Castberg i Barentshavet er det klart største av de 77 funnene som vurderes for utvinning. Det har et estimert utvinnbart volum på 88,1 MSm<sup>3</sup> væske og 10,9 GSm<sup>3</sup> gass. Dette utgjør ca. 42 prosent av funnressursene i Barentshavet og ca. 14 prosent av de totale ressursene i funn som det ikke er levert PUD for.

Utvinnbare ressurser i millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter (MSm<sup>3</sup> o.e.)

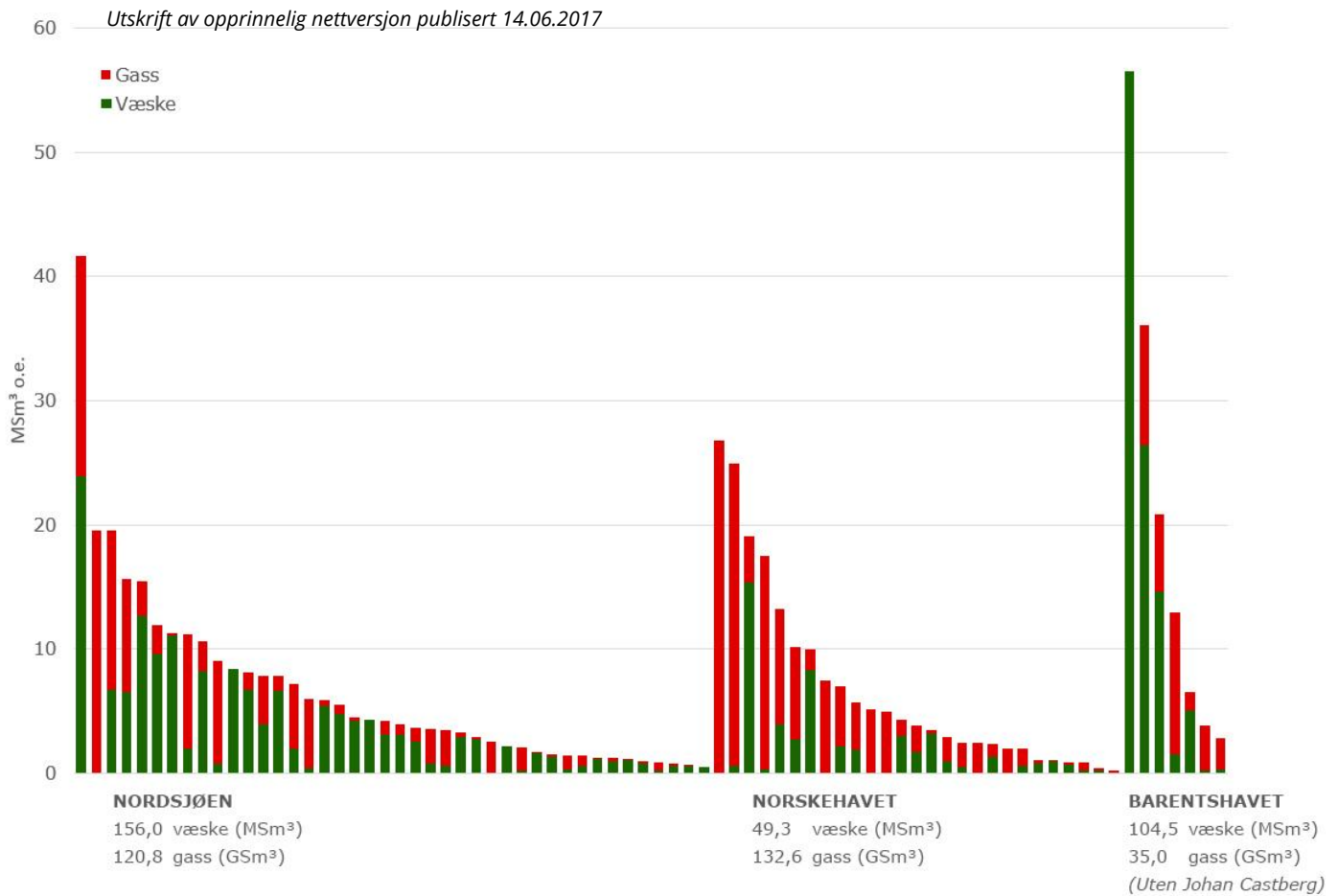
Område	Antall funn	MSm <sup>3</sup> o.e.
Nordsjøen	42	276,8
Norskehavet	27	181,9
Barentshavet (uten Johan Castberg)	7	139,5
Johan Castberg	1	99,0
Totalt	77	697,2

Som illustrert i figuren er det er klart flest funn i Nordsjøen, men de fleste er små med en medianstørrelse på 4,1 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. På grunn av størrelsen er det få som vil bli utbyggt med egen prosessinnretning. Innfasing til produserende felt gir ofte kostnadseffektive utbyggingsløsninger og en ekstra verdi som tilleggsvolum for videre drift av eksisterende infrastruktur.

Det er viktig at mulighetene for samordnet utbygging av flere funn blir vurdert i en tidlig fase. Funnporteføljen er stor og mange av funnene er så små at det kan være vanskelig å bygge dem ut på en lønnsom måte hver for seg. Ved å bygge ut flere funn sammen kan utbyggingskostnadene reduseres og bidra til at utbygging blir lønnsomt.

### Fordeling mellom olje og gass i hvert havområde

Funn fordelt på havområder og sortert etter størrelsen (Johan Castberg er tatt ut på grunn av størrelsen).



Klikk for større bilde

## De største funnene i Nordsjøen

Utvinnbare ressurser i millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter (MSm<sup>3</sup> o.e.)

Funn	Funnår	Operatør	MSm <sup>3</sup> o.e.
30/11-8 S (Krafla)	2011	Statoil Petroleum AS	42
35/2-1 (Peon)	2005	Statoil Petroleum AS	20
1/9-1 TOMMELITEN ALPHA	1977	ConocoPhillips Skandinavia AS	20
2/4-21 (King Lear)	2012	Statoil Petroleum AS	16
35/9-7 (Skarfjell)	2012	Wintershall Norge AS	15
25/2-10 S (Frigg-GammaDelta)	1986	Aker BP ASA	12
34/6-2 S (Garantiana)	2012	Total E&P Norge AS	11
34/12-1 (Afrodite)	2008	Eni Norge AS	11

31/7-1 (Brasse) Utskrift av opprinnelig nettverson publisert 14.06.2017  
2016

Faroe Petroleum Norge AS

11

15/5-2 EIRIN

1978

Statoil Petroleum AS

9

De fleste funnene som ennå ikke er besluttet utbygd ligger i Nordsjøen. Mange av funnene er små og utbygging vil være avhengig av eksisterende infrastruktur som kan ha begrenset levetid. Her ligger det også til rette for at flere funn kan gå sammen i en felles utbyggingsløsning.

Leting rundt eksisterende infrastruktur kan avdekke nye funn som kan være med på å øke lønnsomheten i eksisterende funn, og samtidig bidra til forlenget levetid på et mulig vertsfelt.

## De største funnene i Norskehavet

Utvinnbare ressurser i millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter (MSm<sup>3</sup> o.e.)

Funn	Funnår	Operatør	MSm <sup>3</sup> o.e.
6506/6-1 (Victoria)	2000	Total E&P Norge AS	27
6406/9-1 LINNORM	2005	A/S Norske Shell	25
6406/12-3 S (Pil)	2014	VNG Norge AS	19
6705/10-1 (Asterix)	2009	Statoil Petroleum AS	17
6406/2-1 LAVRANS	1995	Statoil Petroleum AS	13
6506/9-2 S (Fogelberg)	2010	Centrica Resources (Norge) AS	10
6407/8-6 BAUGE	2013	Statoil Petroleum AS	10
6706/6-1 (Hvitveis)	2003	Wintershall Norge AS	8
6607/12-2 S (Alve Nord)	2011	Total E&P Norge AS	7
6407/7-8 (Noatun)	2008	Statoil Petroleum AS	6

Funnporteføljen i Norskehavet er dominert av gassfunn. Enkelte av disse har [tette reservoar](#) og dermed spesielle utfordringer med tanke på utvinning og lønnsomhet.

6406/12-3 S Pil er det største oljefunnet i Norskehavet. Det ligger i nærheten av Njord og planlegges utbygd som en satellitt til dette feltet. Rettighetshaverne til 6407/8-6 Bauge leverte Plan for utbygging og drift (PUD) til myndighetene i mars 2017. Også for Bauge blir Njord vertsinretning. Samtidig er det levert en PUD for å øke levetiden for Njord som sikrer utvinning av restreservene og gjør det mulig å gjennomføre flere tiltak for økt utvinning.

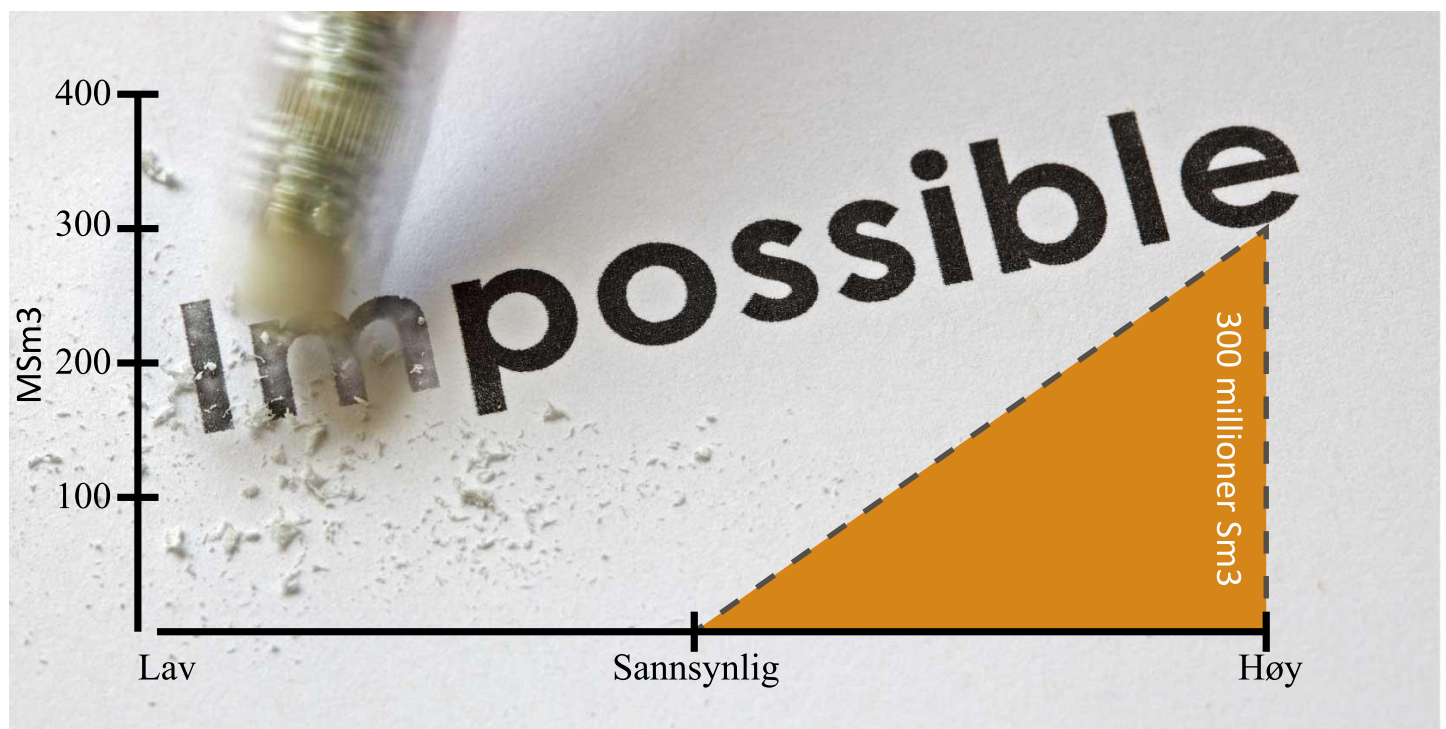
## De største funnene i Barentshavet

Utvinnbare ressurser i millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter (MSm<sup>3</sup> o.e.)

Funn	Funnår	Operatør	MSm <sup>3</sup> o.e.
7220/8-1 JOHAN CASTBERG	2011	Statoil Petroleum AS	99
7324/8-1 (Wisting)	2013	OMV (Norge) AS	56
7220/11-1 (Alta)	2014	Lundin Norway AS	36
7120/1-3 (Gohta)	2013	Lundin Norway AS	21
7120/12-2 (Alke Sør)	1981	Eni Norge AS	13

De største funnene ligger i Barentshavet og inneholder betydelige oljeressurser. Flere av funnene planlegges utbygd med selvstendige innretninger. Det er viktig at utbyggingsløsningene tar hensyn til framtidig utvikling av ressursene i området.

Det er stor aktivitet for å modne fram Johan Castberg, og det planlegges å levere en Plan for utbygging og drift (PUD) i løpet av 2017. Det arbeides også med planer for å bygge ut Wisting og få til en samlet utbygging av Alta og Gohta.

[Tilbake](#)
[Neste kapittel: Ta i bruk ny teknologi](#)




**Det er ca. 300 Sm<sup>3</sup> o.e. i funn som nå ikke anses som lønnsomme å bygge ut.**

## 145 funn der «utvinning er lite sannsynlig»

Denne kategorien inneholder petroleumsmengder som anses for små til å være aktuelle for å utvinnes, eller som krever betydelige endringer i teknologi, endring i tilgang til infrastruktur, vesentlig høyere prisforventning eller annet, for å kunne utvinnes lønnsomt. Men med endring i betingelsene kan en framtidig «klassereise» for disse funnene ikke utelukkes. Det er uansett relevant for aktørene på sokkelen å ha kjennskap til disse funnene, inkludert geologiske data. Informasjon om funnene er nyttig når aktørene vurderer muligheter i forhold til leting, utbygging og teknologiutvikling.

### **Det er flere kriterier som kan gjøre at funn plasseres i denne ressursklassen «lite sannsynlig»:**

- Funnvolum anses for lavt til å være aktuelt for lønnsom utvinning
- Utbygging krever utvikling av ny teknologi
- Funnet ligger for langt fra eksisterende infrastruktur
- Funnet ligger i en utvinningstillatelse som er tilbakelevert til myndighetene

Anslag for mulig utvinnbare volum er basert på varierende grad av informasjon, og ca. 70 prosent har volum på under 2 millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter.

## Dynamisk funnportefølje

Ulike vurderinger fører til at funn kan komme inn og gå ut av funnporteføljen. Ved inngangen av 2016 bestod funnporteføljen av 90 utbyggingsprosjekt. Ved utgangen av 2016 var dette tallet 77, til tross for at det i løpet av 2016 ble gjort 18 nye funn.

LES MER: [Slik fungerer dynamikken i funnporteføljen](#)

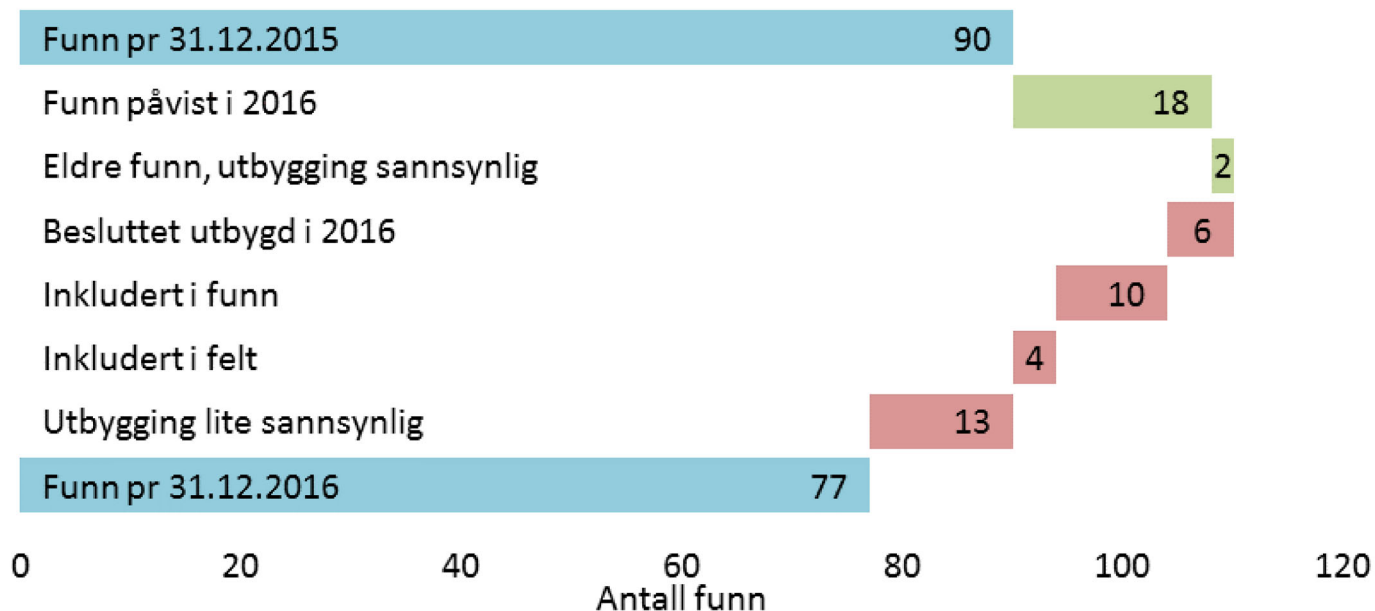
# RESSURSRAPPORT 2017

## Dynamisk funnportefølje

Oljedirektoratet 14.06.2017

**Ulike vurderinger fører til at funn kan komme inn og gå ut av funnporteføljen: Ved inngangen av 2016 bestod funnporteføljen av 90 utbyggingsprosjekt. Ved utgangen av 2016 var dette tallet 77, til tross for at det i løpet av 2016 ble gjort 18 nye funn.**

Når en undersøkelsesbrønn påviser bevegelige hydrokarboner i undergrunnen, er det gjort et funn. Hydrokarboner kan ha blitt påvist i flere ulike formasjoner eller forekomster, men det regnes fortsatt som ett funn.



Kategorier i grønt viser økning og rødt viser reduksjon i antallet funn siden ressursregnskapet pr 31.12.2015.

### Slik forklares endringene:

- To av de nye funnene i porteføljen er gjort før 2016, og utbygging ble tidligere ansett som lite sannsynlig. Det pågår utredninger for mulig utvikling av funnene, og en utbygging anses derfor som mer sannsynlig enn tidligere.
- Seks av funnene er inkludert i innleverte utbyggingsplaner eller søknad om PUD-fritak i 2016.
- Ti funn er inkludert i andre funn (ytterligere leteaktivitet og utredninger av alternative utbyggingsløsninger har medført at flere funn slås sammen til en utbygging) Det største bidraget i denne oversikten kommer fra en mulig felles utbygging av flere funn sør for Oseberg Sør i Krafla-området i Nordsjøen. Tidligere var dette representert ved fire utbygginger, men i 2016 ble det gjort fem nye funn i dette området, og alle ni er nå samlet i en felles utbygging.
- Ressursene i fire av funnene er flyttet og inngår i ressursgrunlaget for ulike felt. Tre av disse er besluttet utbygd (ett er satt i produksjon allerede).

*Utskrift av opprinnelig nettversion publisert 14.06.2017*

- Dersom det ikke er mulig å utvikle en lønnsom utbyggingsløsning, blir funnet klassifisert som lite sannsynlig for utvikling. 13 av funnene der utvinning var ansett som sannsynlig, eller som ikke var evaluert i ODs ressursregnskap for 2015, hører til i denne kategorien. I tillegg er ett av funnene som ble gjort i 2016 ansett som lite sannsynlig for utvinning.

Mange av funnene hvor utvinning er lite sannsynlig ligger i tilbakelevert areal. Gjennom nye tildelinger av areal, får nye rettighetshavere mulighet til å vurdere funnene for utbygging på nytt dersom forholdene endrer seg, kan de bygges ut senere.

Tilbake

Neste kapittel: Ta i bruk ny teknologi

## RELATERT

Oljedirektoratet oppdaterte i 2016 ressursklassifikasjonssystemet. Formålet med oppdateringen var å harmonisere beskrivelsen i klassifikasjonssystemet med terminologi brukt i andre sammenhenger, og klargjøre forholdet til beslutningsmilepæler brukt for prosjektmodning.

LES MER: [Oppdatering av ODs ressursklassifikasjonssystem](#)

# RESSURSRAPPORT 2017

## Ta i bruk ny teknologi

Oljedirektoratet 14.06.2017

**Norge har bygd opp en petroleumsindustri med verdensledende miljøer innen forskning og teknologiutvikling. Dette er et resultat av at operatørselskaper, leverandører, forskningsinstitusjoner og myndigheter har gått sammen om å løse utfordringer, både teknisk og finansielt.**

Den norske modellen med deling av kunnskap og informasjon mellom ulike aktører har vært, og vil være, et viktig bidrag til nyskaping i petroleumsnæringen.



**Mange gode ideer kommer ikke lenger enn til uttesting i laboratorier. Noen av disse viser betydelig potensial for suksess om de føres videre, men de mangler mulighet til utprøving på felt.**

[Oljedirektoratets ressursoversikt](#) viser at det er store gjenværende ressurser og store muligheter for fortsatt verdiskaping på sokkelen. Det er viktig at all kompetanse og kapasitet som er bygd opp blir utnyttet fullt ut. Oljedirektoratet (OD) etterlyser flere fullskalatester og testing på felt under reelle betingelser. Dette krever imidlertid at rettighetshaverne prioriterer og gjennomfører slike tester. De må gå foran og være modige, ha en klar strategi, stille kapasitet på felt til rådighet og ha en dedikert ledelse.

### Bore- og brønnteknologi må prioriteres

Boring av utvinningsbrønner er det viktigste tiltaket for å sikre framtidig produksjon av norsk olje og gass. De siste fire årene har boreaktiviteten tatt seg opp igjen etter noen år med noe mindre boring.

Felt som bidrar mest til økningen er store, eldre felt som Troll, Ekofisk, Statfjord og Oseberg. Etter hvert som feltene blir eldre, haster det å videreutvikle kostnadseffektive løsninger som kan opprettholde og gjøre det mulig å produsere gjenværende lønnsomme ressurser.



**Det bores mange nye brønner på eldre felt i drift, som Troll-feltet (Bilde: Øyvind Hagen / Statoil)**

Utvikling og implementering av ny bore- og brønnteknologi må derfor ha høy prioritet. Erfaring med teknologier som allerede er i bruk på enkelte felt må deles og gjøres tilgjengelig, slik at teknologien kan tas i bruk på flere felt. Eksempler på dette er [avanserte brønner](#), [trykktbalansert boring og trykktbalansert sementering](#). Men det gjelder også boreteknologier som er i utprøvningsfasen, for eksempel teknologi for boring i [grunne](#) og i [tette reservoar](#).

### **Boreeffektiviteten har gått opp**

Økt boreeffektivitet er positivt, men det er samtidig viktig med fortsatt vilje til å produsere ressurser som ligger i mer kompliserte boremaal. Det kan være uheldig dersom deler av kostnadsreduksjonen og den økte boreeffektiviteten betyr at enklere boremaal prioriteres foran mer krevende boremaal. Dette kan gå på bekostning av teknologiutvikling og forsvarlig utvinning.

LES MER: [Antall utvinningbrønner, kostnadsutvikling og teknologi](#)

### **Digitalisering**

Petroleumssektoren har lenge arbeidet for å ta i bruk digitale løsninger. Integreerte operasjoner og automatisering av arbeidsprosesser er eksempler på dette. Som eksempel har utvikling av ulike løsninger for automatisering av boreprosessen pågått siden 1980-tallet. Digitale løsninger kan gi færre problemer og høyere produktivitet gjennom økt utnyttelse av brønndata og styring under boring. Det kan også bidra til redusert helse-, miljø- og sikkerhetsrisiko.

Den rivende utviklingen innen digital kapasitet de siste årene åpner for nye muligheter. Digitalisering blir sett på som en viktig nøkkel til varig reduserte kostnader, gjennom utvikling av nye digitale applikasjoner.

Digitalisering handler om større omveltninger i måten vi jobber på og ikke minst hvordan vi tenker. [Den nasjonale strategien for forskning og utvikling i petroleumssektoren](#) (OG21) støtter opp under viktigheten av dette gjennom mål om å videreutvikle automatiserings-, autonomi- og IKT-teknologier.

Strategien påpeker også at aktørene i petroleumssektoren kan ha mye å hente ved å benytte tilgjengelig teknologi og erfaringer fra andre sektorer. Forskningsentre med oppdrag innen flere fagområder kan spille en sentral rolle her. Eksempler på slike senter er Iris og Sintef.

## AUTOMASJON

**En teknologi for automatisering og sanntidsovervåking av boreprosessen er tatt i bruk på Statfjordfeltet. Grunnlaget for teknologien er utviklet ved IRIS og kommersialisert gjennom selskapet Sekal. Sekal videreutvikler teknologien og leverer løsninger til bruk i industrien.**



Brønndata mates kontinuerlig inn i avanserte datamodeller under boring. Modellene beregner hvilke parametere boreoperatøren må holde seg innenfor under operasjonen for å unngå problemer, og disse blir kommunisert til boresystemet. Sanntidsdata fra hele brønnen under boreoperasjonen kan på denne måten benyttes for gjennomføring av en effektiv boreprosess.

Dette kan også bety redusert formasjonsskade i brønnen, høyere produktivitet og redusert helse-, miljø og sikkerhetsrisiko.

LES MER: [Drilltronic \(sekal.com\)](http://www.sekal.com)

## Fullskala testing – en flaskehals

Historisk er norsk sokkel brukt som et fullskala teknologilaboratorium for mange nye løsninger innen boring, utvinning, havbunns- og strømningsteknologi. Oljedirektoratet ser at flere aktører i næringen uttrykker en økende bekymring for en tendens til at det nå går lengre tid mellom utvikling av ny teknologi og testing på felt enn tidligere.

Utskrift av opprinnelig nettsversjon publisert 14.06.2017



**Åsgard havbunnskompresjon er et eksempel på ny teknologi som er implementert og som gir gode resultater. (Bilde: Statoil)**

### **Virkemiddel for å få gjennomført piloter**

OD etterspør og oppfordrer til utvikling og anvendelse av ny teknologi. Der myndighetene vurderer det som hensiktsmessig, kan det settes vilkår om teknologiutvikling og pilotering ved godkjenning av utbyggingsplaner (PUD). Et eksempel på dette er Johan Sverdrup-feltet i Nordsjøen. Feltet er nå under utbygging, og planleggingen ble tett fulgt av OD. Det ble tidlig klart at det var behov for en egen plan for teknologi for feltet. En to-brønns polymerpilot på feltet ble satt som vilkår til PUD-godkjenningen fra myndighetene.

LES: [Polymerpiloter](#) på Johan Sverdrup og Heidrun.

### **Fjerne flaskehalsen gjennom samarbeid**

[OG21-strategi 2016](#), i regi av Olje- og energidepartementet, gir noen forklaringer på hvorfor fullskalatesting og implementering er en flaskehals. Det er viktig å forstå dette bedre og utfordre mekanismene som skaper flaskehalsen. Her er en oversikt over hva som kan være til hinder:

- Utydelig eller ulik strategi blant rettighetshaverne
- Vektlegging av risiko
- Vektlegging av avkastningskrav
- Manglende synliggjøring av mulighetene
- Manglende insentiver i kontrakter
- Manglende tilgang til reelle testforhold
- Manglende standardisering
- Manglende infrastruktur
- Manglende kapital, kompetanse og prioritering hos mindre aktører

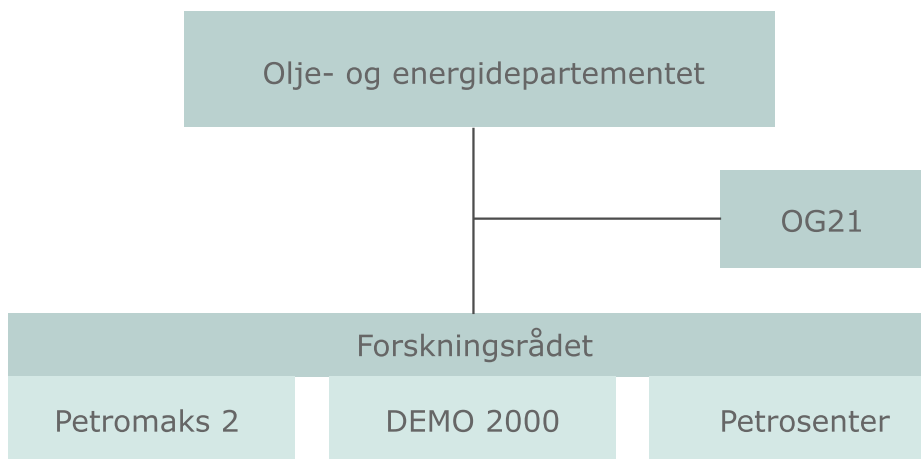
## Eksempel på utestående fullskala testing

[Sea Water Injection Technology](#) er ny teknologi utviklet for direkte inntak og rensing av sjøvann til injeksjon på havbunnen. I dag renses alt vann til injeksjon på produksjonsinnretningene. Dette er både vekt-, areal og energikrevende. Denne nye metoden kan ha potensial til å redusere kostnadene og øke fleksibiliteten for plassering av vanninjeksjonsbrønnene. SWIT har vært vurdert ved konseptvalg for flere utbygginger på sokkelen, uten å bli vedtatt. En fullskala prototype er imidlertid nå under bygging, og vil bli testet på dypt vann i begynnelsen av 2018 før den eventuelt er klar for en installasjon på felt. Dette er et samarbeid mellom private investorer og [Demo 2000](#).

[Tilbake](#)[Neste kapittel: Aktører](#)

## SAMARBEID

Den nasjonale strategien for forskning og utvikling i petroleumssektoren bygger på et samarbeid mellom offentlig og privat sektor, der ulike aktører og programmer er koordinert og sikrer prioritering og helhet.



Oljedirektoratet har helhetlig kunnskap om norsk sokkel. Som en del av samfunnsoppdraget skal denne kunnskapen formidles til blant annet teknologimiljøene. OD driver ikke selv med teknologiutvikling, men deltar i styret i ulike fora og programmer. Dette er gode arenaer som bør benyttes til å initiere prosjekter som har som formål å ta i bruk nyutviklet teknologi.

LES MER: [Forskning og utvikling av ny teknologi](#)



# RESSURSRAPPORT 2017

## Boring av utvinningsbrønner

Oljedirektoratet 14.06.2017

### Boring av nye utvinningsbrønner er det viktigste tiltaket for å sikre framtidig produksjon av olje og gass.

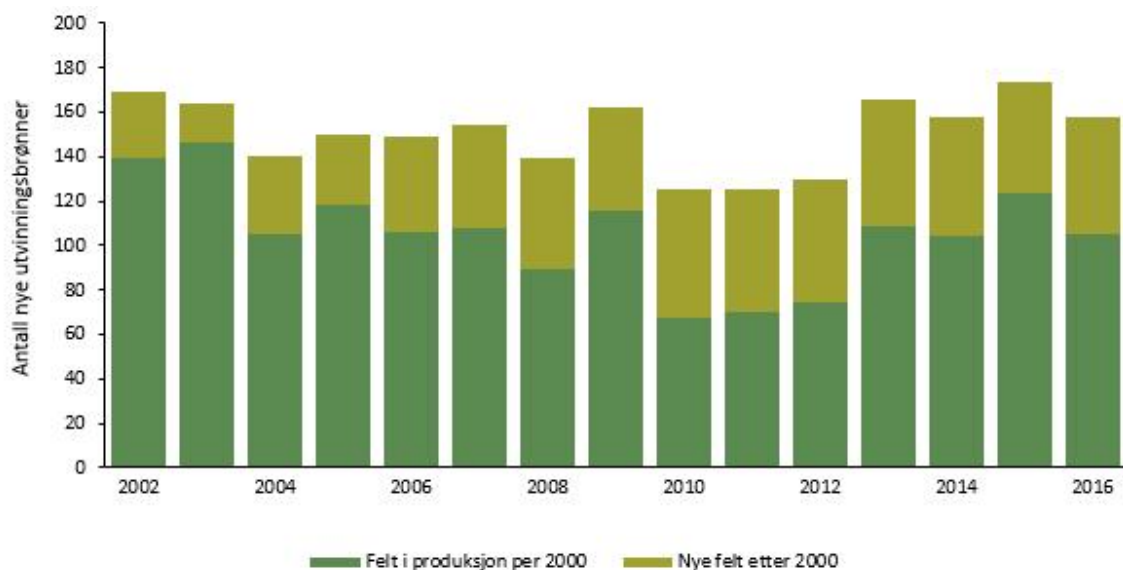
Antall nye utvinningsbrønner har holdt seg på et høyt nivå til tross for et markant fall i oljeprisen i 2014. Bore- og brønnekostnadene har gått ned. Borekostnader utgjør en stor del av total kostnadene og er et område det er viktig å ha i fokus.

### Utvikling i antall brønner

I oppstartsfasen av større felt bores det mange brønner for å komme i full produksjon. Deretter følger ofte en pause i boringen til feltet igjen får ledig produksjonskapasitet. Det er da aktuelt å bore nye brønner, både på feltet og på omkringliggende funn og prospekter. Nye utvinningsbrønner bores ofte i kampanjer av hensyn til mobilisering og erfaringsoverføring underveis. Utover i feltets levetid blir det gradvis mer utfordrende å finne nye lønnsomme boremaal.

Mange av funnene i utbyggingsporteføljen er avhengig av tilknytning til eksisterende infrastruktur/produksjonsenhet for å kunne utvinnes lønnsomt. Denne typen mindre utbygginger har et annet mønster enn utbygginger med egne boreinnretninger. Her bores utvinningsbrønnene normalt i oppstartsfasen og det bores sjelden flere brønner senere.

Figuren under viser at det stadig bores utvinningsbrønner på felt som har vært i produksjon i flere år. Det kan se ut til at dette har tatt seg opp de siste fire årene etter noen år med noe mindre boring. Felt som bidrar mest til økningen er store eldre felt som Troll, Ekofisk, Statfjord og Oseberg.



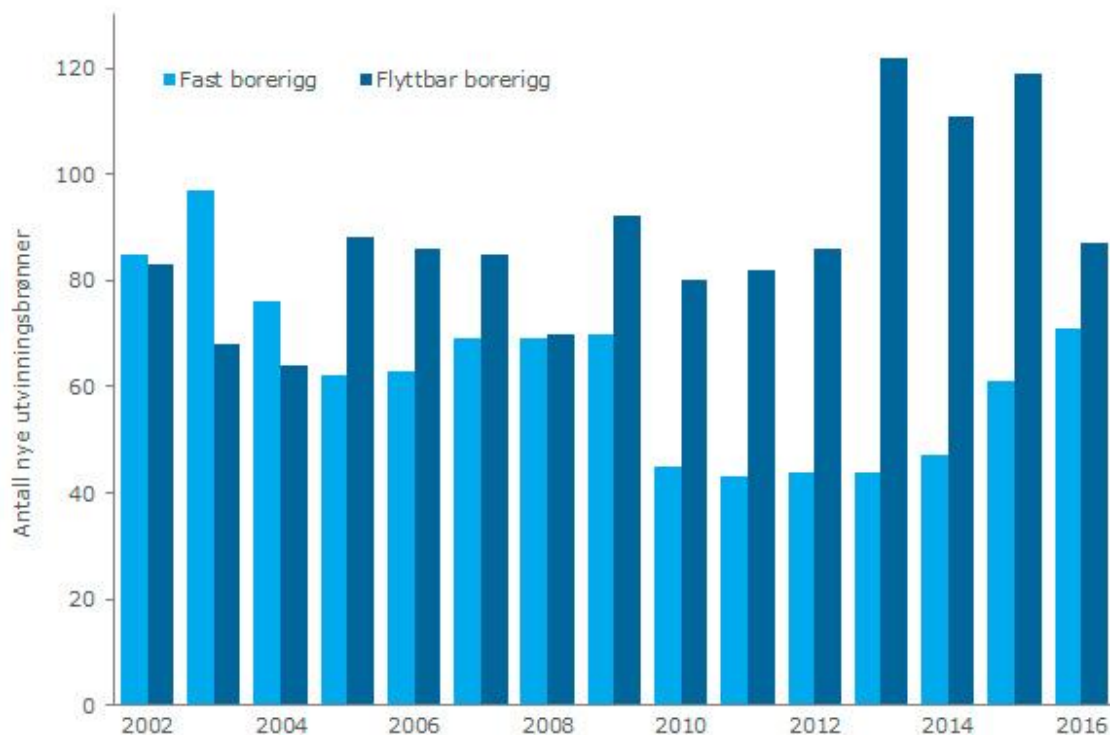
Antall nye utvinningsbrønner har tatt seg opp de siste fire årene

[Last ned grunnlag](#)

## Flyttbar boreinnretning

Det bores for tiden flest brønner med flyttbar boreinnretning. Dette er en naturlig utvikling, siden de fleste nye felt bygges ut uten fast borerigg.

Den markerte nedgangen i boring med fast borerigg fra 2009 til 2010 skyldes mindre boring (med fast borerigg) på flere store felt som Statfjord, Gullfaks, Ekofisk og Valhall.



De fleste nye felt bygges ut uten fast borerigg

📄 Last ned grunnlag

## Bore- og brønnteknologiutvikling

Det kan være utfordrende å bore i mange av de gamle store feltene som fortsatt skal produsere i mange år fordi det ofte er betydelige trykkforskjeller i reservoaret. Samtidig er det fremdeles et stort behov for nye brønner for å optimalisere utvinningen. Det er derfor viktig å ta i bruk og videreutvikle teknologi som kan gjøre det enklere å bore brønner under slike forhold.

Ressursene i tette reservoar kan vanskelig utvinnes økonomisk med tradisjonelle brønner og kompletteringsløsninger. For å kunne produsere fra denne typer reservoar trengs det blant annet løsninger som kan øke innstrømningsareal mot produksjonsbrønnene.

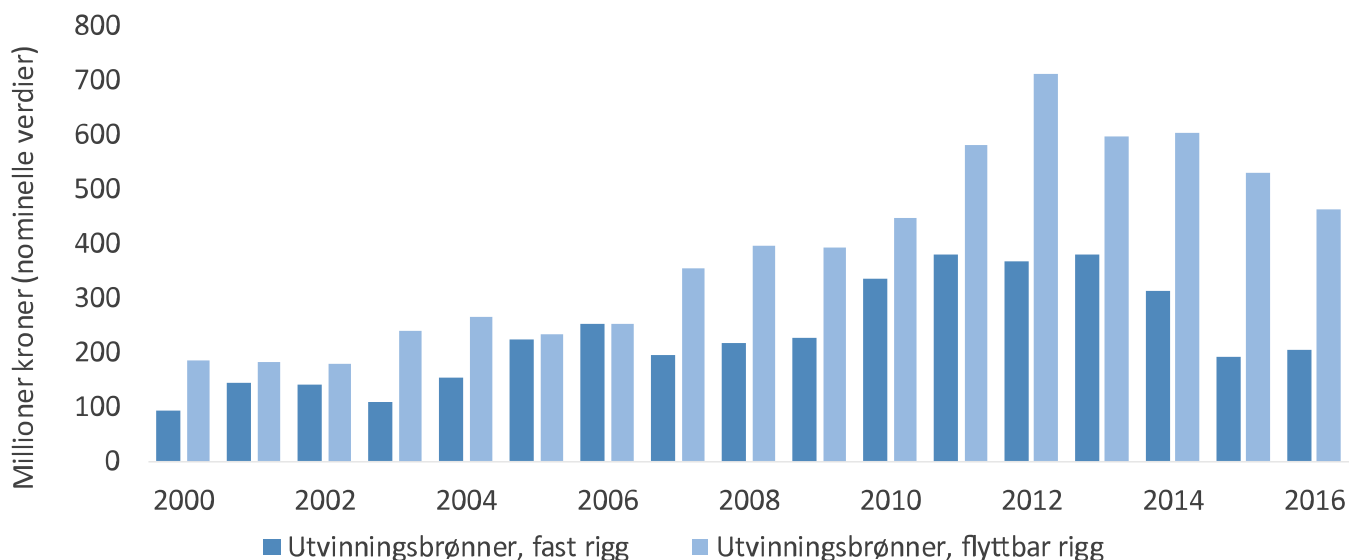
Det er viktig at erfaringen med teknologier som allerede er i bruk på enkelte felt – som [avanserte brønner](#) og [trykkbalansert boring og sementering](#) – deles og gjøres tilgjengelig, slik at teknologiene kan tas i bruk på flere felt. Dette gjelder også boreteknologier som er i utprøvningsfasen, som ny teknologi for [boring i grunne reservoar](#)er og [boring i tette reservoar](#).



Antall havbunnsinnretninger er økende (Bilde: Aker Solutions)

## Borekostnader og boreeffektivitet

Brønner står for en stor del av kostnadene ved utbygging av olje- og gassfelt. I perioden fra 2002 til 2012 var det en økning i borekostnader. Kostnadene per brønn for brønner boret med flyttbar borerigg økte fra et nivå på ca 200 millioner kroner til ca 700 millioner i 2012. Den viktigste årsaken til kostnadsøkningen er prisvekst på varer og tjenester som benyttes i forbindelse med boring av en brønn. Siden 2013 har det vært nedgang, og i 2016 var kostnadene omtrent på 2010-nivå. For brønner boret med fast borerigg var det også betydelig høyere kostnader per brønn i årene 2010 til 2014.



### Utvikling i gjennomsnittlig borekostnad for utvinningsbrønner bore med fast og flyttbar borerigg 2000-2016 (tall for 2016 er prognose).

De fleste utvinningsbrønnene blir boret med flyttbar borerigg der de viktigste kostnadselementene er riggleie (45 prosent) og ulike typer brønnservice (30 prosent). Endrede markedsforhold, riggrater, servicekostnader og produktpriser vil derfor i stor grad kunne påvirke selskapenes kriterier for om en brønn skal bores eller ikke.

Fra 2012 til 2016 har antallet nye utvinningsbrønner gått opp og kostnader per brønn har gått ned. En årsak til denne utviklingen kan være at boreeffektiviteten har gått opp, men det kan også være flere andre årsaker til denne utviklingen.

I næringen pekes det på innføring av nye prosesser for økt operasjonell effektivitet og fokus på reduksjon av ikke produktiv tid. Standardisering og optimalisering av logistikk er også viktige element i raskere gjennomføring av boreoperasjoner.

Utvelgelse av bormål er sentralt i forhold til boreeffektivitet, og skal en oppnå høy effektivitet kan det lønne seg å velge enkle boremaal, det vil si relativt korte brønner med enkel geometri. Økt boreeffektivitet er positivt, men det er viktig at mer utfordrende boremaal, som kan inneholde betydelige og kanskje tidskritiske ressurser, fortsatt blir prioritert.

MER INFORMASJON: Se artikkelen «[Borekostnadene på sokkelen: Knask eller knep?](#)» (s. 13-23) fra Statistisk Sentralbyrå for en grundig gjennomgang av utviklingen av borekostnader over tid.

#### **MER OM ULIKE BORETEKNOLOGIER:**

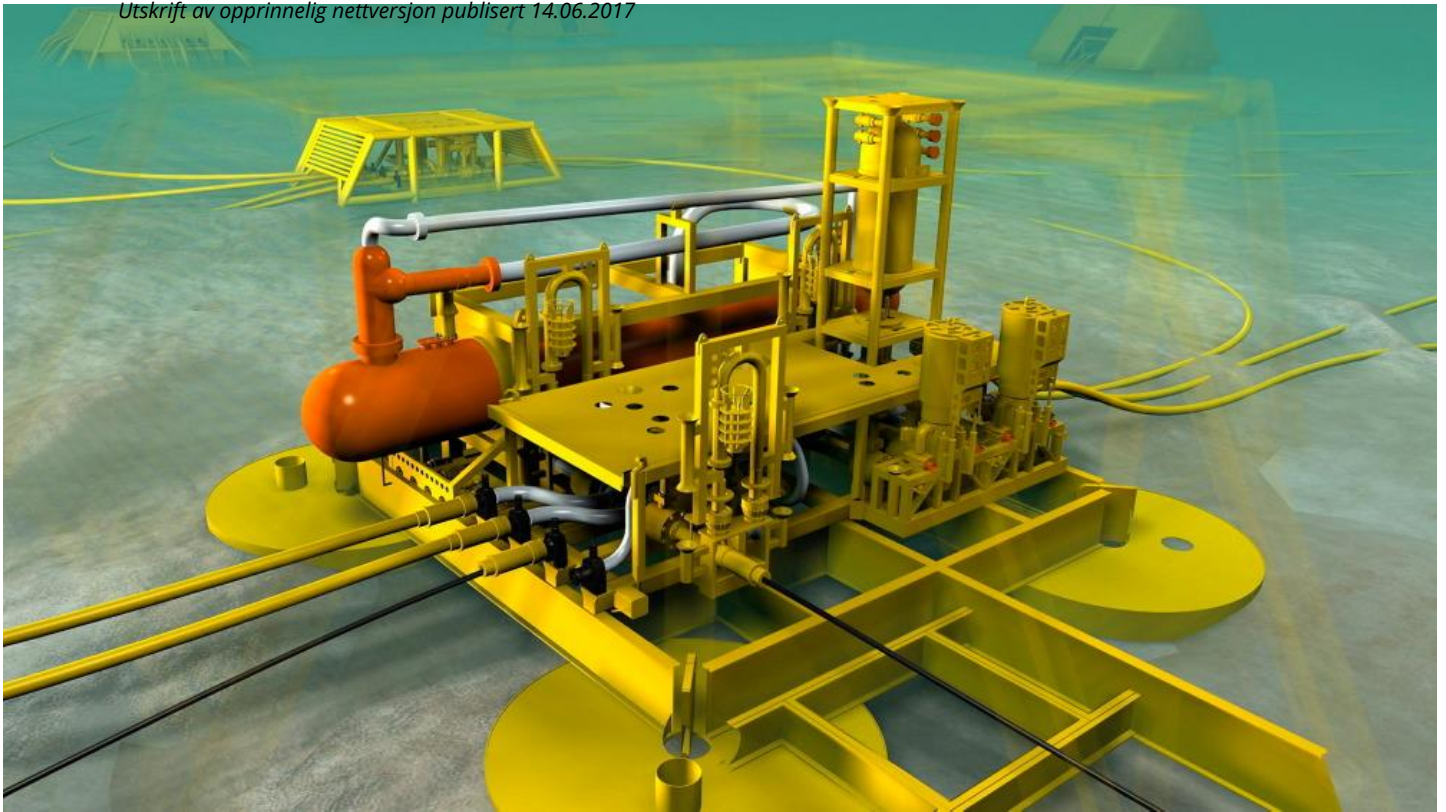
- [Trykkbalansert boring og sementering](#)
- [Avanserte brønner](#)
- [Boring i grunne reservoar \(Barentshavet\)](#)
- [Boring og komplettering i tette reservoar](#)

Tilbake

Neste kapittel: Flere aktører på sokkelen

## **IOR-PRIS**

FMC Technologies er [vinner av ODs pris for økt utvinning for 2009](#). Prisen gis spesielt for brønnskrollsystemet FMC Technologies har utviklet sammen med Statoil for sikker og trykkontrollert boring av sidesteg gjennom eksisterende havbunnsbrønner.



**Bilde: FMC Technologies / Statoil**

I 2009 kom 46 prosent av oljeproduksjonen i Norge fra havbrunnsbrønner. I 2016 var andelen 53 prosent.

Mer om FoU: [Teknologiutvikling](#)

# RESSURSRAPPORT 2017

## Avansert brønnkomplettering

Oljedirektoratet 14.06.2017

**Avansert brønnkomplettering er en teknologi som har vært brukt i mange år. Troll og Snorre er eksempel på felt som har tatt i bruk sonekontroll for å øke utvinningen. Denne teknologien kan ha betydelig potensiale på flere felt.**

Avansert brønnkomplettering er en løsning som inkluderer utstyr som gjør at innstrømning til brønnen kan styres langs brønnbanen, uten å bruke verktøy som kjøres inn i brønnene.

Også injeksjonsbrønner kan ha avansert komplettering, ved at injeksjon i brønnene styres ved hjelp av installert utstyr. Styling av injeksjon eller produksjon langs en brønnbane, blir også referert til som sonekontroll. Sonekontroll i en avansert brønn foregår ved bruk av fjernopererte ventiler fra en innretning eller med autonome systemer som detekterer en verdi som trigger en operasjon.

### Sonekontroll med bruk av ventiler

Den enkleste formen for sonekontroll uten bruk av intervensjon kan være ventiler som er installert i en sandskjerm i reservoaret. Disse ventilene vil utjevne trykkfallet langs brønnbanen og utsette og redusere koningseffekter av vann og/eller gass inn til brønnen. Dette er blitt en standardløsning for mange horisontale brønner på norsk sokkel og regnes ikke lenger som en avansert løsning.

Videreutvikling av denne type utstyr har ført til mulighet for automatisk struping og stenging av ventilene basert på væsketype som strømmer (AICV= Autonomous Inflow Control Valve).

#### AICV - Autonomous Inflow Control Valve



En mer avansert kompletteringsløsning vil være ventiler plassert ved forskjellige soner i reservoaret som kan åpnes og stenges fra overflaten ved bruk av hydraulikk eller strøm. Denne typen

komplettering vil vanligvis også ha trykk- og temperaturovervåking av hver sone. Dette gir verdifull informasjon for operasjon av ventilene og dermed optimal reservoarstyring.

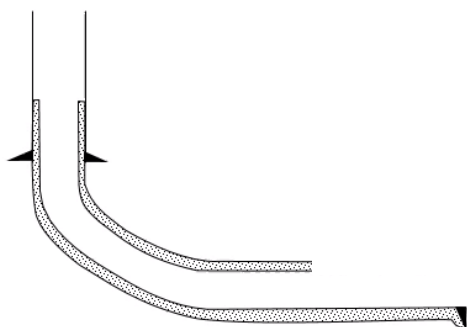
Ventiler som er styrt fra overflaten vil også være nyttige ved for eksempel stimulering og/eller opprensning av dedikerte soner.

En viktig forutsetning for at alle typer av sonekontroll ved avanserte brønnkomplettinger skal fungere, er at sonene som skal styres er isolert fra hverandre, enten ved pakninger eller sement.

## Standard på Troll-feltet

Troll er et av feltene på norsk sokkel der avanserte brønner er blitt standard. I tillegg til at det bores flergrensbrønner med mulighet for kontroll av hver gren, har de fleste grenene en form for avansert komplettering gjennom reservoaret.

Animasjonen viser hvordan fjernopererte ventiler kan styre strømmen både fra grener og soner i en gren (modifisert etter Statoil).



00:00

00:33

Snorre er et annet felt der det har vært utstrakt bruk av sonekontroll gjennom overflatestyrte nedihullsventiler for stenging av vann og gass i høypermeable soner. Studier viser at reservene på Snorre kan øke betydelig dersom systemene fungerer i henhold til intensjonen.

## Flere boreteknologier som kan være aktuelle på norsk sokkel:

- [Trykkbalansert boring og sementering](#)
- [Boring i grunne reservoar \(Barentshavet\)](#)
- [Boring og komplettering i tette reservoar](#)

Tilbake

Neste kapittel: Forskning og utvikling

# RESSURSRAPPORT 2017

## Trykbalansert boring og sementering

Oljedirektoratet 14.06.2017

**Trykbalansert boring- og sementering av brønner er en metode som har vært tilgjengelig lenge, men som først er tatt i bruk på norsk sokkel de siste årene.**

Metoden gjør det mulig å bore formasjoner hvor forskjellen mellom oppsprekkingstrykk og poretrykk er så liten at tradisjonelle boremetoder kommer til kort.

**Trykbalansert boring og sementering av foringsrør kan blant annet benyttes i:**

- Reservoar hvor trykket er redusert på grunn av produksjon
- Reservoarsoner med overtrykk i forhold til normal trend
- Reservoar med spesielt høyt trykk og høy temperatur
- Reservoar der det må bores spesielt lange seksjoner med samme hulldiameter

Metoden justerer trykket på formasjonen ved enten å sette et baktrykk ved å bruke et lukket pumpesystem, eller ved å justere væskenivået i boreriser (også kalt kontrollert riser/stigerør nivå). Bruk av trykbalansert boring og sementering kan også gi økt sikkerhet, med mindre tap av væske til formasjonen og bedre brønnskontroll.

Den tradisjonelle metoden for å kontrollere trykket ved borekronen er å tilsette vektmateriale til boreslammet for å øke trykket, eller å tynne ut boreslammet for å redusere trykket. Dette tar lengre tid og er ikke like nøyaktig som trykbalansert boring.

Sementering av brønner er viktig både for å oppnå nødvendige barrierer og for soneisolering i reservoarseksjoner. Dersom formasjonen sprekker opp på grunn av for høyt trykk og sement går ut i formasjonen, er det en risiko for at det ikke etableres barrierer eller soneisolering. Ved trykbalansert sementering er det mulig å justere trykket, noe som vanligvis ikke vil være mulig ved pumping av en forutbestemt sementblanding. Dette øker sannsynligheten for en vellykket sementjobb.

**Benyttet på flere felt: Gullfaks, Kvitebjørn, Grane, Oseberg og Troll, i tillegg til leteboring.**

Gullfaks og Kvitebjørn er de feltene på norsk sokkel med størst bruk av trykbalansert boring og sementering, og med stor suksess. Flere brønner på Gullfaks ville vært betydelig mer kompliserte å bore og sementere uten denne teknologien.





**Kvitebjørn (Bilde: Harald Pettersen / Statoil)**

På Kvitebjørn er de fleste brønnene de siste årene boret ved hjelp av trykbalansert boring. Før denne teknologien ble tatt i bruk på Kvitebjørn, var alternativet å redusere produksjonen for å opprettholde muligheten til å bore nye brønner. Statoil hevder at bruken av trykbalansert boring på Kvitebjørn har bidratt til mange milliarder kroner i ekstra inntekter.

Trykbalansert boring gjennom soner med redusert trykk ved justering av væsknivået i stigerør er en metode som er mye brukt på Troll. Metoden har gjort det mulig å bore lange seksjoner med betydelig reduksjon i tap av væske til formasjonen.

På Valhall er det tatt i bruk trykbalansert boring i lagene over reservoaret i boreprogrammet som startet første kvartal 2017.

**Flere andre felt har med jevne mellomrom blitt nevnt som kandidater for trykbalansert boring, men det ser ut til at terskelen for å ta dette i bruk er høy på grunn av utfordringene ved metoden:**

- **Plasskrevende og kostbart utstyr**

Utstyret som brukes for trykbalansert boring er plasskrevende og har høye leiekostnader. Mange borerigger (både faste og flyttbare) har utfordringer med plass og kostnader ved å legge til rette for trykbalansert boring kan derfor være høye.

- **Opplæring i bruk**

I tillegg krever det opplæring. Det betyr at de første brønnene tar lengre tid og koster mer enn brønnene som kan bores etter at borepersonellet har oppnådd en viss erfaring.

## **Tiltak og videre utvikling**

Utvikling og implementering av trykbalansert boring går sakte. Det er viktig at selskapene og leverandørindustrien fortsetter å utvikle disse metodene og redusere kostnadene ved bruk. Implementering av denne teknologien kan åpne for flere lønnsomme boremaal.

I tillegg til å legge til rette for trykbalansert boring i modifikasjonsprosjekter på eksisterende innretninger, er det viktig å planlegge for bruk av denne typen teknologi ved prosjektering av nye innretninger.

Utskrift av opprinnelig nettverson publisert 14.06.2017.



Bruk av trykbalansert boring vil også være viktig for å kunne bygge ut funn i en spesiell reservoartype som kalles karstifiserte karbonater som inneholder olje og gass i større hulrom, og det derfor kan være vanskelig å ha kontroll på trykket for å få sikker boring.

**NORSK SOKKEL:**  
Allerede i 2009 ble  
trykbalansert boring  
beskrevet

### Flere boreteknologier som kan være aktuelle på norsk sokkel:

- [Avansert brønnkomplettering](#)
- [Boring i grunne reservoar \(Barentshavet\)](#)
- [Boring og komplettering i tette reservoar](#)

Tilbake

Neste kapittel: Forskning og utvikling

# RESSURSRAPPORT 2017

## Boring i grunne reservoar

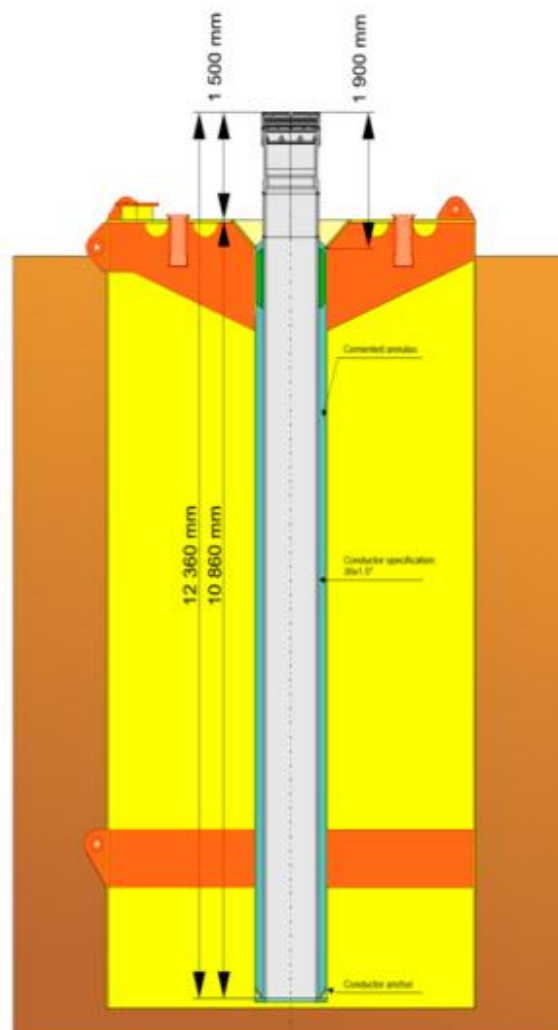
Oljedirektoratet 14.06.2017

**Det er i løpet av de siste årene påvist betydelige ressurser i grunne reservoar, hovedsakelig i Barentshavet. Ved å kombinere eksisterende teknologi kan disse ressursene bli lønnsomme å produsere.**

Den geologiske historien i store deler av Barentshavet er slik at det er sannsynlig å finne reservoar som ligger mindre enn 1000 meter under havbunnen. Reservoar som ligger så grunt har som regel lav temperatur og tilnærmet hydrostatisk trykk.

**SE OGSÅ:** [Dobler ressursanslaget for Barentshavet](#)

For å kunne drenere denne typen reservoar på en effektiv måte, er det ønskelig å bore horisontale brønner med stort reservoareksponeringsareal (mest mulig innstrømningsareal mot reservoaret) på samme måte som for dypere reservoar. I grunne reservoar er slike brønner vanskeligere å bore.



**Solid fundament for brønnen som gjøre det mulig å bore brønnen med vinkel tidlig (Bilde: NeoDrill)**

*Utskrift av opprinnelig nettverson publisert 14.06.2017*

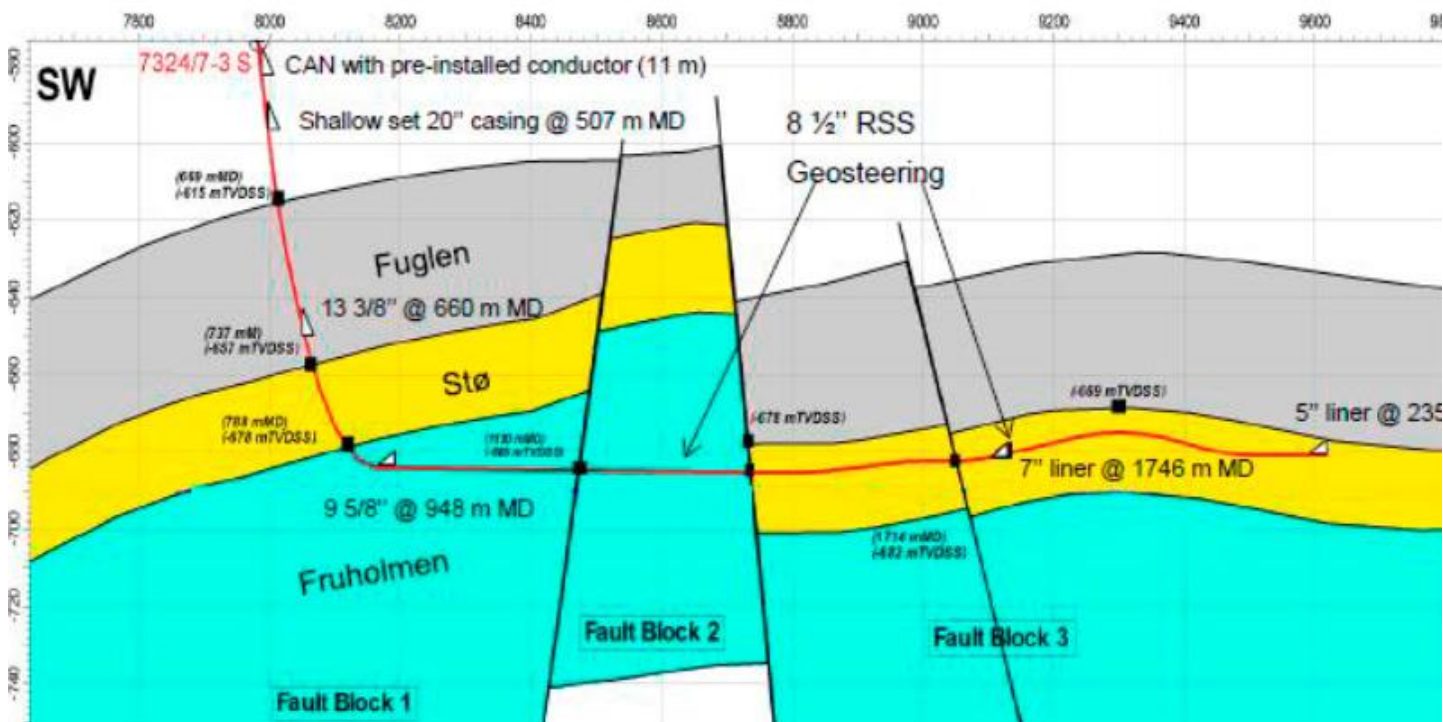
Boring av horisontale brønner er avhengig av at borestreng med borekrone styres ut om lag 90 grader fra et vertikalt utgangspunkt. For å få til dette i grunne reservoar, er det nødvendig å bore med høy vinkelendring.

Det er vanlig å bore med vinkelendringer under 5 grader per 100 meter. I tilfeller med grunne reservoar, kan det være nødvendig å bore med vinkelendringer på over 10 grader per 100 meter.

**Det er nå gjennomført boring i Barentshavet med høy vinkelendring. Flere teknologier har bidratt til å gjøre boring av horisontale brønner i grunne reservoar mulig, og viktig erfaring er nå tilgjengelig.**

Sentrale teknologier er etablering av et solid fundament for brønner som gjør det mulig å bore med vinkel tidlig, og retningsboringsutstyr som kan bore med stor vinkelendring. Samtidig måling og tolkning av egenskapene til bergartene det bores i er også viktig.

LES MER: [CAN-ductor](#)



**Brønn 7324/7-3S på Wisting-funnet er boret med denne teknologien**

**Flere boreteknologier som kan være aktuelle på norsk sokkel:**

- [Trykklansert boring og sementering](#)
- [Avanserte brønnkompletteringer](#)
- [Boring i tette reservoar](#)

[Tilbake](#)[Neste kapittel: Forskning og utvikling](#)

## BORING MED KVEILERØR

### Centrica Butch Pilot Hole



Det har lenge vært forsøkt å utvikle boring med kveilerør fra fartøy. Boring av grunne reservoarer med denne teknologien kan være en effektiv metode både for leting og produksjon.

Denne teknologien kan gjøre det mulig å bore med lettere og enklere utstyr som relativt raskt kan mobiliseres. Boring fra fartøy med kveilerør har vært brukt til boring av brønner for data- innsamling og grunn gass-undersøkelser på norsk sokkel.

Videreutvikling av denne metoden kan gjøre boring av grunne reservoar enklere. Kampanjer med boring av flere letebrønner kan da være et godt alternativ til boring med flyttbare rigger.

Så langt er det bare boret to-tre grunne brønner med denne teknologien. Metoden kan overordnet beskrives ved at et stålrør kveilet på en trommel spoles ut, og senkes sammen med en modul med sikkerhetsventiler fra fartøyet til brønnen. Selve boringen foregår ved at kveilerøret kjøres inn i brønnen ved hjelp av en hydraulisk traktor, samtidig som en hydraulisk motor roterer borekronen. Kraften til å drive borekronen kommer fra slammet som pumpes ned gjennom kveilerøret under boring.

PRESENTASJON: [Riser-less Coiled Tubing Drilling](#) (pdf)

Espen Kopperud, Centrica E&P Norway

Per Buset, Island Offshore

### **Teknologioverføring**

Kveilerør fra fartøy ble brukt til å ta kjerneprøver av fjellet i forbindelse med Rogfast-tunnelprosjektet.

TU.NO: [Vegvesenet tar i bruk offshoret Teknologi på Rogfast](#)

# RESSURSRAPPORT 2017

## Boring og komplettering i tette reservoar

---

Oljedirektoratet 14.06.2017

---

**Store mengder ressurser ligger i «tette reservoar». Disse ressursene er utfordrende å produsere, men med ny teknologi kan disse ressursene bli lønnsomme å produsere.**

«Tette reservoar» har svært dårlige gjennomstrømningsegenskaper (lav permeabilitet). Reservoaret er tett og eller inhomogent med barrierer for gjennomstrømning. For å produsere fra slike reservoar, trengs det spesiell brønnteknologi. Det er derfor viktig at teknologi som kan bidra til effektive brønner i tette reservoar tas i bruk og videreutvikles. Ny og forbedret teknologi og kostnadsreduksjoner vil være viktig for å kunne produsere olje og gass fra disse reservoarene.

LES MER: [Stort potensial i tette reservoar](#)

### Eksempel 1: Frakturering

Hydraulisk oppsprekking eller frakturering er en aktuell teknologi som lenge har vært i bruk, og som i de siste årene er mye benyttet i tette reservoar. Metoden går ut på å spreke opp reservoarbergarten og holde denne sprekken åpen ved å fylle den med sand. Dette blir gjort for å for å skape et større reservoareksponeringsareal i brønnen. Olje og gass kan da lettere strømme inn i brønnen, og produksjonspotensialet fra brønnen øker. For å genere sprekker og holde disse åpne, pumpes det inn vann, sand og kjemikalier, hovedsakelig fortykningsmiddel fra matvareindustrien.

En ulempe ved frakturering kan være at det er vanskelig å kontrollere lengde og utbredelse av sprekken som dannes. Det kan også være utfordrende å lage sprekker vertikalt gjennom bergarter med varierende egenskaper.

### Eksempel 2: Tynne rør

I en alternativ teknologi med samme mål om økt reservoareksponeringsareal benytter tynne rør som bores eller spyles ut fra stålrørene i brønnen. De tynne rørene stikker ut fra brønnen og gjør at olje og gass lett kan strømme langs det tynne røret og inn brønnen. En av fordelene med denne teknologien, er at lengden på de tynne rørene, og dermed «sprekken», er kjent. Denne teknologien gjør det også enklere å bore gjennom lag med varierende styrke.

En ulempe kan være begrenset lengde på de tynne rørene og mindre totalt reservoareksponeringsareal enn ved frakturering.

Utskrift av opprinnelig nettsversjon publisert 14.06.2017

## Fishbones AS - Connecting reservoirs with sim...



Åsgard-feltet har som eneste felt på norsk sokkel prøvd ut den norske teknologien «[Fishbone](#)» i de tette sonene på Smørbukk Sør.

### Flere boreteknologier som kan være aktuelle på norsk sokkel:

- [Trykkbalansert boring og sementering](#)
- [Avansert brønnskomplettering](#)
- [Boring i grunne reservoar \(Barentshavet\)](#)

Tilbake

Neste kapittel: Forskning og utvikling

# RESSURSRAPPORT 2017

## Aktører på norsk sokkel

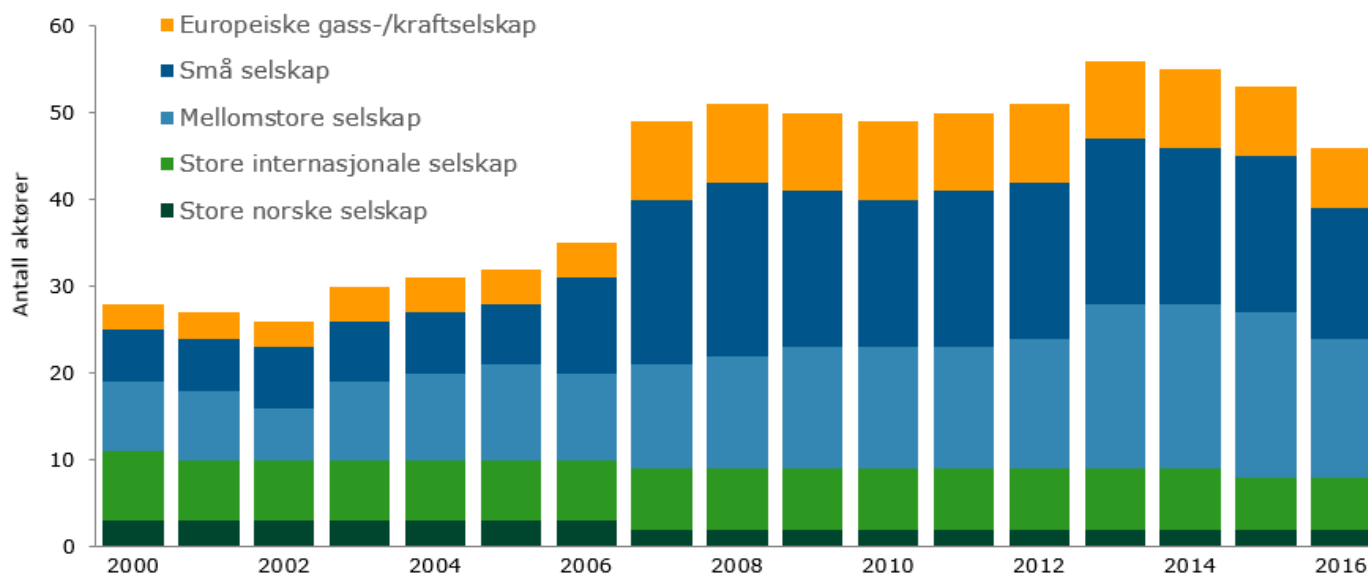
Oljedirektoratet 14.06.2017

**Fram til årtusenskiftet var aktiviteten på norsk sokkel dominert av store oljeselskap. Fra år 2000 har ulike tiltak åpnet for flere typer selskaper, og tiltakene har medført betydelig økning i antall aktører. Det er positivt et aktørbildet gjenspeiler de utfordringene virksomheten står overfor, slik at ressurs- og verdipotensialet på sokkelen kan realiseres.**

Mange av de nye aktørene søker andre forretningsmuligheter enn de store internasjonale oljeselskapene, for eksempel gjennom leting etter mindre forekomster i mer utforskede områder. Aktører med ulike perspektiver styrker forutsetningene for verdiskaping, både på modne og mindre utforskede deler av sokkelen.

### Aktører

De største endringene i aktørbildet skjedde i årene fra 2002 til 2007. I denne perioden ble antallet aktører nær doblet. Det siste tiåret har aktørbildet vært mer stabilt. Det ser likevel ut til at markedsforhold har påvirket utviklingen. I takt med høy oljepris og stor aktivitet kom det stadig nye selskap til i årene mellom 2010 og 2013. Denne tilveksten er noe reversert de senere årene.



**Ved utgangen av 2016 var det 46 rettighetshavere på norsk sokkel.**

I likhet med tidligere perioder med store negative prisendringer ser prisfallet ut til å ha medført en viss selskapskonsolidering. Mens 56 rettighetshavere hadde andeler i aktive utvinningstillatelser i 2013, var antallet redusert til 46 ved utgangen av 2016. Med unntak av «store norske selskap», har det vært nedgang innenfor alle selskapskategoriene i denne perioden.



## SELSKAPSKATEGORIER

Klassifisering av selskapstyper. Operatører for produserende felt er angitt i uthevet skrift.

Inndelingen i grupper er basert på en kombinasjon av størrelse, nasjonalitet og fase (strategi).

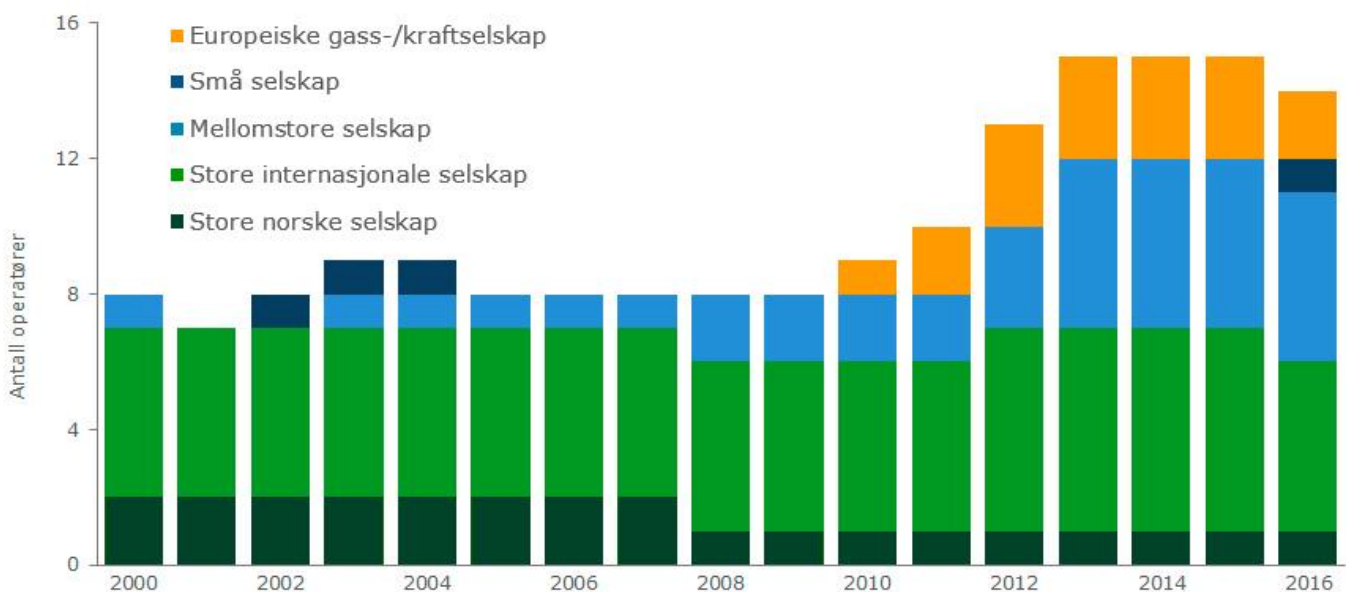
Størrelse er definert ut fra selskapenes markedsverdi på børsen. Selskapenes overgang mellom ulike selskapstyper er ivaretatt historisk, siden de hovedsakelig endrer selskapstype som følge av sammenslåinger og fusjoner.

- Store norske selskap: **Statoil**, Petoro
- Store internasjonale selskap: **Total**, **Eni**, **ConocoPhillips**, **ExxonMobil**, **Shell**, Chevron
- Mellomstore selskap: **Lundin**, **Wintershall**, **Repsol**, **Aker BP**, Hess, Idemitsu, Maersk, Tullow, Suncor, OMV, Lotos, Capricorn, DEA, MOL, Lukoil, Rosneft
- Små selskap: **Faroe**, Fortis, Concedo, Skagen44, Lime, Origo, Kufpec, Atlantic, Wellesley, CapeOmega, North E&P, Point Resources, OKEA, Petrolia, Production Energy Company
- Europeiske gass/kraftselskap: **Centrica**, **Engie**, Dong, Bayerngas, PGNIG, VNG, Edison

Per 31.12.2016

## Operatørselskap på felt i drift

Det har også vært en betydelig tilvekst av selskap som opererer felt i drift. Denne økningen skjedde først og fremst i årene mellom 2010 og 2013. Flere av selskapene ble driftsoperatører ved å bygge ut opererte funn, som da Eni tok Marulk til produksjonsstart i 2012. Andre selskap ble operatører gjennom kjøp av andeler i produserende felt. Eksempler på dette er Wintershall, som tok over Statoils operatørskap i Brage i 2013, og Faroe Petroleum som overtok operatøransvaret for Trym og Oselvar i 2016. Størsteparten av økningen i antall operatørselskap skyldes en tilvekst av mellomstore selskap og europeiske gass-/kraftselskap.



**Etter en periode med tilvekst av en rekke nye driftsoperatører, har bildet vært mer stabilt de siste årene.**

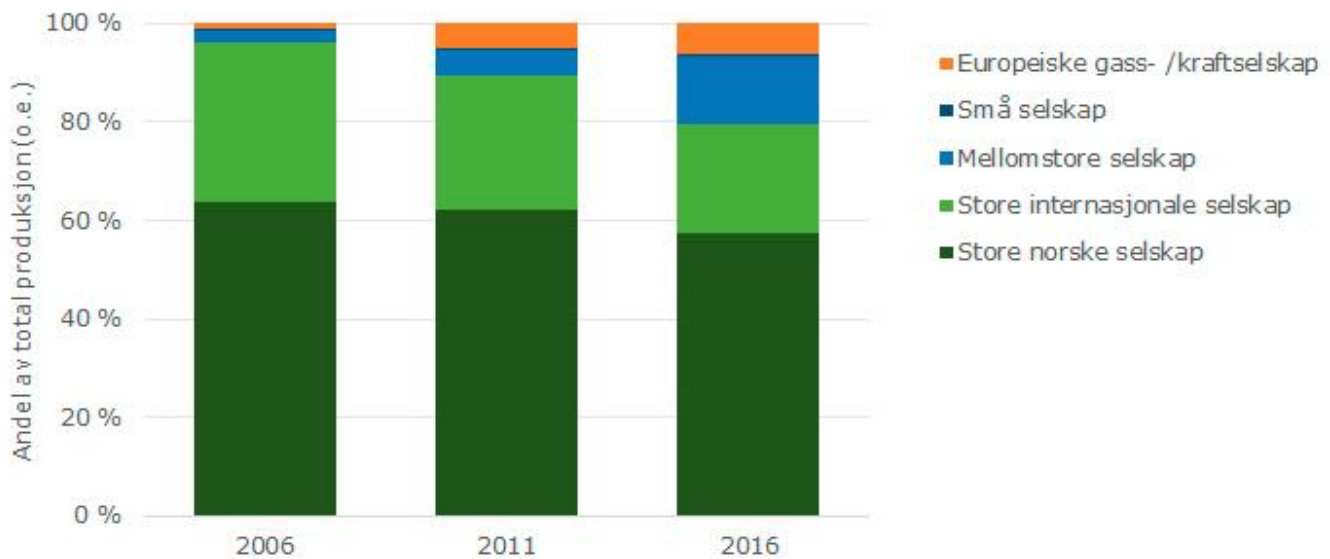
Etter en periode med betydelig økning, er den overordnede tendensen at sammensetningen av driftsoperatører har vært i liten endring de siste par årene. I 2016 var det likevel en liten reduksjon i antall operatører for felt i drift. Denne reduksjonen støtter inntrykket av at det foregår en viss

Utskrift av opprinnelig nettverson publisert 14.06.2017

selskapskonsolidering i driftsfasen. Vi så eksempler på dette da Shell kjøpte BG, og da Det norske og BP Norge fusjonerte til Aker BP. Til tross for at antallet driftsoperatører har vært relativt stabilt, skjer det stadig endringer i sammensetningen av selskapstyper. Point Resources sitt oppkjøp av ExxonMobils opererte andeler representerer et nylig eksempel på at aktørbildet er i stadig endring. Denne transaksjonen er for tiden til behandling hos myndighetene.

## Produksjon fordelt på selskapskategori

Til tross for at det er kommet til en rekke nye aktører på norsk sokkel, er det fortsatt de store selskapene som står for størsteparten av produksjonen. Produksjonen fordeler seg imidlertid stadig jevnere på de ulike selskapskategoriene. Særlig har de mellomstore selskapenes andel av produksjonen økt kraftig det siste tiåret.



**Det er en klar tendens til økende variasjon av selskap over tid (fordeling av årlig produksjon, basert på selskapenes andeler i opererte og partneropererte utvinningstillatelser)**

↓ Last ned grunnlag

## Aktører i letefasen

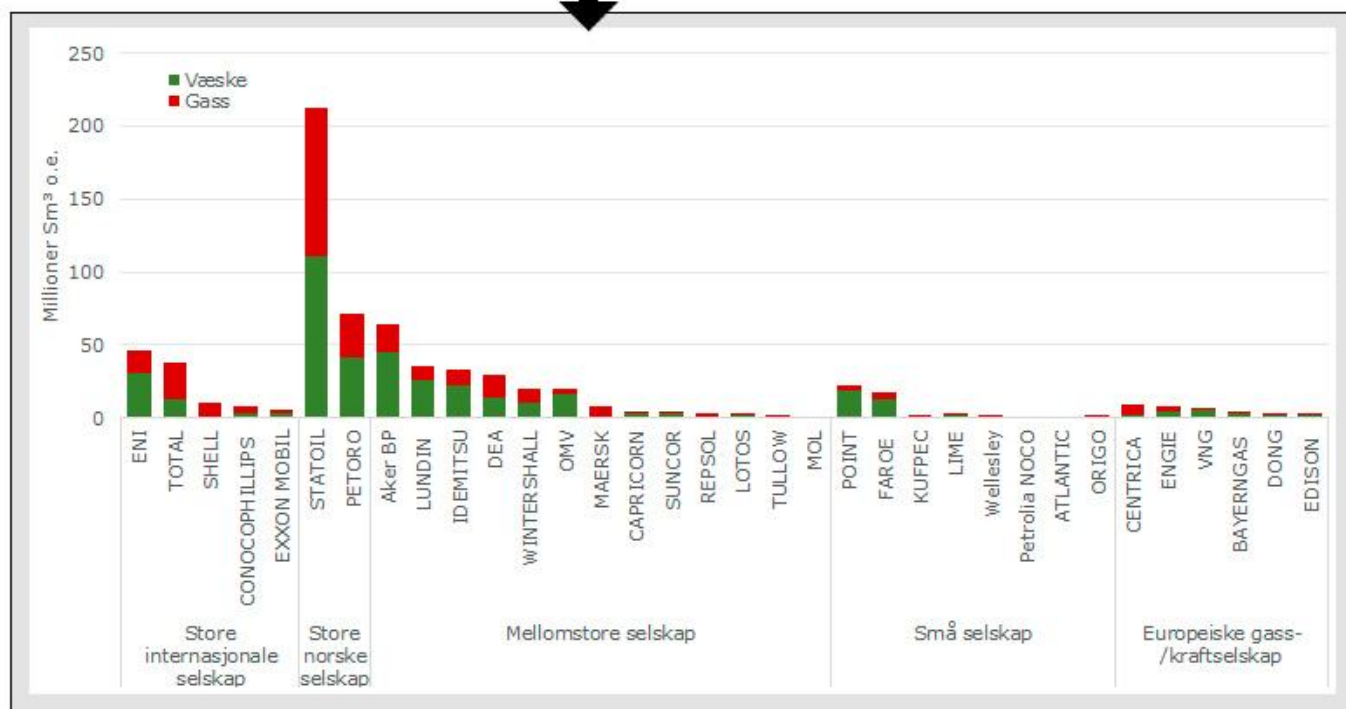
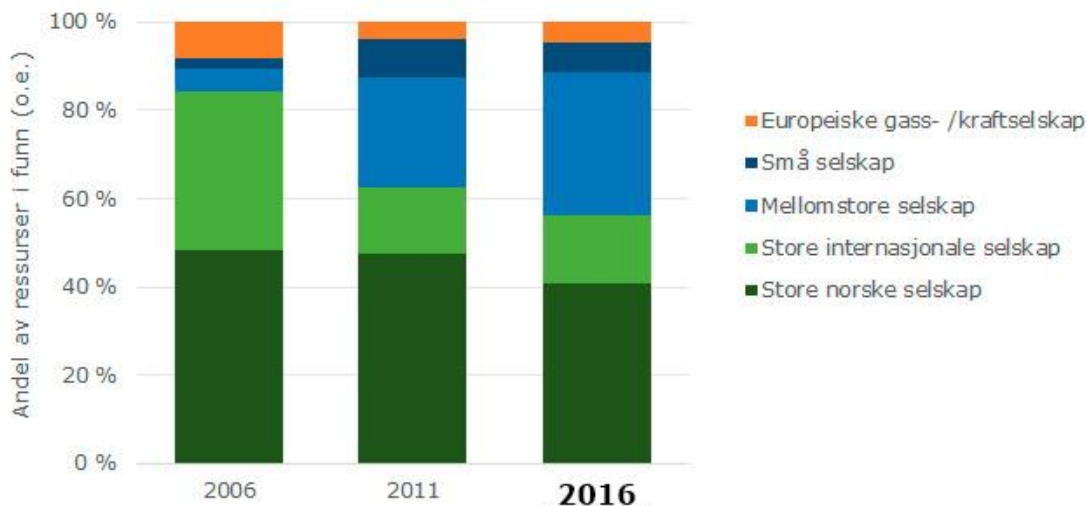
Tilveksten av nye selskap har vært særlig stor i letefasen. Dette har medført høy aktivitet, økt konkurranse og økt idémangfold. [Ressursrapporten for leting fra 2016](#) viser at de nye aktørene har skapt aktivitet, konkurranse og idémangfold, og slik bidratt til nye funn og betydelige verdier for samfunnet. Denne utviklingen kommer tydelig fram når ressursene i funnporteføljen fordeles på de ulike selskapskategoriene.

- I 2006 var de store selskapenes andel av ressursene i funnporteføljen 84 prosent
- Ved utgangen av 2016 var andelen redusert til 56 prosent

Mellomstore selskap besitter omtrent en tredel av ressursene i dagens funnportefølje. I lys av denne utviklingen vil det sannsynligvis skje en ytterligere økning i de mellomstore selskapenes andel av produksjonen, etter hvert som flere funn modnes til produksjon.

## Selskapsressurser i funn

Basert på selskapenes andeler i opererte og partneropererte utvinningstillatelser.



I løpet av den siste tiårsperioden har ressursene i funnporteføljen blitt stadig jevnere fordelt mellom de ulike selskapskategoriene.

↓ Last ned grunnlag

I tillegg til Statoil og Petoro er Aker BP, Eni, Total og Lundin blant rettighetshaverne med eierskap til størst ressurser i funn.

## Nye aktører skaper nye verdier

Etter hvert som nye aktører står for en stadig større del av aktiviteten på sokkelen, er det viktig at selskapene viser evne og vilje til å utvikle prosjekter som sikrer langsiktig verdiskaping. Det er mange eksempler på at nye aktører lykkes med å utvikle utbyggingsprosjekter mot produksjon:

*Utskrift av opprinnelig nettversjon publisert 14.06.2017*

- Wintershall leverte sin første PUD i 2015, som operatør for Maria
- Centrica er i gang med sin første utbygging som operatør på norsk sokkel, etter å ha levert PUD for Oda i 2016
- DEA leverte PUD på Dvalin i 2016. Dvalin er DEAs første PUD som operatør.

Maria, Oda og Dvalin er eksempler på at nye feltoperatører er viktige bidragsytere til verdiskapingen på norsk sokkel.

Maria-feltet skal etter planen kobles til produksjonsplattformen Kristin og flere andre via to havbunnsrammer (Bilde: Statoil/Marit Hommedal)



## Aktørene lærer av hverandre

I takt med at nye selskap etablerer seg på sokkelen, blir erfaringsoverføring mellom aktørene stadig viktigere. Nye aktører kan lære av selskap med en lang historie på sokkelen, samtidig som mange av de nye aktørene også tilfører verdifull erfaring og kompetanse fra andre olje- og gassprovinser.

Oljedirektoratets rolle som pådriver og oppfølger gir forutsetninger for å bidra til erfaringsoverføring mellom aktører. Tett oppfølging gir innsikt som også kan benyttes i dialogen med andre aktører.

Tilbake

Gå til neste tema: Avslutning

# TILTAK FOR MANGFOLD

## Bakgrunnen for tilveksten av nye selskaper

Bakgrunnen for tilveksten av nye selskaper er ulike tiltak som ble gjennomført tidlig på 2000-tallet. Mot slutten av 1990-tallet var oljeprisen rundt ti USD per fat. Det lave prisnivået medførte en betydelig konsolidering, slik at selskapene ble færre og større. Modningen av sokkelen medførte også avtakende forventet funnstørrelse. De store oljeselskapene viste begrenset interesse for leting i modne områder.

På 2000-tallet introduserte norske myndigheter flere tiltak for å oppnå økt verdiskaping fra modne områder. Det var flere tiltak som bidro til å øke mangfoldet av aktører, blant annet:

- [Prekvalifisering av nye aktører](#)
- [Årlig konsesjonsrunde med tildeling i forhåndsdefinerte områder](#) (TFO-ordningen)
- [Leterefusjonsordningen](#)

Prekvalifiseringsordningen tilbyr selskapene en mulighet til å bli evaluert av norske myndighetene.

Hensikten er å finne ut om de kan anses for å være egnet til å delta på norsk kontinentalsokkel, før de eventuelt bruker ressurser på å vurdere konkrete forretningsmuligheter.

TFO-ordningen, med årlige tildelinger, gir jevn og forutsigbar tilgang til leteareal, og sikrer at tilbakelevert areal blir gjort tilgjengelig for selskap med nye idéer.

Leterefusjonsordningen sikrer likebehandling av letekostnader for selskap i ulike skatteposisjon. På denne måten bidrar ordningen til å senke inngangsbarrieren for nye aktører.

# RESSURSRAPPORT 2017

## Innsats og mot på Statfjordfeltet

Oljedirektoratet 14.06.2017

**Statfjord-funnet ble gjort i 1974, og var et av pionerfeltene. I dag ser vi at innsats og mot til å teste og ta i bruk nye metoder har skapt betydelige verdier. Feltet har stått for ca. 12 prosent av den totale norske produksjonen av olje og gass. Fra 1981 til 1994 var Statfjord det feltet som produserte mest olje.**

Opprinnelig hadde feltet en anslått levetid til midt på 1990-tallet. Statfjord senfase, som ble vedtatt i 2005, la opp til produksjon fram til 2012. I dag er planen å produsere til 2022.



Statfjord-feltet er et eksempel på godt samspill mellom myndigheter og oljeselskap helt fra dag én.

En forutsetning for suksess er at det må være både kompetanse og kapasitet til stede hos begge parter – og evne og vilje til dialog for å finne løsninger som er til gode for rettighetshaverne og for samfunnet.

En av OD sine viktige oppgaver er å påse at det allerede i planleggingsfasen for en utbygging blir tatt høyde for mulige framtidige tiltak for økt utvinning. Dette prinsippet gjaldt da vi begynte å bygge ut norsk sokkel. Og det gjelder fortsatt i dag.

På Statfjord var det viktig at det tidlig ble valgt riktig dreneringsstrategi. Etter flere diskusjoner mellom selskapene og OD ble det valgt en strategi som skulle komme til å sikre god produksjon også i feltets senfase.

Det ble injisert vann i det øvre gode reservoaret, Brent-formasjonen, og gass i det nedre, Statfjord-formasjonen, for å utnytte at gass var mest effektivt anvendt i Statfjord-reservoaret og for å ha kontroll på hele produksjonsløpet. En beslutning som var vellykket og som fortsatt står seg i dag.

I tillegg ble det arbeidet med rørledningen Statpipe, en annen viktig milepæl for å redusere risikoen for at gassressurser skulle gå tapt. Statpipe skulle frakte gassen fra Statfjord til Kårstø før den ble fraktet videre ut til Europa.

Det var den gang ikke fullt ut dokumentert teknologi tilgjengelig for å krysse den dype Norskerenna med rørledninger, og mange var skeptiske til om dette lot seg gjøre.

Norsk ingeniørkunst klarte det, som den har klart andre utfordringer på sokkelen. Statpipe var – og er viktig for den omfattende infrastrukturen vi har for eksport av norsk gass.

Siden det i starten ikke var etablert noen ordning for transport og salg av gass, ble løsningen å injisere gassen, noe som bidro til å opprettholde trykket i reservoaret – og til øke oljeproduksjonen. Statfjord er ett av tre felt der det er injisert mest gass. Beregning viser at det er produsert et sted mellom fem og ti prosent ekstra olje som følge av dette. Det meste av den injiserte gassen blir produsert nå og fram til feltet stenger.

Statfjordfeltet er et eksempel på svært vellykket bruk av gassinjeksjon og kombinasjonen av vann- og gassinjeksjon. En erfaring som har vært nyttig å ta med seg til andre felt.

I tillegg er kontinuerlig vedlikehold og oppgradering av boreutstyr for effektiv boring av produksjonsbrønner en del av oppskriften.

I øyeblikket ligger produksjonen godt over det som var estimert da PUD for Statfjord senfase ble vedtatt.

Selv om produksjonen fra Statfjordfeltet nå er en åttendedel av hva den var da toppnoteringen ble registrert i 1987, bringer Statfjord fortsatt inntekter både til rettighetshaverne og til statskassen.

[Tilbake](#)[Neste kapittel: Prosjekt på funn](#)