

RESSURS
RAPPORT
FUNN OG
FELT
2019



OLJEDIREKTORATET

Forord

Petroleumsvirksomheten er en av Norges viktigste næringer. Olje og gass har gitt enorme inntekter som har bidratt til utviklingen av den norske velferdsstaten. Det er nok olje og gass på sokkelen til at dette kan fortsette i mange tiår.

I dag dekker Norge om lag to prosent av verdens oljeforbruk og tre prosent av gassforbruket. Til tross for at vi står for en beskjeden del av den samlede produksjonen, er norsk petroleumsnæring verdensledende innen teknologi. Kompetanse, teknologiutvikling og innsats for å redusere fotavtrykket fra produksjonen er sentralt for virksomheten. Norge har utviklet offshoreteknologi som har resultert i sikker, effektiv og høy produksjon med lave utslipp, og vi er storeksporthør av teknologi til andre petroleumregioner i verden.

Norsk sokkel kjennetegnes av stor variasjon i funnstørrelse og modenhet. Denne høsten starter produksjonen på Johan Sverdrup-feltet. Dette er den største feltutbyggingen på sokkelen de siste 20 årene og bidrar til høy produksjon i lang tid framover. Samtidig starter også produksjonen på feltene Skogul og Utgard. Skogul er den minste feltutbyggingen på norsk sokkel noen gang, og Utgard er et 40 år gammelt funn som endelig bygges ut. Dette viser mangfoldet og mulighetene på sokkelen.

Oljedirektoratets hovedoppgave er å passe på at petroleumsvirksomheten skaper størst mulig verdi for samfunnet. I årets ressursrapport om felt og funn presenterer vi fakta og analyser som viser at det jobbes godt med å skape verdier på sokkelen. Samtidig ser vi at det er et betydelig potensial for å øke verdiskapingen ytterligere. Vi er opptatt av at alle lønnsomme fat skal produseres, ikke bare de enkleste.

Det er funnet mye olje og gass som det i dag ikke er planer om å produsere. Ny og mer kostnadseffektiv teknologi, bedre bruk av data og nye måter å jobbe på kan imidlertid gjøre at også disse ressursene blir lønnsomme.

Teknologi og kompetanse er fundamentet for en høy og energieffektiv produksjon framover. Da kreves både evne og vilje til fortsatt innsats!

Vi håper at ressursrapporten blir nyttig for alle som står på for å skape verdier for samfunnet gjennom sitt arbeid i næringen og for alle andre som søker kunnskap om de norske petroleumressursene.

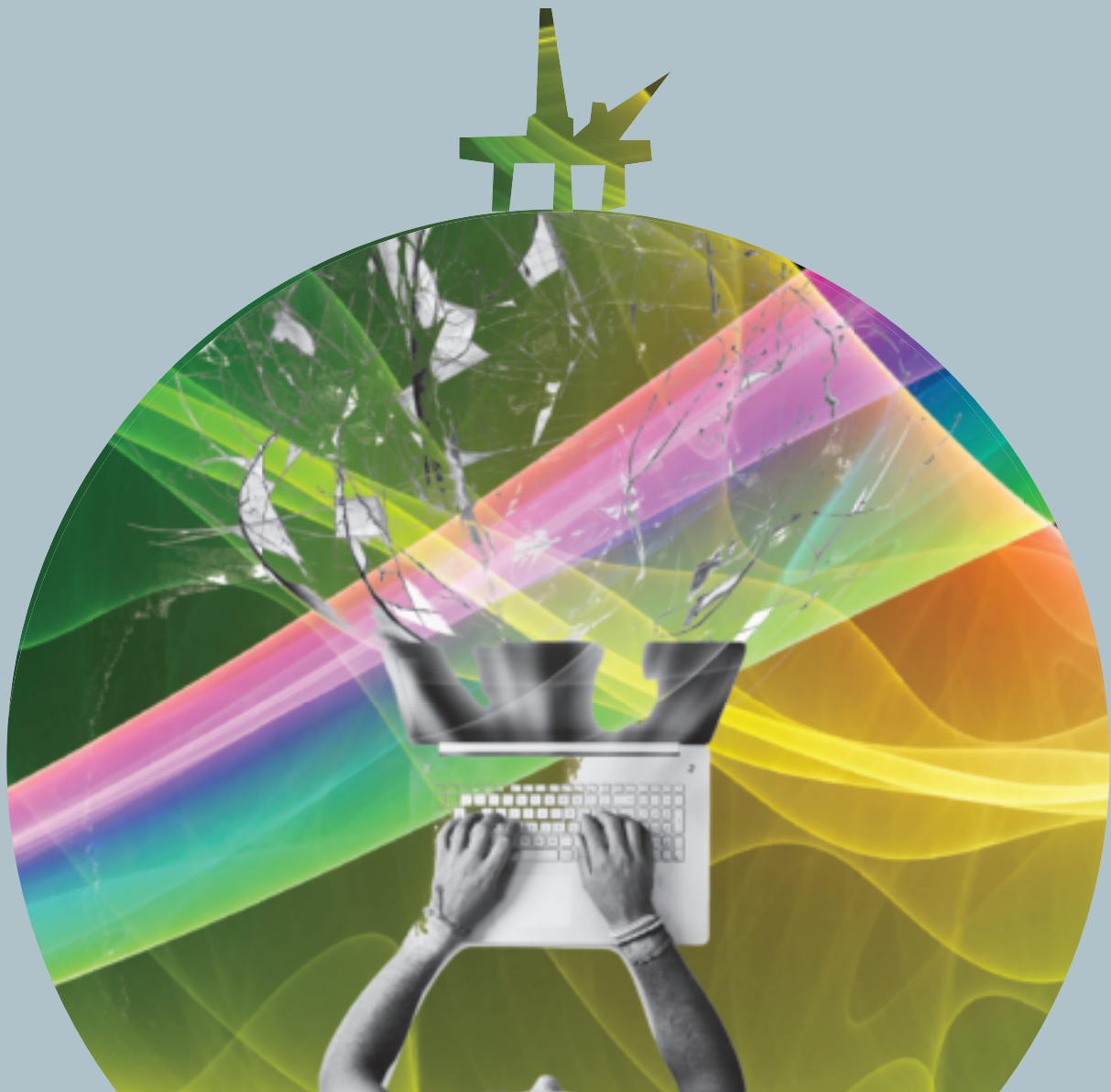


Stavanger 27. september 2019

A handwritten signature in black ink that reads "Ingrid Sølvberg". The signature is written in a cursive, flowing style.

Ingrid Sølvberg
Direktør for utbygging og drift

SAMMENDRAG



Sammendrag

Ved utgangen av 2018 ble det anslått at de totale utvinnbare ressursene på sokkelen er 15,6 milliarder standard kubikkmeter (Sm^3) oljeekvivalenter (o.e.), inkludert det som allerede er produsert. Forventningsverdien for gjenværende utvinnbare ressurser er 8,3 milliarder Sm^3 o.e., der rundt halvparten allerede er påvist i felt og funn. De store ressursene gir grunnlag for høy verdiskaping fra olje- og gassvirksomhet i lang tid framover.

Ved årsskiftet var det 85 funn der rettighetshaverne ennå ikke har levert en plan for utbygging og drift til myndighetene. Funnene har til sammen utvinnbare ressurser på 660 millioner Sm^3 o.e., og utgjør 15 prosent av de gjenværende oppdagede petroleumsressursene. Rundt halvparten av de samlede ressursene i funnporteføljen ligger i Nordsjøen, litt under en tredjedel ligger i Norskehavet og rundt en femtedel i Barentshavet. Totale investeringer ved utbygging av hele porteføljen er anslått til å være i størrelsesorden 400 milliarder 2018-kroner.

De siste 20 årene har gjennomsnittsstørrelsen på funnene i funnporteføljen gått ned. Innfasing til eksisterende infrastruktur er derfor den mest sannsynlige utbyggingsløsningen for de fleste. Vedlikehold og utnyttelse av ledig kapasitet i eksisterende infrastruktur er en viktig forutsetning for å kunne realisere verdiene i funnporteføljen. Det er også viktig at nye innretninger bygges med tilstrekkelig fleksibilitet til å kunne ta imot tilleggsressurser, og at utbygging og aktivitet samordnes når det er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Det var 85 produserende felt på sokkelen pr. 31.08.19. Produksjonen av olje og gass har holdt seg på et stabilt høyt nivå fra tidlig på 2000-tallet, og økende oljeproduksjon bidrar til at totalproduksjonen kan nå en ny topp i 2023. I perioden 2000 til 2018 økte reservene på felt med om lag 1400 millioner Sm^3 o.e., tilsvarende mer enn tre Johan Sverdrup-felt. Årsaken til dette er at en rekke ulike tiltak for økt utvinning på feltene er besluttet. Bedre undergrunnsforståelse, boring av flere brønner, tiltak for økt utvinning og driftseffektivisering er faktorer som bidrar til å øke reservene og dermed til økt verdiskaping.

I 2018 var mer enn halvparten av investeringene på felt knyttet til brønner. De siste årene har kostnads-kontroll og effektivisering ført til at gjennomsnittlige kostnader pr. utvinningsbrønn er redusert med over 40 prosent. På de fleste felt er også driftskostnadene redusert betydelig. I gjennomsnitt var de 30 prosent lavere i 2017 enn i 2013. Nye løsninger med blant annet automatisering og fjernstyring, bedre bruk av data og mer effektiv drift kan redusere kostnadene enda mer og bidra til å øke verdiskapingen ytterligere.

Etter hvert som produksjonen synker på eksisterende felt blir det ledig kapasitet i flere deler av infrastrukturen. For å utnytte kapasiteten må det letes rundt de modne feltene, eierne av infrastruktur må promotere ledig kapasitet, og selskapene må samarbeide for å fase inn tilleggsressurser. Innfasing bidrar til reduserte enhetskostnader, forlenget levetid for vertsfeltet og fører til at en større del av ressursene kan produseres.

Oljedirektoratet (OD) har kartlagt de tilstedeværende volumene i tette reservoar i 42 funn og felt. Arbeidet indikerer at det er rundt 2000 millioner Sm^3 tilstedeværende oljeekvivalenter i disse funnene og feltene. For å oppnå lønnsom produksjon fra tette reservoar må det utvikles kostnadseffektive løsninger som øker reservoareksponeringen i brønnene, slik at oljen og gassen strømmer bedre. Utvinningen kan likevel i flere tilfeller bare bli lønnsom dersom utbyggingen knyttes til eksisterende infrastruktur. Produksjon fra tette reservoar antas å ha en lang produksjonshorison. Derfor er det viktig å beslutte utbygging før levetiden til eksisterende infrastruktur blir en begrensning.

I 2017 gjennomførte OD en studie av potensialet ved bruk av avanserte metoder for økt utvinning (EOR). Studien er nå oppdatert og utvidet med flere felt og funn. Det er beregnet et utvinningspotensial på rundt 350 millioner Sm^3 o.e. med et usikkerhetsspenn fra 180 til 500 millioner Sm^3 . EOR kan dermed bidra til at betydelige volum utvinnes dersom metodene blir kvalifisert for bruk på norsk sokkel. For å få til dette er det viktig at rettighetshaverne tester EOR-metoder gjennom feltpiloter.

Hensynet til ytre miljø har alltid vært en integrert del av forvaltningen av olje- og gassressursene og blir ivaretatt i alle faser av virksomheten – fra leting, utbygging, drift til avslutning av et felt. Næringen er underlagt strenge rammer for utslipp både til luft og sjø. Økonomiske virkemidler som prising av utslipp gjennom CO₂-avgift og kvotekostnader gir næringen en egeninteresse av å identifisere og gjennomføre utslippsreducerende tiltak.

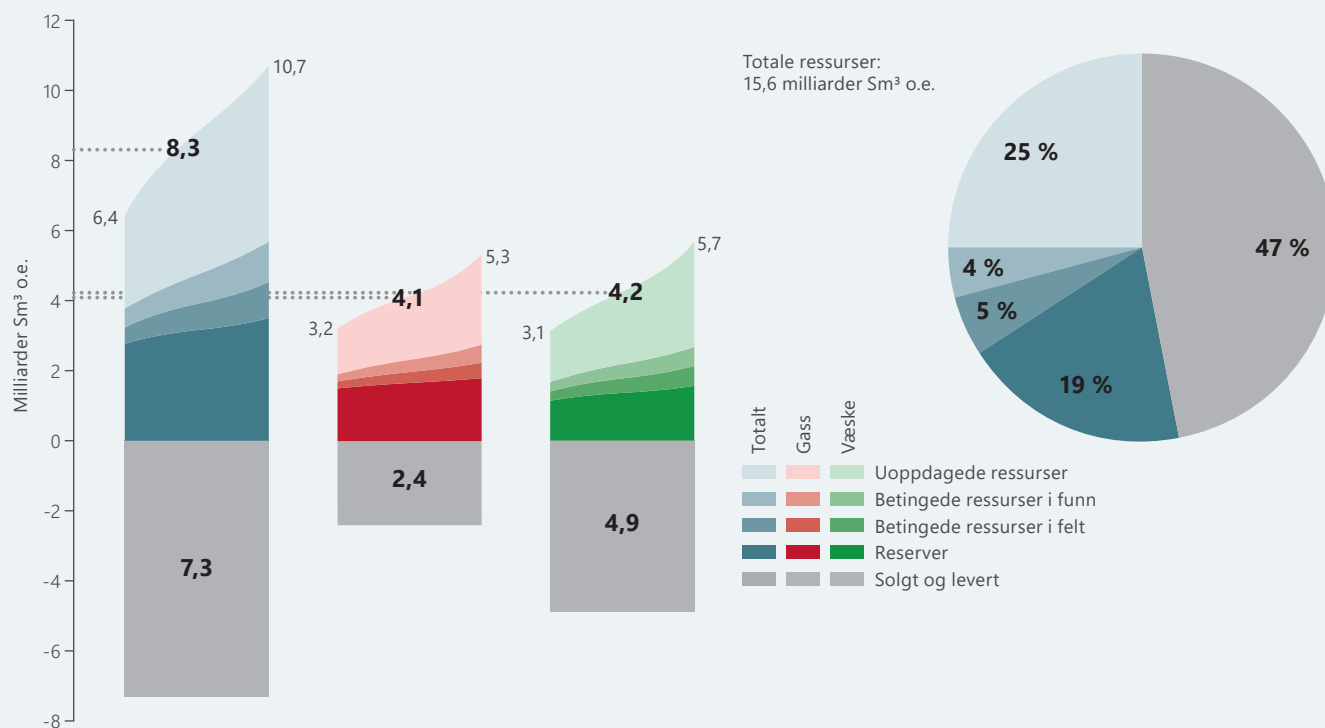
På tross av at petroleumsproduksjonen forventes å øke fram mot 2023, forventes de samlede utslippene av CO₂ og produsert vann å holde seg stabile. Det betyr at utslippene pr. produsert enhet både til luft og sjø går ned. For utslipp til luft skyldes dette blant annet stadig mer bruk av kraft fra land. Når område-løsningen på Utsirahøgda kommer i drift, vil over 40 prosent av produksjonen på norsk sokkel bli drevet med kraft fra land.

Over halvparten igjen

OD legger hvert år fram et ressursregnskap med oversikt over de totale utvinnbare petroleumsressursene. Regnskapet bygger på innrapporterte data fra operatørselskapene, egne vurderinger av felt og funn og våre estimat for uoppdagede ressurser.

Regnskapet for 2018 viser at etter snart 50 års produksjon er det fortsatt mer ressurser igjen enn det

som hittil er produsert. Ved utgangen av 2018 anslås det at de totale utvinnbare petroleumsressursene er 15,6 milliarder Sm³ o.e. Av dette er 7,3 milliarder Sm³ o.e. produsert og solgt. Forventningsverdien for gjenværende utvinnbare ressurser er 8,3 milliarder Sm³ o.e. Det antas at rundt halvparten av disse ennå ikke er påvist. I dag er anslaget over de totale utvinnbare ressurser om lag 50 prosent større enn i 1990.



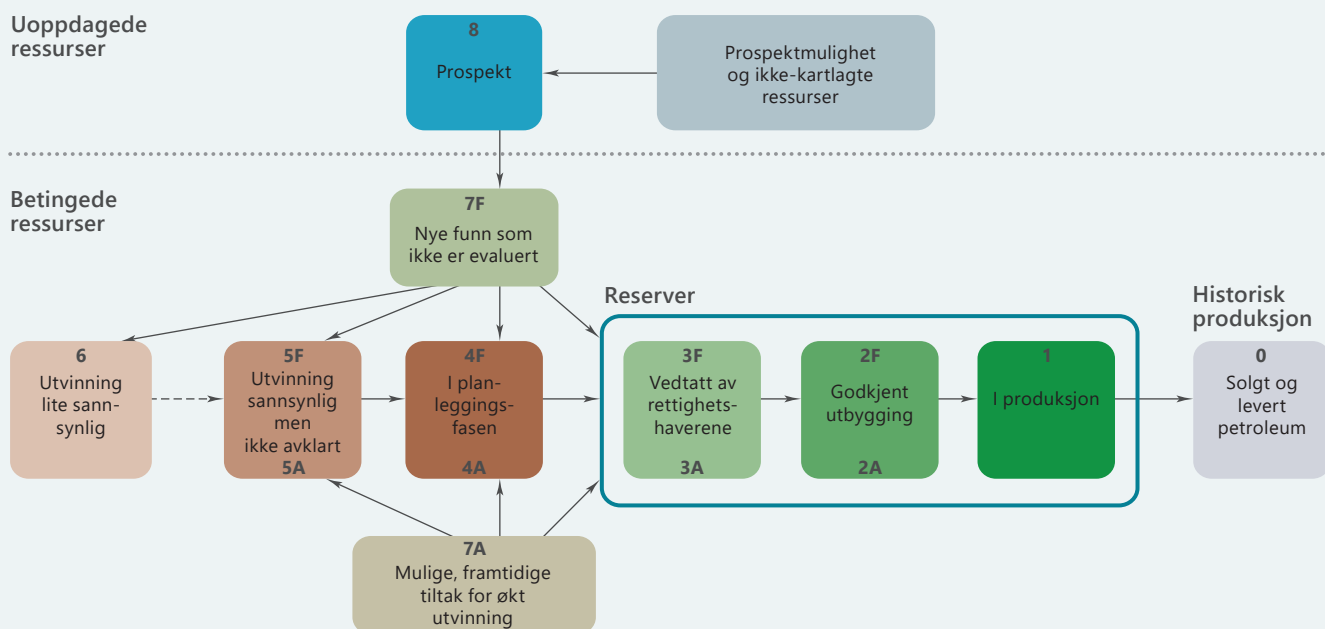
Fordeling av de totale utvinnbare ressursene og usikkerhet i estimatene pr. 31. desember 2018

Ressursene klassifiseres

Ressurser er et samlebegrep for all olje og gass som kan utvinnes. Ressursene klassifiseres i ODs ressursklassifiseringssystem etter hvor modne de er med hensyn til hvor langt de er kommet i planprosessen fra funn til produksjon. Klassifiseringssystemet ble utarbeidet i 1996 og revidert i 2001 og 2016. Endringene i 2016 var hovedsakelig forbedringer i språk, inkludert ny navngivning av enkelte ressursklasser.

Det er de totale utvinnbare petroleumsmengdene som klassifiseres. Systemet er inndelt i tre klasser: reserver, betingede ressurser og uoppdagede ressurser. Alle utvinnbare petroleumsmengder kalles ressurser, og reserver er en særlig gruppe av ressurser.

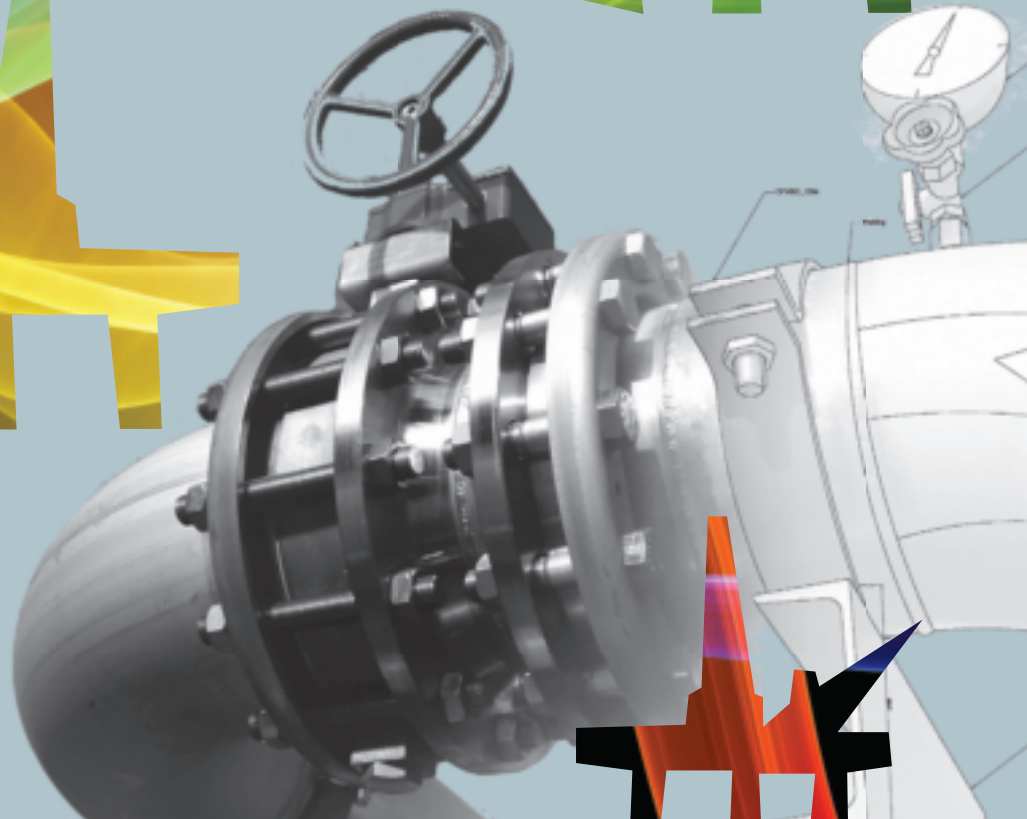
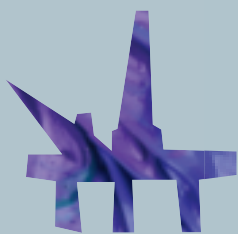
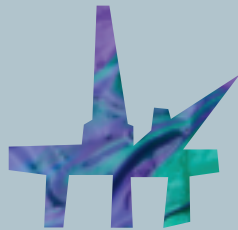
Reserver er petroleumsmengder som er besluttet å utvinne. Betingede ressurser er både utvinnbare mengder som er funnet, men som det ennå ikke er tatt beslutning om å utvinne, og prosjekter for å øke utvinningen fra feltene. I klassifikasjonen benyttes bokstavene F og A for å skille mellom utbygging av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



ODs ressursklassifiseringssystem

kapittel 1

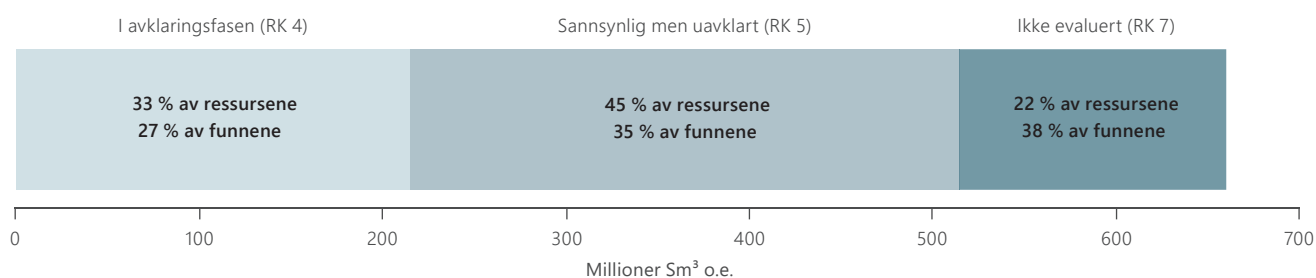
FUNN



Funn

Ved årsskiftet var det 85 funn der rettighetshaverne ennå ikke har levert en plan for utbygging og drift til myndighetene. Funnene har til sammen utvinnbare ressurser på 660 millioner Sm³ o.e., og utgjør 15 prosent av de gjenværende oppdagede petroleumsressursene.

Ressurser i funn

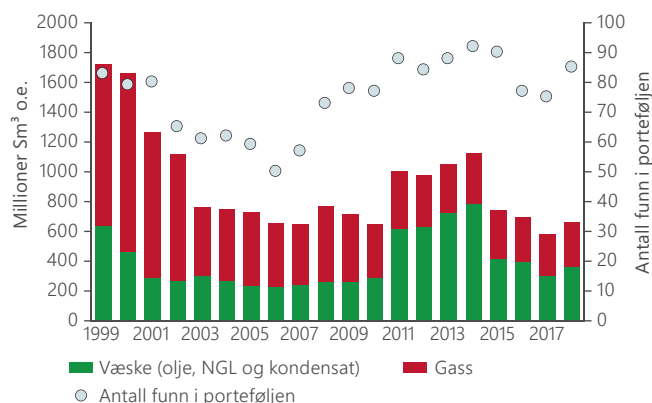


Figur 1.1 Funnporteføljen fordelt på volum og status for utbygging

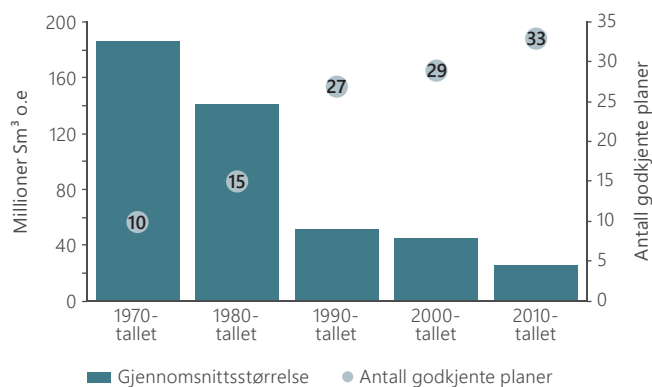
Ressursene i funnporteføljen fordeler seg på 360 millioner Sm³ væske (olje, NGL og kondensat) og 300 milliarder Sm³ gass. Totale investeringer ved utbygging av alle funnene er anslått til å være i størrelsesorden 400 milliarder 2018-kroner. Utbyggingene er enten i avklaringsfasen (RK 4), sannsynlig men uavklart (RK 5) eller ennå ikke evaluert (RK 7). Figur 1.1 viser porteføljen sortert etter status for utbygging (ressursklasser (RK)).

Det var om lag like mange funn i porteføljen ved utgangen av 2018 som i 1999. Gjennomsnittsstørrelsen på funnene er imidlertid redusert fra 20,8 til 7,8 millioner Sm³ utvinnbare o.e. i samme periode. Dette skyldes at de fleste store funnene er bygd ut, samtidig som nye funn stort sett er mindre enn tidligere. Figur 1.2 viser utviklingen av antall funn og volumestimatene i funnporteføljen siden 1999.

Når funnene i porteføljen blir mindre, må næringen finne løsninger for å få lønnsomhet i utbygginger med mindre ressursgrunnlag. Dette har så langt vært vellykket. Det bygges ut flere funn, aktiviteten på sokkelen er høy og det utvikles teknologi og lønnsomme utbyggings- og driftsløsninger for stadig mindre funn. Figur 1.3 viser gjennomsnittsstørrelsen på godkjente nye utbygginger, og det totale antallet, fordelt på tiår.



Figur 1.2 Utvikling av ressurser og antall funn i funnporteføljen fra 1999 til 2018¹



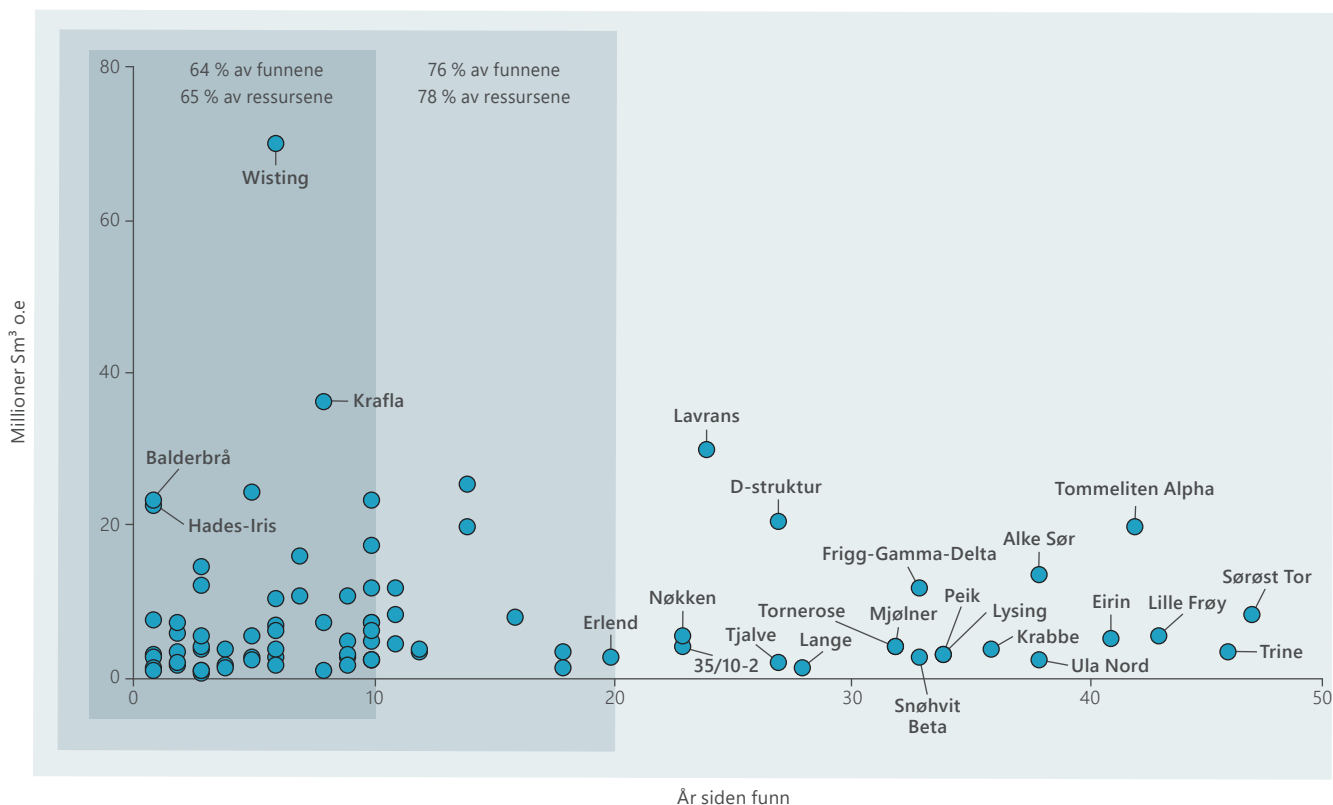
Figur 1.3 Gjennomsnittsstørrelse ved første PUD og antall godkjente utbyggingsplaner

Figur 1.4 viser antall funn og ressurser i funnporteføljen fordelt på antall år siden funn. De fleste funnene i den nåværende porteføljen er gjort i løpet av de siste 20 årene.

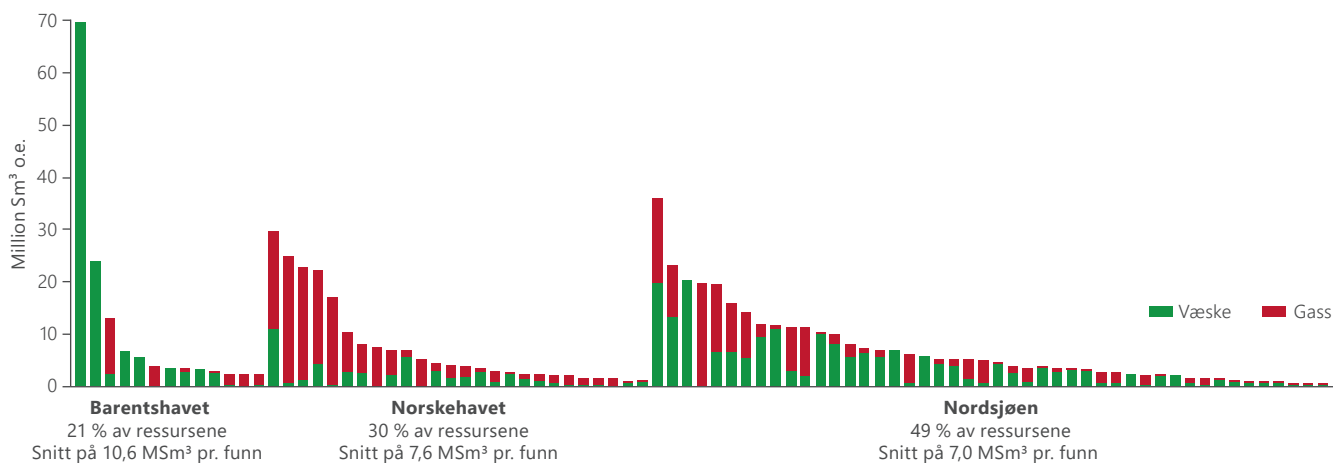
Nye funn er avgjørende for å opprettholde høy produksjon på lang sikt. Det er boret mange letebrønner i 2019. Pr. 31 august var det avsluttet 32 undersøkelserbrønner og gjort 10 funn. Det forventes høy leteaktivitet også neste år.

Ressursene i funn fordelt på havområder

De fleste funnene og rundt halvparten av de samlede ressursene i funnporteføljen ligger i Nordsjøen, litt under en tredjedel ligger i Norskehavet og rundt en femtedel i Barentshavet. Gjennomsnittlig funnstørrelse er størst i Barentshavet med 10,9 millioner Sm³ utvinnbare o.e., fulgt av 7,6 millioner Sm³ o.e. i Norskehavet og 7,0 millioner Sm³ o.e. i Nordsjøen. Figur 1.5 viser funnene fordelt på havområde og forventede utvinnbare ressurser.



Figur 1.4 Antall funn og ressurser i funnporteføljen fordelt på år siden funn

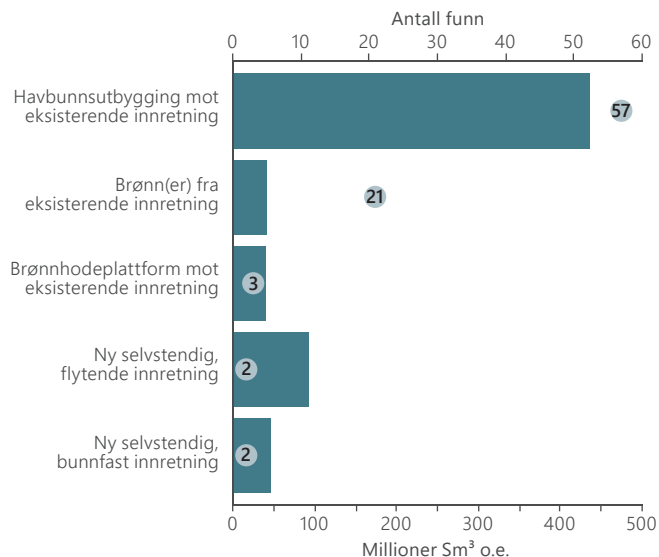


Figur 1.5 Funn fordelt på havområde og forventede utvinnbare ressurser ved utgangen av 2018

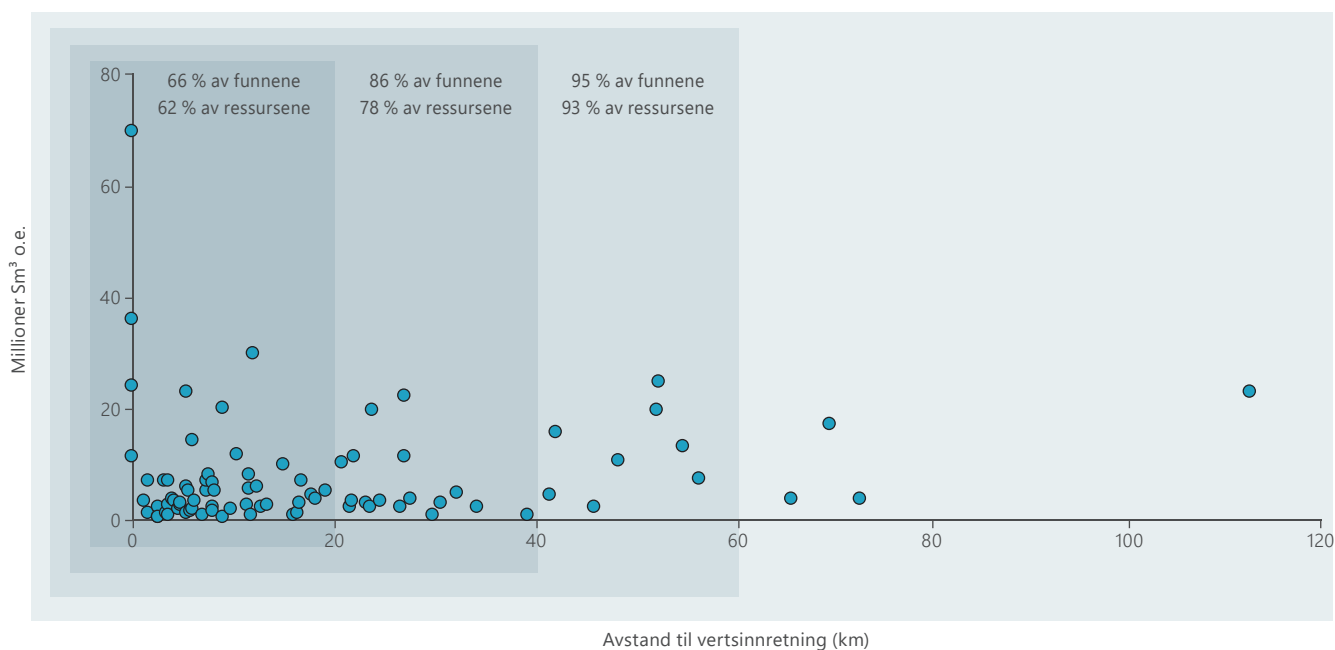
Mange funn i Nordsjøen har estimerte utvinnbare ressurser under 10 millioner Sm³ o.e. Disse blir sannsynligvis bygd ut med havbunnsinnretninger og knyttet til den omfattende infrastrukturen i området.

I Norskehavet ble det funnet 40 milliarder Sm³ gass i 2018 i funnene 6604/5-1 (Balderbrå) og 6506/11-10 (Hades/Iris), som er de største gassfunnene på sokkelen siden 2011. Flere andre større gassfunn ligger også i dette havområdet, og det er sannsynlig at de fleste av disse blir knyttet til eksisterende infrastruktur.

Barentshavet er et mer umodent område. Det er pr. i dag lite utbygd infrastruktur og foreløpig forholdsvis få funn som vurderes for utbygging. Samtidig er Wisting i Barentshavet det største funnet på sokkelen. Her jobber rettighetshaverne med å modne fram løsninger for en selvstendig utbygging. Det vil i så fall gi den nordligste oljeinfrastrukturen på sokkelen.



Figur 1.6 Antall funn og ressurser i funnporteføljen fordelt på mest sannsynlige utbyggingsløsning



Figur 1.7 Ressurser og avstand fra mulige vertsinnretninger for funn i funnporteføljen

Eksisterende infrastruktur må vedlikeholdes og utnyttes

Innfasing til eksisterende eller framtidig infrastruktur gjør det mulig å bygge ut funn som er for små til å bli lønnsomme selvstendige utbygginger. Dette forventes å bli den vanligste utbyggingsløsningen for funnene i porteføljen.

I henhold til dagens planer kan rundt 80 funn med til sammen om lag 500 millioner Sm³ utvinnbare o.e. bli bygd ut på denne måten. En forutsetning for innfasing av funn er at infrastrukturen vedlikeholdes, slik at innretningenes tekniske levetid kan forlenges om nødvendig. Figur 1.6 viser funnene og ressursene i porteføljen fordelt på mest sannsynlig utbyggingsløsning.

Havbunnsutbygging er også aktuelt for større funn. Sju av de ti største funnene antas å bli havbunnsutbygginger fasett inn til vertsfelt. Disse kan til sammen medføre investeringer på over 60 milliarder 2018-kroner med dagens kostnadsnivå og er gode eksempler

på lønnsom utnyttelse av eksisterende infrastruktur. Dette gjelder blant annet Grand-utbyggingen, en samordning av flere funn som planlegges fasett inn til Grane innretningen i Nordsjøen.

En forutsetning for innfasing er at infrastrukturen vedlikeholdes

Transport av ikkeprosessert olje og gass over lange avstander er en teknisk utfordring fordi det er risiko for at avleiringer kan plukke transportrøret. Dette er særlig et problem for oljefunn som ligger langt fra en mulig vertsinnetning. I slike tilfeller må det gjennomføres tiltak for å sikre transporten. Et eksempel er utbyggingen av Fenja der det ble vurdert en teknologi for transport av olje i elektrisk oppvarmede rør i rør over avstander på rundt 60 kilometer. Denne type teknologiutvikling er avgjørende for å kunne utnytte eksisterende infrastruktur enda bedre.

Figur 1.7 viser funnene i porteføljen sortert etter størrelse og avstand til mulige vertsinnetninger. Rundt 80 prosent av funnene og ressursene ligger innenfor en radius på 40 kilometer. Denne overføringsavstanden byr normalt ikke på problemer for transport av olje og gass som ikke er prosessert.

Selvstendige utbygginger

Flere funn i porteføljen kan utvikles samordnet med nye selvstendige produksjonsinnetninger. Dette gjelder funn med samlede ressurser på over 190 millioner Sm³ o.e. som kan medføre investeringer på opp mot 130 milliarder 2018-kroner med dagens kostnadsnivå. Inkludert i anslagene ligger ny utvikling og innfasing av felt som er stengt ned (for eksempel Frøy).

Det er viktig at nye innretninger bygges med tilstrekkelig fleksibilitet til å kunne ta imot tilleggsressurser, og at utbygging og aktivitet samordnes når det er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Myndighetene arbeider for samarbeid på tvers av utvinningstillatelser. Dette er sentralt for å finne de løsningene som skaper størst samlet verdi, for eksempel som i området mellom Alvheim og Oseberg i Nordsjøen og i Alta-Gohta området i Barentshavet.

Myndighetene arbeider for samarbeid på tvers av utvinnings-tillatelser

Fra lite sannsynlig utbygging til utbyggingsprosjekt

Selskapene oppfordres til å levere tilbake funn de ikke har tro på, slik at andre selskap med nye ideer får mulighet til å vurdere funnet for utbygging. Pr. i dag er 147 funn klassifisert som lite sannsynlige utbygginger (RK 6). Funnene ligger både i aktive og tilbakeleverte utvinningstillatelser og anses i dag som ulønnsomme, enten fordi de er for små, krever utvikling av ny teknologi eller ligger for langt fra infrastruktur. Det er viktig at disse ikke avskrives, men evalueres med jevne mellomrom i lys av blant annet ny teknologi, tilgjengelig infrastruktur og endringer i markedsforhold.

Siden 2001 har 37 slike funn med et samlet ressursestimat på 150 -200 millioner Sm³ utvinnbare o.e., endret status til å bli mulige utbygginger. De fleste er i avklaringsfasen der utvinning er sannsynlig men uavklart, eller de skal evalueres på nytt. Sju av funnene er bygd ut eller besluttet utbygd, og for ett av funnene er det besluttet å gjennomføre en prøveutvinning.

Alle de sju funnene er relativt små og er fasett inn til eksisterende felt. Dette viser at selv funn som på et tidspunkt anses som lite sannsynlige utbygginger i enkelte tilfeller kan bygges ut gjennom samordning og utnyttelse av eksisterende infrastruktur.

Nedstengte felt kan utvikles på nytt

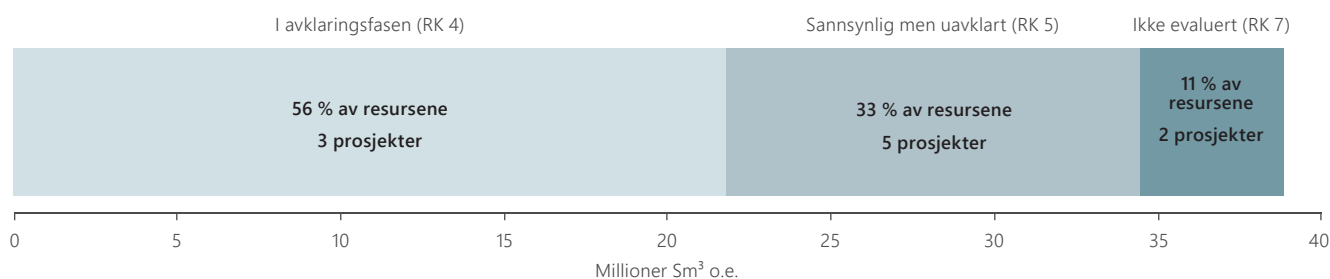
Det er 25 nedstengte felt på sokkelen. Generelt skal all samfunnsøkonomisk lønnsom petroleum være produsert før feltene stenges ned. Likevel kan forhold som teknologiutvikling, markedsendringer og ny infrastruktur føre til at ressurser som ikke ble funnet drivverdige før nedstengning blir lønnsomme senere.

Pr. i dag er det rapportert inn ti prosjekt til OD med mål om å hente ut mer av ressursene i seks nedstengte felt. Disse kan gi en utvinning på om lag 40 millioner Sm³ o.e, fordelt likt mellom olje og gass. Et eksempel er Tor-feltet i nærheten av Ekofisk, der

Funn må bygges ut til rett tid

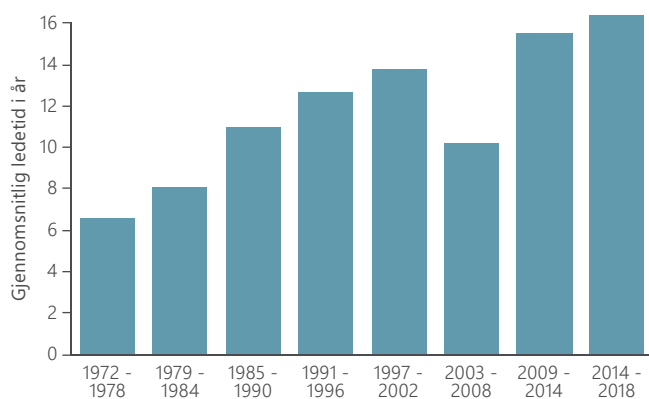
Tiden fra et funn blir påvist til det kommer i produksjon kalles ledetid. Den gjennomsnittlige ledetiden for utbygging av nye felt er 12 år, men det er store variasjoner fra prosjekt til prosjekt. Med unntak av en periode tidlig på 2000-tallet, har ledetiden økt jevnt fra seks år i perioden 1972 – 1978 til 16 år i perioden 2014 – 2018.

Etter hvert som sokkelen modnes blir det gjort færre store funn. Samtidig blir det ledig kapasitet i infrastrukturen, og ny teknologi gjør det mulig med kostnadseffektive utbygginger av



Figur 1.8 Ressursene i prosjekter på nedstengte felt sortert etter status for utbygging (RK)

rettighetshaverne har levert en plan for utbygging og drift for gjenåpning av feltet som ble nedstengt i 2015. Figur 1.8 viser ressursene i prosjekt på nedstengte felt sortert etter status for utbygging (RK).



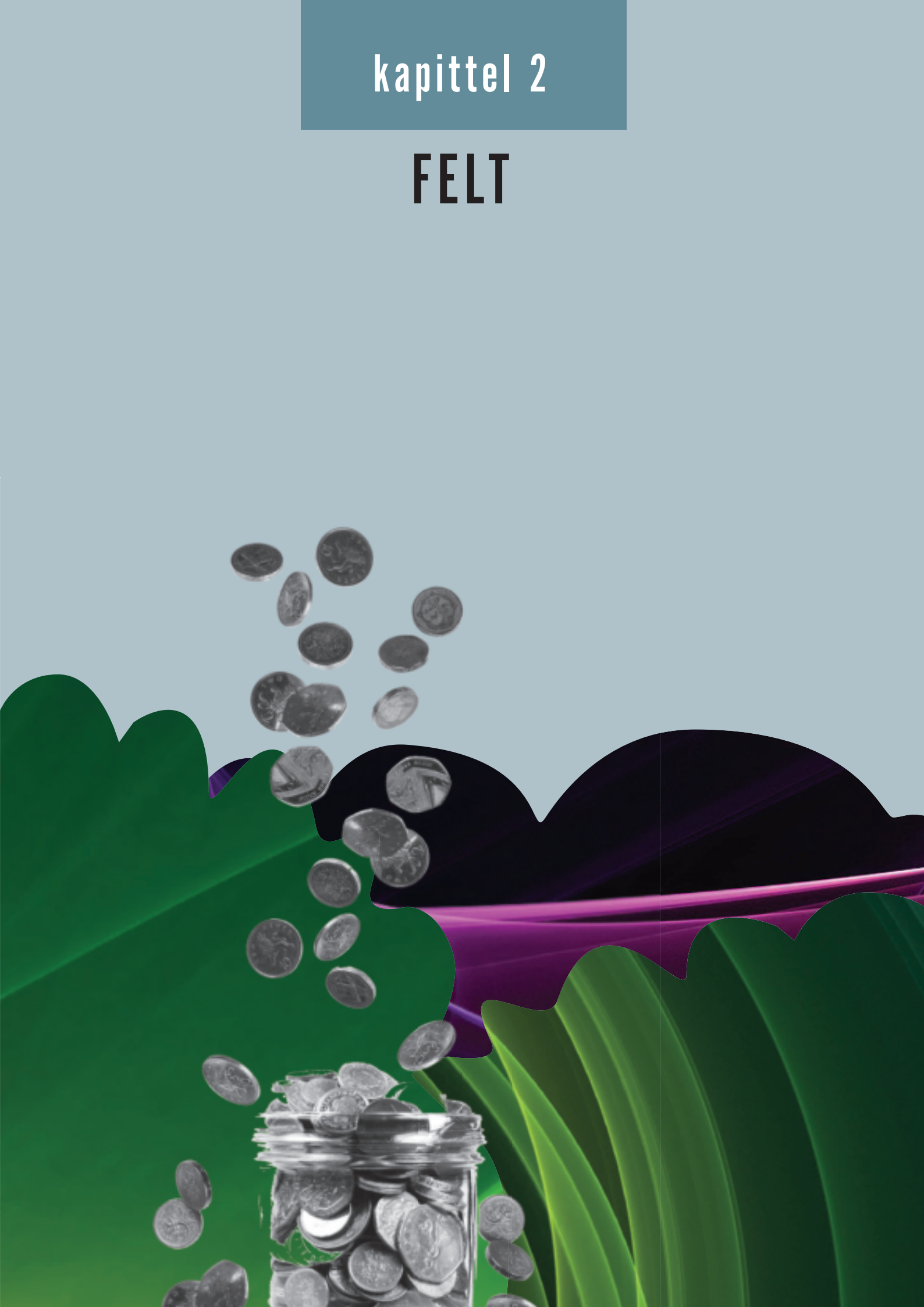
Figur 1.9 Gjennomsnittlig ledetid fordelt på år for produksjonsstart

funn som tidligere ble vurdert som ulønnsomme. Dette gjør at stadig flere av de gamle funnene bygges ut, og den gjennomsnittlige ledetiden øker. Figur 1.9 viser den gjennomsnittlige ledetiden fordelt på år for oppstart.

Det er ikke nødvendigvis negativt at enkelte funn har lang ledetid. Tidvis er det nødvendig at funn venter på ledig kapasitet i tilgjengelig infrastruktur, teknologiutvikling, tilleggsressurser eller endringer i markedsforhold for å kunne bygges ut. Et godt eksempel er Gina Krog som ble påvist i 1978, men som ikke ble bygd ut fordi det var lite og komplekst, og fordi det manglet infrastruktur i området. Ledig kapasitet og funn av tilleggsressurser førte til at det først kom i produksjon i 2017.

kapittel 2

FELT



Felt

Reservene på felt har økt betydelig de siste årene. I kombinasjon med kostnadsreduksjoner har dette ført til høy verdiskaping. For å opprettholde verdiskapingen må rettighetshaverne fortsette å modne ressurser til reserver og beslutte tiltak for økt utvinning.

Produksjonen øker

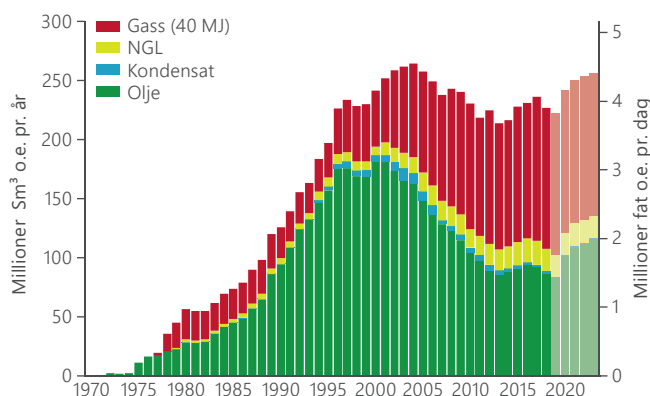
Pr. 31. august 2019 var det 85 felt i produksjon: 64 i Nordsjøen, 19 i Norskehavet og to i Barentshavet. I 2018 ble ett nytt felt satt i produksjon, Aasta Hansteen. To nye felt, Oda og Trestakk i Nordsjøen har kommet i produksjon så langt i 2019. Høsten 2019 er det planlagt oppstart av Johan Sverdrup, Utgard (kom i produksjon midt i september, som felt nr. 86) og Skogul, og i 2020 planlegges det at feltene Bauge, Martin Linge, Yme, Dvalin og Ærfugl skal komme i produksjon.

Prognosene fram mot 2023 viser at produksjonen øker fra 2020. Oppstart av nye felt, blant annet Johan Sverdrup, kommer til å mer enn veie opp for reduksjonen i oljeproduksjon fra felt som nå er i drift.

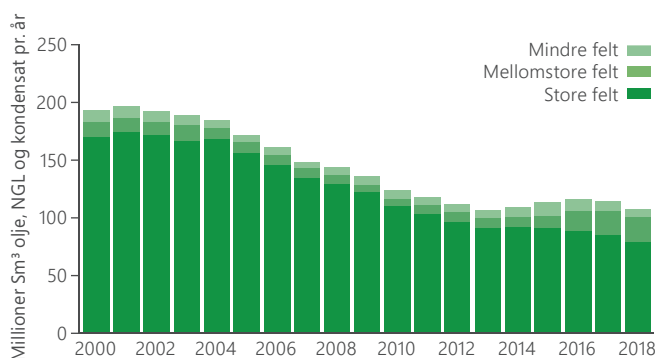
OD har sett på produksjonsutviklingen for felt etter størrelse. Feltene er delt inn i store (mer enn 50 millioner Sm³ o.e.), mellomstore (mellom 15-50 millioner Sm³ o.e.) og mindre felt (mindre enn 15 millioner Sm³ o.e.) basert på historisk produksjon og gjenværende reserver² med utgangspunkt i ressursregnskapet i 2018.

Figur 2.2 viser at samlet væskeproduksjon fra de store feltene har gått ned i perioden 2000 til 2018. Dette motvirkes til en viss grad av produksjon og utbygging av flere mellomstore og mindre felt. Andelen av den totale oljeproduksjonen fra mellomstore og mindre felt har steget fra fem prosent i år 2000 til nesten 30 prosent i 2018.

I samme periode har det vært økning i gassproduksjonen. Dette veier opp for nedgangen i oljeproduksjon, slik at totalproduksjonen har holdt seg på et relativt stabilt og høyt nivå. Feltene med høyest oljeproduksjon i 2018 var Troll, Ekofisk og Grane. Troll hadde også høyest gassproduksjon, fulgt av Ormen Lange og Åsgard.



Figur 2.1 Historisk produksjonsutvikling og prognoser fram mot 2023



Figur 2.2 Årlig oljeproduksjon fordelt mellom store, mellomstore og mindre felt



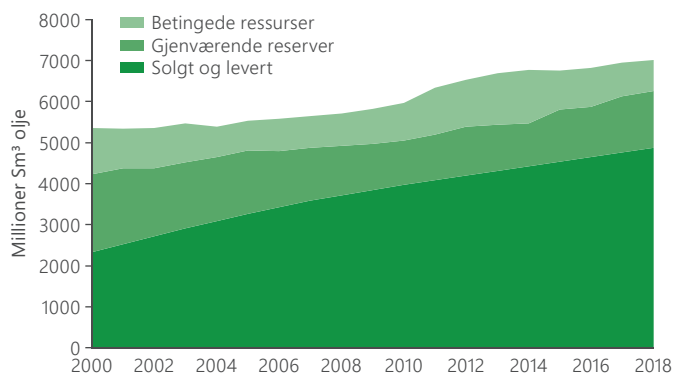
Figur 2.3 Årlig gassproduksjon fordelt mellom store, mellomstore og mindre felt

Reserve- og ressursutvikling for olje og gass

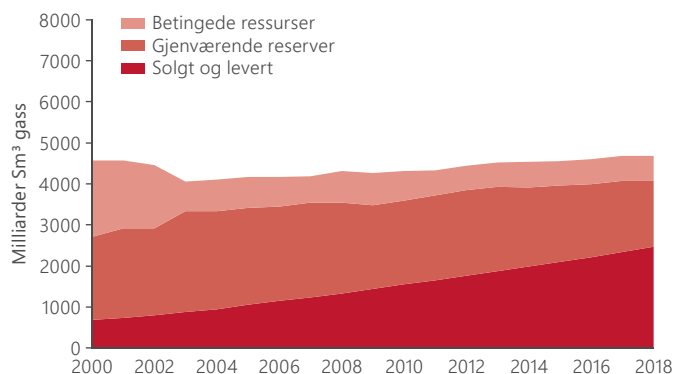
85 prosent av de gjenværende oppdagede petroleumressursene ligger i felt. Modning av ressurser gjennom vedtak om utbygging av funn og tiltak for økt utvinning på felt, fører til at reservene (inkludert det som er solgt og levert) øker.

I perioden 2000-2018 økte summen av reservene og det som er solgt og levert med om lag 3500 millioner Sm³ o.e. tilsvarende mer enn ni Johan Sverdrup-felt

I perioden 2000 til 2018 økte summen av reservene og det som er solgt og levert med om lag 3500 millioner Sm³ o.e., tilsvarende mer enn ni Johan Sverdrup-felt. Oljereservene (figur 2.4) økte mer enn gassreservene (figur 2.5). Dette kan blant annet skyldes at det ikke er påvist like mye gass som olje, og at manglende infrastruktur for prosessering og transport på deler av sokkelen har gjort det vanskelig å bygge ut mindre gassfunn.



Figur 2.4 Fordeling mellom solgt og levert olje, gjenværende oljereserver og betingede³ oljeressurser



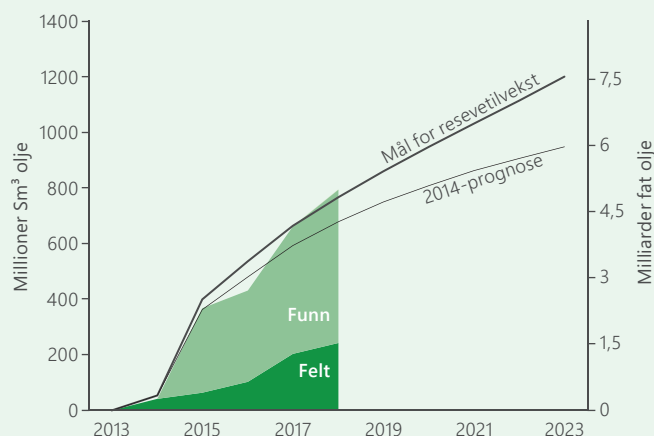
Figur 2.5 Fordeling mellom solgt og levert gass, gjenværende gassreserver og betingede gassressurser⁴

Utvinningsgrad og reservetilvekst

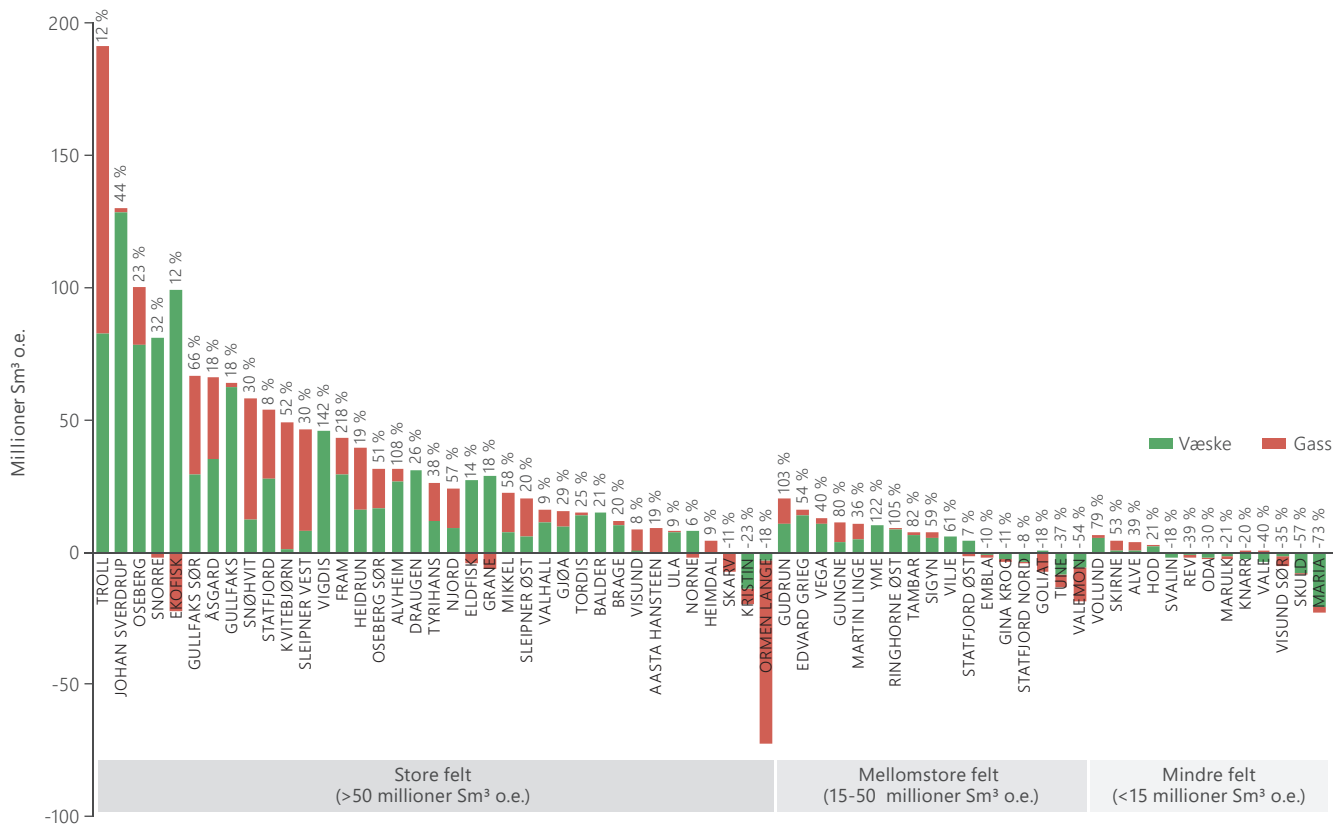
Utvinningsgrad er et mål på hvor stor andel av de tilstedeværende ressursene som utvinnes. Det er imidlertid stor variasjon mellom felt (og deler av felt) når det kommer til reservoaregenskaper. Utvinningsgrad er dermed ikke egnet som et mål på den totale utvinningen på sokkelen, men kan måle utviklingen på enkeltfelt over tid.

Reservetilvekst er et konkret mål på hvor mye ressurser som besluttes for utvinning og gjøres om til reserver. Reservetilveksten gir et bedre totalbilde av utviklingen enn utvinningsgrad. I et sokkelperspektiv bør oppmerksomheten derfor rettes mot reservetilvekst gjennom utvikling av lønnsomme ressurser.

OD etablerer egne mål for reservetilveksten. For perioden 2014 – 2023 er ambisjonen en tilvekst av oljereserver på 1200 millioner Sm³ olje. Målet ble lansert i 2014 og er en videreføring av en tilsvarende målsetting fra 2005. I 2018 oversteg tilveksten for første gang kurven mot målet for reservetilvekst i perioden.



Figur 2.6 Reservetilvekst for olje målt mot ODs prognoser i 2014, og målet for reservetilvekst



Figur 2.7 Reserveendring for væske (olje, NGL, kondensat) og gass mellom år 2000⁵ og 2018 for felt som har hatt mer enn to millioner o.e. i reserveendring i perioden

Reserveutvikling for olje- og gassfelt

På samme måte som for produksjon har OD kartlagt hvilke typer felt som bidrar mest til reserveøkningen.

Feltene følger samme inndeling i store, mellomstore og mindre felt, og reserveøkningen måles mot reservene i år 2000 eller i PUD dersom feltet er bygd ut etter år 2000. Resultatet av kartleggingen er vist i figur 2.7 som inkluderer alle felt med en absolutt reserveendring større enn to millioner Sm³ o.e.

I perioden 2000-2018 økte reservene på felt med om lag 1400 millioner Sm³ o.e. Dette tilsvarer mer enn tre Johan Sverdrup-felt

400 milliarder Sm³ gass. Dette tilsvarer mer enn tre Johan Sverdrupfelt. Økningen kommer som følge av at det besluttes tiltak for økt utvinning på store og mellomstore felt. Det har også vært reservenedgang i enkelte felt, men dette utgjør lite sammenlignet med den totale økningen.

De totale reservene har økt mest på Troll. For olje skyldes denne økningen hovedsakelig ny bore- og brønnteknologi som både gir mer kostnadseffektive brønner og øker utvinningen pr. brønn. I tillegg har det vært kontinuerlig boring med flere rigger på feltet i mange år. Økningen i gassreservene skyldes at Troll fase 3-prosjektet for økt gassuttak er besluttet. På Johan Sverdrup kommer reserveøkningen som følge av at det andre byggetrinnet er besluttet.

Maria og Ormen Lange i Norskehavet er eksempler på felt som har hatt en reservenedgang. Her har produksjonserfaring og datainnsamling vist at reservoaregenskapene er dårligere enn antatt, og at de tilstedeværende volumene er mindre enn estimert. Nye tiltak som planlegges på disse feltene kan imidlertid føre til at reservene øker i forhold til 2018-estimatene.

Figur 2.8 viser gjennomsnittlig endring i oljereserver for store, mellomstore og mindre felt i perioden. På de store og mellomstore feltene har oljereservene økt jevnt. På de mindre feltene varierer endringene, og i gjennomsnitt har oljereservene gått ned.

Ressurserestimat er usikre, og alle funn har ressursmessige oppsider og nedsider ved utbygging. Det kan

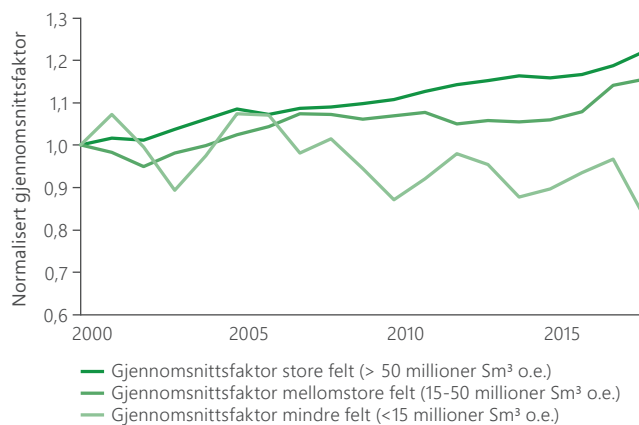
imidlertid være flere forklaringer på at reservene har økt mest på de store feltene.

Rettighetshaverne på store funn tar ofte en utbyggingsbeslutning basert på de ressursene som må til for å få til en lønnsom utbygging, og det blir bygd inn fleksibilitet som gjør at tilleggsressurser kan realiseres over tid. Tilleggsressurser gir reserveøkning.

Mindre funn har lavere ressursgrunnlag. Det bores derfor ofte færre undersøkelsesbrønner før PUD, slik at beslutningsgrunnlaget relativt sett kan bli mer usikkert. Det er derfor viktig at selskap som planlegger å bygge ut mindre funn maksimerer datainnsamlingen fra brønner og andre datakilder for å redusere usikkerheten.

Det er bygd ut mange funn med ressursestimat under 15 millioner Sm³ o.e. siden år 2000. Til sammen inneholder disse reserver på rundt 200 millioner Sm³ o.e. Til tross for en gjennomsnittlig reservenedgang, gir

de mindre feltene likevel et viktig bidrag til de totale reservene. Dette viser at det er viktig å fortsette å finne gode løsninger for å få lønnsomhet i små funn, særlig fordi både funnene i funnporteføljen og nye funn blir mindre.



Figur 2.8 Gjennomsnittlig⁶ endring i oljereserver i forhold til år 2000 for store, mellomstore og mindre felt

Vigdis – en havbunnsutbygging med betydelig reserveøkning

Utbyggingsplan for Vigdis ble godkjent i 1994 og produksjon startet i 1997. Opprinnelig reserveanslag var 29 millioner Sm³ olje. Feltet består av flere forekomster og er bygd ut i flere omganger med sju havbunnsrammer og to satelittbrønner som er koblet til Snorre A. Vann som blir levert fra Snorre A og Statfjord C blir injisert for trykkvedlikehold.

På Vigdis har reservene økt med mer enn 40 millioner Sm³ i perioden 2000-2018. Dette er en økning på nesten 150 prosent. Plan for videreutvikling av Vigdis, inkludert nye funn som er påvist ved feltet, ble godkjent av myndighetene i 2002, og i 2011 ble plan for utbygging av Vigdis Nordøst godkjent. Det er boret 12 lete- og avgrensingsbrønner på Vigdis, fire av disse er boret etter at den første utbyggingsplanen ble godkjent. I tillegg er det boret 47 utvinningsbrønner, hvorav åtte er observasjonsbrønner, 27 er produksjonsbrønner og 12 er injeksjonsbrønner. En viktig forutsetning for den betydelige reserveøkningen på Vigdis er at det er tilgjengelig kapasitet på vertsinnretningen, Snorre.

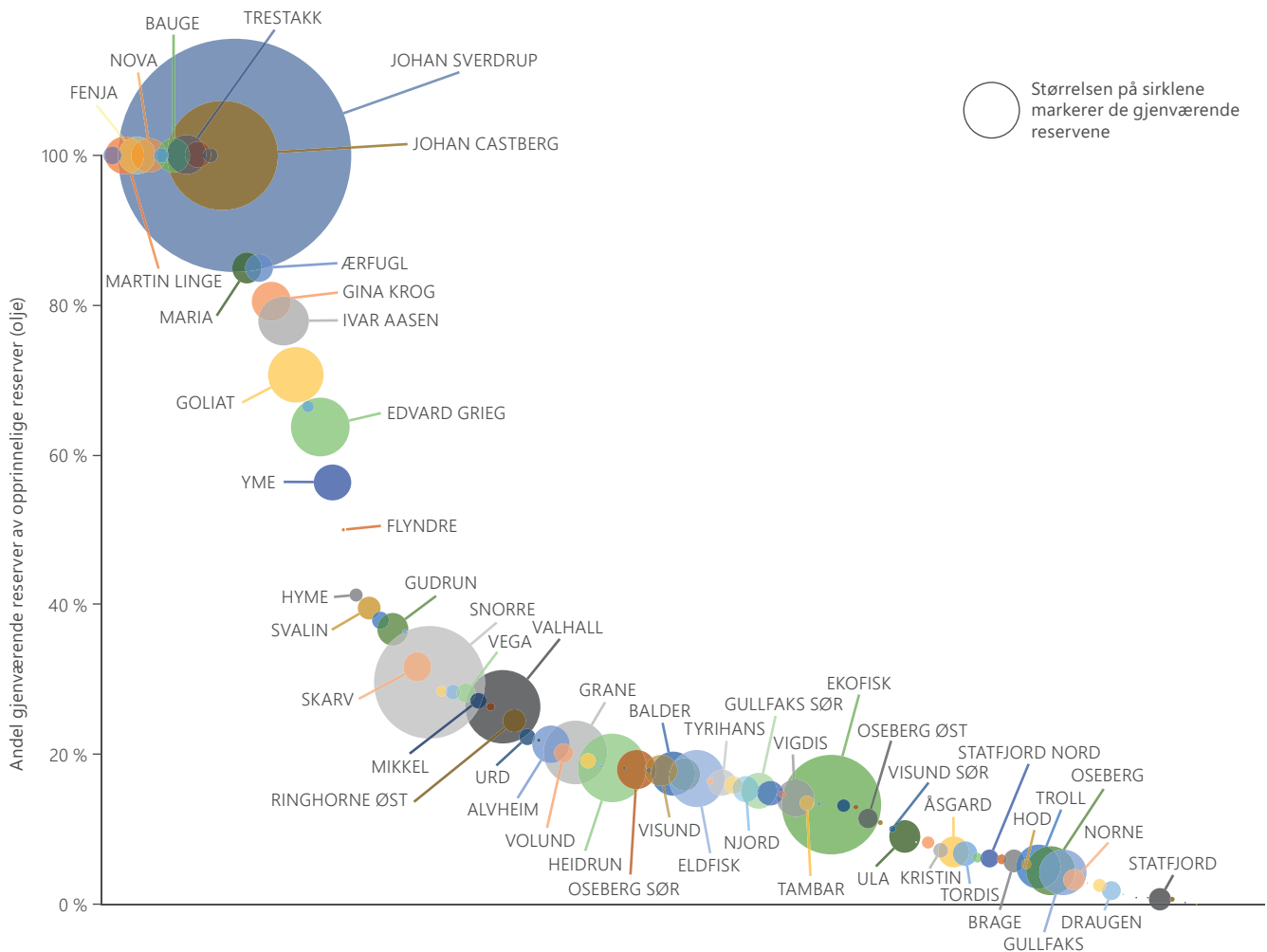
Fokus på undergrunnsforståelse og stadig jakt etter nye volum har bidratt til at reservene på Vigdis har økt jevnt siden år 2000. Seismikk og gode reservoarmodeller har gjort det mulig å finne nye boremaal for både produksjons- og injeksjonsbrønner. I tillegg er samdriftsfordeler med Tordis, en havbunns-



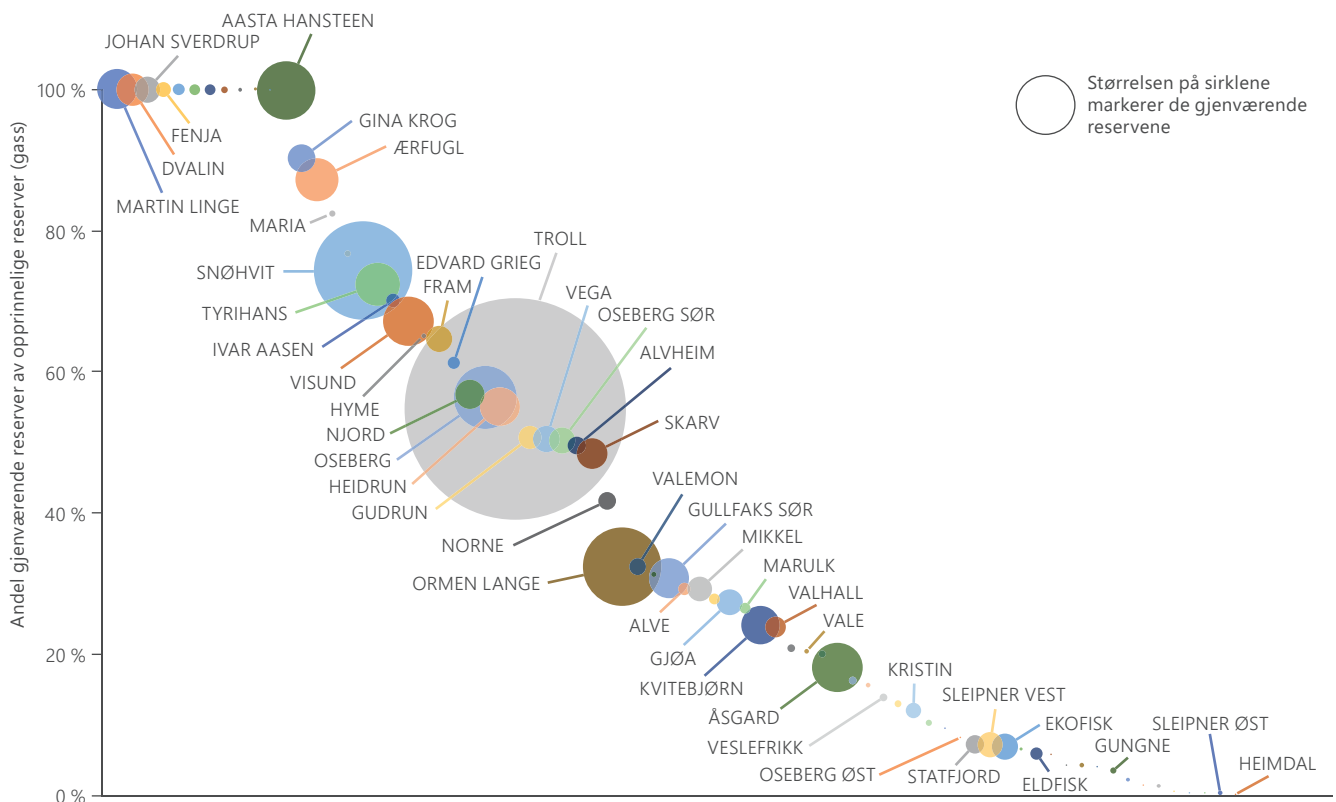
Figur 2.9 Installasjon av en bunnramme på Vigdis. Foto: Equinor

utbygging i samme utvinningstillatelse, en viktig faktor for å holde kostnader nede. Felles bore- og intervensjonskampanjer har gitt muligheter for å bore flere brønner og drive med mer brønnvedlikehold som igjen har økt reservene.

Vigdis er et godt eksempel på en havbunnsutbygging der ressursgrunnlaget er utvidet gradvis ved å tilføre nye forekomster til feltet. I tillegg er effektiv reservoarstyring av produksjon og vanninjeksjon viktig for utviklingen av feltet. For å bedre utvinningen i en lang framtidig halefase, skal det installeres en pumpe på havbunnen som vil øke trykket fra brønnene og dermed akselerere og øke produksjonen.



Figur 2.10 Gjenværende andel av opprinnelige oljereserver og størrelsen på gjenværende oljereserver



Figur 2.11 Gjenværende andel av opprinnelige gassreserver og størrelsen på gjenværende gassreserver

Sokkelen modnes

Flere av de store feltene er nå i en moden fase og har produsert en stor andel av de opprinnelige reservene. Samtidig er flere felt, som for eksempel Johan Sverdrup i Nordsjøen og Johan Castberg i Barentshavet under utbygging og kommer til å bidra til fortsatt høy oljeproduksjon utover 2020-tallet. Figur 2.10 og figur 2.11 viser gjenværende andel av opprinnelige olje- og gassreserver for en del felt. Størrelsen på sirkelene markerer de gjenværende reservene.

Felt som for eksempel Snorre, Valhall, Grane, Heidrun og Ekofisk har fortsatt betydelige gjenværende oljereserver. Disse utgjør likevel bare mellom 15 og 30 prosent av de opprinnelige reservene.

Troll er og kommer i lang tid fortsatt til å være svært viktig for norsk gassproduksjon, til tross for at nærmere halvparten av reservene er produsert. Store felt som Snøhvit, Oseberg, Ormen Lange og Åsgard har også betydelig gjenværende gassreserver. De fleste gassfeltene som er under utbygging er mellomstore, som Martin Linge og Dvalin. Aasta Hansteen er et nytt gassfelt i Norskehavet der produksjonen startet i desember 2018. Utbyggingen har etablert ny gassinfrastruktur i den nordlige delen av Norskehavet.

Tiltak for økt utvinning på felt

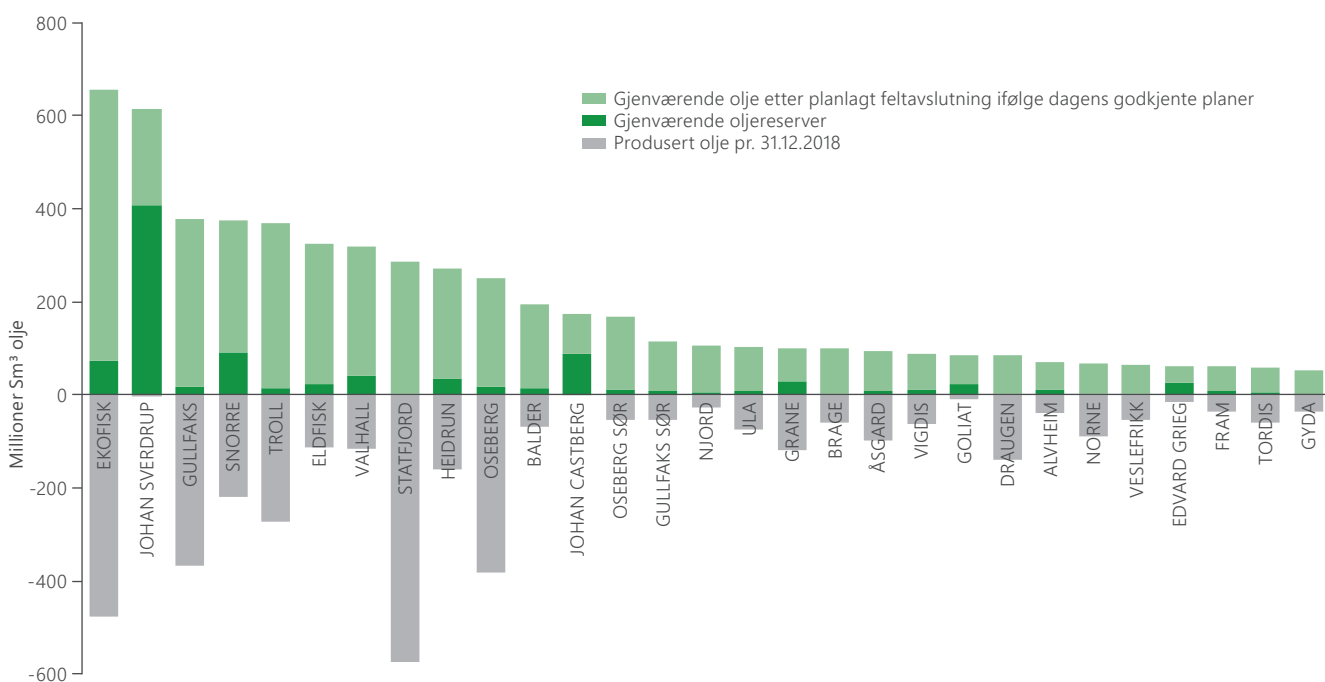
Mange felt inneholder store oljevolum utover det som er planlagt å produsere, og de kommer til å bli stengt ned med betydelige mengder olje igjen i reservoarene.

Derfor er det viktig at det arbeides for å implementere tiltak for økt utvinning, slik at alle samfunnsøkonomisk lønnsomme ressurser blir produsert. Figur 2.12 viser produsert olje, gjenværende oljereserver og gjenværende olje etter planlagt feltavslutning for de største oljefeltene.

I 2018 meldte selskapene inn om lag 150 konkrete prosjekt (RK 4 og RK 5) for økt olje- og gassproduksjon. Volumet i disse prosjektene er rundt 400 millioner Sm³ o.e. I tillegg til konkrete prosjekt, rapporteres også mulige, men ikke konkretiserte tiltak for økt utvinning (RK 7). OD anslår at disse tiltakene kan føre til utvinning av til sammen 200 millioner Sm³ o.e. Ved utgangen av 2018 var dermed i alt 600 millioner Sm³ o.e. klassifisert som betingede ressurser i felt.

En oversikt over ulike typer konkrete ikke-besluttede prosjekt for å øke utvinningen på felt er vist i figur 2.13 med type prosjekt og tilhørende ressurser vist i oljeequivalenter.

Innmeldte prosjekt for å øke utvinningen domineres av nye brønner, både i antall prosjekt (71) og volum (145 millioner Sm³ o.e.). Øvrige prosjekt som bidrar mye er videreutviklingsprosjekt, særlig havbunnsutbygginger med nye bunnrammer tilknyttet eksisterende innretninger, med til sammen mer enn 70 millioner Sm³ o.e., og lavtrykkproduksjon med 80 millioner Sm³ o.e., hovedsakelig gass.

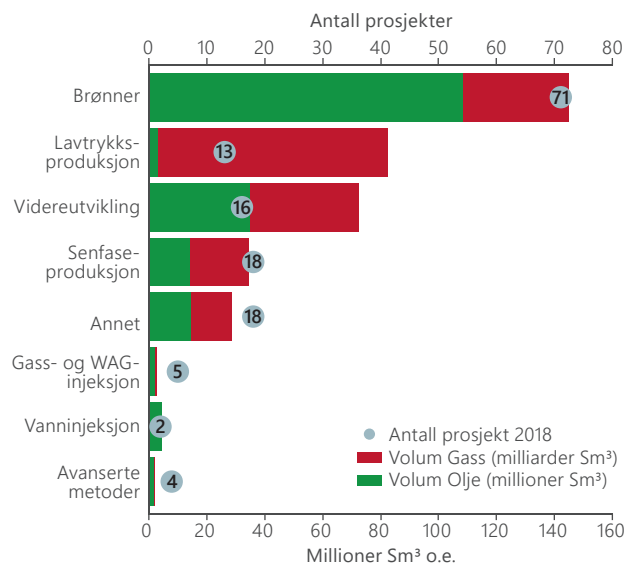


Figur 2.12 Gjenværende oljereserver, gjenværende olje etter planlagt feltavslutning i henhold til dagens planer og produsert olje pr. 31.12.2018

Det er meldt inn få tiltak der avanserte utvinningsmetoder tas i bruk, og disse har totale utvinnbare volum på beskjedne to millioner Sm³. Ett av disse prosjektene forutsetter injeksjon av polymer/surfaktant, mens de øvrige gjelder oppsprekking av reservoar for å øke produktiviteten i brønner.

Det er viktig at det arbeides for å implementere tiltak for økt utvinning, slik at alle samfunns-økonomisk lønnsomme ressurser blir produsert

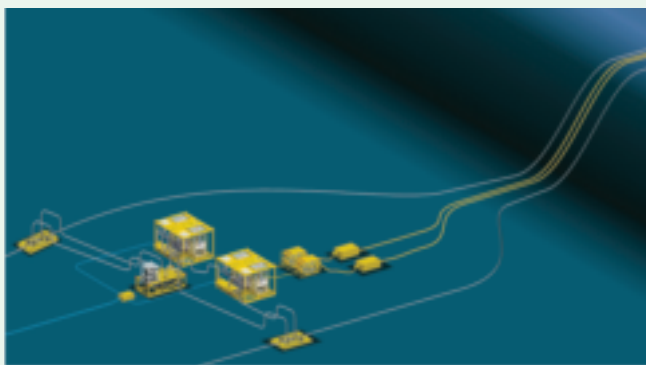
Bruk av avanserte metoder kan bidra til at betydelige volum kan utvinnes dersom metodene blir kvalifisert. For å få dette til, er det avgjørende at metodene prøves ut på feltene. I kapittel tre presenteres resultatene fra et arbeid om ressurspotensialet ved bruk av avanserte metoder for økt utvinning (EOR) på norsk sokkel.



Figur 2.13 Prosjekt og estimerte utvinnbare volumer for olje fordelt på prosjektkategori

Lavtrykksproduksjon på Ormen Lange

Ormen Lange er et modent gassfelt som produserer fra et havbunnsystem til et prosessanlegg på land (Nyhamna, Møre og Romsdal). Kompresjon av gassen fra feltet ble besluttet gjennomført i to faser; på land og ute på feltet.



Figur 2.14 Ormen Lange. Illustrasjon: AS Norske Shell

Kompresjonsfasiliteter på land ble installert i forbindelse med utvidelsen av gassprosessanlegget på Nyhamna for å tilpasse det til utbyggingen av Aasta Hansteen og Polarled. Det ble satt i drift i fjerde kvartal 2017. Hensikten med kompresjon på land er både å øke utvinningsgraden fra Ormen Lange, og å kunne opprettholde Nyhamna-anleggets kapasitet ved introduksjon av gass fra Polarled, uavhengig av reservoartrykket i Ormen Lange. Kompresjon på land øker utvinningsgraden fra 67 prosent til 75 prosent.

Som fase to har rettighetshaverne valgt havbunnskompresjon på feltet for å øke utvinningen. Kompresjon av gassen vil senke brønnhodetrykket mer enn landbasert kompresjon, og med dette øker utvinningen. Endelig valg av undervannskonsept ventes senere i 2019, etterfulgt av investeringsbeslutning. Havbunnskompresjon har potensial til å øke utvinningsgraden til over 80 prosent.

Gullfaks – suksesshistorien i gullblokken

Gullfaks ligger i det som ble kalt gullblokken da den ble tildelt i 1978. Da oljefunnet ble bekreftet samme år, startet et langt og rikt eventyr. Første del av utbyggingen ble PUD-godkjent i 1981 med to betongplattformer; Gullfaks A og Gullfaks B som ble plassert på den vestlige delen av feltet. Ny PUD i 1985 omfattet en tredje betongplattform; Gullfaks C på den østlige delen. I dag er Gullfaks et områdesenter som blir benyttet av flere felt i området.

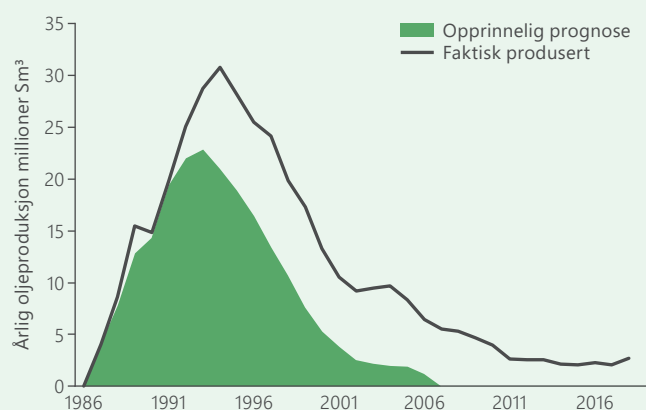
Hovedreservoarene på Gullfaks består av sandstein med gode egenskaper. Det er likevel ikke et enkelt felt å produsere, fordi det er oppdelt av mange forkastninger på kryss og tvers. Forventede utvinnbare reserver ved produksjonsstart i 1986 var om lag 210 millioner Sm³ olje basert på en levetid til 2007. Siden har reserveanslagene blitt oppjustert jevnlig, både med nye reservoarsoner og strukturer, som følge av bedre produksjonsegenskaper enn forventet og kontinuerlige tiltak for økt utvinning. Reserveanslaget (inkludert det som er produsert) er nå 384 millioner Sm³ olje. Mens forventet utvinningsgrad ved PUD var rundt 44 prosent, har utvinningsgraden nå passert 62 prosent for hovedreservoarene.

Reserveøkningen på Gullfaks er en suksesshistorie hvor trykkstøtte med vann- og gassinjeksjon, nye brønner, og reservoarovervåking (inkludert 4D-seismikk) har resultert i høy utvinning. På Gullfaks er det brukt avanserte seismiske data for å plassere nye brønner i reservoarområder med gjenværende olje. Det blir kontinuerlig boret brønner til nye reservoarområder, og fordelingen av gass- og vanninjeksjon i de ulike delene av feltet blir optimalisert. Brønntiltak og intervensjoner i eksisterende brønner er også en viktig del av strategien for å holde produksjonen oppe. Det arbeides med å forbedre borekapasiteten, og det bores nå

betydelig flere brønner pr. år enn tidligere. Bruk av trykkbalansert boring har gjort det mulig å bore brønner som ellers ikke ville blitt boret. Teknologien gjør det mulig å håndtere større trykkforskjeller i en brønn.

Fram til 2013 var forståelsen at ressursene i det tette kalksteinsreservoaret i Shetland/Lista over Gullfaks ikke kunne utvinnes. Men ny informasjon fra en prøveutvinning i 2014 viste at oljen likevel kan produseres gjennom naturlige sprekker i reservoaret. Plan for utvinning av disse ressursene med utvinning fra eksisterende brønner ble godkjent i 2015. Et pilotforsøk med å injisere vann for å øke utvinningsgraden ble også gjennomført. Positive resultater fra piloten og omfattende reservoarstudier la grunnlag for en ny endret plan med vanninjeksjon som utvinningsstrategi i 2019. Nå både produseres det fra, og injiseres i Shetland/Lista-reservoaret på Gullfaks.

Shetland/Lista-prosjektet på Gullfaks er et godt eksempel på at pilotforsøk bidrar til økt kunnskap, som igjen fører til økt utvinning fra mer utfordrende reservoarsoner på eksisterende felt.



Figur 2.15 Produksjonsprofil på Gullfaks

Utvinningsbrønner

Boring av flere utvinningsbrønner er den viktigste innsatsfaktoren for økt utvinning. I tillegg til å produsere olje og gass er brønner en viktig kilde til datainnsamling og dermed bedre reservoarforståelse. Totalt ble det investert i overkant av 60 milliarder kroner på felt i drift i 2018. Mer enn halvparten av investeringene var knyttet til brønner. Figur 2.16 viser de totale investeringene fordelt på ulike kategorier.

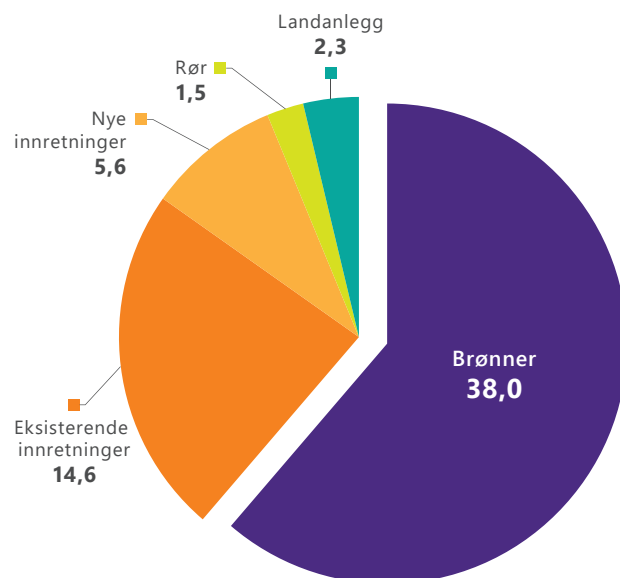
De siste årene har kostnadskontroll og effektivisering ført til at gjennomsnittlige kostnader pr. utvinningsbrønn⁷ er redusert med over 40 prosent. Teknolog utvikling, som for eksempel automatisert og mer effektiv boring, kan bidra til å redusere kostnadene enda mer. Kostnadsreduksjonene fører til at det bores flere brønner, og at bore mål med lavere volumestimat blir lønnsomme. Figur 2.17 viser gjennomsnittlig kostnad pr. utvinningsbrønn og antall utvinningsbrønner siden

år 2000. Figur 2.18 viser gjennomsnittlig brønnekostnad etter år 2000 fordelt på type boreinnretning.

For flyttbare innretninger har kostnaden ved boring av brønner ligget betydelig over brønnekostnadene for faste innretninger. Dette skyldes sterk vekst i riggrater for flyttbare innretninger før 2014, sammenlignet med priser i andre leverandørsegmenter. Etter 2014 har ratene for flyttbare innretninger falt kraftig. Mange langsiktige kontrak-

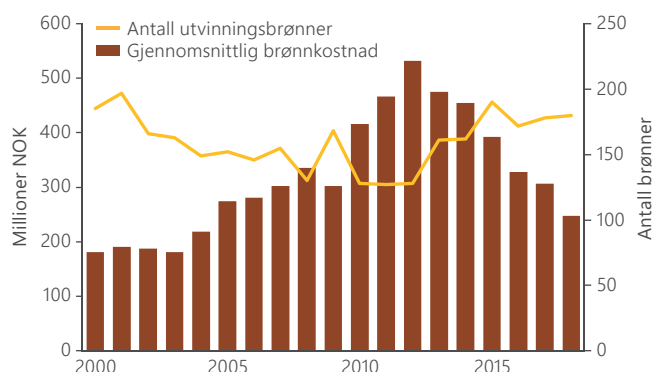
ter fra før 2014 har imidlertid medført at effekten på borekostnadene har kommet gradvis.

Det er vanligvis mer kostbart å samle inn data fra havbunnsbrønner enn fra plattformbrønner. De siste årene er det boret stadig flere havbunnsbrønner fra flyttbare innretninger. Det er derfor viktig å utvikle og ta i bruk teknologi som gjør at det kan samles inn data fra slike brønner til en lavere kostnad. Eksempler på dette er sporstoffteknologi og bruk av fiberoptikk (se faktaboks om Johan Sverdrup) som potensielt kan erstatte kostbare brønnintervensjoner for å hente inn viktig reservoarinformasjon.

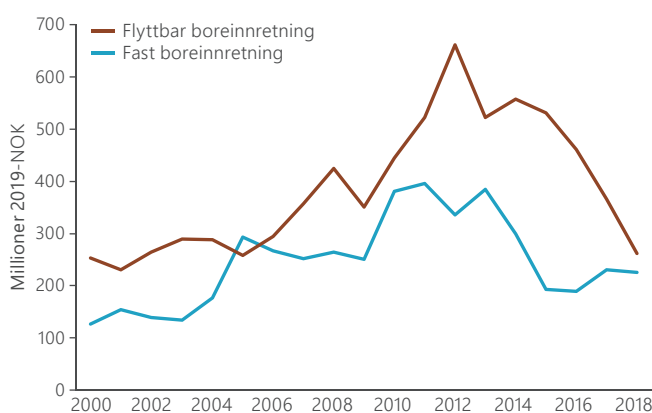


Figur 2.16 Investeringer i milliarder 2019-NOK på felt i drift i 2018 fordelt på kategori

Boring av flere utvinningsbrønner er den viktigste innsatsfaktoren for økt utvinning, og er en viktig kilde til datainnsamling og bedre reservoarforståelse



Figur 2.17 Gjennomsnittlig brønnekostnad og antall utvinningsbrønner pr. år⁸



Figur 2.18 Gjennomsnittlig brønnekostnad for faste og flyttbare innretninger

Basert på innspill fra Institutt for energiteknikk:

Bruk av sporstoff i brønner øker reservoarforståelsen

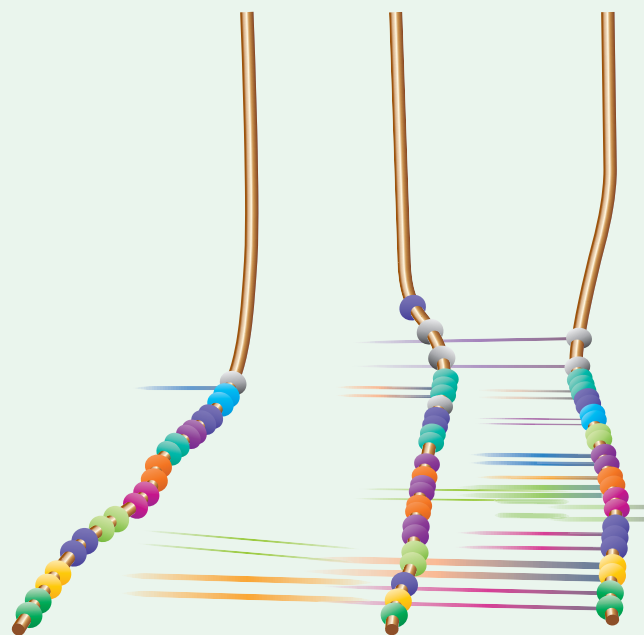
Sporstoff, også kalt tracere, er et stoff som pumpes inn i brønner sammen med vann eller gass, eller plasseres i kompletteringen i brønner. Måling av sporstoff i den væsken eller gassen som produseres vil kunne fortelle hvilke soner som er aktive, hvilken type væske som strømmer hvor og hvilke mengder som produseres. Det gir informasjon om hvilke deler av reservoaret som strømmer godt og i hvilke deler det er nødvendig med ytterligere tiltak for å øke utvinningen.

Den første internasjonalt rapporterte bruken av sporstoff skriver seg fra 1946. Heliumgass (He) ble injisert i Elk Hills-oljereservoaret i California for å studere strømming av gass i reservoaret. I tiåret etter var der flere spredte forsøk med helium og radioaktivt hydrogen (HT) i andre reservoar, men det var først på 1970- og 80-tallet at sporstoffteknologi begynte å få et visst innpass i petroleumindustrien.

I Norge ble sporstoff for første gang tatt i bruk i 1984 for å studere hvordan borevæske påvirker kjerneprøver fra brønner. Radioaktivt vann (HTO) ble tilsatt borevæsken under leteboring på Snorre.

Sporstoff ble først brukt i forbindelse med produksjon på Ekofisk og Gullfaks i årene 1985-1987 for å studere flømming av injisert vann og gass mellom brønner. Alle sporstoffene var radioaktive. Resultatene var positive og førte til at industrien ønsket å utvikle ikke-radioaktive kjemiske sporstoff. Dette ble for første gang gjennomført av IFE i 1988 for måling av gass på Ekofisk på oppdrag for Phillips.

I 1990 ble «Tracerklubben» etablert på IFE som et program med større oljeselskap som sponsorer og OD som observatør. Arbeidet har resultert i kvalifisering av nye ikke-radioaktive sporstoff for gass, vann og olje.



Figur 2.19 Sporstoff i brønner

I senere år har det vært arbeidet mye med å utvikle sporstoffbaserte metoder for måling av gjenværende (immobil) olje. IFE har utviklet og kvalifisert metoder for dette både for flømmede områder mellom brønner og for undersøkelser i området nær en enkeltbrønn. Dette er en viktig del av arbeidet med å kvalifisere ulike EOR-metoder (se kapittel 3) ved pilotering.

I mange av reservoarene som er eller har vært i produksjon, har det vært en eller flere sporstoffinjeksjoner. Hensikten er forbedret reservoarbeskrivelse gjennom å forstå fluiddynamikken bedre. Slik forståelse er nødvendig for å sikre optimal drenering av reservoaret. Verdien av bruk av teknologien i Norge og internasjonalt er vanskelig å måle direkte, men er anslått til å beløpe seg til milliarder av kroner.

Sonekontroll for økt utvinning og reduserte kostnader

Styring av injeksjon eller produksjon langs en brønnbane eller mellom grener kalles sonekontroll. Sonekontroll brukes blant annet til å stenge av eller redusere uønsket innstrømming av vann eller gass i en produksjonsbrønn, stimulere enkeltsoner for å øke produksjon fra de spesifikke sonene og oppnå bedre opprensning av lange horisontale brønnbaner. Hovedhensikten er å optimalisere drenering og produksjon. Dette kan være særlig aktuelt for brønner i reservoar med stor variasjon i reservoarkvalitet, for eksempel i tette reservoar (se kapittel 3). Mulighet for sonekontroll gir bedre reservoarstyring og derfor økt oljeutvinning.

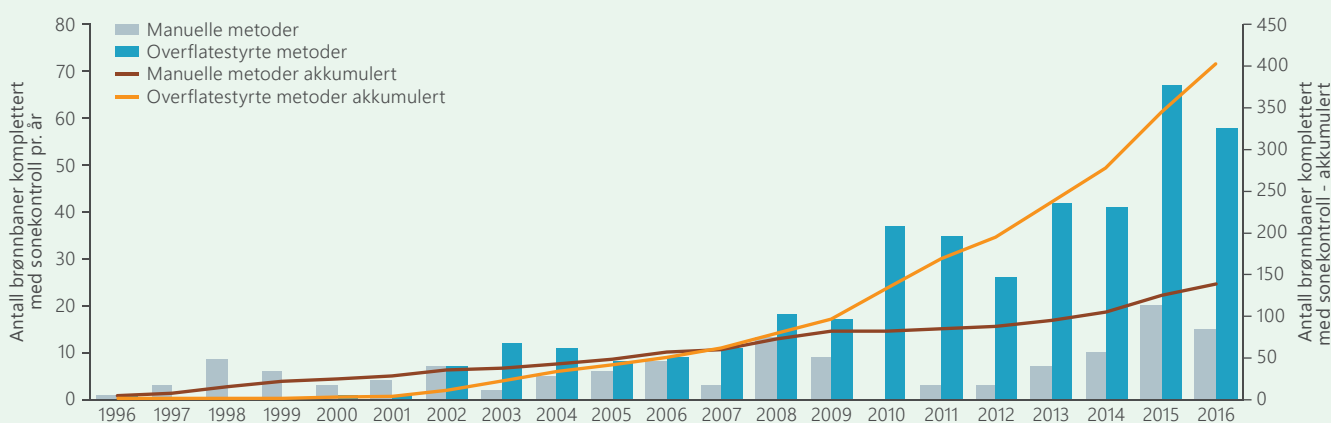
I juni 2017 kartla OD bruk av sonekontroll i brønner. Til sammen rapporterte selskapene 593 aktive brønnbaner med sonekontroll pr. juni 2017. Av disse var 119 flergrensbrønner med totalt 301 grener.

Sonekontroll kan utføres på flere måter. Eksempler på dette kan være innstrømningsventiler (ICD) eller autonome innstrømningsventiler (AICD), hvor trykkfall fra formasjon til brønn blir kontrollert og korrigert. AICD er mer avansert enn ICD og kan måle hvilken væske som strømmer for

så å stenge eller redusere der det ikke strømmer olje. Et annet eksempel er ventiler som kan styres hydraulisk eller elektrisk fra overflaten (ICV). Sonekontroll kan også utføres ved å bruke intervensjonsskip eller borerigg der mekaniske verktøy kjøres inn i brønner for å utføre operasjoner, også kalt manuelle metoder.

Noen felt har et betydelig antall brønnbaner med aktiv sonekontroll. På Troll har alle produserende brønnbaner installert passive eller autonome innstrømningsventiler langs brønnbanene, og mange har overflatestyrte ventiler for grenstyring. På Snorre er det installert overflatestyrte ventiler i et betydelig antall injeksjonsbrønnbaner i tillegg til i produksjonsbrønner. Det har vært en betydelig økning i bruk av mer avanserte metoder for sonekontroll de siste ti årene. Det er viktig å fortsette utvikling av denne typen utstyr for effektiv og optimal produksjon av mange typer reservoar. Figur 2.20 viser utviklingen av antall brønnbaner med sonekontroll.

Analyser av produksjonen fra oljebrønner på Troll viser en klar forbedring av produksjonsrater etter at AICD'er ble introdusert. På Snorre viser studier at reservene kan øke betydelig dersom sonekontrollen fungerer som planlagt.



Figur 2.20 Antall brønnbaner komplettert med sonekontroll (ICD er inkludert i både manuelle og overflatestyrte metoder)

Kostnadene på sokkelen har gått ned

Næringen har de siste årene gjennomført et omfattende arbeid med kostnadskontroll og effektivisering, noe som har ført til at gjennomsnittlig driftskostnad pr. produsert enhet (enhetskostnad) har falt betydelig siden 2013. Figur 2.21 viser utviklingen i totale driftskostnader og enhetskostnader. Lavere enhetskostnader medfører isolert sett at oljen og gassen blir mer lønnsom å produsere og at flere tiltak for økt utvinning blir lønnsomme og kan besluttes. Samtidig er dagens enhetskostnad betydelig høyere enn bunnivået i 1995. Dette kan tyde på at kostnadsveksten fram

mot slutten av 2000-tallet ennå ikke er reversert.

Nye løsninger med blant annet automatisering og fjernstyring, bedre bruk av data og mer effektiv drift kan bidra til å redusere enhetskostnadene enda mer.

På alle de store feltene er driftskostnadene redusert siden 2013. Det er kun få felt som har hatt en øk-

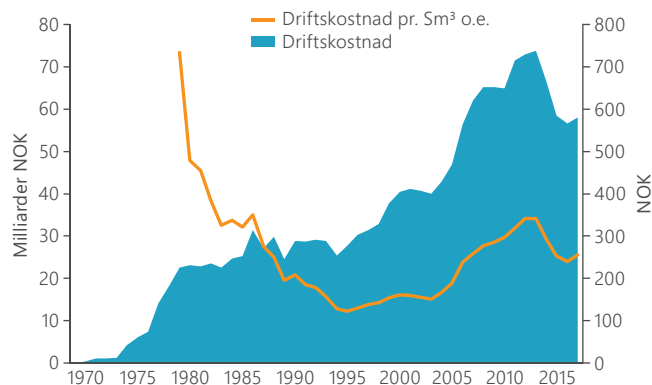
Det er viktig å unngå kostnadsreduksjoner med et kortsiktig fokus som går på bekostning av god ressursforvaltning

ning i driftskostnader, alle disse er små. Den prosentvise nedgangen har vært størst på små felt. Dette kan blant annet skyldes at de små feltene i utgangspunktet har relativt lave driftskostnader og at endring i aktivitet derfor gir større utslag.

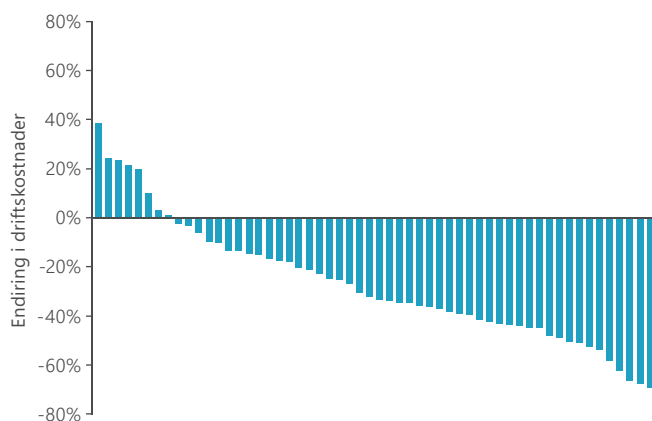
Figur 2.22 viser endring i driftskostnader på feltnivå fra 2013 til 2017. På de få feltene som ligger over linjen i figuren, har driftskostnadene økt i perioden. På de aller fleste felt er imidlertid driftskostnadene redusert, i gjennomsnitt med om lag 30 prosent.

Reduserte driftskostnader for et felt er i utgangspunktet positivt. Lavere kostnader kan gi bedre marginer, forlenge feltets levetid og bidra til høyere verdiskaping. Samtidig er det viktig å unngå kostnadsreduksjoner med et kortsiktig fokus som går på bekostning av god ressursforvaltning. Det må derfor velges løsninger som skaper størst mulig verdi i et langsiktig perspektiv, og nødvendig vedlikehold må prioriteres.

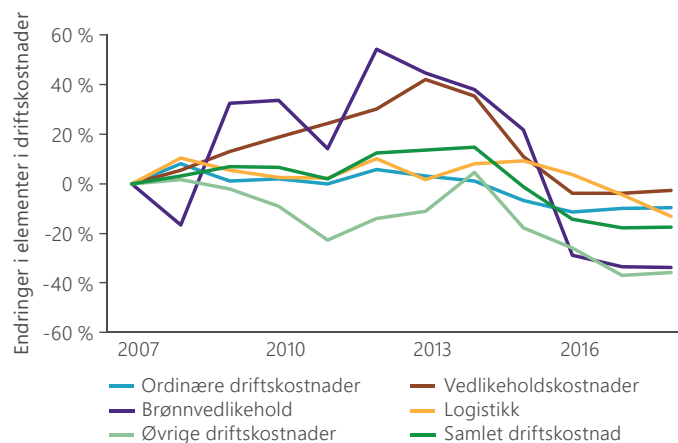
Figur 2.23 viser utvikling av de enkelte elementene i totale driftskostnader, målt i 2019-kroner, for felt fra 2007 til 2018.



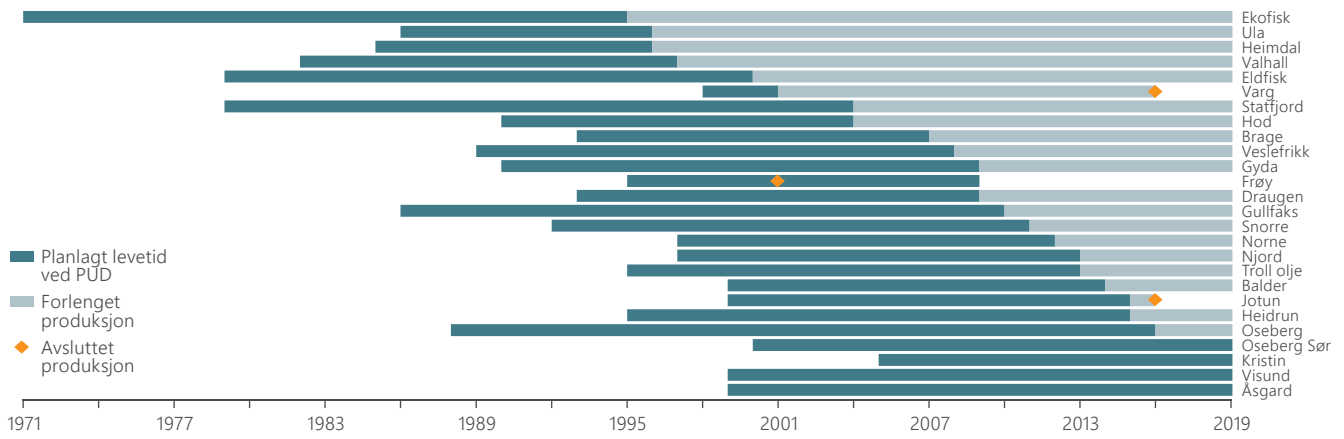
Figur 2.21 Utvikling i driftskostnader og enhetskostnader på norsk sokkel fra 1970 til 2018⁹



Figur 2.22 Endring av driftskostnader for felt i drift fra 2013 til 2017



Figur 2.23 Relativ utvikling av elementer i totale driftskostnader (målt i 2019-kroner)



Figur 2.24 Økonomisk levetid for felt i forhold til PUD

Innfasing av tilleggsressurser

De aller fleste felt på norsk sokkel produserer betydelig lenger enn forventet i PUD. Figur 2.24 viser forlenget produksjon på flere av feltene sammenlignet med PUD-forventningene. Lavere kostnader, tiltak for økt utvinning, større ressursgrunnlag enn antatt og innfasing av nye funn fører til at den økonomiske levetiden forlenges. Et godt eksempel på dette er Varg-feltet som stengte ned i 2016 etter å ha økt den økonomiske levetiden fra tre til 18 år. Frøy er et av få felt som har produsert kortere enn antatt. Her arbeides det imidlertid med planer om en gjenåpning.

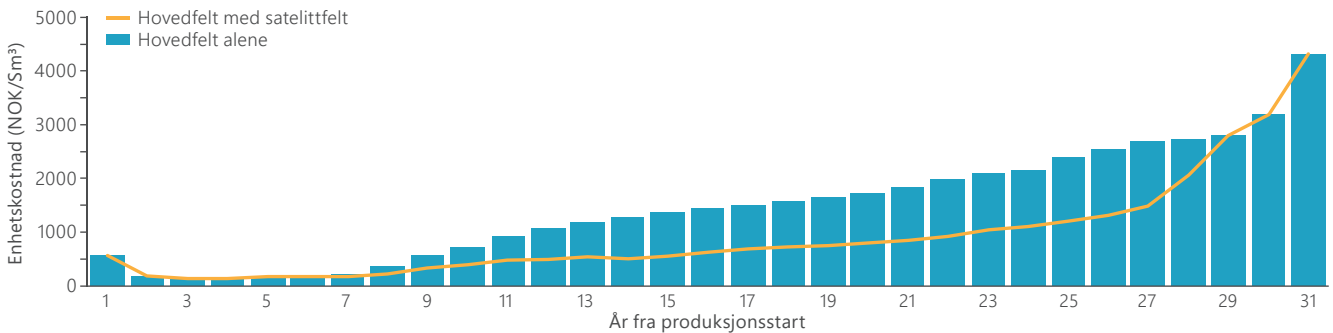
Effekten av innfasing er illustrert i figur 2.25 som viser enhetskostnadene for et vertsfelt med og uten innfasing. Innfasing bidrar til reduserte enhetskostnader og forlenget levetid for vertsfeltet, og fører til at en større del av ressursene kan produseres.

Mulighetene for innfasing av olje- og gass til eksisterende infrastruktur begrenses blant annet av kapasiteten i prosessanlegg på vertsinnetningene.

Gassfelt kan også være begrenset av kapasiteten i transportsystemene. Etter hvert som produksjonen synker på eksisterende felt, blir det imidlertid ledig kapasitet i flere deler av gassinfrastrukturen. Dette kan gjøre det mer attraktivt å lete etter gass, og det er viktig at næringen utnytter denne muligheten og intensiverer letingen, spesielt rundt eksisterende infrastruktur.

Også for oljefelt er det viktig å utnytte ledig kapasitet, særlig fordi flere av de store vertsfeltene allerede er i en moden fase. Det må letes rundt de modne feltene, eierne av infrastruktur må promotere ledig kapasitet, og selskapene må samarbeide for å fase inn tilleggsressurser. Slik kan nye ressurser bygges ut og bidra til økt verdiskaping.

Eierne av infrastruktur må promotere ledig kapasitet, og selskapene må samarbeide for å fase inn tilleggsressurser



Figur 2.25 Effekt av innfasinger på driftskostnader pr. enhet for et typisk vertsfelt

TPA-forskriften

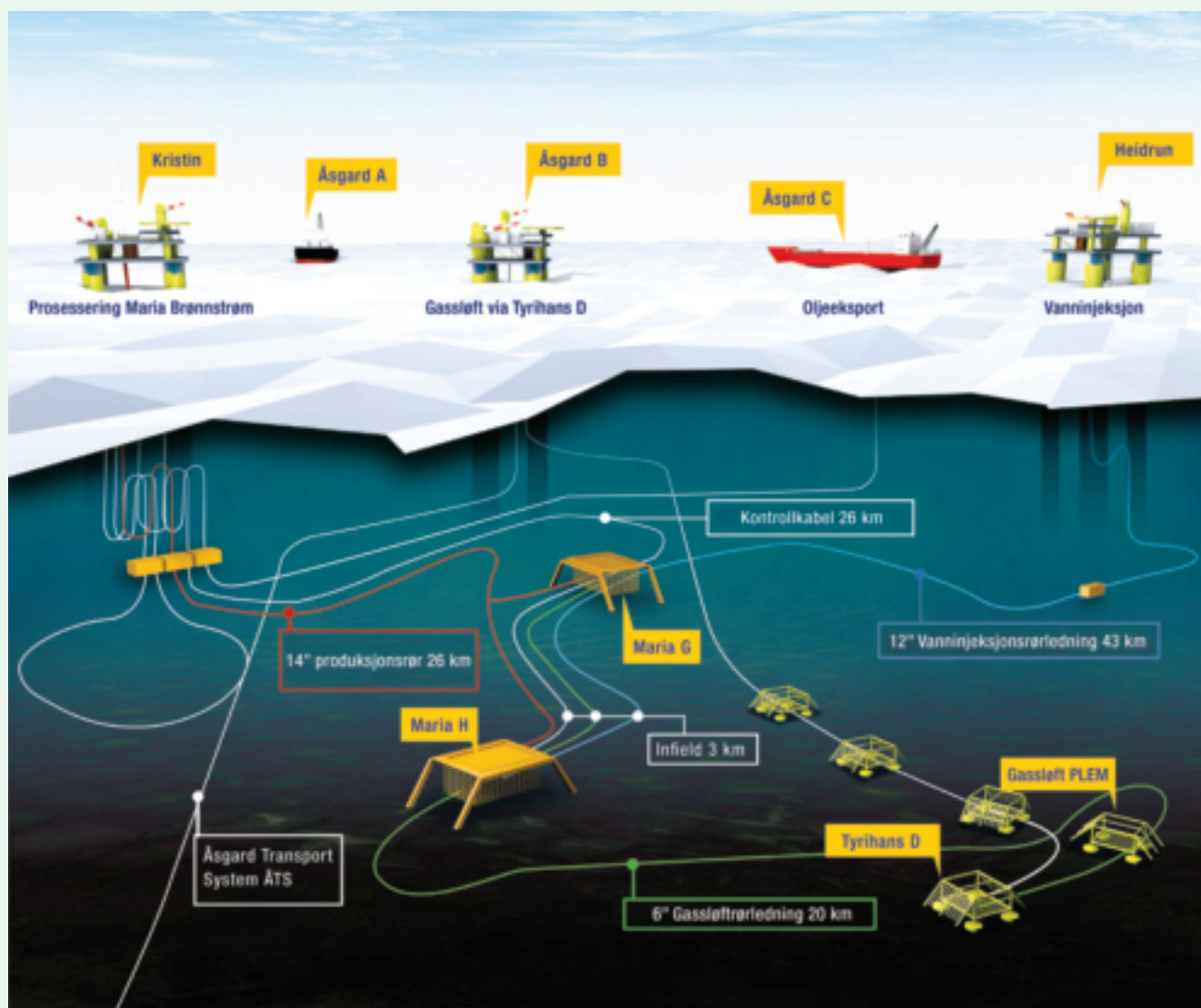
Avtaler om bruk av andres innretninger til utvinning, transport eller utnyttelse av olje og gass er regulert i Forskrift om andres bruk av innretninger, TPA-forskriften. Formålet er å sikre effektiv bruk av infrastruktur og gi rettighets-havere gode incentiver til å drive lete- og utvinningsvirksomhet.

TPA-forskriften slår fast at en bruker som har behov for å benytte en annens infrastruktur, skal ha rett til slik bruk på objektive og ikke-diskriminerende vilkår. Bruken skal imidlertid ikke være til urimelig fortrensel for eieres eget behov eller for andre brukere som er sikret rett til bruk av innretningen.

Det kan være utfordrende å komme frem til avtaler om utnyttelse av kapasitet i eksisterende infrastruktur. TPA-forskriften har bestemmelser om både avtaleprosess og avtalevilkår for å bidra til gjennomføringen av prosessen.

Det er videre satt krav til eierne av infrastruktur om å dele informasjon, slik at bruker har et tilstrekkelig grunnlag til å vurdere om tilbudet de får er i tråd med TPA-forskriften.

Figuren under viser Maria-feltet, som er et godt eksempel på en utbygging som utnytter eksisterende infrastruktur fra flere omkringliggende felt. Brønnstrømmen sendes til Kristin for prosessering og videre transport. Stabilisert olje transporteres til Åsgard C og losses derfra til tankskip. Gass til gassløft leveres fra Åsgard B via Tyrhans. Injeksjonsvann leveres fra Heidrun.



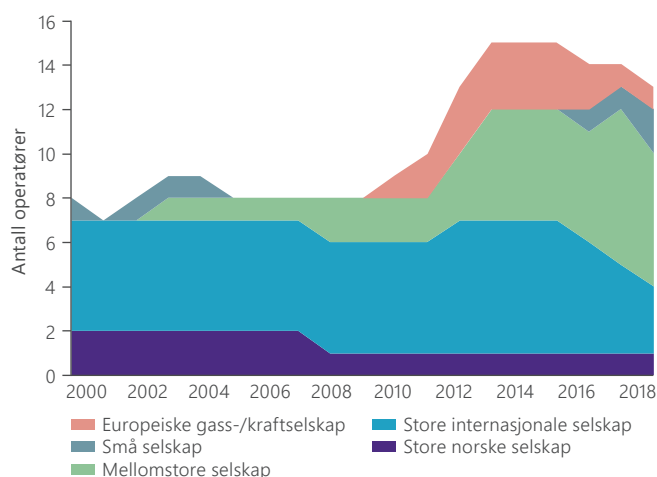
Figur 2.26 Maria-feltet i Norskehavet er et eksempel på utnyttelse av eksisterende infrastruktur. Illustrasjon: Wintershall Dea

Aktørbildet

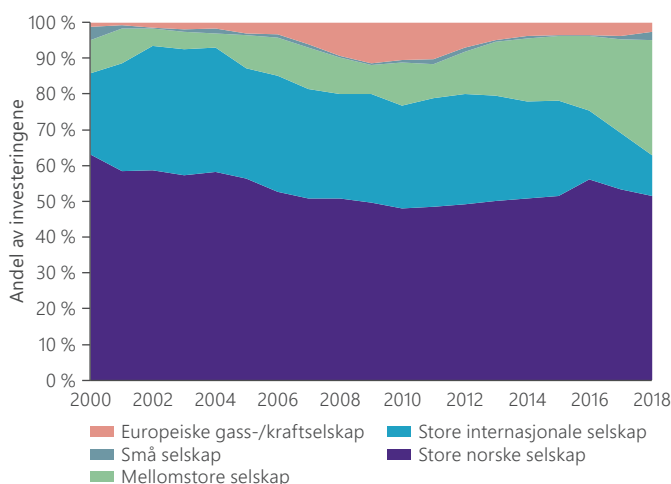
Norsk sokkel er avhengig av å ha kompetente aktører som er villige til å investere i de mulighetene som finnes. Både investeringsvilje og evne til å modne fram marginalt lønnsomme ressurser gjennom blant annet nye kostnadseffektive arbeidsmåter, er viktig for å realisere verdipotensialet. Spesielt gjelder dette når stadig flere funn kommer til å bli bygd ut som mindre havbunnsutbygginger.

Ved utgangen av 2018 var det 39 aktive selskap på sokkelen, 25 av disse er operatører, 13 på felt i drift. Figur 2.27 illustrerer endringene i antall operatører på felt i drift og selskapstype i perioden etter år 2000. Det siste tiåret er det blitt betydelig flere operatører, og blant disse er det flere mellomstore selskap.

Figur 2.28 viser de totale investeringene mellom år 2000 og 2018 fordelt på selskapskategori. Mellomstore selskap har gradvis stått for en større andel



Figur 2.27 Operatører på felt i drift siden 2000



Figur 2.28 Andel av investeringer på norsk sokkel pr. selskapskategori

av investeringene. Bidraget fra store internasjonale selskap viser en tilsvarende reduksjon.

De mellomstore selskapene har ofte norsk sokkel som en større del av sin portefølje enn de store internasjonale selskapene. Dette kan gjøre dem mer investeringsvillige fordi prosjekt i Norge ikke må konkurrere med en stor internasjonal prosjektportefølje.

Bedre bruk av data skaper verdi

I februar 2018 publiserte Konkraft¹⁰ rapporten «Konkurranseskraft – norsk sokkel i endring». Rapporten er et bidrag til Konkrafts arbeid for å opprettholde norsk sokkels konkurransekraft. Økt samhandling, nye samarbeidsmåter og realisering av potensialet som ligger i bruk av digital teknologi er gjennomgående tema i rapporten.

Norge er et foregangsland innen dataforvaltning og datadeling. Myndighetene legger til rette for enkel tilgang til data, blant annet gjennom egne nettsider; faktasidene på npd.no og norskpetroleum.no. I tillegg er forumet Force et eksempel på en måte å arbeide på der hovedhensikten er å øke samarbeidet mellom myndigheter, industri og forskningsmiljø. Forumet jobber for å dele data og kunnskap gjennom ulike nettverk og prosjektgrupper.

Diskos er et annet eksempel. Det er en nasjonal database for petroleumsdata som er basert på en samarbeidsavtale mellom myndighetene og oljeselskapene. Selskap som ikke er oljeselskap kan være assosierte medlemmer, og flere universitet og forskningsinstitusjoner er også med. Diskos er satt opp for å motta rapportering av blant annet undergrunnsdata til myndighetene, for deling og bytting av data mellom utvinningstillatelsene og for å gi tilgang til data som ikke er taushetsbelagt. Seismikk og brønndata er enkelt tilgjengelig gjennom Diskos, og en stor del av dataene er frigitt. Myndighetene og oljeselskapene arbeider for tiden med å videreutvikle Diskos med målsetting om å ta i bruk ny teknologi for både lagring og utnyttelse av data.

Etter hvert som sokkelen modnes, blir olje- og gassforekomstene mer utfordrende å finne, funnene blir mindre og ressursene mer utfordrende å utvinne. Samhandling i næringen med deling av data og bedre bruk av store datamengder blir derfor

stadig viktigere. Utviklingen innenfor innsamling, overføring og lagring av data og raskere og billigere beregninger åpner for mange nye muligheter. Analyser av store datamengder kan gi ny informasjon ved at de sammenstilles på nye måter eller blir re-evaluert ved bruk av ny teknologi. Samtidig kan samhandling og samarbeid føre til nye ideer, gjenbruk og erfaringsoverføring. En annen gevinst kan være redusert risiko for dobbeltarbeid. Samarbeid og deling av data vil i tillegg øke kunnskapsnivået, føre til bedre planlegging og til at beslutninger tas på et bedre grunnlag.

Basert på innspill fra Aker BP og Cognito:

Nye måter å bruke data på

En standard produksjonsinnretning for olje og gass genererer svært mye data. Mange utstyrsenheter og komponenter krever jevnlig tilsyn og vedlikehold, noe som skaper store mengder arbeidsordre og dokumentasjon. I tillegg kommer måling i brønner og prosessanlegg. En viktig utfordring i olje- og gassindustrien er derfor å kunne organisere og styre disse datamengdene for å optimalisere produksjon og vedlikeholdsarbeid, og på denne måten bidra til verdiskapingen. Frigjøring og deling av data er nødvendig for å oppnå godt samarbeid mellom operatører, rettighetshavere og leverandører.

Cognito er et selskap som har som mål å samle og trekke ut verdier fra data som genereres på feltene. Selskapet samarbeider tett med Aker BP, som var med på å etablere Cognito.

Cognito har utviklet en dataplattform som samler alle produksjons- og driftsdata gjennom hele verdikjeden for olje- og gassproduksjon. For eksempel samles data fra alle sensorer, pumper, ventilsystemer og rør og gjøres tilgjengelig fortløpende. Dette gir bedre innsikt i hvordan systemene fungerer og gjør det enklere å optimalisere driften og ta de riktige beslutningene. Ved å samle alle data i én dataplattform, reduseres kostnadene til integrasjon og vedlikehold. Dessuten blir det mulig å skalere løsningene slik at de kan brukes på flere felt, og utviklingshastigheten og dataflyten i hele organisasjonen øker.

Datadeling er avgjørende for metoder som krever store datamengder. To eksempler på dette er bruk av kunstig intelligens for produksjonsoptimalisering og automatisert erfaringsoverføring for brønnplanlegging for økt effektivitet og lavere kostnader. For at slike metoder skal være effektive, er det nødvendig med tilgang til store datamengder.

Evnen til å håndtere store datamengder gjør det også mulig å utvikle bedre verktøy for reservoarmodellering. Dette øker undergrunnsforståelsen og forventes å bidra til betydelig økt verdiskaping.

Gjennom dataplattformen har operatøren tilgang til både historiske og sanntidsdata fra feltene. En rekke tredjepartsapplikasjoner og programmer støtter den daglige driften av innretningene. Komponenter som er knyttet sammen i den virkelige verden knyttes også sammen i dataplattformen for å vise et komplett bilde. Dette gjør det for eksempel mulig å bruke maskinapplikasjoner for optimalisering og automatisering, så vel som avanserte visualiseringer og programmer for de som trenger tilgang til sanntidsdata fra feltene.

Data som er tilgjengelig i dataplattformene gjør det også mulig å ta i bruk kunstig intelligens for å forbedre effektiviteten i ulike prosesser. To eksempler er produksjonsoptimalisering gjennom data og fysikkbrevne beslutninger og prediktivt vedlikehold som gir rett vedlikehold til rett tid og øker opetiden.

Kontinuerlig tilgang til sanntidsdata gjør det mulig å utvikle nye forretningsmodeller mellom operatør og leverandør. Et eksempel er at en leverandør får betalt for opetiden til utstyret de leverer, for eksempel for en pumpe. Leverandøren har ubegrenset tilgang til «livedata» fra pumpene, slik at de kan sørge for kontinuerlig drift. Slike nye forretningsmodeller gir insentiver til effektivitet og samarbeid mellom aktørene i bransjen.



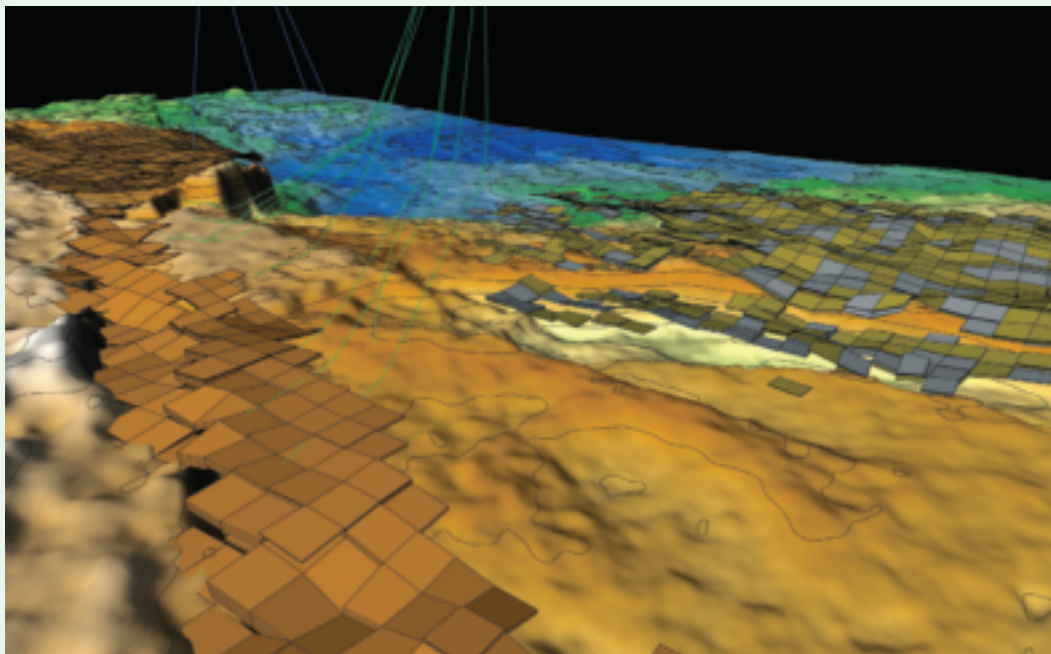
Figur 2.29 Kontrollrommet for Ivar Aasen. Foto: Aker BP

Basert på innspill fra Equinor:

Økt verdiskaping på Johan Sverdrup ved smartere bruk av data

Rettighetshaverne i Johan Sverdrup har gjort store investeringer i datainnsamling. Det er for eksempel investert i permanent utstyr både i brønnene, på havbunnen og på plattformene for å samle inn data. Dataene er nødvendige for å oppnå høy utvinning fra feltet. Ambisjonen er en utvinningsgrad på over 70 prosent.

Et annet viktig tiltak for å øke verdiskapingen er boring av en dedikert datainnsamlingsbrønn. Data som blir samlet inn fra denne brønnen vil gi verdifull reservoarinformasjon og være et viktig bidrag for optimalisering av tiltak for økt oljeutvinning.



Figur 2.30 Reservoarmodell Johan Sverdrup. Illustrasjon: Equinor

I tillegg til konvensjonell datainnsamling og brønninstrumentering, innfører Johan Sverdrup distribuerte fiberoptiske målinger langs hele brønnbanen for bedre reservoarforståelse. Data som tradisjonelt er blitt samlet inn i kampanjer på grunn av svært store datamengder, kan nå brukes "live" som en del av den daglige produksjonsoptimaliseringen og brønnovervåkingen.

Permanent reservoarovervåking (PRM) er valgt som seismisk overvåkingsløsning for feltet. Sammen med fiberoptikk i brønnene kan PRM gi bedre forståelse av reservoaret og danne grunnlag for optimalisert dreneringsstrategi og økt utvinning. Pågående digitaliseringsprosjekter har som mål å effektivisere dataflyt, lagring, og bruk av PRM/fiber-data. I tillegg er det tatt i bruk digitaliserte løsninger for å oppnå enklere tilgang til data på tvers av spesialistverktøy og ulike databaser.

På Johan Sverdrup er de fysiske prosessene i reservoaret beskrevet gjennom prediktive numeriske modeller. Disse tilpasses kontinuerlig til forretningsbehov og oppdateres fortløpende med nye data og forbedret forståelse. Med utgangspunkt i etablerte teknologier som FMU (Fast Model

Update) med høy grad av automatisering, kan usikkerhet knyttet til undergrunnen oppdateres kontinuerlig. Modeller vil i økende grad operere i det overlappende grensesnittet mellom data-drevne og fysikkdrevne modeller. Gjennom Johan Sverdrups levetid vil det bli store endringer og forbedringer i hvordan undergrunnsmodeller defineres og gjør nytte av en eksponentielt økende datamengde.

Det er utarbeidet en digital tvilling av feltet som er en digital kopi av Johan Sverdrupanlegget (plattformer og havbunnsrammer). Tvillingen gjør det enklere å finne utstyr i anlegget. Ved å kombinere data fra den fysiske verden med virtuell data (Augmented Reality) gjør tvillingen det mulig å sammenligne 3D-modellen med virkeligheten. Denne teknologien har allerede vist seg nyttig for å identifisere feilmontert eller manglende utstyr i byggefasen.

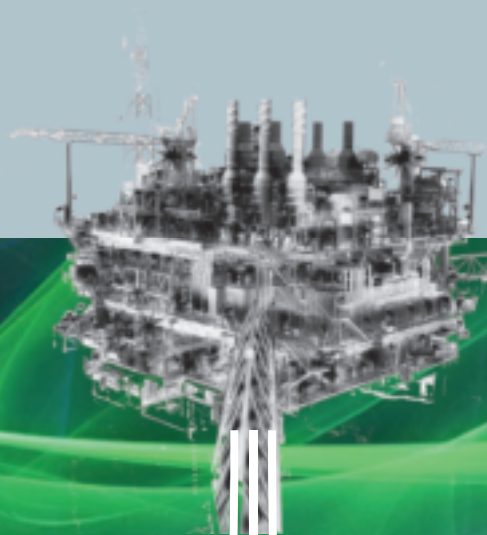
En bedre forståelse av tilstanden til utstyr i anlegget vil kunne redusere CO₂-fotavtrykket ved optimal operasjon av utstyret. Samtidig er det mulig å flytte en del inspeksjonsoppgaver fra hav til land, noe som gir en sikkerhetsgevinst.

Ved implementering av automatisk produksjonsoptimalisering legges det til rette for økt og mer stabil produksjon og lavere arbeidsbelastning for operatørene i hovedkontrollrom.

Det arbeides også mye med å kunne dele data med feltets eiere og myndigheter på en bedre måte. Det er stor fordel for operatør og partnere (Lundin, Petoro, Aker BP og Total) at alle har tilgang til de samme dataene og ser det samme bildet for dermed å kunne ta raskere og bedre beslutninger.

kapittel 3

DE UTFORDRENDE FATENE



De utfordrende fatene

Høsten 2018 gjennomførte OD en kartlegging som viser at det ligger store volumer av olje og gass i tette reservoar. Det er viktig at selskapene arbeider for å få til lønnsom utvinning av disse volumene. Parallelt har OD også gjennomført en studie som viser at mye olje kan utvinnes ved bruk av ulike avanserte metoder for økt utvinning (EOR). For å redusere usikkerheten i utvinningspotensialet, må EOR-metodene testes på feltene.

Tette reservoar

De fleste funn og felt har reservoarsoner der oljen eller gassen er vanskelig å produsere. Dette kan blant annet skyldes at reservoarene er så tette at oljen og

gassen strømmer dårlig. Tette reservoar kan derfor defineres ut fra permeabilitet som er et mål på hvor godt oljen og gassen strømmer og som oppgis i Darcy (D).

OD har kartlagt tette reservoar på norsk sokkel basert på permeabilitet. Reservoarene som inngår har permeabilitet som er lavere enn 10 milliDarcy (mD).

Slike reservoar krever ofte

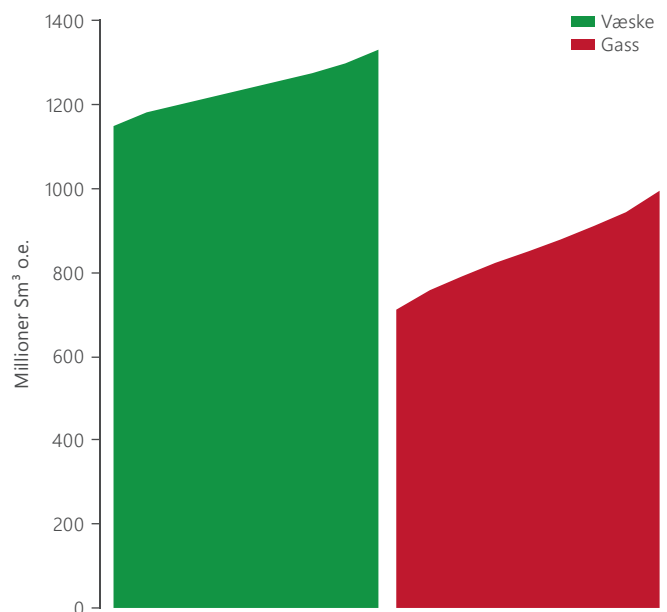
at det tas i bruk teknologi som går utover det som er konvensjonelt for å oppnå lønnsom utvinning.

Store tilstedeværende olje- og gassvolum

I forbindelse med kartleggingen har operatørene rapportert inn data fra tette reservoar på 30 funn og felt. I tillegg har OD foretatt egne vurderinger av tette reservoar i ytterligere 12 funn.

Til sammen er det rundt 2000 millioner Sm³ tilstedeværende o.e. i tette reservoar på de 42 funnene og feltene som inngår i kartleggingen. Dette fordeler seg på rundt 1200 millioner Sm³ olje og 800 milliarder Sm³ gass, og det er for eksempel betydelig mer enn de opprinnelige tilstedeværende ressursene på Ekofisk-feltet, som er ett av de største feltene på sokkelen. Figur 3.1 viser de kartlagte olje- og gassvolumene

Til sammen er det rundt 2000 millioner Sm³ tilstedeværende o.e. i tette reservoar i de funnene og feltene som inngår i ODs kartlegging



Figur 3.1 Kartlagte tilstedeværende olje- og gassvolum i tette reservoar med usikkerhetsspenn

med estimert usikkerhetsspenn. Usikkerhetsspennet for de tilstedeværende oljevolumene er forholdsvis lite fordi flere av de tette reservoarene ligger i felt som er i produksjon og derfor er godt kartlagt.

Tette reservoar i alle havområder

Nordsjøen

Estimatet for kartlagte tilstedeværende volum i tette reservoar i den sørlige delen av Nordsjøen er i størrelsesorden 750 millioner Sm³ olje og 90 milliarder Sm³ gass. Det meste ligger i kalksteinsreservoar i Ekofisk-, Eldfisk- og Valhallområdet. På Utsirahøgda er det også påvist produserbar olje i grunnfjell. Grunnfjell består av harde og tette bergarter. I dette området

er imidlertid grunnfjellet så oppsprukket og porøst at olje har migrert inn.

I den nordlige delen av Nordsjøen er kartlagte tilstedeværende volum i tette reservoar estimert til å være om lag 360 millioner Sm³ olje og 80 milliarder Sm³ gass. I dette området ligger store deler av volumene i sandsteinsreservoar. På Oseberg og Gullfaks er det imidlertid også store volum i den overliggende Shetlandkalken og delvis i Listaformasjonen. På Oseberg er det gjennomført en prøveutvinning av olje i Shetlandkalken, men produksjonsratene er foreløpig vurdert som for lave til å gi lønnsom utvinning. På Gullfaks produseres det fra den tette Shetlandkalken. Det benyttes vanninjeksjon og horisontale brønner for å forbedre utvinningen (se faktaboks i kapittel 2).

Norskehavet

Kartlagte tilstedeværende volum i tette reservoar i Norskehavet er beregnet til om lag 130 millioner Sm³ olje og 420 milliarder Sm³ gass. Volumene ligger utelukkende i sandsteinsreservoar. Store deler ligger i Tilje- og Garnformasjonen, som ligger dypt og har svært varierende reservoaregenskaper. Funnene Lavrans, Linnorm, Noatun og Njord Nordflanken 2 og 3 har alle tette reservoarsoner der rettighetshaverne nå vurderer muligheten for utbygging ved å bruke ulike teknologier for å bedre lønnsomheten. På Smørbukk Sør er tynnhullsteknologi brukt i de tette sonene i Garnformasjonen. Dette er et eksempel på utprøving av ny teknologi for å øke produktiviteten i de tette reservoarsonene. Det er også funn som blir tilbakelevert fordi rettighetshaverne ikke finner lønnsomhet i utbygging av de tette reservoarsonene. 6506/6-1 Victoria i Norskehavet er et eksempel på dette. Funnet har store tilstedeværende volumer, men er tilbakelevert.

Barentshavet

Kartlagte tilstedeværende volum i tette reservoar i Barentshavet er beregnet til fem millioner Sm³ olje og 270 milliarder Sm³ gass. Ettersom Barentshavet er mindre utforsket enn Nordsjøen og Norskehavet, er ressursgrunnlaget mer usikkert. De tette reservoarene i Barentshavet er sandsteinsreservoar av trias alder.

Figur 3.3 oppsummerer olje- og gassvolumene i tette reservoar fordelt på havområder.

Utvinning fra tette reservoar

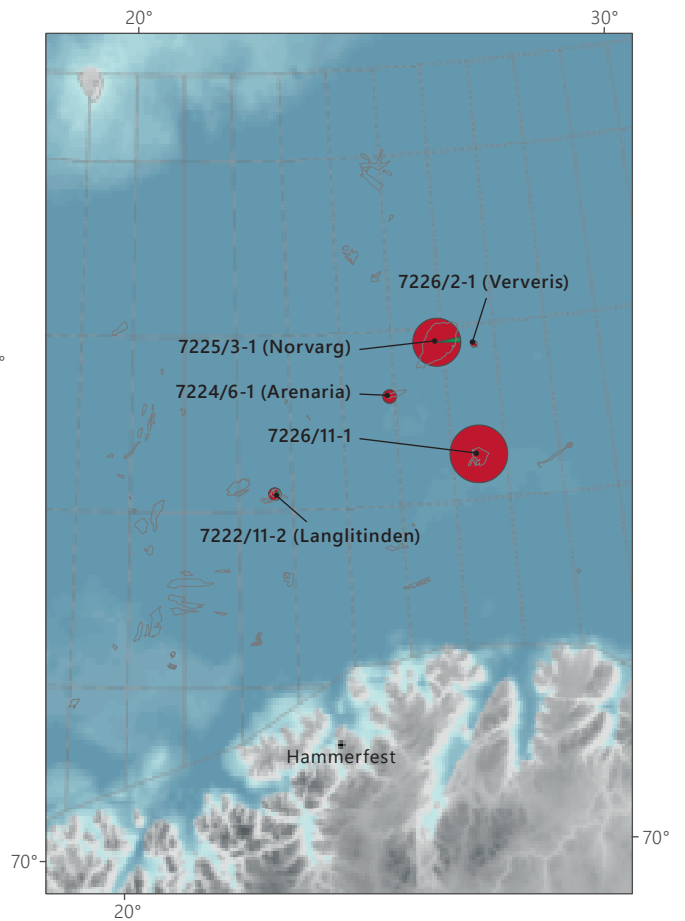
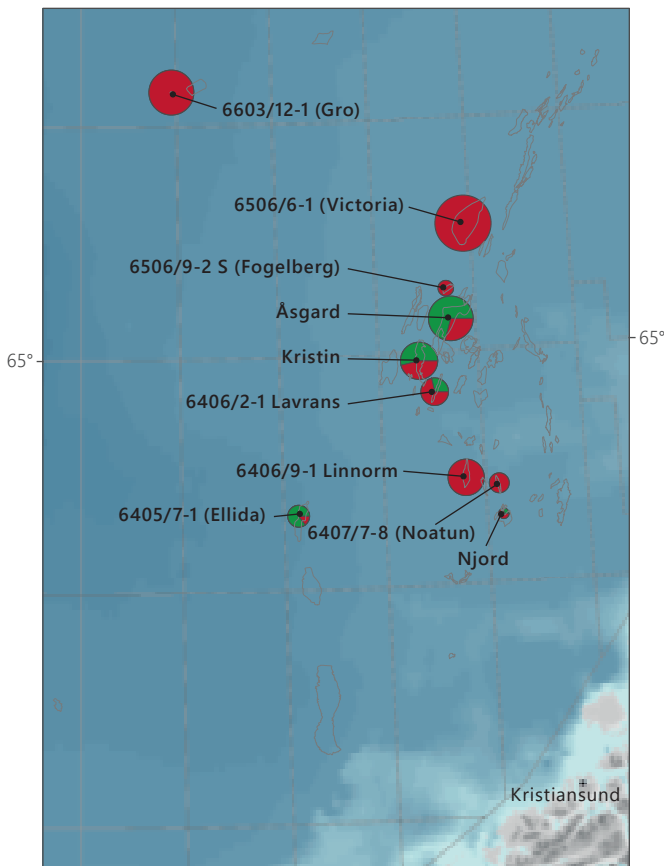
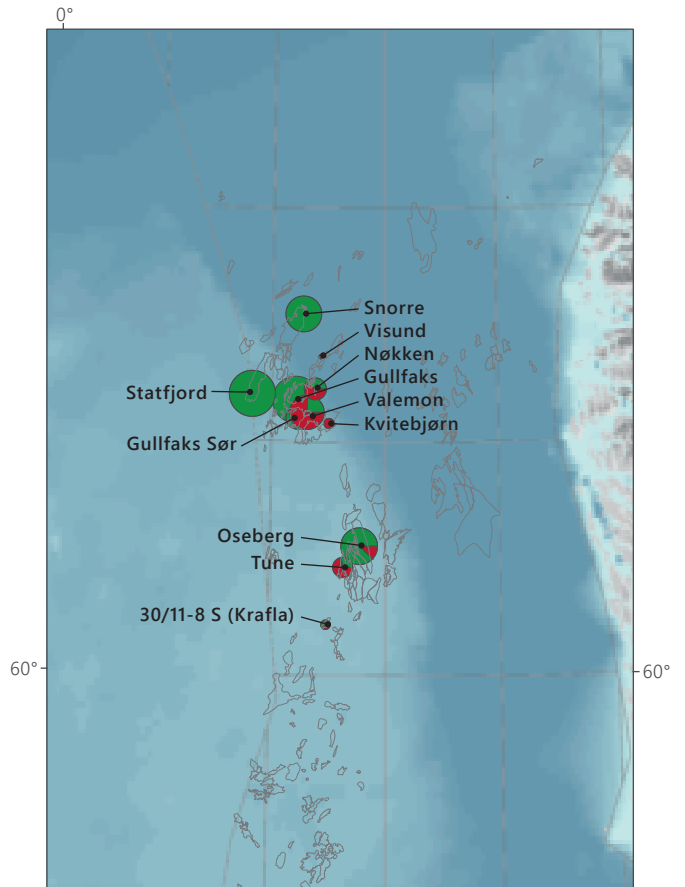
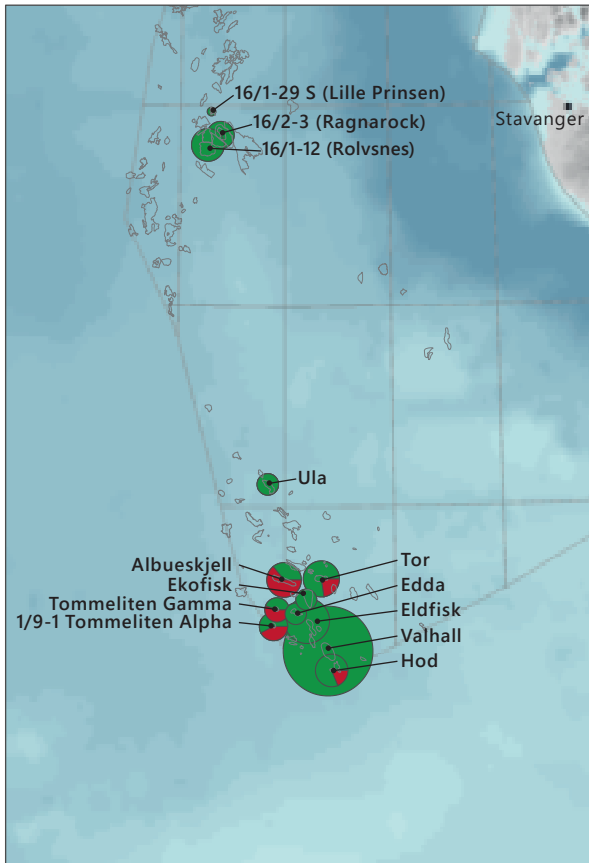
For å oppnå lønnsom produksjon fra tette reservoar, må det settes inn tiltak som øker reservoareksponeeringen til brønnen, slik at oljen og gassen strømmer bedre. Dette kan gjøres ved å spreke opp reservoaret nær brønnene og/eller bore mange brønnbaner i de tette sonene.

Ulike varianter av oppsprekking og flergrensbrønner er foreløpig de mest aktuelle metodene for å utvinne ressursene i tette reservoar. På kalksteinsfeltene i Ekofiskområdet brukes oppsprekking i kombinasjon med syrestimulering. Tynnhullsteknologi er også aktuelt flere steder, der mange tynne borehull i samme brønn øker reservoareksponeeringen og fører til at olje og gass lettere strømmer inn i brønnene. Der det egner seg, bidrar oppsprekking i kombinasjon med vann- og gassinjeksjon også til økt utvinning.

Tette reservoarsoner kan produseres sammen med bedre soner med høyere permeabilitet. For å produsere både tette og gode soner i samme brønn trengs det sonekontroll (se faktaboks i kapittel 2) for optimal reservoarstyring. Dette kan bidra til å øke utvinningen fra de tette reservoarsonene, men teknologien må videreutvikles og bli mer kostnadseffektiv.

Utvinning fra tette reservoar kan i flere tilfeller bare bli lønnsomt dersom utbyggingen baseres på tilknytning til eksisterende infrastruktur. Store volum og relativt lave produksjonsrater medfører lang produksjonshorizont. Det er derfor viktig med løsninger som gjør det mulig å produsere ressursene innenfor levetiden til eksisterende infrastruktur.

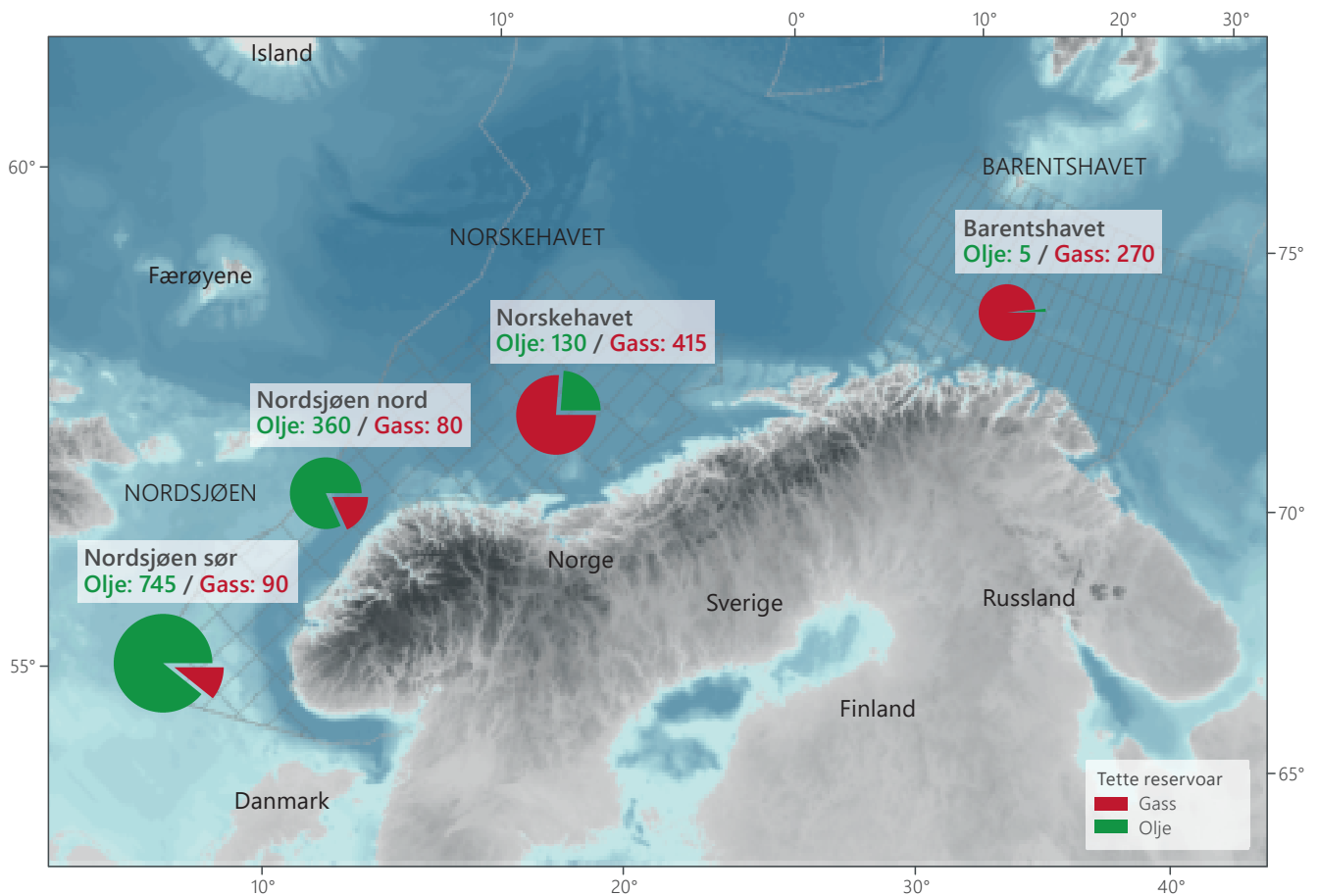
Flere prosjekt med utvinning fra tette reservoar er til vurdering, er besluttet eller er under utbygging. På Gullfaks i Nordsjøen har et pilotforsøk med vanninjeksjon bidratt til en beslutning om økt utvinning fra Shetland/Lista. Rettighetshaverne vurderer ulike utbyggingsløsninger for de tette reservoarene i funnet 6406/9-1 Linnorm i Norskehavet. På funnene 34/11-2-S Nøkken og 16/1-12 (Rolvnes) i Nordsjøen planlegges det prøveutvinning, og tynnhullsteknologi er testet for å øke utvinningen fra de tette kalksteinsreservoarene på Valhall. I tillegg utvikles det ulike kompletteringsløsninger for å øke reservoareksponeeringen i Ekofiskområdet.



Ressurser i tette reservoarer

○ 1 MSm³ o.e. ○ 10 MSm³ o.e. ○ 50 MSm³ o.e. ○ 100 MSm³ o.e. ■ Olje (MSm³) ■ Gass (GSm³)

Figur 3.2 Oversikt over tilstedeværende olje (grønn) og gass (rød) i tette reservoarer i sørlige og nordlige del av Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet



Figur 3.3 Tilstedeværende olje og gass i tette reservoar fordelt på havområde. Tallene er oppgitt i millioner Sm³ o.e.

Utvinnbare olje- og gassvolum fra tette reservoarer

Operatørselskapene har rapportert utvinnbare volum fra tette reservoar for 27 av de 42 funnene og feltene som inngår i ODs kartlegging. Det er stor variasjon i anslått utvinningsgrad fra de ulike reservoarene. Basert på dette har OD beregnet en gjennomsnittlig utvinningsgrad på 20 prosent (5 – 40 prosent) for olje og 30 prosent (10 – 50 prosent) for gass i kalksteinreservoarene. For sandsteinsreservoarene er den gjennomsnittlige utvinningsgraden beregnet til 12 prosent (4 -20 prosent) for olje og 25 prosent (18 – 40 prosent) for gass.

Gitt at dette gjelder for alle de 42 funnene og feltene i kartleggingen, kan utvinningspotensialet i de kartlagte tette reservoarene estimeres til å være i størrelsesorden 450 millioner Sm³ o.e. Dette fordeler seg på 200 millioner Sm³ o.e. i kalksteinsreservoar og 250 millioner Sm³ o.e. i sandsteinsreservoar. Utvikling av ny effektiv brønnteknologi og mer kostnadseffektive utbyggingsløsninger kan gjøre at mer av oljen og gassen i tette reservoarso-ner blir lønnsom å utvinne.

Utvinningspotensialet i de kartlagte tette reservoarene er i størrelsesorden 450 millioner Sm³ olje og gass

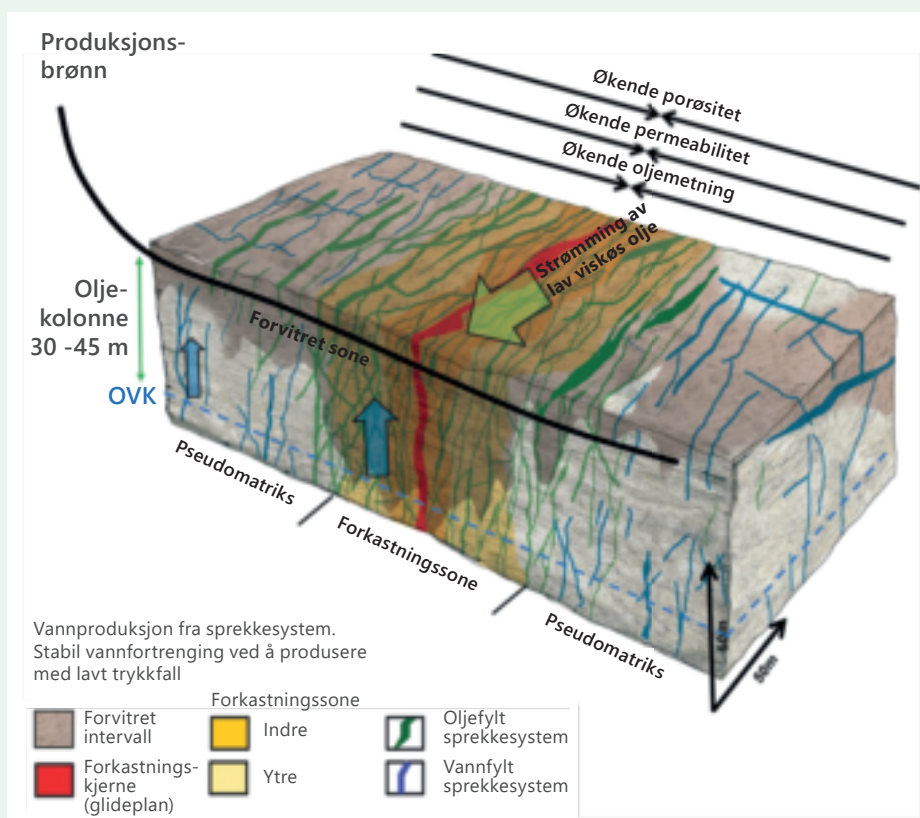
Basert på innspill fra Lundin:

Oljeutvinning fra oppsprukket grunnfjell

Funnet 16/1-12 (Rolvnes) har reservoar som består av oppsprukket og forvitret granittisk grunnfjell, med en oljekolonne på inntil 50 meter. Det ble gjennomført en vellykket formasjonstest i brønn 16/1-28 S i august 2018, og det er foreslått å koble den opp mot Edvard Grieg-feltet for prøveutvinning fra juni 2021. Etter formasjonstesten ble ressurstimatet oppdatert til 2 – 12 millioner Sm³ o.e.

Formålet med prøveutvinningen er å observere reservoaroppførsel over tid for å kunne evaluere utvinningstrategier for en mulig feltutbygging, og om en økonomisk utvinning av oljen er mulig. Det som er av særlig interesse er hvordan vannproduksjonen i brønnen utvikler seg og om oljen fra den porøse delen av reservoaret bidrar til produksjon sammen med oljen fra sprekken. I tillegg er det knyttet stor usikkerhet til graden av trykkstøtte fra underliggende vannsone. Kunnskap fra prøveutvinningen vil redusere usikkerhet ved konseptvalg med tanke på blant annet antall produksjonsbrønner, kompletteringsløsninger, behov for trykkstøtte og gassløft, samt estimat for total utvinningsgrad.

Erfaring fra sprekke-dominerte felt globalt indikerer at en moderat produksjonsrate som tillater at lateral oljestrømning dominerer over vertikal vannstrømning, er en nøkkel for best mulig ressursutnyttelse. Det planlegges en produksjonsrate på 500 Sm³ olje pr. dag. Nærheten til vannsonen, samt reservoartypen med sprekker gjør vannproduksjonen høyst usikker, og et massivt vanngjennombrudd er en mulig nedside.



Figur 3.4 Rolvnes. Illustrasjon: Lundin

Avanserte metoder for økt utvinning

På de fleste oljefelt på norsk sokkel injiseres vann, gass eller en kombinasjon av disse for å øke utvinningen. Dette holder trykket oppe og skyver samtidig olje gjennom reservoarene og inn mot produksjonsbrønnene. Likevel blir en betydelig mengde olje liggende igjen som ikke kan utvinnes på denne måten. OD anslår at om lag halvparten av den oljen som blir igjen, er immobil (se faktaboks). For å kunne utvinne noe av denne oljen, trengs det mer avanserte metoder enn injeksjon av vann og gass.

Flere EOR-metoder er kjent teknologi og brukes på landfelt over hele verden, men er foreløpig lite brukt

på felt til havs. Britiske myndigheter gjennomførte i 2012 en EOR-studie som indikerte et teknisk potensial på nesten 1000 millioner Sm³ olje på britisk sokkel¹¹. Det er estimert at mellom 10 og 20 prosent av dette kan være lønnsomt å produsere. Basert på resultatet utarbeidet Oil and Gas Authority (OGA) og operatørene på britisk sokkel i 2016 en EOR-strategi. Strategien har medført flere EOR-prosjekt, blant annet injeksjon av lavsalint vann på Clair Ridge og polymerinjeksjon på Captain-feltet. Dette viser at EOR også kan implementeres på felt til havs som er sammenlignbare med feltene på norsk sokkel.

Basert på innspill fra Norske Shell:

Utbygging av tette gassreservoar med høyt trykk og høy temperatur

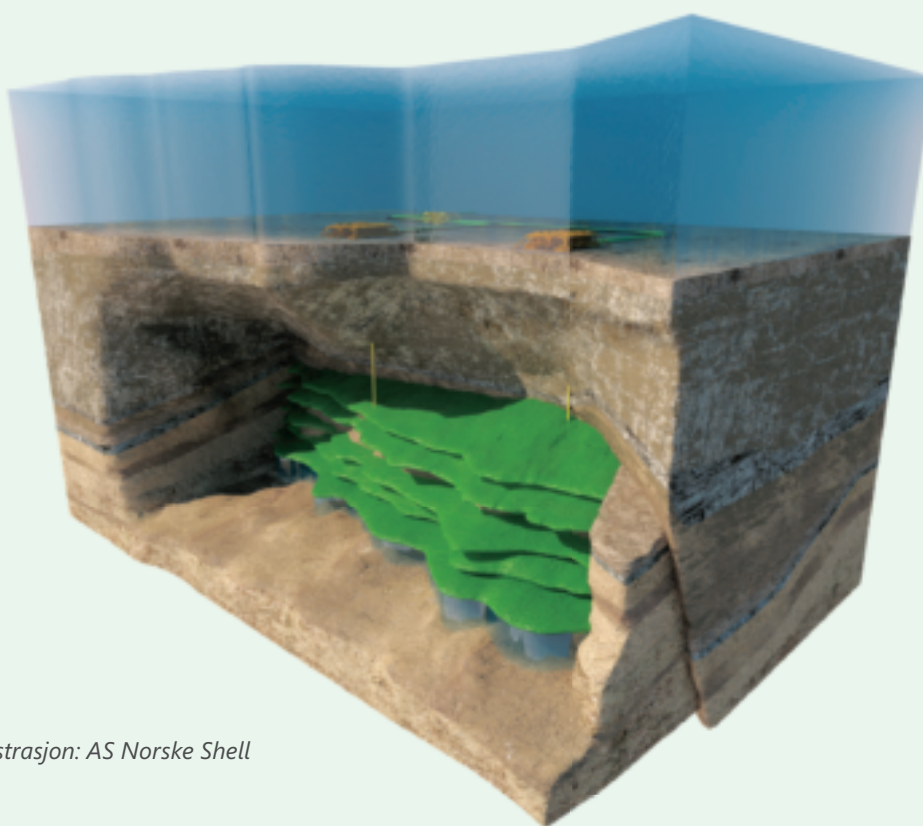
Funnet 6406/9-1 (Linnorm) i Norskehavet ble gjort i 2005 og avgrenset i 2007. Det inneholder relativt tørr gass i et komplekst og utfordrende reservoar med høyt trykk og høy temperatur. Gassen i reservoaret inneholder også en del CO₂ og H₂S. Dagens rettighetshavere er Petoro, Total, Equinor og Shell som operatør.

Reservoaret består av Ile-, Tofte- og Tilje-formasjonene. Reservoarkvaliteten er variabel med enkelte svært gode sandenheter (500-1500 mD), men også store seksjoner med tett sandstein (0,001 - 1 mD) av dårligere kvalitet som inneholder gass. Tilstedeværende gass er estimert til rundt

90 milliarder Sm³, hvorav rundt halvparten ligger i tette reservoar.

Prosjektet blir nå utredet for å finne ut om det er teknisk og kommersielt mulig å gjennomføre. Neste beslutningspunkt er planlagt mot slutten av 2019, og flere mulige løsninger vurderes. Disse omfatter direkte undervannstilknytning til et eksportsystem, innfasing til nærliggende vertsfelt eller selvstendig utbygging.

Utviklingsmuligheter for gassen i de tette reservoarene blir vurdert. Mulige brønndesign omfatter ulike typer konvensjonelle og/eller dedikerte brønner, men også en blanding av produksjonsbrønner i konvensjonelle og tette reservoarsoner. Hydraulisk stimulering og multi-sonekompletterings-teknologi blir vurdert.



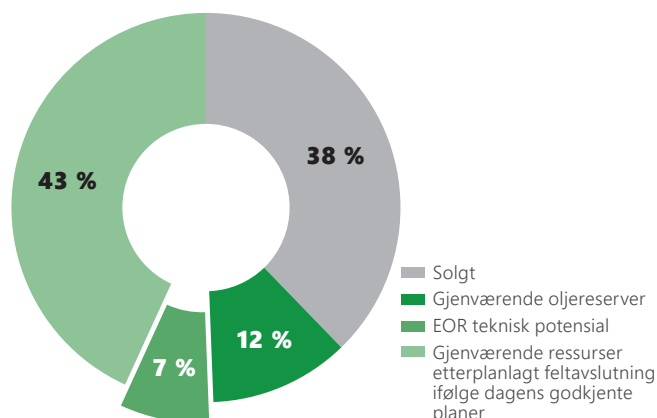
Figur 3.5 Linnorm. Illustrasjon: AS Norske Shell

Teknisk potensial

I 2017 gjennomførte OD et arbeid for å kartlegge det tekniske EOR-potensialet på 27 felt og funn. Analysen er nå oppdatert og utvidet til å omfatte 46 felt og funn. Den er basert på reservoardata som operatørene har rapportert til OD, og den viser et teknisk EOR-potensial på om lag 700 millioner Sm³ utvinnbar olje. Dette tilsvarer nesten like mye som to Johan Sverdrup-felt. Figur 3.6 viser ressursoversikten for feltene og funnene som er studert, inkludert det tekniske EOR-potensialet.

I analysen er 14 ulike EOR-metoder vurdert for samtlige felt og funn. Det tekniske potensialet er estimert ved å summere volumpotensialet fra den metoden som gir størst volum per felt og funn.

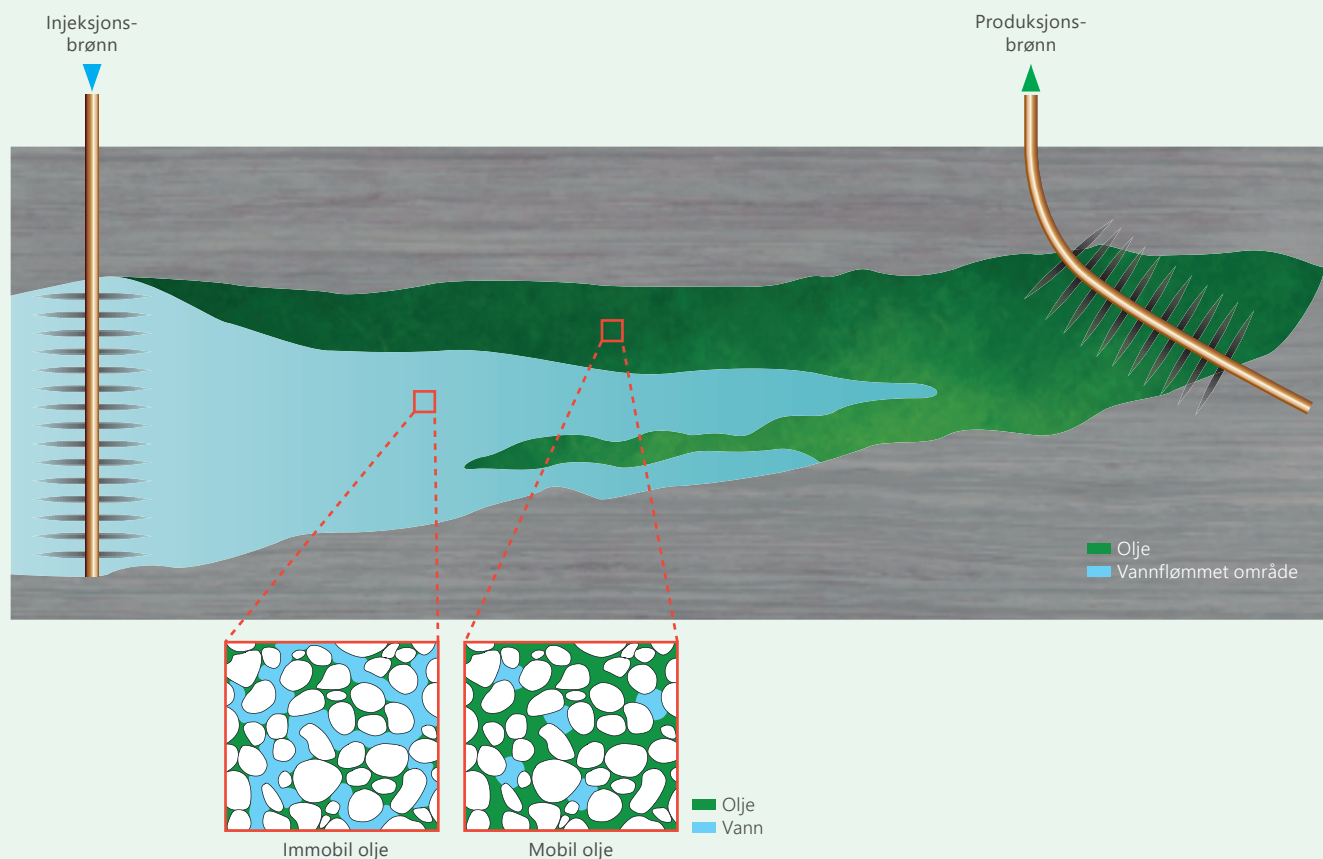
Til tross for det store tekniske potensialet viser årlige innrapporteringer til myndighetene at det bare er få prosjekt av denne typen som vurderes på norsk sokkel.



Figur 3.6 Ressursoversikt¹² for de 46 feltene og funnene i studien, inkludert det tekniske EOR-potensialet

Immobil olje

Immobil olje er gjenværende olje på poreskalanivå etter utvinning med for eksempel vanninjeksjon. For å produsere mer av denne oljen kreves det bruk av avanserte metoder (EOR).



Figur 3.7 Immobil olje i et reservoar

Skalert potensial

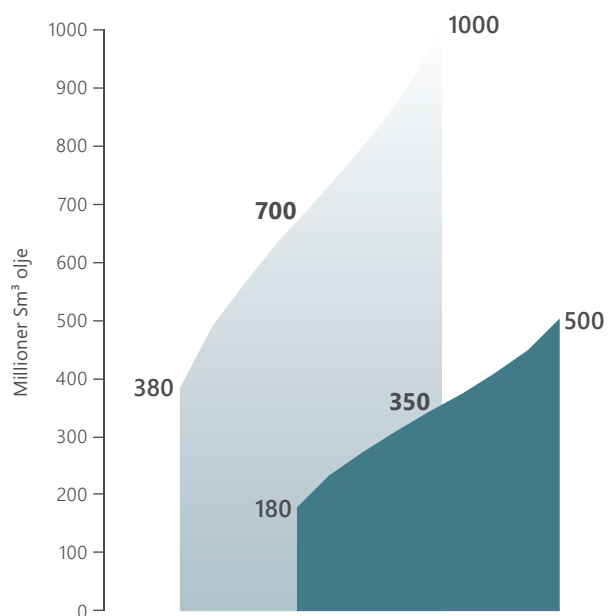
Det tekniske potensialet tar ikke hensyn til om EOR-metodene er lønnsomme eller praktisk mulig å implementere på feltene. Derfor har OD utvidet analysen til å se på effekten av andre faktorer enn undergrunnsparametere som har betydning for EOR-prosjekt.

I forbindelse med den utvidede analysen ble det innhentet nye data fra operatørene. Dataene gjelder i hovedsak operasjonelle kriterier som er viktige for å kartlegge mulighetene for å ta i bruk EOR-metoder på planlagte og eksisterende innretninger. Operatø-

rene har selv rangert de kriteriene som kan påvirke muligheten for å implementere EOR-metodene. Eksempler er plass- og vektkapasitet på innretningene, utstyrets korrosive motstandsdyktighet, vannbehandlingssystem og avstand til infrastruktur. I tillegg har OD estimert produksjonsprofiler og investeringskostnader som gir grunnlag for

beregning av en nåverdi for hver av metodene. Det er forutsatt en flat oljepris på 60 dollar pr. fat og diskonteringsrente på sju prosent.

Det er beregnet et skalert EOR-potensial på 350 Sm³ olje med et usikkerhetsspenn på 180 til 500 millioner Sm³



Figur 3.8 Teknisk og skalert EOR-potensial med usikkerhetsspenn

Beregning av det skalerte EOR-potensialet

For å identifisere et skalert EOR-potensial for hvert enkelt felt og funn, er det tatt hensyn til de faktorene som påvirker muligheten for implementering av EOR. Det er definert en operasjonell og en økonomisk faktor for hver metode. Hver enkeltfaktor er gitt en verdi mellom 0 og 1. Disse faktorene kombineres til en overordnet skaleringsfaktor, som angir muligheten for at en EOR-metode kan tas i bruk.

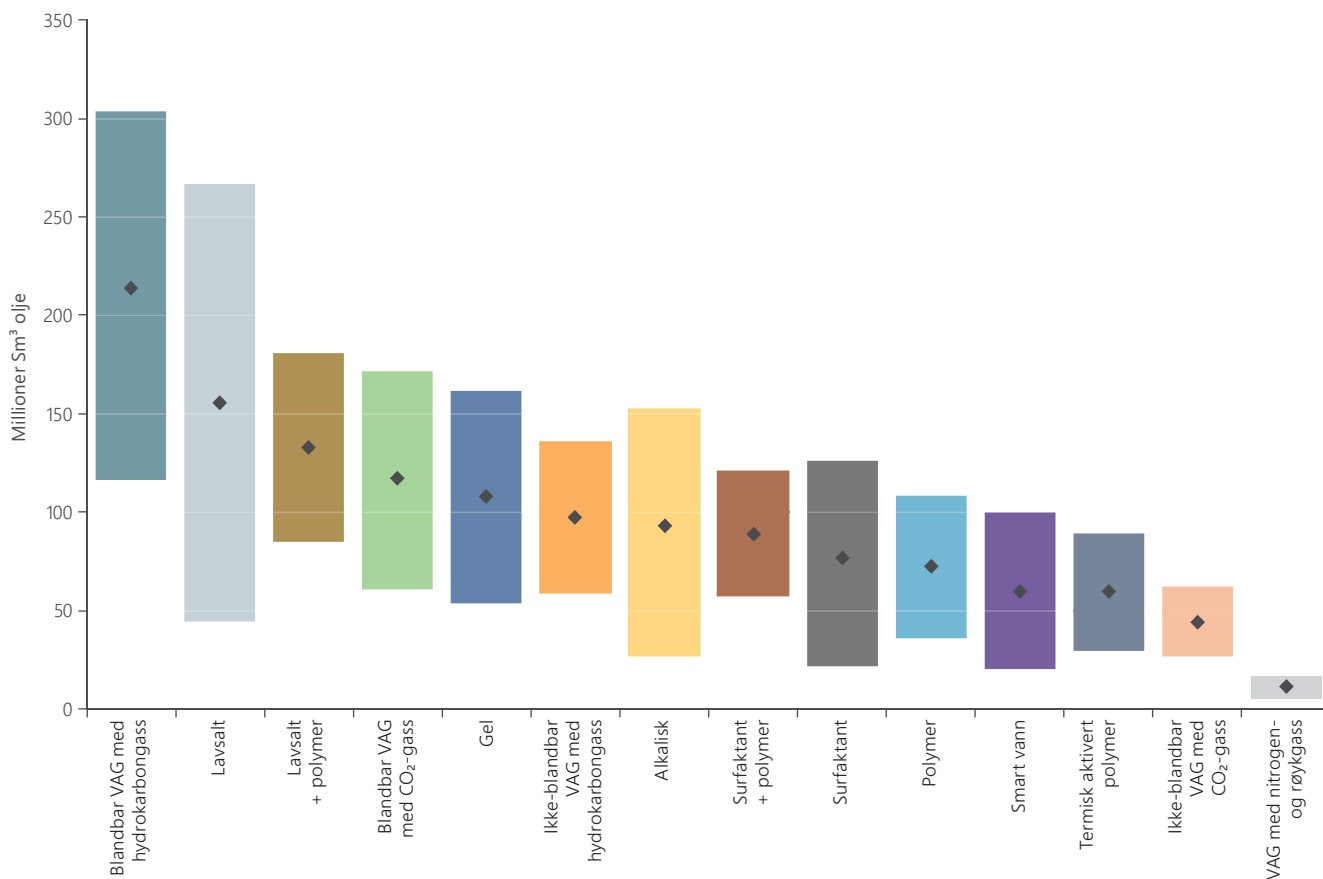
Det skalerte volumet estimeres ved å multiplisere skaleringsfaktoren med det tekniske potensialet fra hver EOR-metode på hvert felt og funn. Videre beregnes det totale skalerte EOR-potensialet for hele norsk sokkel ved å summere volumene fra den EOR-metoden for hvert felt og funn som har høyest skalert potensial og positiv nåverdi (gitt sju prosent diskonteringsrente).

Dette skalerte potensialet er kun gyldig med statistisk relevans når det summeres over et større antall muligheter, som i denne analysen, hvor det brukes til å beregne et skalert EOR-potensial for hele sokkelen.

Basert på operatørenes innmeldinger og ODs egne vurderinger er det beregnet et skalert EOR-potensial på 350 millioner Sm³ olje, med et usikkerhetsspenn fra 180 til 500 millioner Sm³. Dette er nesten like mye som reservene i Johan Sverdrup-feltet. Figur 3.8 viser både det tekniske, og det skalerte EOR-potensialet med usikkerhetsspenn.

Metodene rangeres forskjellig

Det skalerte potensialet i denne analysen gir en annen innbyrdes rangering av metoder enn analysen fra 2017. Generelt kommer gassbaserte metoder som vann-alternerende-gassinjeksjon (VAG) med blandbar hydrokarbongass godt ut etter skaleringen, spesielt på felt der utstyret som trengs for injeksjon allerede er installert. Lavsalt- og smartvann kommer også godt ut på grunn av relativt lave kostnader. Det samme gjelder termisk aktivert polymer og geler som injiseres i brønnen uten større modifikasjoner på innretningene.



Figur 3.9 Skalert EOR potensial per metode med usikkerhetsspenn

Figur 3.9 viser det skalerte potensialet for hver metode summert for alle funn og felt i studien. Det er flere EOR-metoder som har betydelig potensial selv etter skaleringen. Dette står i kontrast til selskapenes innmeldte tiltak for økt utvinning, hvor avanserte metoder har totale utvinnbare volum på beskjedne to millioner Sm³.

Bruk av avanserte metoder kan bidra til at betydelige volum kan utvinnes dersom metodene blir kvalifisert. OD etterlyser derfor økt innsats for å identifisere tiltak som kan øke utvinningen fra oljefeltene på norsk sokkel.

Feltpiloter

Analysen viser at det er et betydelig potensial for EOR. Til tross for dette er selskapene tilbakeholdne med å ta i bruk EOR på feltene. En grunn kan være at metodene er utfordrende å modellere. Usikkerhetsspennet i utvinnbart volum blir derfor så stort at det har vist seg vanskelig å få prosjektene godkjent i selskapene.

For å redusere usikkerhetsspennet og verifisere anvendbarhet er det viktig at rettighetshaverne tester EOR-metoder gjennom feltpiloter. For eksempel er

mange kjemikalier som brukes til EOR ikke kvalifisert for bruk på norsk sokkel, til tross for at de viser gode resultater i laboratorier og på landfelt rundt om i verden. Behovet for feltpiloter støttes også av forskningsmiljøer som i en årrekke har påvist EOR-metodenes potensial.

Et eksempel på en feltpilot er polymerinjeksjon på Johan Sverdrup-feltet. I forbindelse med godkjenning av utbyggingsplanen, har myndighetene stilt som vilkår at det skal gjennomføres en to-brønns polymerpilot med oppstart etter produksjonsstart. Formålet er å bekrefte et eventuelt økt utvinningspotensial, og opparbeide erfaringsdata ved bruk av polymer. Resultatene vil også gi verdifull informasjon om mulighetene for bruk av polymerinjeksjon på andre felt på sokkelen.

For å redusere usikkerhetsspennet og verifisere anvendbarhet er det viktig at selskapene tester EOR-metoder gjennom feltpiloter



Figur 3.10 Johan Sverdrup-feltet. Illustrasjon: Equinor

Et utvalg EOR-metoder

Blandbar vann - alternerende - gassinjeksjon (VAG)

med CO₂-gass eller hydrokarbon (HC)-gass: Ved blandbare betingelser (som blant annet er avhengig av trykk, temperatur og oljens komposisjon) vil gass og olje oppløses i hverandre og danne en felles fase. Disse prosessene gjør at oljen enklere kan presses mot produksjonsbrønnene og produseres.

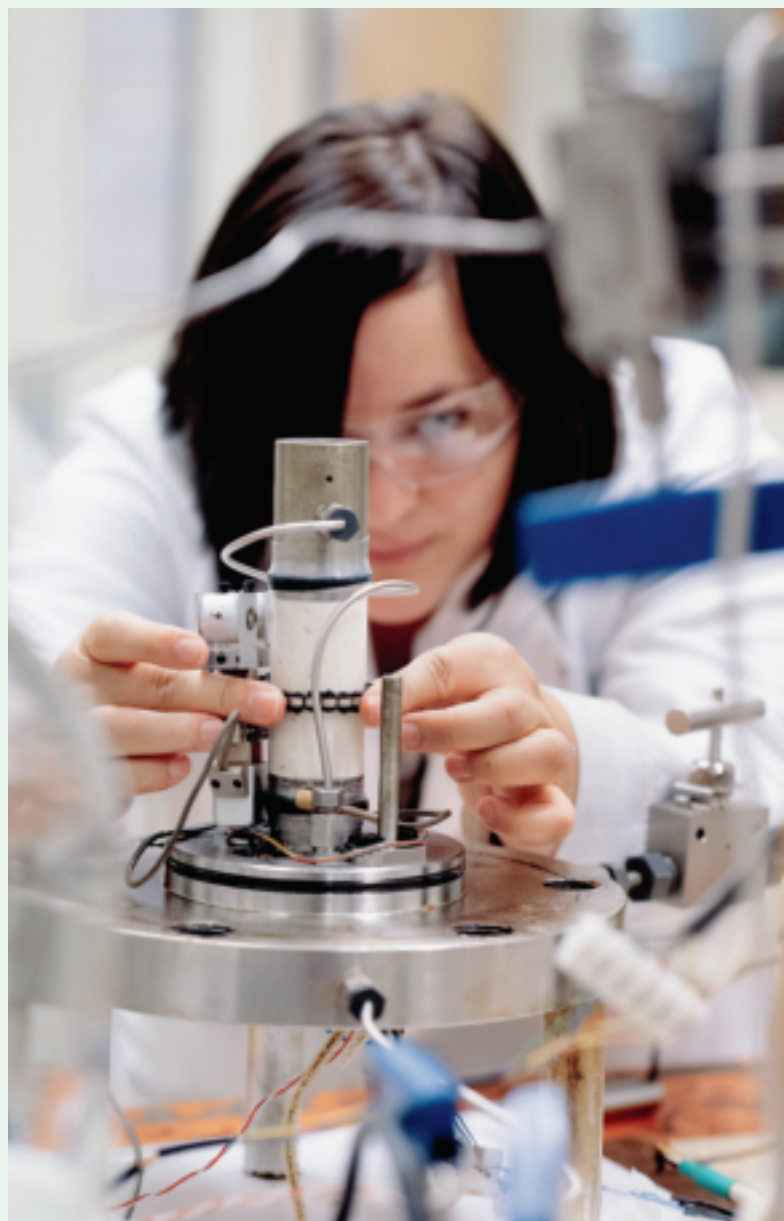
Lavsalint/Smart vann: Ved å forandre injeksjonsvannets kjemiske sammensetning slik at saltinnholdet endres, kan fuktegenskapene i reservoaret forandres. Dette kan bidra til at deler av den immobile oljen blir mobilisert og kan produseres. Metoden vurderes blant annet på krittfeltene i Ekofiskområdet.

Lavsalint sammen med polymer: Denne metoden er en kombinasjon av injeksjon av vann med redusert saltinnhold og polymer. Polymer tilsatt injeksjonsvannet øker vannets viskositet (gjør vannet mer tyktflytende). Dette fører til en mer stabil og jevn fortregning av oljen.

Surfaktant sammen med polymer: Denne metoden er en kombinasjon av surfaktant (såpestoffer) og polymer. Polymer tilsatt injeksjonsvannet øker vannets viskositet. Dette fører til en mer stabil og jevn fortregning av oljen. Surfaktant tilsettes injeksjonsvannet for å endre fuktegenskapene i reservoaret og redusere grenseflatespenningen mellom olje og vann. Dette kan føre til at deler av den immobile oljen blir mobilisert.

Gel: Det er mulig å «tette» den høypermeable sonen, hvor oljen allerede er produsert, ved å sette en gel-plugg som tvinger vannet ut i udrenerte omkringliggende områder.

Alkalisk: Alkaliske stoffer tilsettes injeksjonsvannet. Disse stoffene reagerer med oljen, fører til reduksjon i grenseflatespenningen mellom olje og vann, og endrer fuktegenskapene i reservoaret. Dette kan resultere i at deler av den immobile oljen blir mobilisert.



Figur 3.11 En forsker i arbeid på IOR-senteret i Stavanger.
Foto: Jan Inge Haga

Forskning og utvikling i petroleumsnæringen

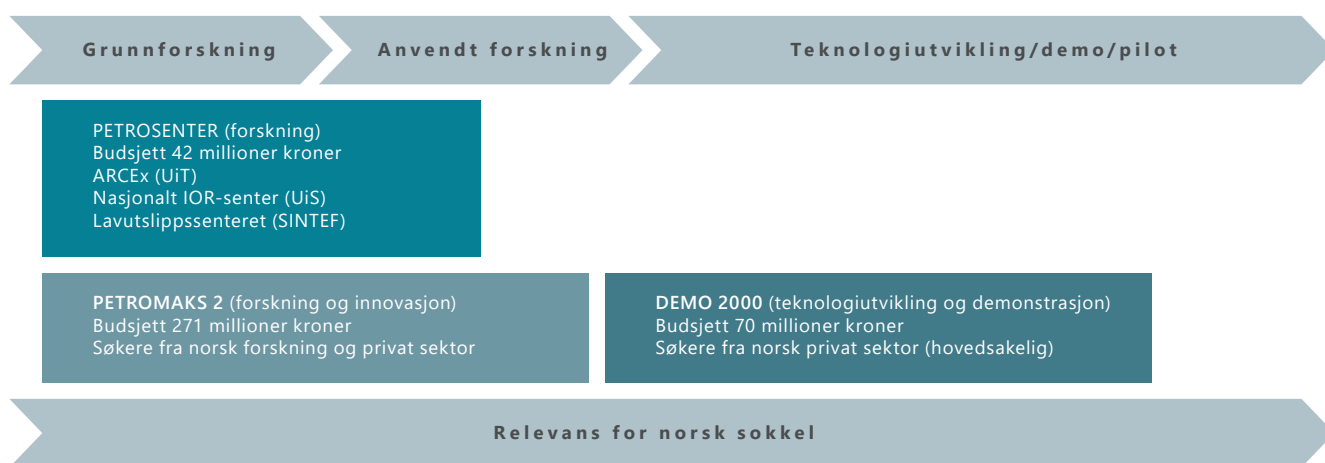
Det investeres årlig betydelige beløp i forskning og utvikling både innenfor leting, utbygging, utvinning og utslippsreducerende teknologier. I 2018 investerte oljeselskapene totalt rundt 3,7 milliarder kroner i forskning og utvikling. Om lag 2,8 milliarder av dette ble belastet norske utvinningstillatelser. Midlene ble fordelt mellom intern forskning i selskapene og eksterne aktører. Om lag 1,6 milliarder kroner ble investert i eksterne norske forskningsmiljøer (slik som leverandørindustri, forskningsinstitutter, eller universitet). En stor del av investeringene er fratreksberettiget, slik at selskapene kan skrive utgiftene av på skatten. Gjennom dette bidrar norske myndigheter indirekte med store summer.

Gjennom SkatteFUNN kan små og mellomstore bedrifter få skattefradrag for 20 prosent av kostnadene til forskning- og utviklingsprosjekt gjennom skatteoppgjøret. Store bedrifter kan få fradrag for 18 prosent av prosjektkostnadene. SkatteFUNNs portefølje innen petroleum i 2018 hadde 713 aktive prosjekt med estimert skattereduksjon på 435 millioner kroner.

Norges Forskningsråds programmer PETROMAKS2, DEMO2000 og PETROSENTER bevilger også direkte tilskudd til forsknings- og utviklingsprosjekt. Disse programmene er i hovedsak rettet mot universitet, forskningsinstitutter og leverandørindustri. I 2019 er budsjettene for disse programmene 380 millioner kroner. Figur 3.12 viser hvordan programmene med sine respektive budsjetter er rettet mot ulike typer forskning.

Myndighetene bidrar både direkte og indirekte (gjennom skattereduksjon) til finansieringen av sektorens satsing på forskning og teknologiutvikling. Myndighetene forventer at de betydelige beløpene som investeres fører til anvendelse av mer ny teknologi. Det er også viktig at kunnskap og teknologi deles på tvers av selskap og utvinningstillatelser.

Myndighetene forventer at de betydelige beløpene som investeres fører til anvendelse av mer ny teknologi



Figur 3.12 Forskningsrådets programmer for forskning og utvikling i petroleumsnæringen med respektive budsjetter



kapittel 4

UTSLIPP OG MILJØ



Utslipp og miljø

Hensynet til ytre miljø har alltid vært en integrert del av forvaltningen av olje- og gassressursene og blir ivaretatt i alle faser av virksomheten – fra leting, utbygging og drift til avslutning av et felt. Næringen er underlagt strenge rammer for utslipp både til luft og sjø.

Virkemidler for å redusere utslipp

Hovedvirkemidlet for å begrense utslippene av klimagasser fra petroleumsvirksomheten er økonomisk; kvoteplikt og CO₂-avgift. Disse gjør at selskapene til enhver tid har egeninteresse av å gjennomføre tiltak for å redusere sine utslipp. I Norges innrapportering til FNs klimakonvensjon er det anslått at CO₂-avgiften og kvoteplikten bidrar til gjennomføring av tiltak som

reducerer CO₂-utslippene på sokkelen med nesten sju millioner tonn i 2020.

CO₂-utslipp fra petroleumssektoren har vært omfattet av det europeiske kvotesystemet for klimagasser siden 2008. Gjennom dette bidrar oljeselskapene på norsk sokkel til en reduksjon i de totale utslippene innenfor kvotesystemet på 43 prosent fra 2005 til

2030. I tillegg betaler oljeselskapene høy CO₂-avgift. CO₂-avgiften ble innført i 1991, og har, sammen med kvoteplikten ført til at mange tiltak er implementert på innretninger og landanlegg. Store ressurser er brukt blant annet på mer effektive gasturbiner, energieffektivisering, løsninger med kraft fra land og CO₂-lagring. Dette har bidratt til at norske utslipp er vesentlig lavere pr. produsert enhet enn gjennomsnittet for oljeproduiserende land¹³.

Faglige vurderinger tilsier at petroleumsvirksomhet ikke har noen betydelig påvirkning på miljøtilstanden i havområdene. Det har verken vært oljepåslag på land eller målbare effekter på havmiljøet fra akutte oljeutslipp siden oppstarten for over 50 år¹⁴ siden. Større akuttutslipp av olje kan likevel ha effekter og

er derfor viktig å unngå. Nullutslippsarbeidet er en målsetning om at det ikke skal forekomme skadelige utslipp til sjø på norsk sokkel. For å oppnå dette er utslippene regulert av norske myndigheter. Det er ikke tillatt å slippe ut produsert vann som inneholder mer enn 30 milliondeler (ppm.) olje. De fleste selskap på sokkelen opererer imidlertid med enda strengere krav til rensing, og flere selskap injiserer det produserte vannet tilbake i undergrunnen.

Produksjonen øker men utslippene er stabile

Oljedirektoratet utarbeider årlige utslippsprognoser som omfatter all aktivitet på sokkelen som er underlagt petroleumsskatteregimet. Prognosene for utslipp fra framtidig aktivitet er basert på vedtatte planer, prosjekter i planleggingsfasen og forventet leting etter og potensiell utbygging av uoppdagede ressurser.

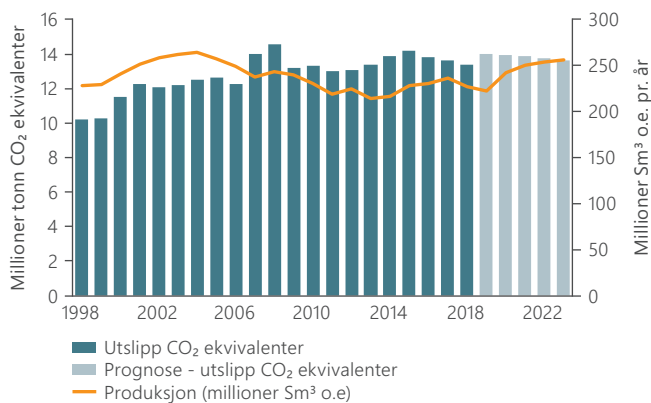
Historiske utslipp og utslippsprognosen for CO₂-ekvivalenter og produsert vann er vist i figur 4.1 og figur 4.2, sammen med historisk og prognosert produksjon fram til 2023. Produksjonen forventes å øke fram mot 2023. Likevel ventes de samlede utslippene av CO₂-ekvivalenter og utslipp av produsert vann å holde seg stabile. Det betyr at utslippene pr. produsert enhet går ned.

Utslipp av produsert vann

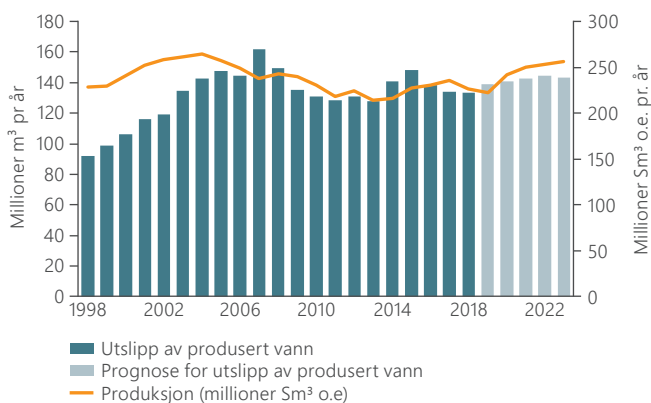
Utslipp til sjø omfatter i hovedsak produsert vann, borekaks og rester etter kjemikalier og sement fra boreoperasjoner. Avbøtende tiltak omfatter rensing før utslipp til sjø, re-injeksjon i reservoaret for trykkvedlikehold, deponering i undergrunnen eller frakt til land og behandling som farlig avfall.

De siste 10 – 15 årene har det vært en betydelig forskningsinnsats for å finne effekten av utslipp av produsert vann og av komponenter som inngår i

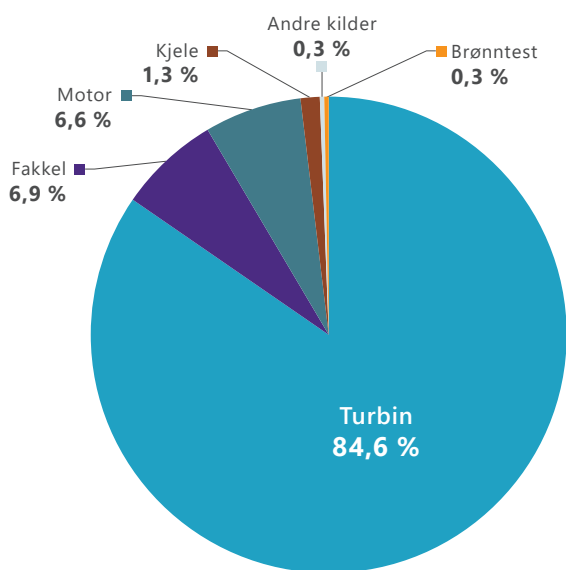
Produksjonen forventes å øke fram mot 2023. Likevel ventes de samlede utslippene av CO₂-ekvivalenter og utslipp av produsert vann å holde seg stabile



Figur 4.1 Historiske utslipp av CO₂-ekvivalenter (millioner tonn) og produksjon fra sokkelen inkludert prognose fram til 2023



Figur 4.2 Historiske utslipp av produsert vann (millioner m³) og produksjon fra sokkelen inkludert prognose fram til 2023



Figur 4.3 CO₂-utslipp kilder på norsk sokkel 2018

vannet. Forskning viser at komponentene kan føre til skade på organismer som lever i vannet, men generelt utelukkende ved konsentrasjoner helt nær utslippspunktet.¹⁵

I mange felt injiseres det produserte vannet i reservoaret og fungerer dermed som en del av det nødvendige trykkvedlikeholdet for å holde oljeproduksjonen i gang. Sammenlignet med injeksjon av sjøvann eller avsaltet vann, kan imidlertid injeksjon av produsert vann redusere permeabiliteten og komplisere dreneringen av reservoaret.

Myndighetene og selskapene på norsk sokkel har som mål at det ikke skal være skadelige utslipp til sjø. Dette har medført en betydelig reduksjon av oljeutslipp til sjø gjennom reinjeksjon og rensing av vann før utslipp. På enkelte felt er det gjort milliardinvesteringer for å rense eller injisere produsert vann.

Klimagassutslipp

I 2018 ble det sluppet ut i underkant av 14 millioner tonn CO₂ ekvivalenter fra norsk sokkel. Dette utgjør rundt en fjerdedel av de totale CO₂-utslippene i Norge¹⁶. Mesteparten av utslippene på sokkelen kommer fra gassturbiner som enten genererer elektrisk strøm eller driver pumper og kompressorer på plattformene. Det største utslippspotensialet ligger derfor i effektiv drift av turbiner eller innføring av alternative kraftkilder. I tillegg finnes det teknologier som kan bidra til å redusere utslippene fra andre deler av driften.

OD har kartlagt flere typer tiltak for å redusere CO₂-utslippene fra olje- og gassproduserende innretninger. Tiltakene er delt inn i følgende kategorier:

- energieffektivisering
- redusert gassfakling
- kraft fra land
- kraft fra havvind
- varmekraft (kraft fra turbiners eksosvarme)

Hvert felt er unikt. Både kostnader og potensialet for utslippsreduksjoner må alltid baseres på den enkelte innretnings design, størrelse, produksjonsnivå og gjenværende levetid, og vurderes opp mot kvotepris og avgiftsnivå.

Energieffektivisering

Mer effektiv energibruk reduserer drivstofforbruket og dermed CO₂-utslippene fra innretningene. Energi- effektive gassturbiner gjør at mindre gass brukes til å generere kraft, og mer gass kan selges og bidra til verdiskaping. Høy energieffektivitet er derfor god ressursforvaltning.

Energieffektivisering kan også oppnås ved å redusere gjennomføringstiden for energikrevende operasjoner. Bore- og brønnoperasjoner peker seg spesielt ut. Hovedintensjonen med redusert gjennomføringstid er å redusere kostnader. I tillegg gir det mindre energibruk og lavere CO₂-utslipp.

Redusert gassfakling

Fakling er bare tillatt når det er nødvendig av sikkerhetsgrunner. Fakkelsystemet er en del av innretningenes sikkerhetssystem og skal bare benyttes i forbindelse med sikker oppstart, nedstengning og trykkavlastning. Fakling kun for å produsere olje har vært forbudt siden produksjonen startet på norsk sokkel. Her har Norge vært et foregangsland. Dette har bidratt til lavere CO₂-utslipp og bedre utnyttelse av gassressursene fra feltene.

Redusert fakling må alltid ses i sammenheng med sikkerhetssystemet på innretningene. Fakling antas å kunne reduseres gjennom ulike tekniske og operasjonelle tiltak, blant annet forbedring av produksjonsregularitet, forbedring av prosedyrer og faklingsstrategier, trening av personell og redusert trykkavlastning.

Kraft fra land

Siden 1996 har operatørene vært pålagt å vurdere kraftforsyning fra land for alle nye utbygginger og

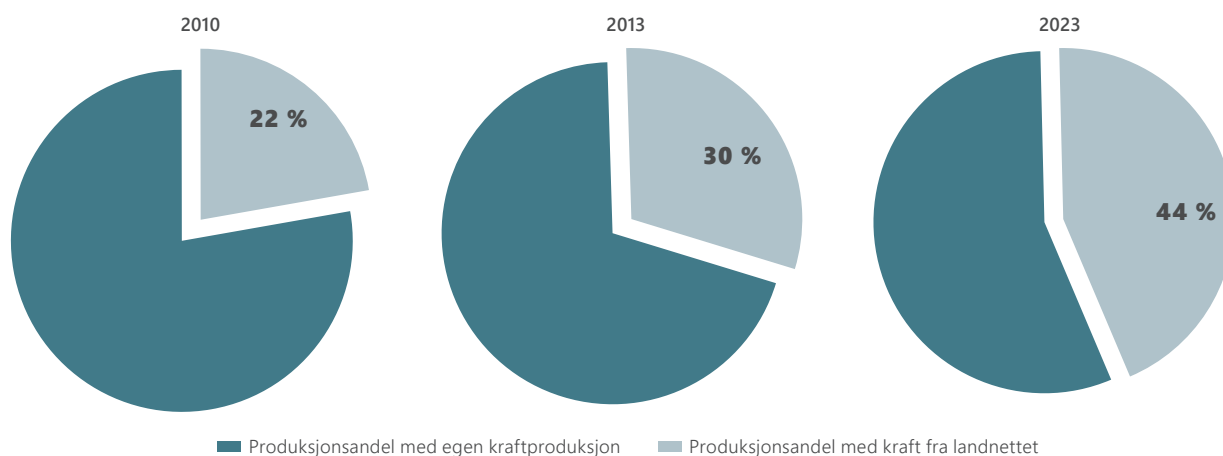
større ombygginger av eksisterende felt. Å forsyne en innretning til havs med kraft fra land vil i de fleste tilfeller redusere CO₂-utslippene fra produksjonen betydelig. Samtidig er norsk sokkel underlagt EUs kvotesystem, slik at utslippsreduksjonene sannsynligvis i stor grad blir motsvart av økte utslipp andre steder i Europa.

Med kraft fra land frigis den gassen som ellers brennes i gassturbinene for salg. Flere felt og innretninger, for eksempel Valhall, Troll A og Gjøa har vært drevet med kraft fra land i mange år med gode resultat.

Figur 4.4 viser andelen av total produksjon på sokkelen som drives, eller i henhold til vedtatte planer, skal drives med kraft fra land. I 2023 forventes det at over 40 prosent av produksjonen fra norsk sokkel drives på denne måten.

En stor del av økningen i produksjonen som drives med kraft fra land kommer fra feltene på Utsirahøgda. Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog drives i dag med gassturbiner, men skal forsynes med kraft fra land når andre trinn av Johan Sverdrup settes i drift i 2022. Dette gjør at den totale mengden olje og gass som produseres på denne måten øker, og utslippene pr. produsert enhet på sokkelen går ned. Samtidig kommer ikke effekten av områdeløsningen på Utsirahøgda tydelig fram i utslippsprognosene i figur 4.1. Årsaken er at feltene på Utsirahøgda som går over fra gassturbiner har relativt små utslipp i et sokkel-perspektiv, og at Johan Sverdrup blir forsynt med kraft fra land fra oppstart.

Kraft fra land medfører ofte så store investeringer at det ikke blir lønnsomt. Dette kan gjelde både for nye innretninger, og ikke minst ved modifikasjoner på



Figur 4.4 Andel av produksjonen som drives med kraft fra land

eksisterende innretninger. I tillegg kreves det tilstrekkelig tilgang på kraft i nettet på land.

Modifikasjonsomfanget og kostnadene ved å bygge om en innretning for kraft fra land avhenger for eksempel av om den er flytende eller bunnfast og hvor stor del av kraftbehovet som skal dekkes. For de fleste innretninger er det mindre krevende og kostbart å bare bytte ut gassturbiner som generer strøm enn å bygge om hele innretningen for å dekke alt kraftbehov med kraft fra land. For eksisterende innretninger er dette mest hensiktsmessig i områder som kan forsynes med vekselstrøm, det vil si områder som ligger relativt nært land.

Kraft fra land på nye felt og innretninger koster mindre enn å bygge om og legge til rette for dette på felt i drift.

Havvind

Havvind i denne sammenhengen er vindturbiner som kan forsyne olje- og gassinnretninger med kraft. Det skilles mellom flytende og bunnfast havvind. Ettersom feltene på norsk sokkel ligger i områder med relativt dypt vann (70 – 1000 meter), er det primært flytende havvind som er aktuelt. Vindturbinene plasseres da på flytende konstruksjoner i nærheten av innretningene.

En utfordring med vindturbiner for å generere kraft er at de ikke kan brukes når det blåser for lite eller for mye. Derfor kan ikke kraftbehovet på en innretning dekkes av havvind alene. Havvind egner seg generelt bedre til oppkobling mot et større nett med andre kraftgenererende enheter, slik at lokale variasjoner kan utjevnes.

Med dagens teknologi er det svært kostbart å forsyne olje- og gassinnretninger med kraft fra havvind.

Equinor har nå fått tilsagn om støtte fra Enova på 2,3 milliarder kroner for bygging av en flytende vindpark som skal levere kraft til olje og gassinnretninger på norsk sokkel. (se faktaboks om Hywind Tampen-prosjektet).

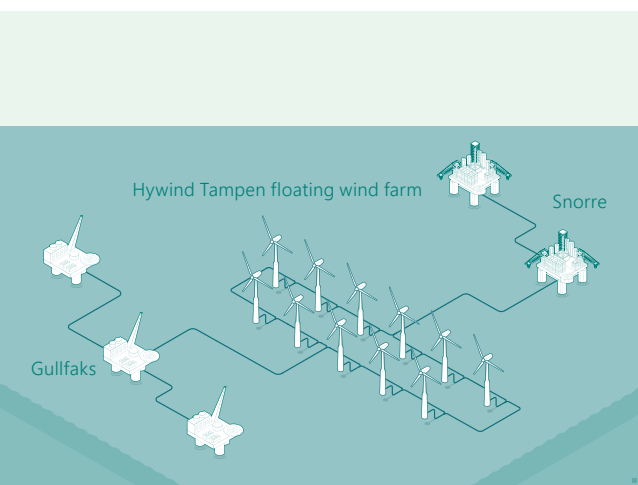
Varmekraft

Varmekraft innebærer at varmen i eksosgassen fra gassturbiner benyttes til å drive en kraftgenererende turbin. På denne måten utnyttes varme som ellers hadde gått til spille. Dette er et tiltak for økt energi-effektivitet.

Varmekraft er imidlertid avhengig av tungt og plasskrevende utstyr, og det kan være vanskelig å finne tilstrekkelig ledig plass og vektkapasitet på eksisterende innretninger. Varmekraft er i dag installert på tre felt: Oseberg, Eldfisk og Snorre.

Nye innretninger kan i større grad enn eksisterende tilpasses et tungt og plasskrevende varmekraftverk. I tillegg har turbinene på nye innretninger som regel større installert effekt. Dette gjør det mulig å installere et større varmekraftverk med høyere kraftproduksjon og tilhørende reduserte CO₂-utslipp.

Installering av varmekraftverk innebærer betydelige investeringskostnader. Tilgangen på varme blir i tillegg begrenset av at en del av varmen fra turbinene må brukes som prosessvarme.



Figur 4.5 Hywind Tampen-prosjektet.
Illustrasjon: Equinor

Hywind Tampen

Hywind Tampen er et vindkraftprosjekt som planlegges for å gi strøm til feltene Gullfaks og Snorre i Tampen-området i Nordsjøen. Vindparken planlegges med 11 flytende vindturbiner, hver med en kapasitet på 8 MW. Turbinene skal etter planen plasseres mellom de to feltene og kobles opp til plattformene med kraftkabler. Dette vil kunne gjøre det mulig å operere eksisterende gassturbiner på feltene med lavere belastning og i perioder stenge dem helt. Dersom selskapene tar en investeringsbeslutning og prosjektet blir godkjent, forventes utslippene fra de to feltene å bli redusert med til sammen rundt 200 000 tonn CO₂ og 1000 tonn NO_x per år. Equinor har derfor fått tilsagn om støtte på 2,3 milliarder kroner fra Enova. Det planlegges for en investeringsbeslutning i løpet av 2019. Tiltaket anses som et pilotprosjekt og oppstart er estimert til tredje kvartal 2022.

Basert på innspill fra ConocoPhillips:

Utslippsreduksjoner i Ekofiskområdet

Ekofiskområdet omfatter de tre feltene Ekofisk, Eldfisk og Embla. Feltene har en integrert infrastruktur for produksjon, vanninjeksjon og kraftforsyning. I tillegg er Ekofisk et knutepunkt for transport av produksjon fra andre felt.

I forbindelse med Ekofisk II-utbyggingen i 1998 ble det gjort store endringer i kraftforsyningen i Ekofiskområdet. De gamle turbinene ble byttet ut med moderne lav-NO_x turbiner med høyere virkningsgrad og lavere utslipp.

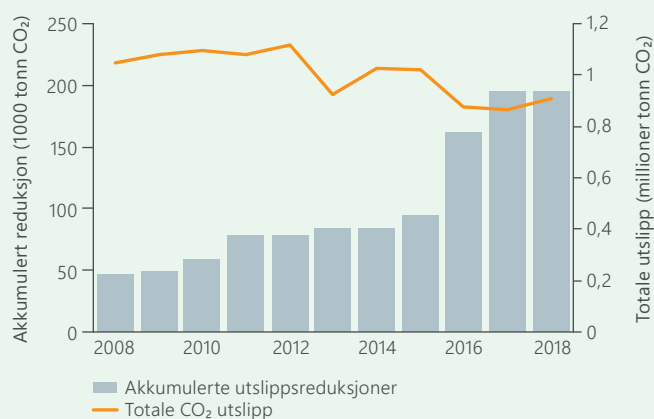
Bruk av varmegjenvinning fra eksosgass fra turbiner, nedstengning av fire gamle felt og omlegging av Statpipe-rørledningen utenom Ekofisk bidro også til at CO₂-utslippene fra Ekofiskområdet ble redusert med over en million tonn.

Siden den gang er det gjennomført flere energieffektiviseringstiltak for å redusere utslippene enda mer. Disse omfatter:

- Installasjon av lav-NO_x turbiner og et anlegg for varmegjenvinning med damp turbin og tilhørende strømgenerator for å utnytte spillvarme fra eksosgassen fra kraftgenererende turbiner
- Energieffektiverende tiltak for drift av vanninjeksjonen
- Endret driftsfilosofi for gasseksport og drift av én gasskompressor i stedet for to når forholdene ligger til rette for det
- Installasjon av kraftkabler mellom innretningene for å sikre mest mulig energieffektiv kraftforsyning i området.

De to kraftkablene alene bidrar med årlige utslippsreduksjoner i størrelsesorden 25 000 tonn CO₂. I løpet av 2019 blir det satt i drift enda en kabel, slik at alle installasjonene i Ekofiskområdet knyttes sammen i et kraftforsyningsnett som gir muligheter for ytterligere optimalisering. Denne siste kablet reduserer utslippene med 900 tonn CO₂ og 165 tonn NO_x pr. år.

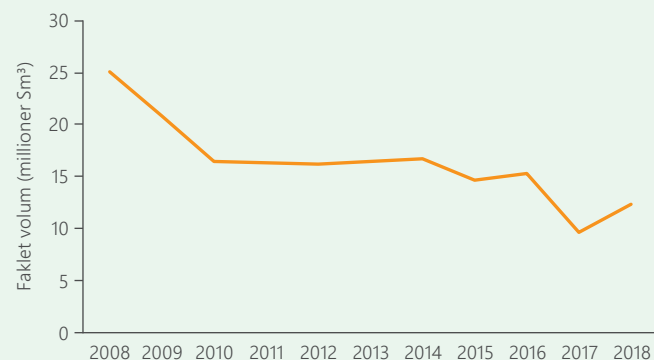
Dagens energiproduksjon i Ekofiskområdet er basert på best tilgjengelig teknologi (BAT) som består av lav NO_x-turbiner og flere varmegjenvinningsenheter. Gjennom



Figur 4.6 Totale utslipp og akkumulert utslippsreduksjon i Ekofiskområdet 2008 – 2018. Kilde: ConocoPhillips

energieffektivisering og modifikasjoner er utslippene de siste ti årene redusert med 13 prosent. Totalt har dette redusert utslippene med rundt 150 000 tonn CO₂ siden 2008.

I perioden fra 2004 til 2009 ble det faklet rundt 20 millioner Sm³ gass pr. år i Ekofiskområdet. En rekke tiltak som nedstengning av en fakkell, innføring av mål for faklingsreduksjon, re-installasjon av pilotfakkell og installasjon av fakkellgass re-kompresjon, har redusert faklingen betydelig. De siste par årene er det faklet 10-12 millioner Sm³ gass, det gir nesten en halvering sammenlignet med 2009-nivået.



Figur 4.7 Mengden gass som fakles på feltene i Ekofiskområdet. Kilde: ConocoPhillips

Det arbeides med enda større reduksjoner, blant annet ved å installere en ny fakkellgasskompressor. Forventede utslippsreduksjoner ved dette prosjektet er i størrelsesorden 27 000 tonn CO₂ pr. år. Til sammen tilsvarer dette rundt ni millioner Sm³ gass som kan selges fremfor å bli faklet.

Fotnoter

- ¹ Et funn havner i funnporteføljen året etter at det er påvist. Eksempelvis ble Johan Sverdrup funnet i 2010, og inkluderes i funnporteføljen i 2011.
- ² Reserver er ressurser som er vedtatt å produsere.
- ³ Betingede ressurser er både utvinnbare mengder som er funnet, men som det ennå ikke er tatt beslutning om å utvinne og prosjekter for å øke utvinningen fra feltene som heller ikke er besluttet.
- ⁴ I perioden 1996 - 2002 var ODs forventning til framtidig utvinning av gass for optimistisk og estimatene for betingede gassressurser ble nedjustert fra 2003.
- ⁵ For felt der det er levert utbyggingsplan etter år 2000 er reserveendringen målt mot estimat for reserver ved levert utbyggingsplan.
- ⁶ Gjennomsnittsfaktoren er normalisert mot reservetallet i år 2000 eller mot de første rapporterte reservene dersom det er levert utbyggingsplan for feltet etter år 2000.
- ⁷ Statistikken er basert på brønnbaner. De omtales her som brønner.
- ⁸ Boring av flergrensbrønner på Troll er ikke inkludert i tallgrunnlaget.
- ⁹ Datagrunnlaget går til 2017. 2018-tallene er en prognose.
- ¹⁰ KonKraft er en samarbeidsarena for Norsk olje og gass, Norsk Industri, Norges Rederi-forbund og Landsorganisasjonen i Norge (LO), med LO-forbundene Fellesforbundet og Industri Energi.
- ¹¹ Kilde: McCormack, M.P., Thomas, J.M. and Mackie, J. (2014) Maximising Enhanced Oil Recovery opportunities in UKCS through collaboration. SPE paper 172017.
- ¹² Resursser i RK 4, RK 5 og RK 7 er ikke inkludert i totalen.
- ¹³ Kilde: IOGP og EEH.
- ¹⁴ Kilde: Faglig Forum.
- ¹⁵ Kilde: DNV GL – Håndtering av produsert vann – erfaringer fra norsk sokkel, No.: 2015-4277, Rev.0.
- ¹⁶ Kilde: SSB.

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

Design/layout: Janne-Beth Carlsen N'Jai
Illustrasjoner: Rune Goa
Trykkeri: Kai Hansen

ISBN 978-82-7257-280-7

Omregningstabell:

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

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

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

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