
Konkurranseskraft - norsk sokkel i endring

Utvalgets rapport, februar 2018



Layout: HK Reklamebyrå Tromsø
Trykk: Lundblad, Tromsø
Forsidefoto: Øyvind Knoph Askeland,
Norsk olje og gass

INNHALDSFORTEGNELSE

Forord	5
1. Sammendrag og anbefalinger	6
1.1. Utvalgets anbefalinger	10
2. Konkurransesituasjonen til næringen	16
2.1. Olje- og gassnæringen i Norge	16
2.2. Norsk sokkels konkurransevne i forhold til andre energiprovinser	17
2.3. Leverandørindustriens konkurransekraft	37
2.4. Næringens nasjonale konkurransekraft	46
3. Bakgrunn for anbefalingene - overordnet	56
3.1. Initiativ for digitalisert samhandling	56
3.2. Hvert selskap bør ha egen digitaliseringsstrategi	67
3.3. Opptrappingsplan for DEMO 2000 og Petromaks 2	67
3.4. Økt satsing på CCS	68
3.5. Arbeidet med forenkling og standardisering må forsterkes ytterligere	69
3.6. Økt bruk av NORSOK	69
3.7. Standardkontrakter må benyttes	70
3.8. Industrielle tilnærminger for utviklingen i nord	71
3.9. EPIM-samarbeidet må forsterkes	73
3.10. Næringens omdømme og attraktivitet	73
3.11. Næringens samarbeid med utdanningssystemet	74
4. Bakgrunn for anbefalinger innen brønnleveranser	76
4.1. Innledning	77
4.2. Perspektiver frem mot 2025	78
4.3. Fokusområder	84
5. Bakgrunn for anbefalinger innen feltutvikling	96
5.1. Innledning	97
5.2. Fokusområder	100
6. Bakgrunn for anbefalinger innen drift	112
6.1. Innledning	113
6.2. Fokusområder	114

7. Bakgrunn anbefalinger innen tilgang og leting	120
7.1 Innledning.....	121
7.2 Perspektiver frem mot 2025	121
7.3. Fokusområder.....	122

Vedlegg 1: Prosjektbeskrivelse: Utvalgets mandat, struktur og metodikk	126
1.1. Oppnevning og sammensetning av utvalget.....	126
1.2. Utvalgets mandat fra Konkrafts Råd fra 31.januar 2017	126
1.3. Utvalgets arbeid.....	128
1.4. Organisering av prosjektet.....	128
1.5. Teoretisk rammeverk.....	130

Vedlegg 2: Definisjon av norsk oljeserviceselskap	132
--	-----

FORKORTELSER

TFO – Tildeling i Forhåndsdefinerte områder
 OED – Olje- og energidepartementet
 OD – Oljedirektoratet
 HMS – Helse, Miljø og Sikkerhet
 CCS- Karbonfangst – og lagring
 SJA – Sikker Jobb Analyse
 G&G - Geologi og geofysisk
 API - Application Programming Interface
 V&M – Vedlikehold og Modifikasjon
 JIP - Joint Industry project
 SKS – Standardkontraktstyre
 BaSEC - Barents Sea Exploration Collaboration
 EPIM - E&P information Management
 Association
 IEA - Det Internasjonale Energibyrådet
 Ptil – Petroleumstilsynet
 OPEC - Organization of the Petroleum Exporting
 Countries
 COP 21 - FN's klimakonferanse i Paris 2015
 IOGP - International Association of Oil&Gas
 Producers
 RNNP - Risikonivå i norsk petroleumsvirksom-
 het
 SSB – Statistisk sentralbyrå
 OECD – Organization for Economic
 Co-operation and Development
 PUD - Plan for utbygging og drift av petrole-
 umsføremst
 Oljefondet - Statens Pensjonsfond Utland
 NTK – Norsk Totalkontrakt
 NORSOK - Norsk Søkels Konkurransesisjon
 NIB - Norske innkjøpsbetingelser
 NF - Norsk Fabrikasjonskontrakt

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 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

Forord

Den norske olje- og gassnæringen har gjennom 50 år utviklet seg til å bli Norges viktigste næring. Dette har lagt grunnlaget for at Norge i dag er en av verdens rikeste velferdsnasjoner. Tanken om en felles velferdsstat henger tett sammen med den norske modellen og kjerneverdier som høy sysselsetting, velferd for alle og et organisert arbeidsliv. Næringen har utviklet og endret seg innenfor rammene av den norske modellen i et trepartssamarbeid mellom arbeidsgivere, arbeidstakere og myndighetene.

Industrien har alltid vært i omstilling. Norske industribedrifter har automatisert og effektivisert i over hundre år, og de gjør det fortsatt. Høy produktivitet er avgjørende for konkurranseevnen i et land som Norge, som har høyt kostnadsnivå og høy levestandard. Produktivitetsvekst er mulig fordi industrien har vært innovativ, og fordi den norske modellen sikrer lærende arbeidskraft og korte avstander mellom de ansatte og ledelsen.

Høy effektivitet, produktivitet, HMS og karboneffektivitet er avgjørende for konkurranseevnen til olje- og gassnæringen i en tid som kjennetegnes av skjerpet konkurranse i et endret globalt energimarked. Omstillingsarbeidet i de kommende årene vil preges av nye samarbeidsmåter mellom aktørene, digital teknologi og et behov for høyt endringstempo.

Det må være forståelse for at ulike aktører kan og vil ha forskjellige tilnærminger og løsninger. De sterkeste og mest robuste løsningene finner vi ofte i brytningsfeltet mellom ulike interesser. Å bidra til å finne slike løsninger er kjernen i KonKrafts arbeid.

Rapporten «Konkurransekraft – norsk sokkel i endring» er et bidrag til KonKrafts videre arbeid for å opprettholde norsk sokkels konkurranseevne, slik at Norge forblir et attraktivt investeringsområde, og et dynamisk hjemmemarked for leverandørbedrifter og maritim næring.

Oslo, 5. februar 2018

Hans-Christian Gabrielsen
Leder, LO

Jan Arve Haugan
Konsernsjef, Kværner

Monica Bjørkmann
Administrerende direktør,
Subsea 7 Norway

Jannicke Nilsson
Konserndirektør, Statoil

Lill Heidi Bakkerud
Nestleder, Industri Energi

Ann-Christin Andersen
Digitalsjef, TechnipFMC global

Alv B. Solheim
Teknisk direktør og visedirektør,
Wintershall Norge

Atle Tranøy
Konserntillitsvalgt, Aker ASA

Jakob Korsgaard
Administrerende direktør,
Maersk Drilling Norge AS

Walter Qvam
Utvalgsleder

1. Sammendrag og anbefalinger

Verdens energimarkeder er i endring, og dette påvirker energinasjonen Norge i betydelig grad.

Den norske olje- og gassnæringen har alle muligheter til å lykkes i denne omstillingen, slik den har gjort mange ganger tidligere.

De siste årene har vært krevende, og næringen har gjort store omlegginger og forbedringer. Forenkling og standardisering har vært avgjørende.

KonKrafts Råd opprettet prosjektet «Konkurranseskraft – norsk sokkel i endring» i januar 2017. Formålet var å sikre verdiskaping, arbeidsplasser og global konkurransekraft for den norske olje- og gassnæringen på lang sikt.

Sentrale oppgaver i mandatet var å

- sikre at kostnadsreduksjoner og tiltak fører til reelle, varige og langsiktige endringer
- sikre et aktivitetsnivå som opprettholder og videreutvikler den norske kompetanse- og leverandørklyngen
- sørge for at høy norsk andel er attraktivt både av bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske hensyn
- foreslå nødvendige forbedringer i rammebetingelsene overfor myndighetene
- anbefale tiltak fra bransjen og fra myndighetene for å realisere samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter
- foreslå kortsiktige tiltak dersom det gir grunnlag for å sikre langsiktig verdiskaping
- Ivareta relevante deler av handlingsplanen «Veikart for norsk sokkel – verdiskaping og reduserte klimagassutslipp på norsk sokkel fram mot 2030 og 2050»
- øke bruken av digitale løsninger, automatisering og robotisering
- øke innsatsen innen standardisering, forenkling og industrialisering
- øke kostnadseffektiviteten i virksomheten til

olje- og gassnæringen

- styrke samarbeidet mellom operatører og leverandører gjennom økt samhandling, effektive grensesnitt, gjenbruk av løsninger og erfaringsoverføring

Gjennom 2017 er mye endret. Nedgangen i aktivitetsnivået har flatet ut, og det er tegn til økning selv om det er store forskjeller mellom segmentene innad i bransjen. Det er oppnådd betydelige kostnads- og effektiviseringsgevinster. Nullpunktprisen for flere feltutbygginger er redusert med 30–50 prosent. Oljeprisen har hatt en stabil stigning og passerte i desember 64 USD per fat. Aktørbildet har endret seg både blant operatører og leverandører. Toneangivende selskaper i næringen har etablert strategier og veikart for digitalisering. Det er mer optimisme i næringen nå enn for et år siden.

Utfordringen for olje- og gassnæringen som helhet ved inngangen til 2018 er at det ikke er funnet ressurser til å opprettholde dagens nivå i olje- og gassproduksjonen etter 2025. Det er heller ingen kjente store utbyggingssjekter etter 2022. For å lykkes må næringen

- gjøre flere funn for utbygging og produksjon
- finne lønnsomme løsninger for utbygging av flere av de mindre funnene på norsk sokkel
- fortsette det pågående forenklings- og forbedringsarbeidet
- realisere potensialet som ligger i digitalisering, bruk av industrialiserte leverandørløsninger og nye samhandlingsformer
- redusere CO₂-utslippene og øke sikkerhetsnivået
- opprettholde attraktiviteten til norsk sokkel og skape arbeidsplasser

Et av de viktigste konkurransefortrinnene for norsk sokkel er den samlede kompetansen og innovasjonskraften i de norske offshoreklyngene. Dette fortrinnet er utviklet over mange år gjennom både samarbeid og konkurranse, og gjennom et arbeidsliv som er basert på åpen dialog mellom arbeidsgivere, arbeidstakere

og myndigheter. Det er avgjørende at næringen bygger videre på denne breddekompetansen når den nå står på terskelen til et nytt teknologisk skifte, gjennom digitaliseringen.

Kostnadsnivået på norsk sokkel har de siste tre årene blitt betydelig redusert. De fleste parametere viser at næringen nesten har halvert det overordnede kostnadsnivået sitt fra 2013. Basert på innspill og vurderinger er utvalget av den oppfatning at næringen må øke effektiviteten og produktiviteten ytterligere, slik at kostnadsnivået innen 2025 er på samme nivå som rundt år 2000, for å sikre lønnsom aktivitet gjennom næringens sykluser. Lønnsomheten må over tid være bærekraftig for hele verdikjeden i olje- og gassnæringen.

Dagens oljefelt vil ikke produsere nok til å møte fremtidens etterspørsel. Olje fra offshoreområder som norsk sokkel vil være avgjørende for å møte verdens energibehov. Selskapene på norsk sokkel må ha høy leteaktivitet for å påvise nye drivverdige funn. Næringen må få tilgang på nye prospektive arealer. Det er viktig å holde et jevnt og forutsigbart tempo ved tildeling av nye områder for petroleumsaktivitet, både når det gjelder nummererte konsesjonsrunder og tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO).

Klimagassutslippene ved olje- og gassutvinning vil bli viktigere for attraktiviteten til ulike provinser som følge av verdens klimautfordringer. CO₂-intensiteten fra norsk sokkel er i dag om lag halvparten av det globale gjennomsnittet. Dersom næringen fortsetter det systematiske klimaarbeidet på norsk sokkel vil konkurranseskraften bli ytterligere styrket.

Det er et høyt sikkerhetsnivå i norsk petroleumsvirksomhet. Samtidig er virksomheten i næringen i dag preget av endringer. For å sikre en bærekraftig utvikling av norsk petroleumsvirksomhet er det nødvendig å videreutvikle sikkerhetsarbeidet, gjennomføre effektiviseringstiltak og redusere kostnadsnivået. HMS-regimet må være innrettet slik at det kan møte fremtidige sikkerhets- og arbeidsmiljøutfordringer på en god måte. Det er næringen selv som er ansvarlig for sikkerheten i petroleumsvirksomheten. Sikkerhetsmyndighetenes oppfølging av aktørene bygger på ansvarliggjøring og forutsetter åpenhet og tillit mellom arbeidstakere og arbeidsgivere, næringen og myndighetene, og respekt for hverandres roller og ansvar.

Utvalget vil vise til og støtter rapporten fra den partssammensatte arbeidsgruppen som har vurdert helse, arbeidsmiljø og sikkerhet i petroleumssektoren, og som ble overlevert til arbeids- og sosialminister Anniken Hauglie 29. september 2017¹.

Fiskale rammevilkår har betydning for attraktiviteten til norsk sokkel. Det norske petroleumsskattesystemet er utformet slik at det skal bidra til høy leteaktivitet og et mangfold av aktører. Innføringen av letefusjonsordningen har ført til økt leteaktivitet i perioden fra 2006, og det er betydelig flere aktører på norsk sokkel i dag. Over halvparten av alle letebrønner i perioden 2005–2017 ble drevet av andre selskaper enn Statoil og de store internasjonale selskapene.

Utvalget vil understreke viktigheten av stabile og forutsigbare rammevilkår for norsk sokkels attraktivitet.

Norsk sokkel har vært og vil være det viktigste markedet for norsk leverandørindustri. På 2000-tallet har leverandørindustrien også utviklet seg til å bli Norges nest største eksportnæring, etter salg av olje og gass. Leverandørindustrien har gjennom de tre siste årene vært gjennom finansielle utfordringer, store personellreduksjoner og omstruktureringer som følge av lavere aktivitet nasjonalt og globalt. Tildelinger av kontrakter i 2017 viser at den norske leverandørindustrien står sterkt og har økt konkurranseskraften sin betydelig.

Befolkningen har et godt inntrykk av olje- og gassnæringen. Arbeidet med innovasjon og teknologiutvikling er høyt anerkjent, og nær hele befolkningen forstår verdien av olje og gass for landets økonomi, velferd og muligheter til utvikling.

Samtidig ser vi at befolkningen har mindre tro på næringens fremtid. Spesielt den yngre generasjon tror mindre på bransjens fremtid nå enn for fem år siden. Dette inntrykket har blitt forsterket på grunn av det dårlige arbeidsmarkedet i bransjen de siste årene.

I studentprosjektet «Den nye oljen» i regi av Norsk olje og gass (2017) ba studentene sine jevnaldrende om å forklare hvorfor olje- og gassnæringen ikke når ut i sin kommunikasjon til de unge i dag. Basert på dette gir prosjektet fire klare råd til bransjen for å snu på denne trenden².

1 Engen-rapporten

2 Se kapittel 2.4

Utvalgets mandat peker på betydningen av langsiktighet og behov for høye ambisjoner i det videre forbedringsarbeidet på norsk sokkel. For at næringen skal oppnå målene om ytterligere økt konkurranseskraft, må den fortsette det selskapsespesifikke forbedringsarbeidet, men også i større grad skape effektivitet og produktivitet i næringen som et system. Det vil si at næringen må arbeide for å

- fjerne unødig duplisering av arbeid og dokumentasjon mellom aktører og faser i verdi- og leverandørkjeden
- etablere industrielle, felles stordriftsløsninger for spesifikke funksjoner eller områder på sokkelen
- redusere mellomledd, funksjoner og operasjoner som kan erstattes av gode og sikre digitale løsninger
- oppnå økt kvalitet, produktivitet og effektivitet i alle ledd i verdikjeden ved styrt utveksling og bruk av datasett mellom selskaper
- etablere portefølje- og alliansemodeller for å skape et bedre forretningsmessig grunnlag for økt aktivitetsnivå – fra leting og boring til utbygging av grupper av små felt og i drift
- tidlig involvering av leverandører i konsept- og prosjektutvikling
- gå sammen om raskest mulig å innføre regelverk og standarder og felles løsninger for lagring, deling og bruk av data innenfor alle ledd i verdikjeden
- intensivere det pågående standardiserings- og forenklingsarbeidet i bransjen

Alle disse områdene er kjennetegnet av at potensialet ligger mellom aktørene, og de fleste av dem har opphav i digitalisering og nye samhandlingsformer i norsk olje- og gassnæring. Utvalget har derfor lagt spesiell vekt på slike muligheter i arbeidet og hentet inn erfaringer fra andre bransjer for hvordan man kan finne løsninger sammen og arbeide på samme måte (se rammeverk fra norsk banknæring vedlegg 1).

Realiserer man dette potensialet, vil aktørene på norsk sokkel øke sin konkurranseskraft, som igjen vil sikre en høy norsk andel og bidra til gode bedriftsøkonomiske resultater.

I arbeidet med å identifisere konkrete forbedringsmuligheter har utvalget ønsket et bredest mulig tilfang av innspill. Utvalget satte ned fire faglige partssammensatte arbeidsgrupper, og prosjektet har i tillegg hatt eksterne bidragsytere og gjennomført en rekke møter og presentasjoner med aktører i og utenfor næringen. Dette har dannet grunnlaget for utvalgets anbefalinger. Utvalget har kommet frem til disse anbefalingene på selvstendig grunnlag og etter helhetsvurderinger.

Videre har utvalget lagt vekt på hva næringen selv kan gjøre for å oppnå bedre resultater. Næringens rammebetingelser er diskutert der det er nødvendig med endringer for å kunne realisere viktig forbedringspotensial.

Anbefalingene representerer en blanding av nye tiltak og forsterkning av spesielt viktige pågående tiltak. Utvalget mener at arbeidet fremover må legge vekt på rask iverksetting og basere seg på innarbeidet praksis med arbeidstakermedvirkning for å sikre kvalitet, HMS og forankring i gjennomføringen. For å sikre nødvendig tempo bør noen enkeltaktører ta et spesielt ansvar for å sette i verk konkrete anbefalinger.

Utvalget anbefaler at iverksettingen hovedsakelig bør skje i de enkelte selskapene og de eksisterende foraene, organisasjonene og samarbeidsarenaene. Det forutsettes at nye samarbeidsformer og allianser er i tråd med eksisterende konkurranselovgivning.

Utvalgets anbefalinger er gruppert i de fem hovedområdene i tabellen på neste side. I figur 1.1. er utvalgets anbefalinger listet opp (uten rangering). Vurdering av anbefalingenes verdi/effekt er illustrert i figuren 1.2.

Figur 1.1.

Utvalgets anbefalinger er gruppert i 5 hovedområder som oppsummert nedenfor

Hovedinnhold	Overordnet i bransjen	Tilgang og leting	Brønnleveranser	Feltutvikling	Drift
Digitalisering og samhandling	Egen digitaliseringsstrategi for hvert selskap Initiativ for digitalisert samhandling	Bedre leteresultater ved deling av data Oppdatering av Diskos-databasen	Forbedret effektivitet innen brønnleveranser gjennom digitalisering	Digital feltutviklingsprosess	Operasjonssøttesentre for økt sikkerhet, høyere verdiskapning og redusert utslipp Digitale teknologier Felles digitalisert arbeidstilslutningssystem
Endrete regelverk/rammebetingelser	Opptrappingsplan for DEMO 2000 og Petromaks 2 Økt satsing på CCS	Endre tidspunkt for TFO-utlysning			Regelverk for fremtidsrettede løsninger
Forenklinger, generell standardisering	Arbeidet med forenkling og standardisering må forsterkes ytterligere Økt bruk av NORSOK Standardkontrakter må benyttes				
Samarbeid, allianser, stordrifts-løsning	Industrielle tilnærminger for utviklingen i nord EPIM-samarbeidet må forsterkes	Stratigrafiske brønner	Bredere samarbeid innen boreaktiviteter Heve referansenivået for prestasjonsmåling i brønn	Porteføljetenking for å gjøre små felt lønnsomme Samarbeidsmodeller ved feltbygging Standard "Alliansekontrakt"	Felles logistikk- og beredskapsløsninger Markedsplass for bedre oversikt og bruk av utstyr på lager
Samfunn og ny kompetanse	Næringsens omdømme og attraktivitet Næringsens samarbeid med utdannings-systemet				

1.1.

UTVALGETS ANBEFALINGER

Digitalisert samhandling

- Det bør etableres et samlet og bransjeledet initiativ for arbeid med tiltak som innebærer nye måter for digitalisert samhandling mellom aktørene i olje- og gassnæringen.
- Arbeidet bør etablere felles standarder og protokoller for lagring, utveksling og bruk av data.
- Prosjektet settes i gang på områder der sokkelens aktører ser få konflikter ved deling av data. HMS-data og miljødata er slike velegnede startområder og har potensial for effektivisering. Gjennom dette arbeidet bygger man erfaringer om løsninger og arbeidsmetodikk, og disse brukes deretter på andre områder/datasett i næringen.
- Initiativet bør sikre at slike digitale samhandlingsløsninger kan brukes i verdikjeden, jf. anbefalingene innen brønnleveranser, felt, drift og leting.
- Initiativet bør settes i gang av en kjernegruppe av aktører som har behov, interesse og forutsetninger for raskt å få en slik prosess i gang, og at andre aktører inviteres med i arbeidet med løsningene.
- Dette arbeidet stiller spesifikke og til dels nye krav til arbeidet med å realisere potensial.
- Utvalget anbefaler derfor at det for temaer av typen digitalisert samhandling benyttes et egnet og felles rammeverk, og at arbeidet organiseres fra en nøytral arena og er partssammensatt. Utvalget anbefaler å legge til grunn rammeverket som den norske banknæringen benyttet i sin endringsprosess (se vedlegg 1 for nærmere beskrivelse). Selv om bransjene er svært forskjellige, er måten dette arbeidet ble satt i gang, organisert, styrt og målt på svært relevant også for den digitaliseringstransformasjonen olje- og gassindustrien er på vei inn i.
- Det er i dag ulike oppfatninger mellom aktørene rundt styringsstruktur, eierskap til data og om forretningsmessige konsekvenser for deling av data.

Hvert selskap bør ha egen digitaliseringsstrategi

- Alle aktører bør innen 1–2 år ha etablert et digitaliseringsveikart/-strategi for sin virksomhet
- Digitaliseringsveikartet/-strategien må blant annet tydeliggjøre hvordan selskapet samhandler med andre aktører, hvilke prinsipper selskapet har for styrt datadeling – både når det gjelder verdien av eksterne data og grad av deling av egne data.

Bedre leteresultater ved deling av data

- Aktører innenfor tilgang og leting på norsk sokkel bør innen tre år ha tatt i bruk standarder og grensesnittprinsipper som gjør det mulig å dele informasjon og data i større grad enn i dag.
- Aktørene bør etablere et industrisamarbeid rundt styrt deling av data og som del av dette definere hvilke data som egner seg for og skaper merverdi ved deling på norsk sokkel (se også anbefalingen om initiativ for digitalisert samhandling).

Forbedret effektivitet innen brønnleveranser gjennom digitalisering

- Aktørene bør etablere infrastruktur og regelverk (API-er) for økt bruk av data i brønnleveransen.
- Felles protokoller for datautveksling og åpne grensesnitt må legges til grunn.
- Operatører, riggoperatører og leverandører bør spesifisere hvilke data som kan deles for å øke effektivitet i brønnleveransen.
- Operatører bør i samarbeid med riggoperatører og leverandører av boretjenester sette i gang pilotprosjekter der digitale teknologier knyttet til brønnleveransen blir raskt testet ut.

Digital feltutviklingsprosess

- Aktørene i feltutviklingsprosessen bør etablere et målrettet samarbeid for hurtigst mulig å hente ut effektene av digitalisering og datautveksling (se også anbefalingen om initiativ for digitalisert samhandling).
- Standardisert digital anleggsinformasjon bør tas i bruk, slik at hele verdikjeden kan kommunisere gjennom 3D-modeller og databaser og på sikt på digitale tvillinger. I arbeidet bør man bruke erfaringer fra bygningsindustriens samarbeid om digitalisering – buildingSMART.
- En del av arbeidet bør bidra til å akselerere den pågående digitaliseringen av NORSOK-standardene – spesielt NORSOK Z-TI.

Oppgradering av Diskos-databasen

- Norske myndigheter bør oppgradere brukervennligheten i dagens Diskos-løsning og må samarbeide med industrien for å sikre interoperabilitet³.
- Selskapene må se oppgraderingen av Diskos i tilknytning til overordnet digital strategi og sikre rett kompetanse i prosjektet (strategisk geologi og geofysisk [G&G] kompetanse, digital kompetanse og brønnskompetanse).

Operasjonsstøttesentre for økt sikkerhet, høyere verdiskaping og reduserte utslipp

- Utvalget registrerer at aktører er godt i gang med å etablere operasjonsstøttesentre for å forbedre driften, hente ut effekter av tilstandsovervåking og prediktivt vedlikehold i dagens produserende anlegg og i fremtidige utbygginger.
 - Operasjonsstøttesentrene vil gi delt situasjonsforståelse og bedre samarbeid mellom aktørene i nåtid.
 - Gjennom avansert dataanalyse, kunstig intelligens og avanserte algoritmer benyttes data for å forbedre resultatene.
- Utvalget anser god fremdrift på dette som viktig for å sikre norske arbeidsplasser.

Digitale teknologier. Videreføring av industrisamarbeidet innenfor vedlikehold og modifikasjon (V&M JIP) og OG21

- Selskapene på norsk sokkel bør utforske og ta i bruk teknologien som er beskrevet i V&M JIP (samarbeid i industrien) og OG21 for å øke lønnsomhet og effektivitet i den grad piloter og øvrige resultater viser seg lønnsomme og energibesparende.
- Oppfølgingen av disse initiativene bør være systematiske og helhetlige over norsk sokkel og i regi av etablerte program som DEMO 2000 og Petromaks2.

Felles digitalisert arbeidstillatelsessystem

- Næringen bør sikre et felles digitalisert arbeidstillatelsessystem som inkluderer alle hjelpeprosesser (Sikker-Jobb-Analyse (SJA), isolering, og adgang til lukket område).
- Arbeidet må tilføres ressurser og forankring på tilstrekkelig høyt ledelsesnivå til å gjennomføre en slik prosess.
- Prosessen bør samtidig forbedre sikkerhetsnivået og effektivisere prosessen rundt godkjenning av arbeidstillatelser.

Stratigrafiske brønner

- Olje- og gasselskapene gjennom Norsk olje og gass bør initiere en prosess hvor disse i samarbeid med myndighetene skal bore et sett med stratigrafiske⁴ brønner med utfyllende geologiske og geofysiske data som gjøres tilgjengelig for alle selskapene på norsk sokkel.
- Selskapene bør i fellesskap identifisere og gi et mandat til en aktør for boring av disse brønnene i tett samarbeid med myndighetene.

Bredere samarbeid innen boreaktiviteter

- Riggkampanjer i Barentshavet bør koordineres mellom operatørselskapene, enten gjennom felles kampanjer eller gjennom parallelle kampanjer med delte støtte og beredskapsfunksjoner.
- Mindre prosjekter bør samkjøres for å skape kontinuitet og grunnlag for synergier og en lav kostnadsbase. Porteføljesamarbeidet bør standardiseres på løsningsvalg og leverandører for å unngå kostbare rekonfigureringer og duplisering av reserveløsninger.
- Ressursdeling bør i denne forbindelse vurderes. Eksempelvis felles reservedelslager mellom riggeiere og ulike leverandører av boretjenester, og delte logistikk-løsninger.
- Operatører og leverandører bør gå i aktiv dialog for å identifisere kostnadsdrivende kontraktskrav, for eksempel korte mobiliseringstider, reserveløsninger og ubegrenset tilgang til lite brukt utstyr gjennom kontraktsperioden.
- Prestasjonsbasert kompensasjon i leverandørkontraktene bør benyttes i større grad. Slike modeller må utvikles i samarbeid mellom operatør og leverandør og baseres på gjensidig tillit og åpenhet. Hvordan prestasjonen måles og gevinsten fra forbedringer fordeles mellom partene, må stå sentralt. Prestasjonsbasert kompensasjon bør følges opp med en overføring av fullmakter for løsningsvalg til leverandøren. Dette bør gjøres som en gradvis prosess eller et pilotprosjekt.

³ Interoperabilitet er en egenskap ved et produkt eller et system. Det innebærer at dets grensesnitt er fullstendig forstått, slik at det kan arbeide sammen med andre produkter eller systemer, nåværende eller fremtidige, i en hvilken som helst bruk eller tilgang, uten noen restriksjoner.

⁴ Stratigrafiske brønner er grunne brønner hvor hensikten er å gi økt geologisk kunnskap om et område

Heve referansenivået for prestasjonsmåling i brønn

- Riggkontraktører og leverandører bør definere faktisk kapasitet⁵ til utstyret sitt gjennom å endre referanse for prestasjonsmåling fra beste teoretisk oppnådde prestasjon til designet kapasitet for utstyr og brønn.
- Riggkontraktører bør etablere et objektivt og teoretisk mål på riggenes totaleffektivitet.

Porteføljetenking for å gjøre små felt lønnsomme

- To eller flere operatører med flere funn (<10) i sin portefølje bør gå sammen for å etablere et porteføljesamarbeid der dette er hensiktsmessig for å realisere prosjekter.
- Operatørene må i prosesser med leverandørene gå gjennom slike porteføljer av funn for å søke standardiserte løsninger som gjør det mulig å realisere flere lønnsomme utbygginger.
- Leverandører bør i slike prosesser synliggjøre hvilken merverdi de kan skape gjennom å arbeide med porteføljer av utbygginger.
- Myndighetene bør aktivt legge til rette for porteføljesamarbeid på tvers av selskaper.

Felles logistikk – og beredskapsløsninger

- Logistikk- og beredskapsprosjektet som ble satt i gang etter drøfting i Norsk olje og gass og ledes av AkerBP, videreføres nå som et samarbeidsprosjekt mellom operatørene.
- Operatørselskapene må åpne for mer deling og samarbeid rundt logistikk.
- Videreutvikling av felles logistikk- og beredskapsløsninger bør gjennomføres innenfor partssamarbeidet.

Markedsplass for bedre oversikt og bruk av utstyr på lager

- Det pågående industriprosjektet med en felles markedsplass for bedre oversikt og bruk av utstyr på lager bør fortsette. Industriprosjektet består av syv operatører og er ledet av Statoil.

Samarbeidsmodeller ved feltutbygginger

- Operatører og leverandører anbefales i større grad enn i dag å dele erfaringer, gevinster, ressurser og risiko ved alternative samhandlingsformer og vurdere dette i forbindelse med etablering av kontraktsstrategi for et felt, et område eller en prosjektportefølje. Alternative samhandlingsformer kan være langsiktige rammekontrakter, partnerskap, allianser og kompensasjonsmodeller med større eller mindre

grad av samhandling, åpenhet, risikodeling og insentiver.

- Operatører bør involvere leverandører tidlig og starte dialogene rundt grensesnitt og optimalisering mens man enda har mulighet til å påvirke planene og løsningene for en utbygging.
- Det anbefales økt bruk av funksjonskrav i stedet for spesifikke krav og spesifikasjoner for å kunne øke bruk av standarddesign og gjenbruk av løsninger, og gjøre innsparinger relatert til fabrikasjon av større serier med like eller liknende produkter. Dette kan gjelde standardisering på både produkt- og komponentnivå.

Standard "Alliansekontrakt"

- Aktørene bør ta et initiativ til å starte arbeidet med å utvikle en ny type standardkontrakt som har basis i en partnerskapstankegang, og som legger til rette for involvering av hovedleverandører fra tidlige prosjektfaser, stimulerer til utvikling av langsiktige samarbeidsforhold og tilrettelegger for felles styringsprinsipper og tett samhandling.
- Standardkontraktstyret (SKS) bør utarbeide et mandat til Forhandlingsutvalget for Standardkontrakter for utarbeidelse av en «Standard Alliansekontrakt». En slik standardkontrakt kan bygge på eksisterende standardkontrakter (NTK15, NF15, NIB16 eller NSC05)

Industrielle tilnærminger for utviklingen i nord

- Operatører, leverandører og andre aktører med aktivitet i nord bør danne et industrielt fellesprosjekt. Hensikten med et slikt samarbeid bør være å (videre)utvikle industrielle kompetansekluser i nord, sikre økt aktivitet og ringvirkninger og samtidig sikre robuste løsninger for selskapene. Et eksempel på et liknende initiativ er Barents Sea Exploration Collaboration (BaSEC).
- En viktig del av dette arbeidet må være å identifisere hvilke funksjoner som kan være felles, og etablere samhandlingsregler for selskapene som har aktivitet i området.

⁵ Med kapasitet menes utstyrets yteevne inkludert sikkerhetsmarginer uten at man går på bekostning av sikkerhetsnivået.

EPIM-samarbeidet må forsterkes

- E&P Information Management Association (EPIM)⁶ må styrkes og få nødvendig status i næringen for å kunne bidra ytterligere med sitt arbeid i fremtiden.
- Ledelsen i operatørselskapene bør ta sterkere eierskap til EPIMs rolle og styrende organer.

Arbeidet med forenkling og standardisering må forsterkes ytterligere

- Aktørene bør benytte effektivitetsmål sammen med lønnsomhetsmål for å sikre at forbedringer fortsetter selv med høyere olje- og gasspriser.

Økt bruk av NORSOK

- Arbeidet med standardisering er svært viktig og bør prioriteres høyere.
- Arbeidet med NORSOK-standardene er og må være partssammensatt.
- Sektorstyret petroleumsstandardisering bør opprettholde en høy ambisjon i arbeidet med å etablere og videreutvikle industristandarder som fremmer gode sikkerhetsmessige, kostnadseffektive, tekniske, og konkurransedyktige løsninger.
- De PTIL-refererte standardene (95 standarder) – både NORSOK-standarder og øvrige standarder – bør i størst mulig grad brukes uten selskaps-spesifikke krav.

Standardkontrakter må benyttes

- Operatører og leverandører må i økende grad ta i bruk de nye standardkontraktene.

Endre tidspunkt for TFO-utlysning. Seismisk multi-klient aktivitet. Sam-X.

- Myndighetene bør vurdere å endre tidspunktet for tildeling av TFO-søknader slik at det er i bedre samsvar med sesongen for innsamling av seismiske data. Det betyr søknadsfrist for TFO i april/mai. Det pågående arbeidet i Norsk olje og gass for å samordne aktiviteten mellom olje- og gassnæringen og fiskerinæringen anses som svært viktig.
- Operatører i nabolisenser bør ha faste årlige møter der målet er å unngå mulig overlapp i seismikkinnsamling og kartlegge muligheter for eventuelle felles innsamlinger
- Operatører bør dele foreløpige innsamlingskart (omriss) på Sam-X så tidlig som mulig i planleggingsfasen for å unngå overlappende innsamling.

- Operatører må sikre at Norges Fiskarlag holdes oppdatert fra en tidlig planleggingsfase.
- Sam-X bør videreutvikles i henhold til spesifikke behov for oljeindustrien og fiskerinæringen.

Regelverk for fremtidsrettede løsninger

- Regelverket og standardene må raskest mulig tilpasses nye teknologiske løsninger, slik at fremtidige krav og retningslinjer tar hensyn til mulighetene som digitale løsninger og fjernstyring fra land gir. Gjennom dette kan man sørge for effektiv og sikker innføring av nye teknologier.
- Aktørene bør aktivt benytte Petroleumstilsynets årlige oppdatering av regelverk og presentere endringsforslag der regelverket oppfattes som en hindring for modernisering av driftsmodeller og nye digitaliserte løsninger. Denne gjennomgangen må være forankret i tripartssamarbeidet.

Opptappingsplan for DEMO 2000 og Petromaks 2

- Myndighetene bør lage en forpliktende opptappingsplan for å øke bevilgningene til forskningsprogrammene DEMO 2000 og Petromaks 2. Olje- og gassnæringen bidrar med tilsvarende myndighetenes bevilgninger etter gjeldende fordelingsnøkkel. Videre satsing på forskning og utvikling anses som avgjørende for næringens utvikling.

Økt satsing på CCS

- CCS er en stor mulighet for Norge og norsk industri.
- Myndighetene må bevilge midler som er tilstrekkelig for full fremdrift i CCS-prosjektet, slik at planlagt forprosjektering i 2018 kan gjennomføres som opprinnelig forutsatt.
- Regjeringen må styrke dialogen og samarbeidet med landene på kontinentet og rundt Nordsjøen, med sikte på å inngå avtaler om infrastruktur og karbonlagring under havbunnen i Nordsjøen.

⁶ E&P Information Management Association (EPIM) is a non-profit membership organization, established in November 2007, and governed by the operators on the Norwegian Continental Shelf. EPIM's main objective is to facilitate the best possible flow of information between operators, partners, authorities and other stakeholders. <https://epim.no/>

Næringens omdømme og attraktivitet

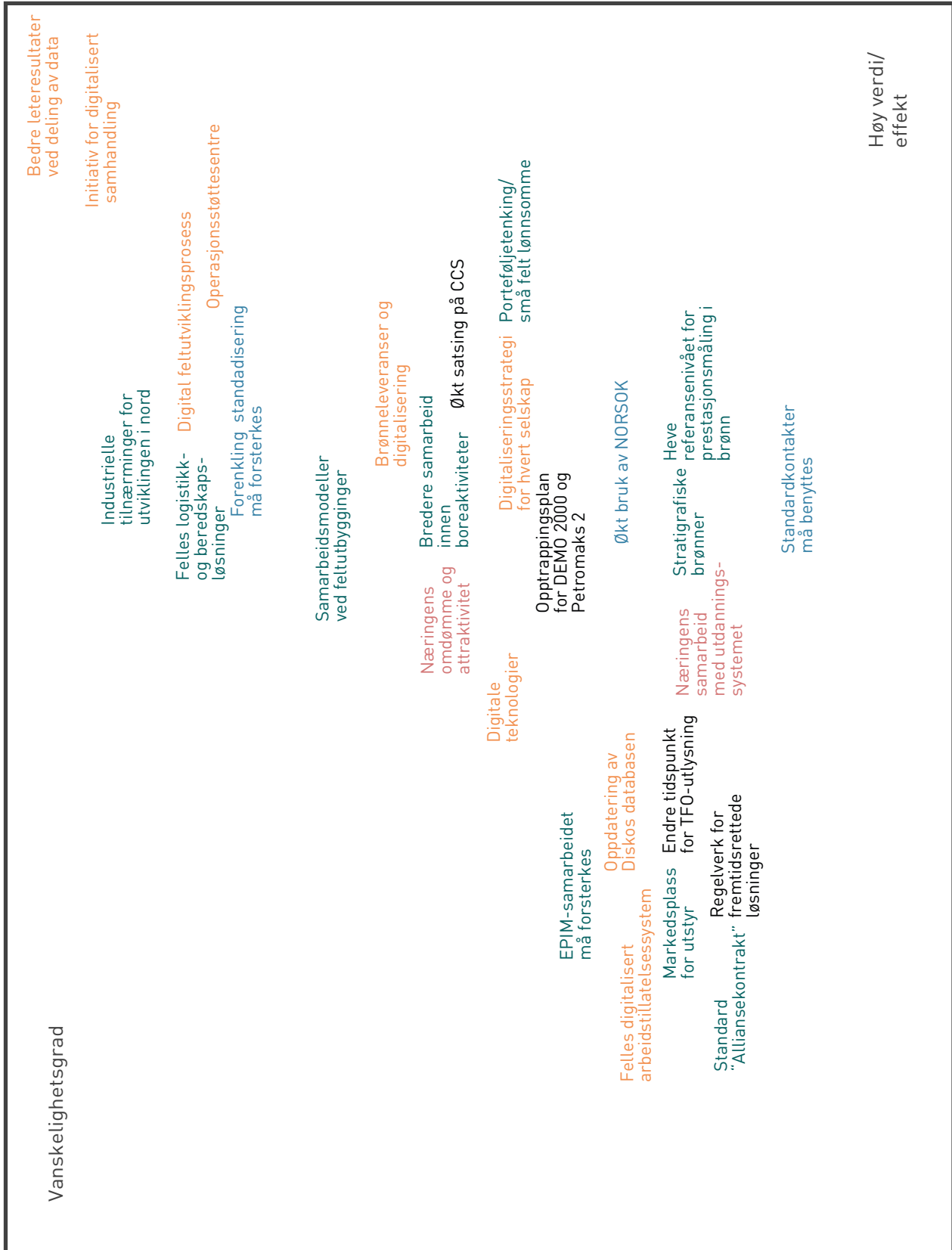
- Olje- og gassbransjen (selskaper, ledere, nøkkelpersoner, organisasjoner og myndighetsmiljøer) må delta aktivt gjennom engasjerende dialog om næringens rolle i fremtiden. Industrien trenger flere talspersoner.
- Hele olje- og gassnæringen bør bidra mer til å synliggjøre den kompetansen, innovasjonskraften og muligheten for vekst/nyskaping som finnes i bransjen. Bransjen må få bedre frem hvordan olje- og gassindustrien bidrar til å utvikle annen industri, som for eksempel andre havromsnæringer, fornybarindustrien og en voksende dataindustri.
- Olje- og gassnæringen må bruke tidsriktige forum og metoder flittigere for å nå ulike grupper – spesielt den yngre generasjonen.
- Den prosessen med digitalisering som norsk olje- og gassnæring nå går inn i, gir mange nye muligheter for både unge mennesker og små, nystartede miljøer. Dette skaper interessante jobbmuligheter og er viktig i kommunikasjonen fremover.

Næringens samarbeid med utdanningssystemet

- Næringen har et betydelig kompetansebehov for å løse fremtidens oppgaver.
- Utdanning av fagarbeidere og ingeniører må videreutvikles i tett samarbeid mellom industrien og utdanningsaktørene i hele landet.
- Selskaper i olje- og gassnæringen bør ha en kontinuerlig dialog med utdanningssystemet uavhengig av sykluser. Flere aktører har etablerte samarbeidsarenaer og det bør vurderes sterkere samordning.
- Industrien må bygge videre på den breddekompetansen den i dag besitter, og sikre at dagens personell får nødvendig oppdatert etter- og videreutdanning.

Figur 1.2.

Prioritering av anbefalingene illustrativ



2. Konkurransesituasjonen til næringen

Innenfor den globale olje- og gassvirksomheten er det en kamp om oppmerksomhet, menneskelige ressurser og investeringsmidler der Norge og norsk sokkel er ett av mange aktuelle områder for nye investeringer. Denne kampen finner sted mellom internasjonale oljeselskaper og internt i oljeselskapene og på samme måte mellom aktører i den internasjonale leverandørindustrien og internt i selskapene.

I dette kapitlet gis det først en beskrivelse av forhold som vil påvirke attraktiviteten til norsk sokkel i forhold til andre energiprovins. Viktige faktorer for oljeselskapene når de avgjør hvor de skal investere, vil for eksempel være fiskale forhold, tilgangen på leteareal, infrastruktur for olje og gass, og politisk stabile og forutsigbare rammevilkår. Dette er faktorer som avgjøres av andre enn næringen selv. Næringen kan selv påvirke attraktiviteten til norsk sokkel selv gjennom å redusere kostnadsnivået, heve sikkerhetsnivået og redusere CO₂-intensiteten ved utvinningen av olje og gass.

Videre gis det en beskrivelse av konkurranseevnen til leverandørindustrien og til slutt i kapitlet sees konkurransekraften i en nasjonal sammenheng. I hvilken grad klarer olje- og gassnæringen å rekruttere nødvendig personell? Er olje- og gassnæringen attraktiv for norsk ungdom?

2.1.

OLJE- OG GASSNÆRINGEN I NORGE

Den norske olje- og gassnæringen er et samlebegrep og inkluderer olje- og gasselskaper som opererer på norsk sokkel, og leverandørbedrifter som leverer varer og tjenester direkte til selskapene. Dette vil først og fremst være rigg-, seismikk- og ingeniørselskaper, offshoreverft, skipsverft, utstyrsleverandører og forsyningsbaser. I tillegg vil det være mange underleverandører og tjenesteproduiserende selskaper innenfor en

rekke tjenester, som for eksempel reiseliv, transport, bygg og anlegg og finans.

Statistisk sentralbyrå (SSB) anslo i 2016 at antall direkte og indirekte sysselsatte i petroleumsnæringen var 185 300. Dette utgjør om lag sju prosent av samlet sysselsetting i Norge. Til sammenligning anslo SSB at antall sysselsatte i 2013 og 2015 var henholdsvis rundt 232 000 og 206 000⁷.

Den norske olje- og gassnæringen har ikke bare norsk sokkel som marked. De store olje- og gasselskaper som opererer på norsk sokkel, er også til stede andre steder i verden⁸. Store deler av leverandørselskapene leverer varer og tjenester til andre lands petroleumsprovinser⁹. Den petroleumsrelaterte maritime næringen har også betydelig globalt marked utenfor norsk sokkel¹⁰.

7 På oppdrag av Norsk olje og gass gjennomførte IRIS en studie 2015 hvor de estimerte at totalt antall sysselsatte i petroleumsrelatert virksomhet – direkte og indirekte – var 330 000 ansatte i 2014. 186 000 var direkte sysselsatte, og 144 000 var indirekte sysselsatte. Avviket mellom SSB og IRIS skyldes blant annet at IRIS også inkluderer sysselsatte knyttet til leverandørens eksportvirksomhet og sysselsetting som følge av leverandørens egne investeringer. IRIS publiserte i mars 2016 oppdaterte tall for direkte sysselsatte i 2015. Studien viser en nedgang på 22 000 direkte ansatte og forklares hovedsakelig med nedbemanning i petroleumsrelatert leverandørindustri.

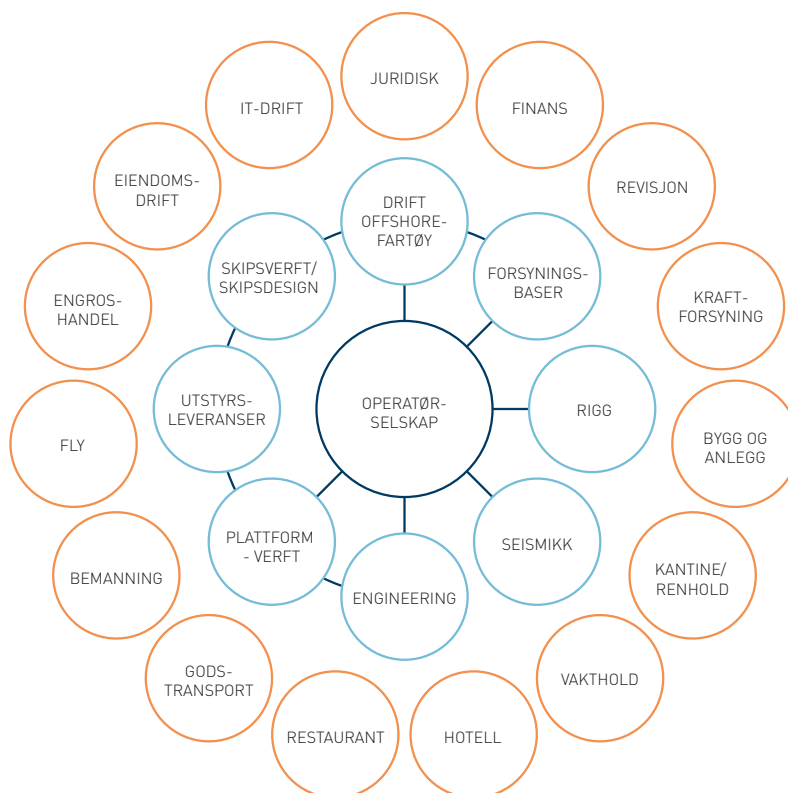
8 Noen selskaper som AkerBP og OKEA opererer bare på norsk sokkel.

9 Se for eksempel <http://www.norskpetroleum.no/utbygging-og-drift/leverandorindustrien/>

10 «Konjunkturrapport 2017». Norges Rederiforbund.

Figur 2.1.

Virksomheter definert som direkte petroleumsrelatert aktivitet (blå og lyseblå sirkler) og indirekte petroleumsrelaterte aktiviteter (oransje sirkler) (Kilde: Rapport IRIS – 2015/031)



2.2

NORSK SOKKELS KONKURRANSEEVNE I FORHOLD TIL ANDRE ENERGIPROVINSER

Olje og gass utvinnes i hele verden, både på land og til havs, i åpne demokratier og i lukkede totalitære stater. På alle disse stedene utvinnes og foredles produkter som gjør det mulig å møte verdens energietterspørsel. Hvor mye olje og gass som vil etterspørres i fremtiden, avhenger av svært mange faktorer, men felles for alle scenarioer frem mot 2030, 2040 og 2050 er at olje og gass vil være en viktig del av den globale energimiksen – også i de scenarioene som legger klimamålene i Parisavtalen til grunn¹¹.

Det er en grunnleggende misforståelse i flere miljøer at vi ikke trenger å finne og bygge ut nye oljefelt for å møte det fremtidige behovet etter olje og gass. I 2016 produserte alle verdens oljefelt rundt 96 millioner fat per dag.

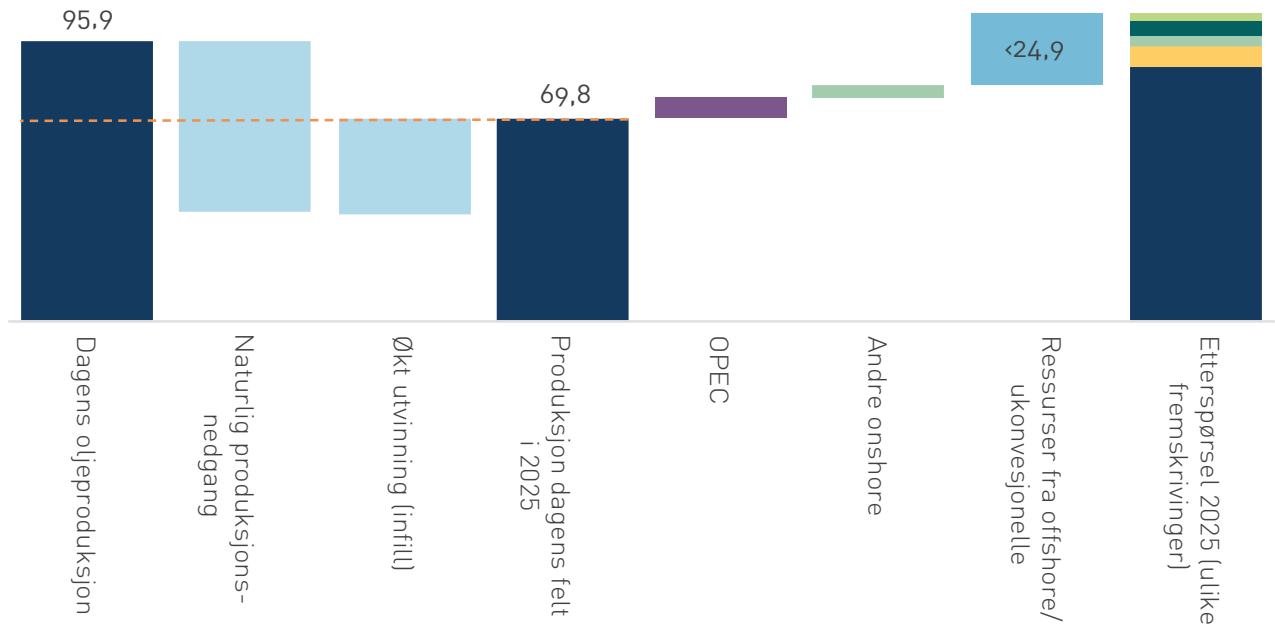
Som følge av naturlig produksjonsnedgang på nær 60 millioner fat per dag og positiv effekt av nye produksjonsbrønner i eksisterende felt vil disse feltene produsere omtrent 70 millioner fat per dag. Gapet mellom dette og etterspørselen i 2025 vil måtte deles mellom OPEC-landene, andre onshorefelt og ressurser fra offshore og ukonvensjonell olje.

I alle scenarioer frem mot 2025 forventes den nødvendige oljeproduksjonen å ligge betydelig over 70 millioner fat per dag, som dagens felt vil produsere (se figur 2.3). OPEC-landene og andre landbaserte områder vil stå for en del av produksjonsøkningen, men en stor andel av den nye produksjonen vil komme fra offshoreområder som Norge og fra ukonvensjonell olje, som skiferolje.

¹¹ Se for eksempel Det internasjonale energibyråets (IEA) World Energy Outlook 2017, Statkrafts Lavutslippsscenario 2017 (Statkraft 2017), Statoils Energy Perspectives Report 2017 (Statoil 31. mai 2017).

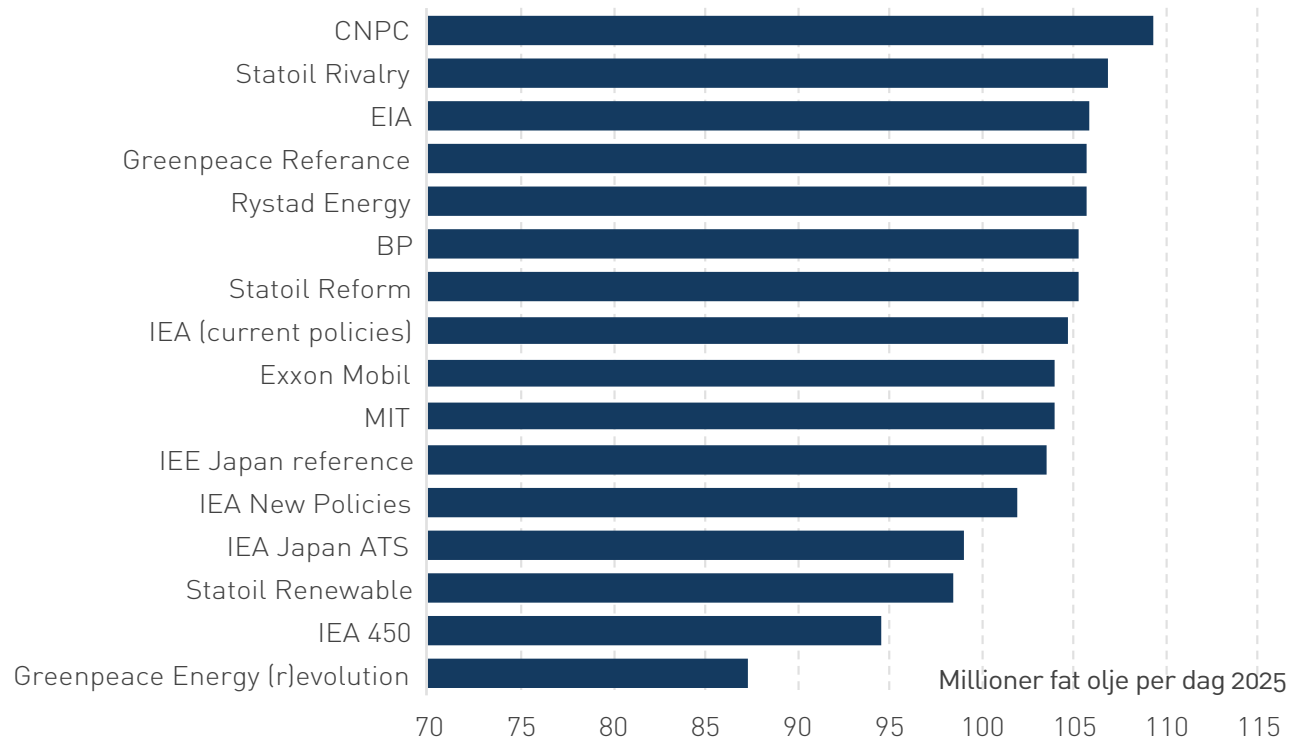
Figur 2.2.

Etterspørsel etter ressurser fra offshore og ukonvensjonell olje frem mot 2025 (Kilde: Rystad Energy.)



Figur 2.3.

Etterspørsel etter olje i 2025 etter ulike scenarier (Kilde: Rystad Energy.)

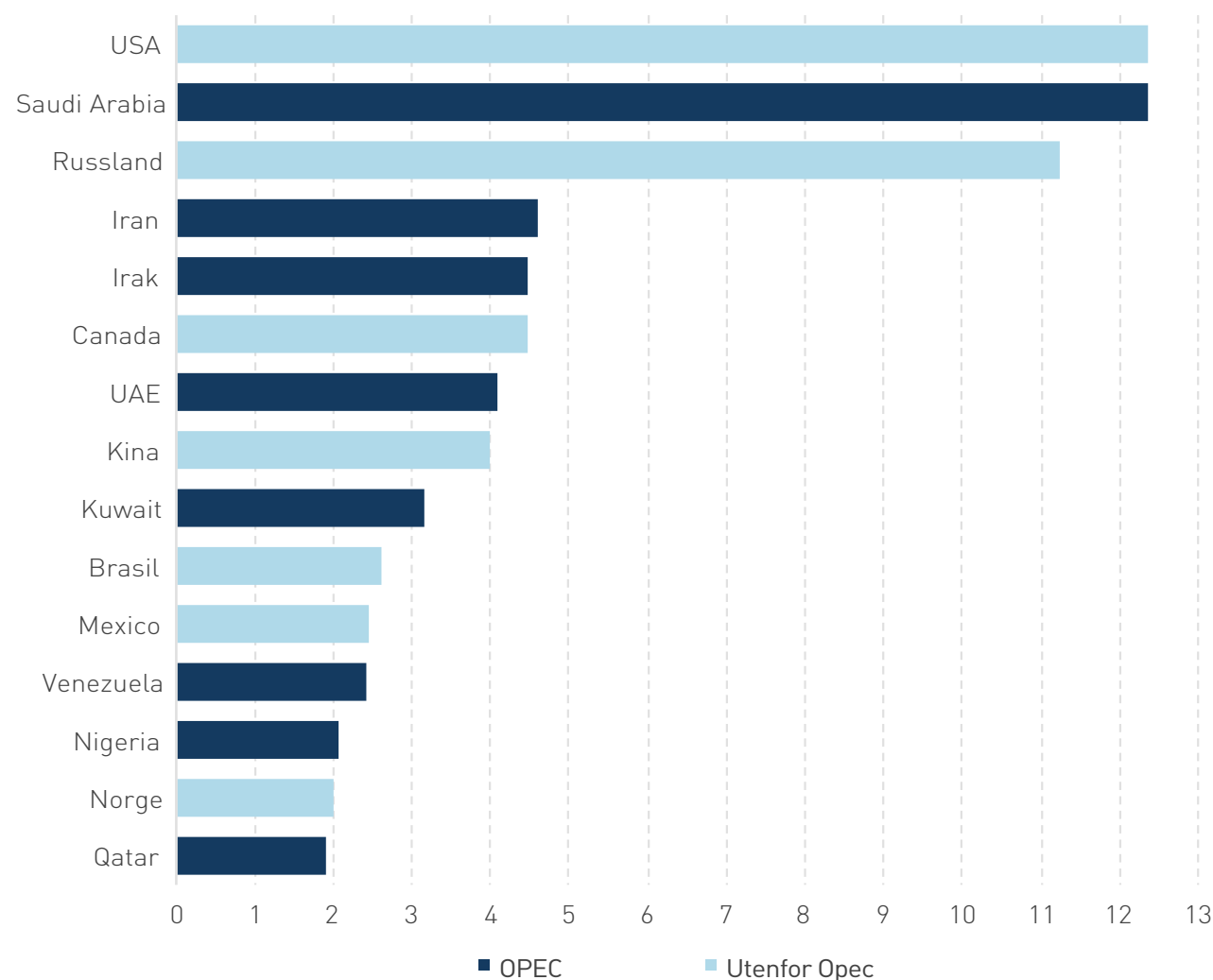


I 2017 kom 28 prosent av den globale oljeproduksjonen fra offshore olje- og gassvirksomhet¹². Norges andel av den totale oljeproduksjonen er på om lag 2 prosent. 8 prosent kom fra skiferolje og olje fra tett sandstein, 3 prosent kom fra oljesand, mens de resterende 61 prosentene kommer fra annen landbasert oljevirksomhet. Landbaserte områder er for eksempel Saudi-Arabia, Irak og Kuwait. USA produserte mest olje i 2016, etterfulgt av Saudi-Arabia og Russland. Samlet utgjorde råoljeproduksjonen fra OPEC over 40 prosent av verdens oljetilbud i 2016. Store oljeproduserende land som ikke er med i OPEC, er for eksempel Russland, USA, Brasil og Norge.

¹² Den totale produksjonen i 2017 var på om lag 96 millioner fat per dag.

Figur 2.4.

De 15 største oljeprodusentene i 2016, som til sammen sto for en produksjon av 74 millioner fat per dag (Kilde: BP Statistical Review of World Energy 2016)



De siste fem årene har det vært en vekst av ny olje i verdens produksjonsmikks på 5,8 millioner fat per dag. 60 prosent av dette kom fra skifer/sandsteinolje. Andre landbaserte områder står for bare 5 prosent, mens offshore og oljesand sto for henholdsvis 22 og 13 prosent av veksten.

Produksjonen av skiferolje fra Nord-Amerika bidro til en enorm årlig vekst på hele 52 prosent i gjennomsnitt fra 2010 og frem til 2015. Mens resten av oljeindustrien produserer omtrent samme volumer i dag som de gjorde for 7 år siden, har skiferolje bidratt til å øke den totale produksjon av olje med nesten 10 prosent. Dette bidro til at oljeprisen ble halvert¹³, og resulterte i den største nedgangen i bransjen siden 1980-årene. Fra 2014 til 2016 ble konsekvensene at utgiftene til leting og produksjon av olje redusert med totalt 35 prosent globalt som følge av aktivitetsnedgang og effektivisering.






Det har fra enkelte blitt argumentert for at veksten av skiferolje de siste årene har bidratt til endret adferd og fokus for de internasjonale oljeselskapene, og at offshore olje- og gassvirksomhet i fremtiden vil bli utkonkurrert av skiferoljen og andre landbaserte olje- og gassområder. Det er lite som tyder på at dette

stemmer. Ifølge Rystad Energy vil de globale utgiftene til leting og produksjon av olje og gass øke alle steder hvor det er oljeproduksjon, frem mot 2025. De største gjenværende globale ressursene er å finne i skiferolje eller i landbaserte oljeområder. Siden 2005 har veksten hovedsakelig vært offshore og innen skiferolje. Ressursene som ligger på land eller på grunne sokkelområder, ligger i områder som i all hovedsak er kontrollert av nasjonale oljeselskap/stater og i liten grad tilgjengelig for de internasjonale selskapene. Både skiferolje og offshore har opplevd kraftig nedgang i kostnader og lavere nullpunktpriser siden 2014. Som følge av økt skiferoljeaktivitet det siste året har kostnadene for utvinning av skiferolje igjen begynt å stige, og dette gjør at offshorevirksomheten igjen har økt sin attraktivitet for flere av oljeselskapene.

13 Gjennomsnittlig oljepris (Brent Crude) fra midten av 2010 til 2014 var 110 USD per fat, mens snittprisen fra 2014 til i dag (september 2016) har vært på 49 USD per fat (Rystad Energy Research and Analysis; Bloomberg).

Figur 2.5.

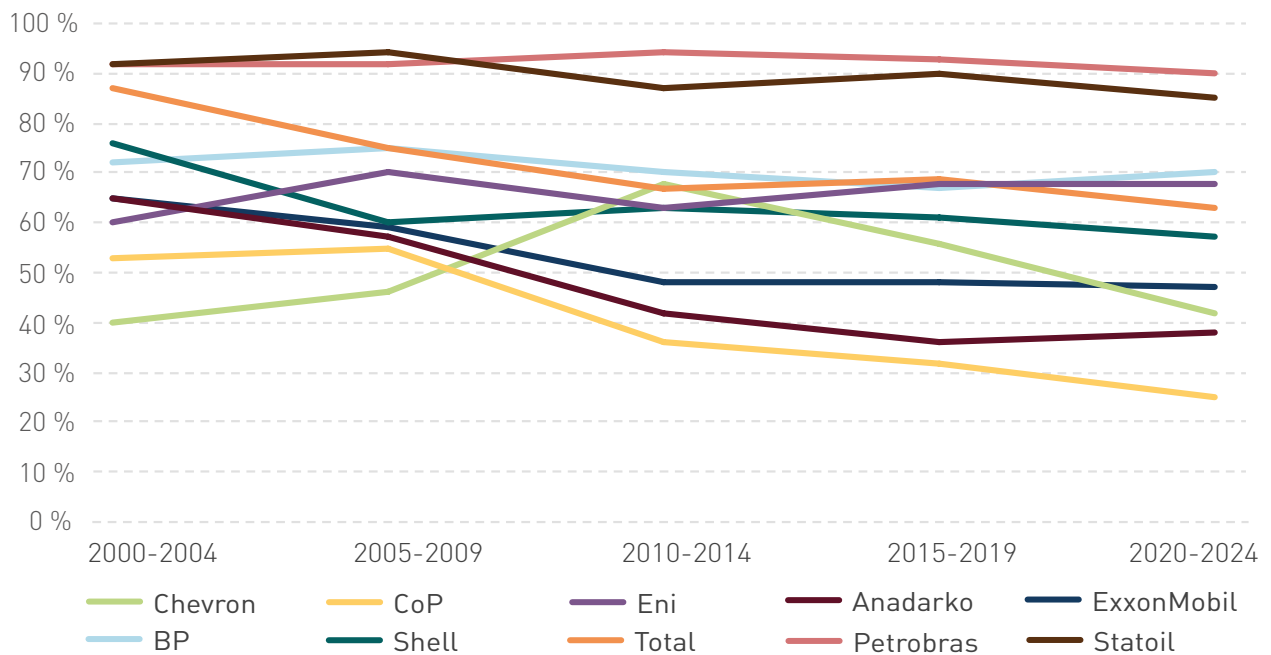
Gjenværende ressurser, ressurstilvekst 2005–2017 og andel ressurser eid av nasjonale oljeselskap innenfor ulike investeringsområder for olje. (Kilde: Rystad Energy)

Investeringsområde	Gjenstående ressurser	Ressursvekst (2005-2017)	Ressurser nasjonale oljeselskap (NOCs)
Andre Onshore	 568	+6%	74% Utilgjengelige
Offshore (0-125 meter)	 371	+5%	Regimer 80%
Skiferolje	 564	+65%	0%
Offshore (125-1500+ meter)	 447	+54%	39%
Oljesand	 25	+13%	0%
	<ul style="list-style-type: none"> ■ Oppdagende ■ Gjenværende 	Nye funn/volumer siden 2005	Andre onshore og offshore (0-250 meter) med høy andel NOCs

Når det gjelder de store internasjonale oljeselskapene, har selskaper som BP, Shell, Statoil og Petrobras i liten grad redusert sin tilstedeværelse offshore. Andelen investeringer hos disse selskapene er i stor grad rettet mot offshorevirksomheten. Noen av de amerikanske selskapene har imidlertid redusert sin andel i offshoreinvesteringer siden 2000 og rettet mer av investeringene over mot skiferolje. Offshorevirksomheten utgjør likevel fortsatt en betydelig del av deres portefølje.

Figur 2.6.

Andel investeringer i offshore for utvalgte selskaper i femårsperiode (Kilde: Rystad Energy)



2.2.1.

CO₂-utslipp

I et forbrukerperspektiv og i et investorperspektiv kan CO₂-intensiteten ved utvinning av olje- og gassressurser bli viktig for attraktiviteten til ulike energiprovins. Forbrukeren kan i fremtiden ønske å få vite hvor oljen og gassen er produsert, mens investorer og aksjonærer kan komme til å investere i selskaper som prioriterer utvinning av olje og gass i de mest CO₂-effektive områdene. Å være en ledende region på dette området vil dermed bidra til økt konkurranseskraft for norsk sokkel over tid.

Olje- og gassnæringen har på sikt to hovedutfordringer. Den første er utslipp knyttet til utvinning av olje og gass, og den andre er utslipp knyttet til forbruk av olje og gass.

Den første knyttes direkte til olje- og gassutvinningen som foregår på norsk sokkel. Dette er typisk utslipp i forbindelse med næringens eget energibruk. Her ligger Norge langt fremme i verdensmålestokk. Rammene for å løse denne typen utfordringer er primært satt av nasjonal og europeisk klimapolitikk og selskapets egne strategier.

Når det gjelder utfordring nummer to, er den knyttet til bruk/forbrenning av fossile energikilder i et europeisk og globalt marked. Løsningene for dette vil kreve endringer på etterspørselssiden i form av både teknologi og atferd. En bærebjelke i internasjonalt miljøarbeid er prinsippet om at den som forurenser, betaler. Bruk av karbonpris er et effektivt virkemiddel for omstilling.

Under FNs klimakonferanse i Paris (COP21) ble det vedtatt ambisiøse klimamål. Parisavtalen trådte i kraft 4. november 2016. Det overordnede målet er å stabilisere konsentrasjonene av klimagasser i atmosfæren på et nivå hvor de mest alvorlige klimaendringer unngås. Målet om at gjennomsnittstemperaturen på kloden ikke skal øke mer enn maksimalt 2 grader, gjelder fortsatt, og under COP21 ble det i tillegg vedtatt en ambisjon om å forsøke å begrense temperaturøkningen ned mot 1,5 grader. COP21 vedtok også at mellom 2050 og 2100 skal menneskeskapte klimagassutslipp ikke være høyere enn det som kan absorberes i naturen og gjennom karbonfangst og -lagring. Dette vil etter all sannsynlighet være rammene for fremtidens lavutslippssamfunn. EU har forpliktet seg til å redusere utslippene av klimagasser med minst 40 prosent i 2030, sammenlignet med 1990. Et viktig virkemiddel for å nå utslippsmålet er EUs kvotehandelssystem (EU ETS). Omtrent halvparten av Norges klimagassutslipp er omfattet av dette kvotesystemet, som inkluderer

petroleumssektoren, landbasert industri og luftfart. Antall kvoter blir årlig redusert for å nå et mål om 43 prosent utslippskutt i kvotepliktig sektor i 2030, sammenlignet med 2005. Regjeringen arbeider nå for å inngå en bilateral avtale med EU om felles oppfyllelse av klimaforpliktelsene i 2030 for både kvotepliktig sektor og ikke-kvotepliktig sektor. Avtalen med EU kan ikke inngås formelt før EU har vedtatt sitt regelverk, som er under revisjon.

2.2.1.1.

Veikart for norsk sokkel

Norsk petroleumsproduksjon er allerede i verdenstoppen i lave klimagassutslipp. Gjennomsnittlig utslipp av klimagasser per produsert enhet er omtrent halvparten av det globale gjennomsnittet. Sektoren er underlagt en rekke virkemidler som EU ETS, CO₂-avgift, faklingsbegrensninger i produksjonstillatelsene, utslippstillatelser med krav om energiledelse og krav om bruk av best tilgjengelig teknologi og vurdering av kraft fra land i forbindelse med nye utbygginger.

Disse virkemidlene har hatt en betydelig effekt, og det er dokumentert at næringen har gjennomført tiltak for å redusere sine utslipp tilsvarende mer enn 5 millioner tonn CO₂ årlig siden 1996¹⁴. Tiltak for økt utvinning vil vanligvis øke energibruken per produsert fat. Det er derfor en betydelig prestasjon at norsk sokkel har klart å opprettholde lave utslipp per produsert enhet samtidig som utvinningsgraden er økt betraktelig.

For å nå klimamålene må alle sektorer bidra til utslippsreduksjoner. Den norske olje- og gassnæringen arbeider kontinuerlig med å redusere sine utslipp, og det er satt i gang en rekke prosesser for å forsterke dette arbeidet ytterligere.

Olje- og gassnæringen har gjennom KonKraft utarbeidet et veikart for norsk sokkel hvor det er satt konkrete mål og ambisjoner for reduksjon av klimagassutslipp fra produksjonen av olje og gass.

Det overordnede klima- og forretningsmessige målet for 2030 er: «Opprettholde lønnsom og sikker produksjon på dagens nivå, og fra 2020 gjennomføre CO₂-reduserende tiltak som akkumulert tilsvarer 2,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter per år innen 2030.»

14 «Norway's sixth National Communication under the Framework Convention on Climate Change». <https://www.regjeringen.no/nb/dokumenter/Norways-sixth-National-Communication-under-the-Framework-Convention-on-Climate-Change/id752820/>

Målet om reduksjon i klimagassutslippene inkluderer lavere CO₂-utslipp knyttet til kraft- og varmforsyning til oljeinstallasjoner, reduserte utslipp av såkalt kortlevde klimadrivere som for eksempel metan, energiefektivisering på felt- og områdenivå samt reduksjon i utslipp knyttet til boreoperasjoner fra mobile rigger. I tillegg skal både oljeselskapene, leverandørene, rederiene og riggselskapene bidra til å redusere utslipp fra den maritime delen av virksomheten, og innen 2030 er målet at maritim virksomhet på norsk sokkel skal gjennomføres med lav- eller nullutslippsteknologi fra offshoreflåten.

For 2050 har olje- og gassnæringen følgende ambisjon: «Opprettholde posisjonen som Norges viktigste verdiskaper og øke den gjennomsnittlige utvinningsgraden til minst 60 prosent. Norsk sokkel skal forbli verdensledende på lave CO₂-utslipp, og sektoren skal utvikle og ta i bruk teknologi og løsninger som reduserer gjennomsnittlige CO₂-utslipp per produsert enhet betydelig i forhold til nivået i 2030.»

Veikartet inkluderer en handlingsplan, og olje- og gassnæringen vil gjennom oppfølging av handlingsplanen utrede potensialet for ytterligere utslippsreduksjoner og konkretisere hvordan selskapene skal følge opp den nødvendige teknologiutviklingen og arbeidet med å finne og gjennomføre tiltak som gir reduserte utslipp av klimagasser.

KonKraft-rapporten «Klima – norsk sokkel i endring» ble utgitt samtidig som veikartet i 2016¹⁵.

En av anbefalingene fra veikartet for norsk sokkel 2030–2050 er at det skal gjøres opp regnskap hvert femte år, og at ambisjonene/målene justeres samtidig. Neste revisjon skjer i 2021.

2.2.1.2.

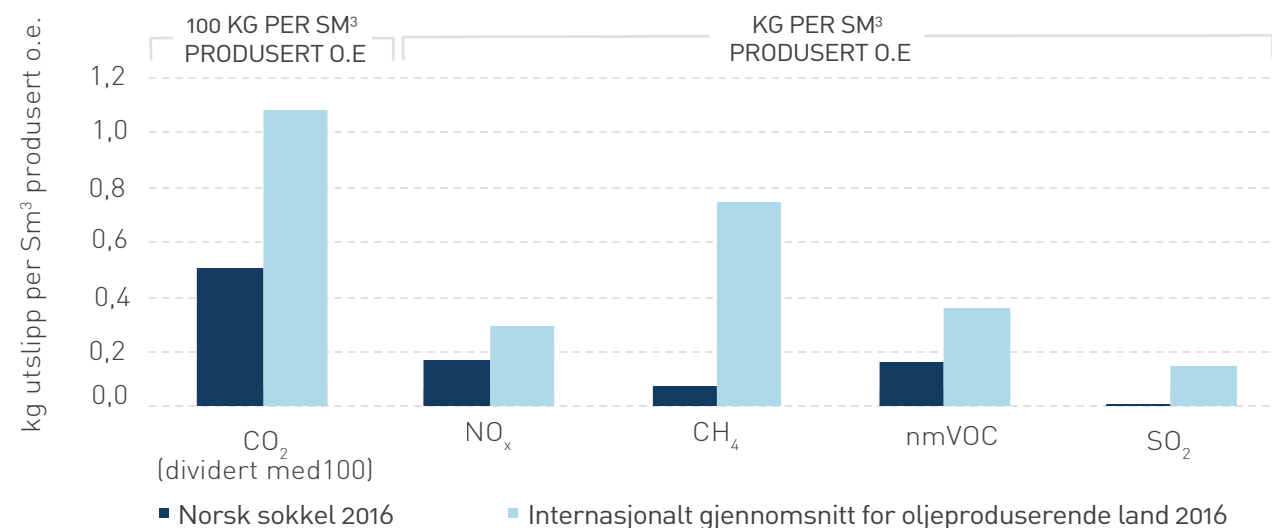
Klimagassutslipp fra norsk og internasjonal petroleumsvirksomhet

Det er store forskjeller i klimagassutslipp per fat produsert mellom land, regioner og felt. Variasjonen skyldes ulik grad av fakling, metanutslipp, feltstørrelse og haleproduksjon. Ulike utvinningsteknikker har ulik energibruk per fat. Det varierer også hvor streng forvaltningen av miljø og klimagassutslipp er. Etter hvert som flere petroleumsnasjoner opererer på store havdyp og med vanskelige reservoarer, er det behov for løpende utvikling av ny teknologi. Den norske leverandørindustrien ligger langt fremme med å utvikle slik teknologi. Utslippene fra virksomheten på norsk sokkel er blant de laveste per produserte energienhet¹⁶.

15 "Klima – norsk sokkel i endring", KonKraft-rapport 2016/2016
16 En nærmere beskrivelse av utslippene fra luft fra norsk sokkel, sammenliknet med andre olje- og gassprovinser, er å finne i kap. 6.3. i Miljørapport 2017, «Olje- og gassindustriens miljøarbeid. Fakta og utviklingstrekk». Norsk olje og gass..

Figur 2.7.

Utslipp til luft fra norsk og internasjonal petroleumindustri per produsert enhet i 2016. kg/Sm³ o.e. (Kilde: IOGP og EEH)



2.2.2.

Helse, miljø og sikkerhet

Det er et høyt sikkerhetsnivå i norsk petroleumsvirksomhet. Samtidig er virksomheten i næringen i dag preget av endringer. For å sikre en bærekraftig utvikling av norsk petroleumsvirksomhet er det nødvendig å videreutvikle sikkerhetsnivået, gjennomføre effektiviseringstiltak og redusere kostnadsnivået. HMS-regimet må være innrettet slik at det kan møte fremtidige sikkerhets- og arbeidsmiljøutfordringer på en god måte.

Det er næringen selv som er ansvarlig for sikkerheten i petroleumsvirksomheten. Petroleumstilsynets oppfølging av aktørene bygger på ansvarliggjøring og forutsetter åpenhet og tillit mellom næringen og myndighetene, og respekt for hverandres roller og ansvar.

29. september 2017 fikk regjeringen overleverte en rapport fra en partssammensatt arbeidsgruppe som har vurdert helse, arbeidsmiljø og sikkerhet i petroleumssektoren¹⁷. På bakgrunn av drøftingene i gruppen hadde arbeidsgruppen følgende overordnede konklusjoner:

- Det er et høyt nivå på helse, arbeidsmiljø og sikkerhet i norsk petroleumsvirksomhet. Samtidig har det de siste årene vært sikkerhetsmessige utfordringer og alvorlige situasjoner.
- Regimet for oppfølging av helse, arbeidsmiljø og sikkerhet i norsk petroleumsvirksomhet er i hovedtrekk velfungerende og bør videreføres. En god bruk av handlingsrommet i regimet forutsetter imidlertid at de tre partene har gjensidig tillit og respekt for hverandres roller og ansvar. Dette krever at selskapene følger opp sitt ansvar for å ivareta og videreutvikle sikkerhetsnivået.
- Petroleumstilsynet må være et sterkt og tydelig tilsyn. To- og trepartssamarbeidet er en viktig bærebjelke i regimet, og må styrkes og videreutvikles.
- Innretning på regelverket, med i hovedsak funksjonelle krav i kombinasjon med bruk av standarder er ønskelig på bakgrunn av at næringen er i rask utvikling og at selskapene har behov for å ta i bruk den til enhver tid best egnede teknologien. Hovedinnretningen på regelverket er robust og bør videreføres.
- Kontinuerlig forbedring av helse, arbeidsmiljø og sikkerhet er en forutsetning og et felles mål i petroleumsvirksomheten. For å sikre effektiv drift og kontinuerlig forbedring må næringen og myndighetene hele tiden strekke seg etter, lære av og ta i bruk ny kunnskap og ny teknologi.

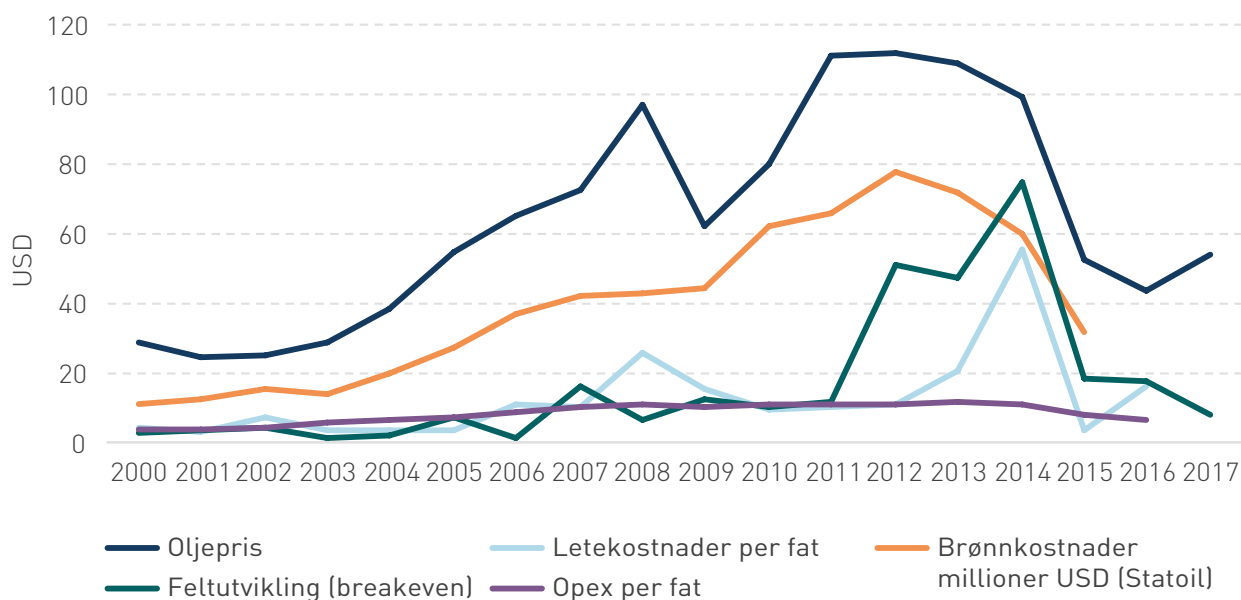
- RNNP¹⁸ utgjør det viktigste grunnlaget for felles virkelighetsforståelse av og kommunikasjon om risikonivået i petroleumsvirksomheten. Partene i næringen må fortsatt støtte opp om arbeidet med og videreutvikling av RNNP.

¹⁷ Arbeids- og sosialdepartementet inviterte i november 2016 berørte parter og myndigheter til en arbeidsgruppe for en felles vurdering og drøfting av HMS-tilstanden og utviklingen i norsk petroleumsvirksomhet. Les hele rapporten til Engen-utvalget på: <https://www.regjeringen.no/contentassets/0a217a1b53a84a5b-877bc526d67a5c5f/helse-arbeidsmiljo-og-sikkerhet-i-petroleumsvirksomheten.pdf>

¹⁸ Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet (RNNP) ble satt i gang i 1999–2000 for å utvikle og anvende et måleverktøy som viser utviklingen i risikonivået på norsk sokkel.

Figur 2.8.

Kostnadsutviklingen på norsk sokkel (Kilde: : Rystad Energy, I.H.S. Markit, Rushmore)



2.2.3.

Kostnadsutviklingen på norsk sokkel

I perioden 2000 til 2013–2014 økte kostnadene betydelig på norsk sokkel, og utviklingen i denne perioden kan sies å ha vært på tre plataer. I perioden 2000–2003 var samtlige kostnadsindikatorer stabilt gode, før de endret seg i en negativ retning og la seg på et nytt nivå i perioden 2006–2009. Deretter forverres resultatene ytterligere til nytt nivå i perioden 2011–2014. Det er ulik endring innen verdikjedeelementene med alt fra firedobling til tidobling av kostnadene.

Figurene ovenfor illustrerer hvor langt kostnadsspiralen hadde fått utvikle seg frem til 2012–2014. Den illustrerer også hvilken innsats næringen har lagt ned i forbedringer de siste 2–3 årene.

- Den oransje grafen viser at kostnaden per Statoil-opererte brønn på norsk sokkel lå på i overkant av 10 millioner USD i 2000–2003. Så økte kostnadene til rundt 40 millioner USD i 2007–2009, før de kom opp på et nivå nærmere 80 millioner USD. I perioden fra 2013 har de blitt redusert tilbake til samme nivå som i 2007–2009. I dette bildet er kostnad for rigg en viktig parameter. Historisk har riggratene økt kraftig de siste 15 årene¹⁹.
- Den grønne grafen viser kostnader ved feltutvikling på norsk sokkel. Beregning av nullpunktpris²⁰ er ikke samme metode

som industrien benytter i dag. Det gjør at nullpunktprisen ikke direkte er sammenlignbar med oljeprisen. Trenden viser at utviklingen har gått fra under 5 USD/fat til 10 USD/fat og videre til 20–25 USD/fat. De siste 2–3 årene har den kommet under 10 USD/fat.

- Trendene for driftskostnader viser 3–4 USD/fat ved årtusenskiftet, før kostnadene økte til over 10 USD/fat. De siste årene er driftskostnadene per fat gått ned til nivået rundt 2007.
- Oljeprisen har en liknende profil med unntak av prisbildet gjennom finanskrisen i 2008–2009.

Bransjen var ikke uvitende om økte kostnader og lavere effektivitet. Flere aktører tok grep for å endre dette i årene 2012–2013 før oljeprisen falt. Da oljeprisen falt betydelig i slutten av 2014, tok hele bransjen innover seg behovet for endring. I tiden fra 2014 til 2016 har bransjen økt effektivitet og redusert kostnadsnivået til 2005–2009-nivå. Dette er store forbedringer i enhver bransje, og i særdeleshet i oljeindustrien, som er kjennetegnet av lange ledetider og lange kontrakter.

¹⁹ Se for eksempel Osmundsen, P. (2015) Innovative og robuste strategier for rigganskaffelse. Praktisk økonomi & finans, nr. 1, pp. 64–79

²⁰ «Greenfield project development break-even» er definert som alle investeringer (ikke leting) fra utbyggingsstart til år etter oppstart delt på totale ressurser. «Break-even» er vist ved året produksjonen startet.

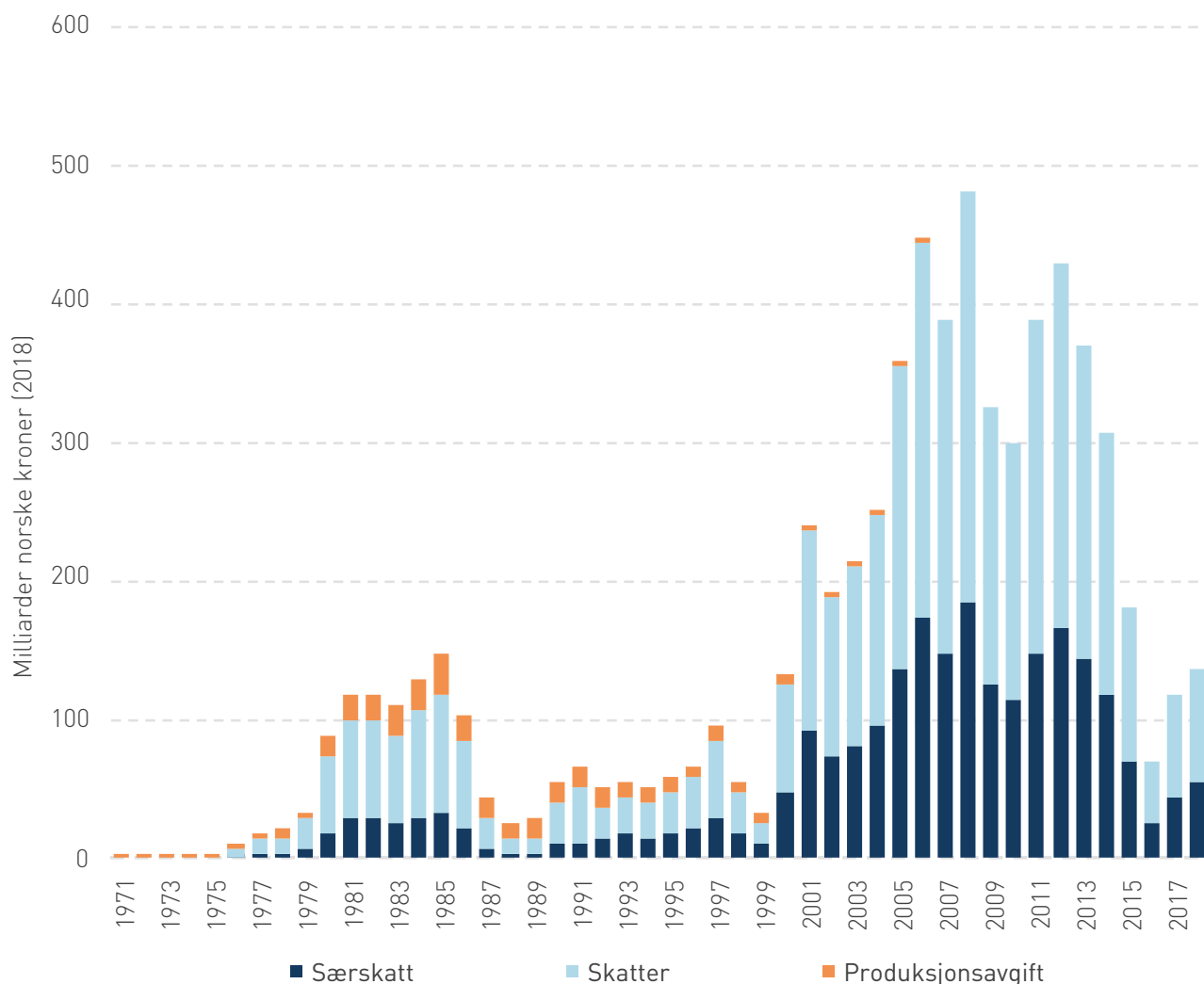
2.2.4.

Skattesystemets egenskaper

I Norge har olje- og gasselskapene som opererer på norsk sokkel et høyt skattenivå. I 2018 er den ordinære skattesatsen 23 prosent og særskattesatsen 55 prosent. Totalt gir dette en skattesats på 78 prosent.

Figur 2.9.

Særskatt, skatter og produksjonsavgift petroleumsvirksomheten, 1971-2018. 2017 og 2018 er foreløpige tall fra Nasjonalbudsjettet 2018. Betalte skatter er justert for refusjon av lettekostnader og tallene er inflatert med KPI Norge. (Kilde: Finansdepartementet, Statistisk sentralbyrå)



For å sammenlikne det norske skattesystemet med andre skatteregimer kan man se på ulike parametere med et tenkt utgangspunkt i Johan Castberg-prosjektet ved flat oljepris på 65 USD per fat.

Storbritannia har det laveste skattenivået. Dette er i høy grad drevet av landets behov for å tiltrekke seg aktivitet siden prosjektporteføljen og ressursgrunnlaget blir mindre. De fiskale regimene i Australia og Mexicogolfen er mindre attraktive enn den britiske,

med høyere risiko på investeringer. Brasil inkluderer faste royalties i sitt finanspolitiske regime, og dette har betydelig innvirkning på lønnsomheten ved lave oljepriser.

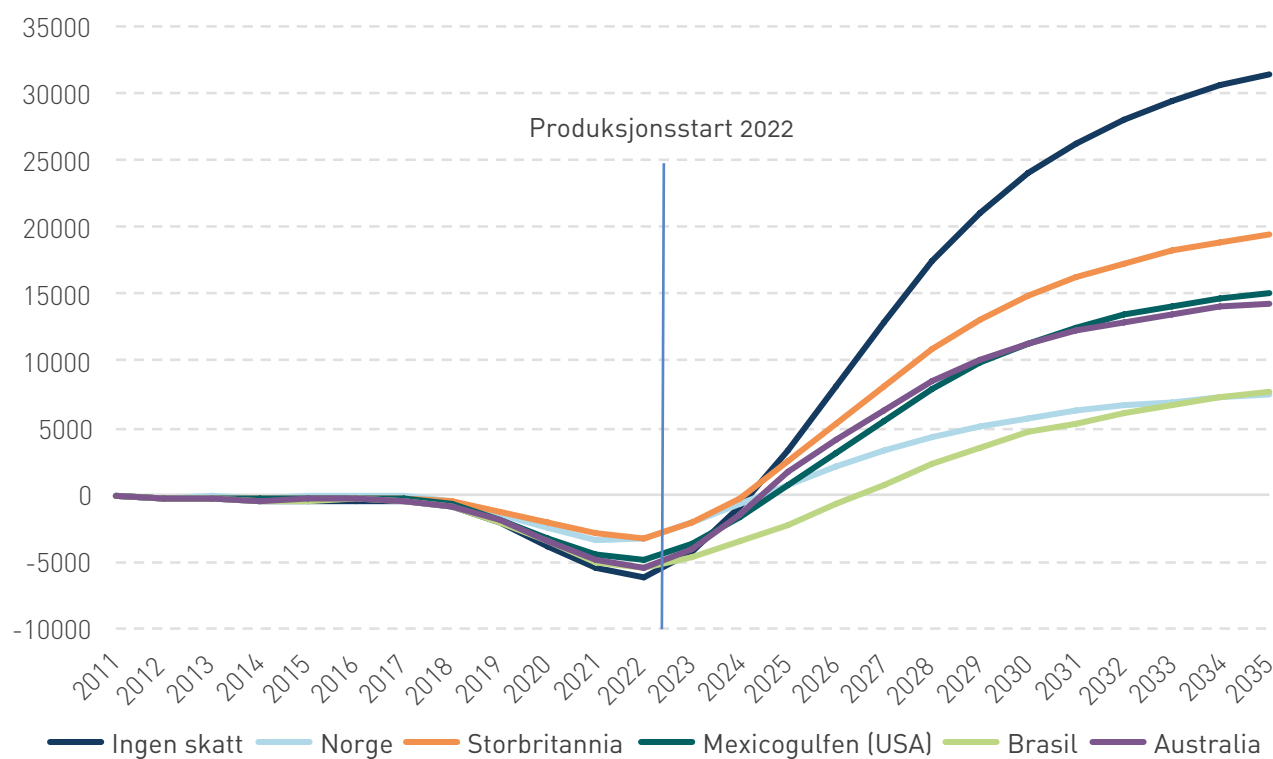
Tabell 2.1

Det norske skatteregimet, sammenliknet med utvalgte skatteregimer. (Kilde: Rystad Energy)

Skatteregime	Nåverdi ved 10 prosent avkastningskrav (MUSD)	Break-even (USD/fat)	Avkastning på investert kapital	Intern avkastning	Tilbakebetalingsår
Norge	1,883	\$31	0,37	20%	2025
Storbritannia	6,244	\$24	1,24	34%	2024
US GoM	4,151	\$34	0,83	24%	2025
Australia	4,069	\$31	0,81	24%	2025
Brasil	1,255	\$49	0,24	14%	2027
Ingen skatt	9,899	\$26	1,97	32%	2025

Figur 2.10.

Kumulativ kontantstrøm for Johan Castberg ved flat oljepris på 65 USD/fat i millioner USD. (Kilde: Rystad Energy)



Skatteregimet i de ulike oljeprovinsene er ett av flere forhold som oljeselskapene vurderer når de skal starte opp aktivitet i en ny oljeprovins, redusere sin aktivitet eller videreutvikle sin eksisterende portefølje et sted. Skatteregimet må imidlertid vurderes opp mot andre forhold som er beskrevet i dette kapitlet, som for eksempel i hvilken grad det er stabile og forutsigbare rammevilkår i landet. Uforutsigbare rammevilkår, hvor skatteregimer endres ofte og kanskje uvilkarlig, vil gjøre at selskapene beregner en høyere risiko, som igjen vil påvirke attraktiviteten i de ulike landenes skatteregimer. Et annet eksempel er tilgangen på infrastruktur. Er det enkelt eller vanskelig å få transportert oljen eller gassen, vil det også inngå i regnestykket for selskapene. Muligheten, og offentlig støtte til forskning og utvikling, har også betydning.

Det norske petroleumsskattesystemet har en innretning som skal stimulere til leteaktivitet og et mangfold av aktører, mens mange samfunnsøkonomiske prosjekter står i fare for å ikke bli bygd ut fordi de ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme. For oljeselskaper som vurderer om de skal starte opp aktivitet, videreutvikle eller nedtrappe aktivitet på norsk sokkel, kan petroleumsskattesystemet ha innvirkning i de ulike fasene for olje- og gassvirksomheten, som for eksempel letefasen og senfasen (drift av modne felt).

2.2.4.1.

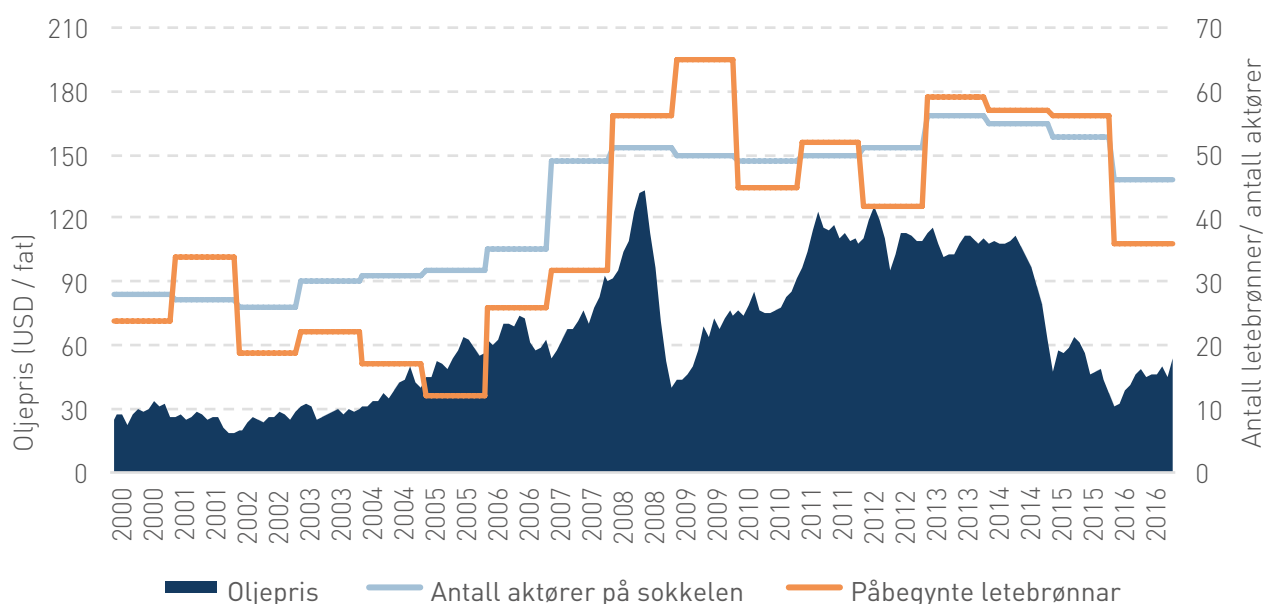
Letefasen

Alle letekostnader på norsk sokkel kan utgiftsføres og komme til fradrag i skatten for selskap med skattepliktig inntekt på sokkelen. Innføringen av leterefusjonsordningen i 2005 gjorde at selskap som ikke har inntekt fra sokkelen, og som da ikke er i skatteposisjon, også kan få forskuttert verdien av inntektsfradraget for påløpte letekostnader. Hvis selskapets leteutgifter overstiger alminnelig skattepliktig inntekt, er det anledning til å få refusjon i form av en direkte utbetaling fra staten. Dette medførte at mange nye selskap, både små og mellomstore, ble aktive på norsk sokkel. Hensikten med leterefusjonsordningen var å legge til rette for samfunnsøkonomisk lønnsom leting og å bedre likviditeten for selskap som ikke er i skatteposisjon. Figur 2.11 viser antall selskap som er aktive på norsk sokkel. Mens det i 2002 var 26 aktører på norsk sokkel, var dette tallet økt til 56 i 2013. En rekke små og mellomstore selskap gjorde sitt inntog på norsk sokkel i denne perioden – en utvikling som både var drevet av innføringen av leterefusjonsordningen og av økningen i oljeprisen.

Siden år 2000 har 50 selskaper blitt pre-kvalifisert som operatører. I TFO-runden i 2016 mottok myndighetene søknader fra 33 selskaper, og 29 selskaper fikk tilbud om lisensandeler. I TFO 2017 hadde til sammen 39 selskaper levert søknader om nytt areal i de best

Figur 2.11.

Oljepris, antall aktører på sokkelen og påbegynte letebrønner ved årsskiftet, 2000-2016. (Kilde: <http://www.norskpeteroleum.no/leting/leteaktivitet/>)



kjente leteområdene på norsk kontinentalsokkel. I 23. konsesjonsrunde, med vekt på Barentshavet, søkte 26 selskaper, og 13 selskap fikk i 2016 tilbud om lisensandeler. 11 selskaper søkte i 2017 om å få tildelt nytt leteareal i 24. konsesjonsrunde på norsk kontinentalsokkel.

Den økte leteaktiviteten etter 2005 gjenspeiler seg også i antall letebrønner (se figur 2.11). Mens det i 2004 ble boret 9 letebrønner, steg dette antallet til 42 i 2008 og 45 i 2009. I perioden 2007–2016 ble det påbegynt om lag 330 undersøkelsesbrønner, hvorav 170 resulterte i funn. Funnraten er over 50 prosent, noe som er høyt i internasjonal sammenheng.

Men økningen i antall letebrønner de senere årene har bare gitt en moderat økning i den årlige ressurstilveksten, som vist i figur 2.13. Unntaket er 2010, da Johan Sverdrup-feltet ble funnet.

Tildelinger i forhåndsdefinerte områder og leterefusjonsordningen har stimulert til etterprøving av konvensjonell kunnskap i de modne delene av norsk sokkel, og har gitt positive utslag i ressursregnskapet. Samtidig har antall funn, og spesielt antall store funn, gått ned de siste årene.

2.2.4.2.

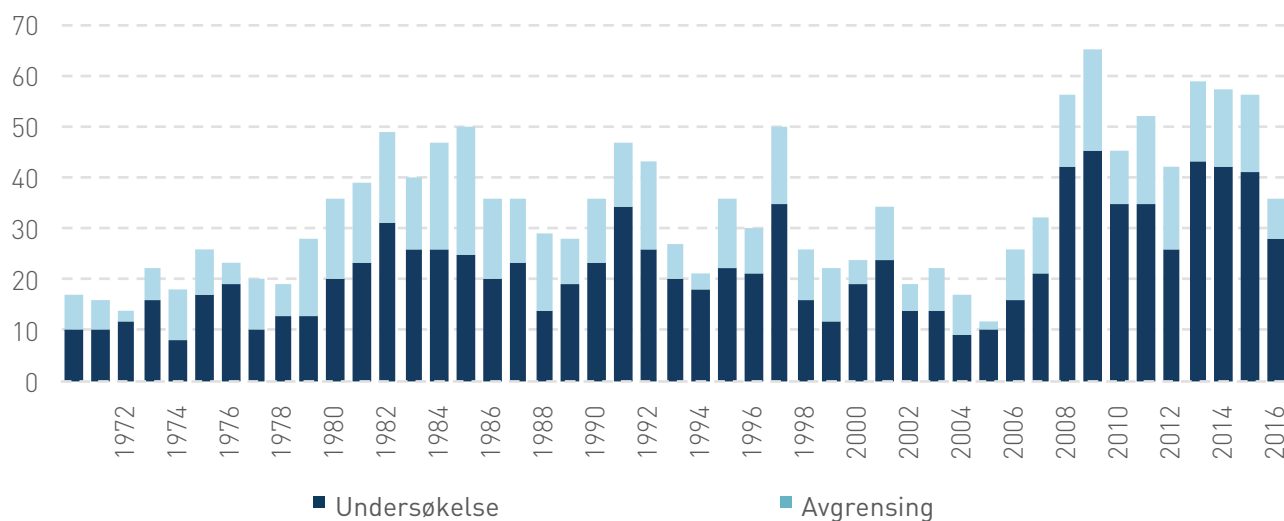
Felt i senfase

Det er produsert olje og gass fra totalt 102 felt på norsk sokkel siden produksjonen startet i 1971. Per 1. desember 2017 er 84 felt i produksjon – 66 i Nordsjøen, 16 i Norskehavet og 2 i Barentshavet. I Nordsjøen og deler av Norskehavet ligger det en rekke felt i det som kalles modne områder. Modne områder kjennetegnes ved at det er kjent geologi, normalt

Figur 2.12.

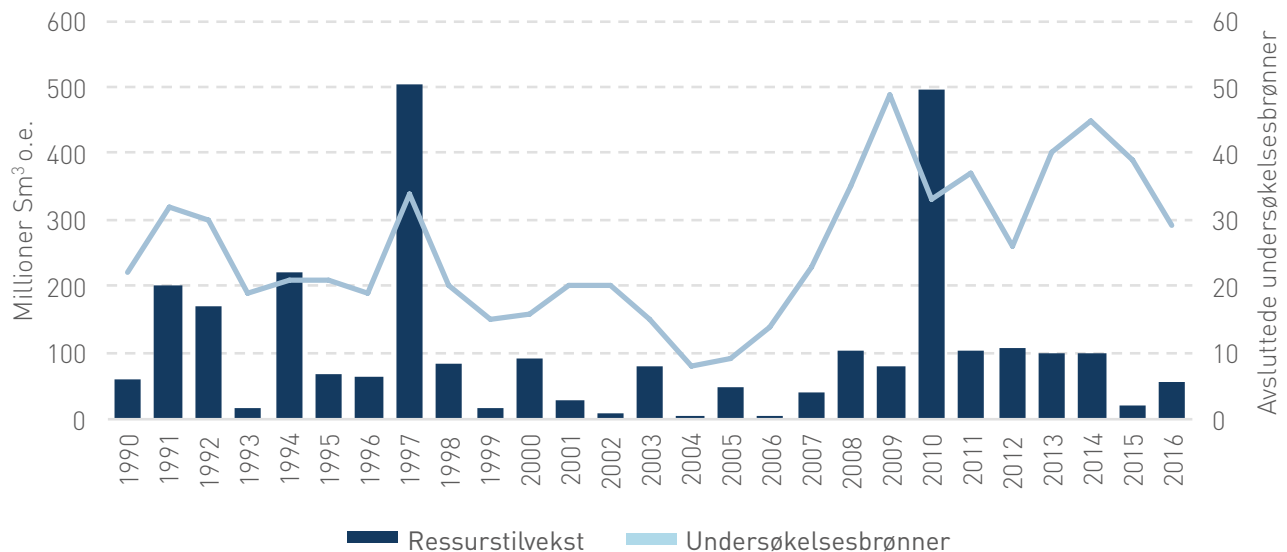
Påbegynte letebrønner på den norske kontinentalsokkelen, 1970–2016

(Kilde: norskpetroleum.no)



Figur 2.13.

Brutto ressurstilvekst og antall undersøkelsesbrønner (avsluttet), 1990–2016
 (Kilde: norskpetroleum.no)



FENJA – ET EKSEMPEL PÅ AT REFUSJONSORDNINGEN ER EN SUKSESS

Fenja (tidligere prospektene Pil & Bue) ble boret i 2014. VNG Norge, som har vært på norsk sokkel siden 2006, er operatør. Med reserver på rundt 100 millioner fat, oljepris på 50 USD og vekslingskurs på 8,20 kr per USD er verdien av dette funnet nærmere 40 milliarder kroner.

Hvis de involverte selskapene får full refusjon for letekostnadene, som må betales tilbake når feltet begynner å produsere og man kommer i skatteposisjon, betyr det at de rundt 2 milliarder kronene som gikk ut av statskassen, blir et forskudd, ikke en subsidie.

For Fenja er det valgt en havbunnsløsning knyttet til Njord-feltet med en utbyggingskostnad på vel 10 milliarder kroner. Et nesten tilsvarende beløp utgjør driftskostnadene i feltets levetid.

Resultatet er et overskudd på rundt 20 milliarder kroner, som gir 16 milliarder kroner i skatt til fellesskapet med oljeselskapenes samlede skattesats på 78 prosent. I tillegg kommer de verdiene som blir skapt i bygge- og driftsfasen. Til sammen bidrar Fenja til 10 000 årsverk, hvor de aller fleste og deres arbeidsgivere betaler skatt og avgifter til Norge.

Fenja-feltet er også funnet som et resultat av inntreden av nye aktører på norsk sokkel og de årlige lisensrundene i modne områder (TFO). Disse aktørene valgte et område som de store selskapene ikke lenger ville prioritere for leting. Alle de tre partnerne i Fenja-feltet har vært mottakere av refusjon for letekostnader. Det er tvilsomt om også partnerne kunne vært med på boringen uten denne ordningen.

færre og mindre tekniske utfordringer, samt godt utbygd eller planlagt infrastruktur. I slike områder er rask og tidsriktig utforskning langt viktigere enn skrittvis utforskning.

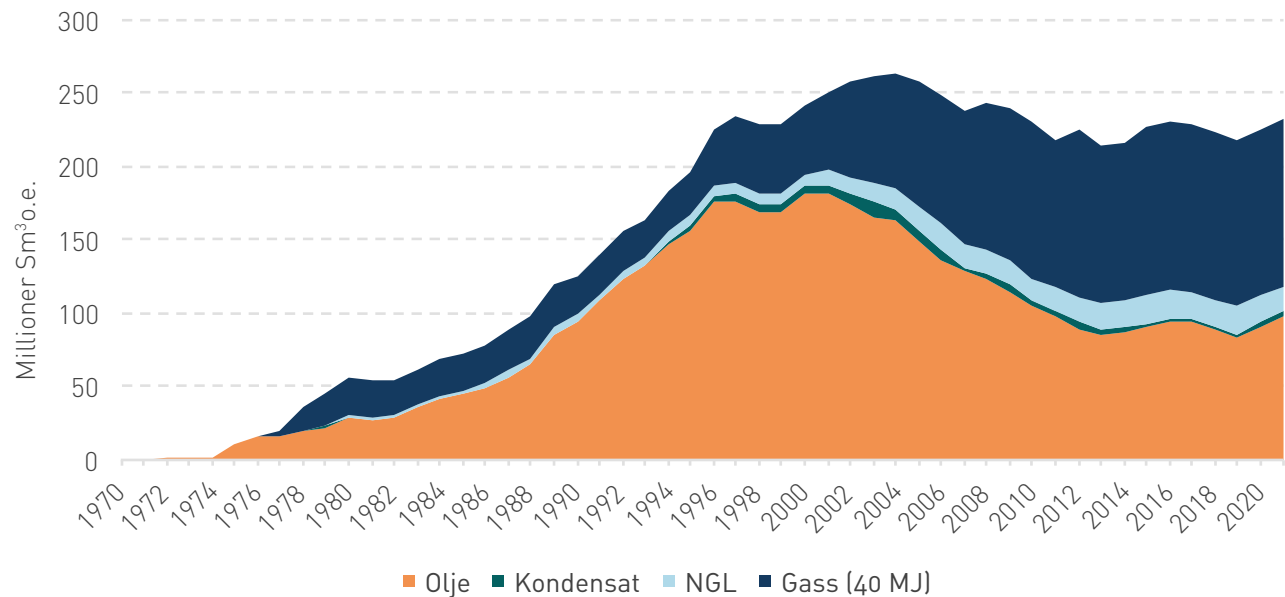
Olje- og gassproduksjonen på norsk sokkel hadde sitt toppår i 2004, og oljeproduksjonen er mer enn halvert siden 2001. På grunn av en betydelig økning i gassproduksjonen de siste årene har den samlede petroleumproduksjonen på norsk sokkel stabilisert seg. De nærmeste ti årene er det ventet at produksjonen på norsk sokkel vil være relativt stabil, ved at produksjonsnedgangen i produserende felt kompenseres av nye felt som kommer i drift.

Ser man på produksjonen på enkeltfelt, blir bildet et annet (se figur 2.15). En rekke felt har en betydelig lavere produksjon i dag enn tidligere, og flere har en begrenset driftsperiode igjen før nedstenging.

På Statfjord-feltet i Nordsjøen, som egentlig har passert sin opprinnelige levetid, pågår det hele tiden prosjekter for å utvinne større andel av ressursbasen og forleng levetiden. Det vil antagelig aldri være lønnsomt å hente ut alle ressursene, men hva den optimale ressursutnyttelsen er, vil endre seg over tid avhengig av prisforventninger, kostnadsnivå, rammebetingelser og tilgjengelig teknologi.

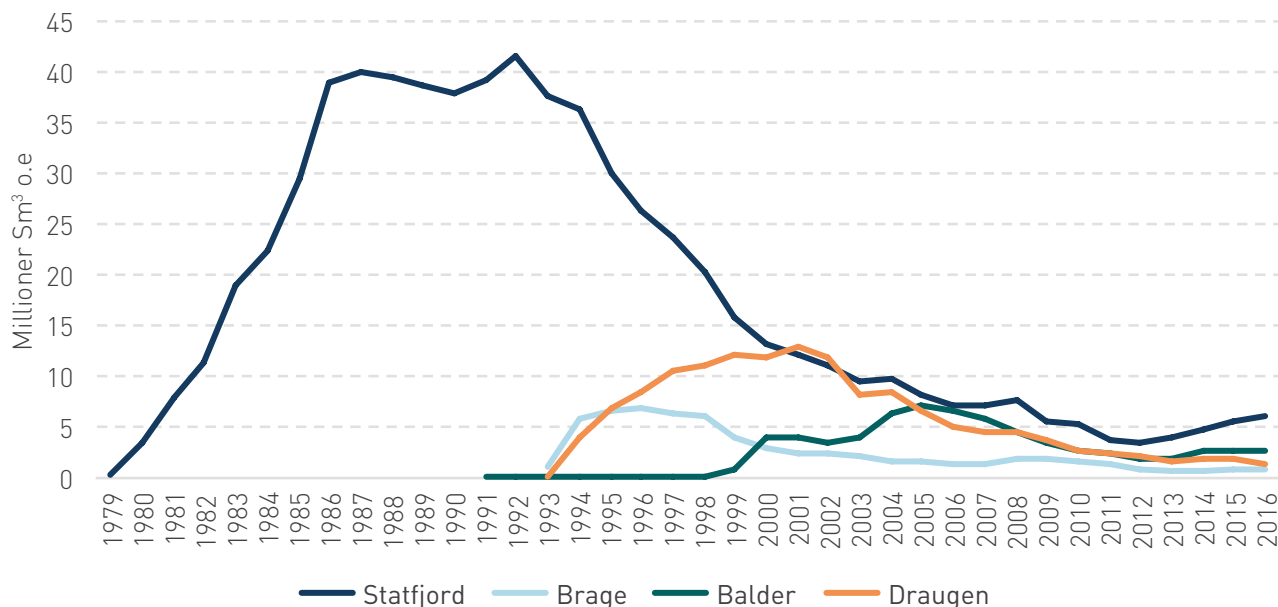
Figur 2.14.

Historisk og forventet produksjon i Norge, 1970-2021 (Kilde: OD)



Figur 2.15.

Historisk produksjon for feltene; Statfjord, Brage, Balder og Draugen. (Kilde: norskpetroleum.no)



Riksrevisjonen reviderte myndighetenes arbeid for økt utvinning fra modne områder på norsk sokkel i 2015²¹. Her heter det blant annet følgende:

Det er et betydelig potensial for økt utvinning fra feltene på norsk sokkel. Med dagens godkjente planer vil i gjennomsnitt mer enn halvparten av den opprinnelig tilstedeværende oljen bli liggende igjen etter at produksjonen er avsluttet. En økning i utvinningsgraden på bare ett prosentpoeng for felt som er i drift, vil øke oljeutvinningen tilsvarende en salgsverdi på omtrent 260 mrd. kroner. Produksjonskostnader og produksjonsperiode vil påvirke hvor stor verdi dette potensialet utgjør. En rekke tiltak for å øke utvinningen er tidskritiske fordi eksisterende infrastruktur med tiden blir ulønnsom å holde i drift eller teknisk uegnet. For å være lønnsomme er mindre funn nær felt i produksjon ofte avhengig av å bli bygget ut mens eksisterende infrastruktur er på plass.

I et skiftende oljemarked med global orientering er det en aktuell problemstilling at samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter på norsk sokkel står i fare for ikke å bli gjennomført. Myndighetene har flere virkemidler hjemlet i lov om petroleumsvirksomhet (petroleumsloven) som kan bidra til at samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak blir gjennomført. I tillegg er skatte- og avgiftspolitikken og offentlig støtte til forskning, utvikling og uttesting sentrale virkemidler.

I Solberg-regjeringens regjeringsplattform (Sundvolden-plattformen) for perioden 2013–2017 sto det at regjeringen vil vurdere «endringer i petroleumsskattesystemet som kan bedre ressursforvaltningen og øke utvinningsgraden i felt i drift og nærliggende marginale felt».

Norsk olje og gass engasjerte i 2015 Oslo Economics til å gjennomføre en kartlegging i Norsk olje og gass' medlemselskaper av aktuelle prosjekter som er lønnsomme før skatt, men som selskapene ikke får prioritert som følge av de eksisterende rammevilkårene på norsk sokkel.

Studien viste at minst 22 prosjekter som Oslo Economics vurderte som samfunnsøkonomisk lønnsomme, ikke blir realisert fordi selskapene ikke ser prosjektene som tilstrekkelig kommersielle, enten ut fra avkastningskrav eller i konkurranse med andre prosjekter i den globale porteføljen. Markedsverdien på ressursene som ligger igjen, ble kalkulert til mer enn 460 milliarder norske kroner, eller 15 prosent av BNP i 2014.

21 Dokument 3:6 [2014–2015].

2.2.5.

Letearealer

Et avgjørende element i konkurranseevnen til norsk sokkel ligger i tilgangen på nye letearealer og sannsynligheten for store funn og prosjekter for olje- og gasselskapene.

Oljedirektoratets basisestimat for totale oppdagede og uoppdagede petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel er om lag 14,3 milliarder standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm^3 o.e.). Av dette er 6,9 milliarder, eller 48 prosent, solgt og levert. Det forventes at 7,4 milliarder Sm^3 o.e. gjenstår å produsere. Av dette er 4,6 milliarder påviste ressurser.

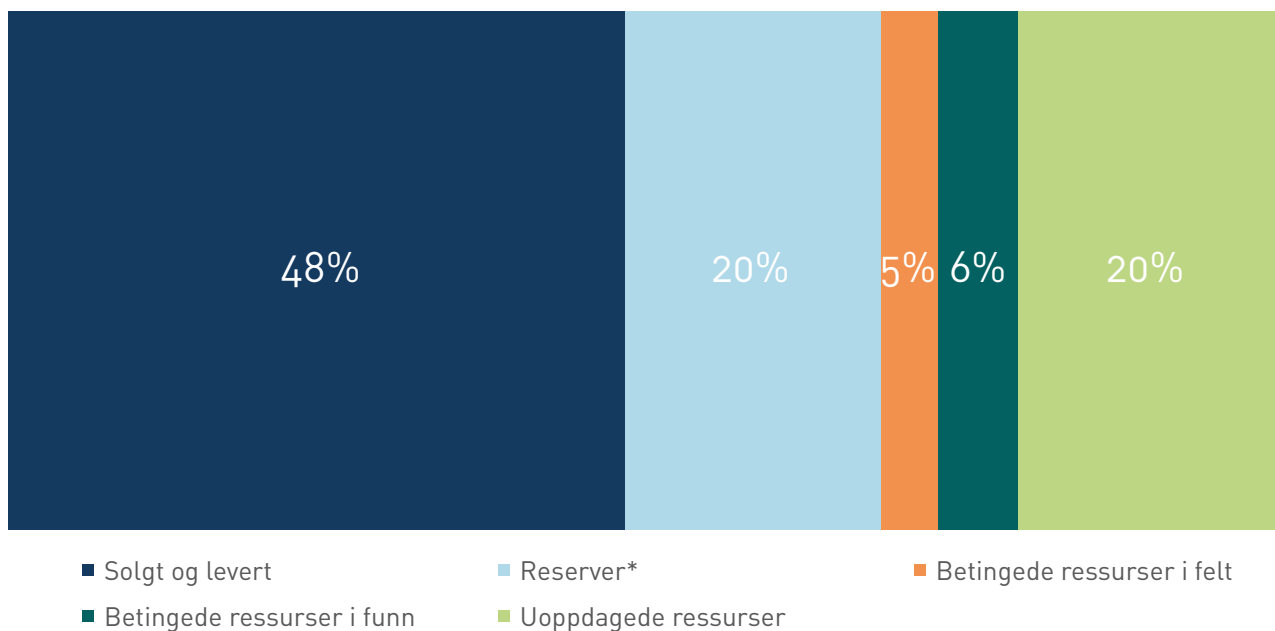
Nordsjøen er den mest modne delen av norsk sokkel. Det er der det er flest felt i produksjon, og det er der de store feltene i hovedsak befinner seg. Deler av Norskehavet med sine 16 felt i produksjon er også i stor grad et modent område med unntak av de nordlige delene av Norskehavet. Nordsjøen vil være en viktig del av norsk sokkel fremover. Ikke minst gjorde Johan Sverdrup-funnet i 2010 at man fikk ny tiltro til at en kunne finne store nye ressurser i dette området.

Det er likevel i nord en forventer at de store gjenværende uoppdagede ressursene vil befinne seg. Som figur 2.17 viser er Barentshavet det havområdet hvor de største totale fremtidige ressursene antas å ligge på norsk sokkel, nesten halvparten. De store gassressursene fremover forventes også å ligge i Barentshavet. Kun en tredjedel av gassressursene er utvunnet på norsk sokkel, og to tredjedeler av de gjenværende gassressursene forventes å bli funnet i Barentshavet.

Norsk sokkel har også et stort potensial når man sammenlikner de uoppdagede petroleumsressursene med andre offshoreområder. I forhold til andre OECD-områder som er også er relativt stabile og forutsigbare områder å investere i, er det bare USA og Mexico som har større uoppdagede ressurser enn Norge. Flere av de andre områdene i resten av verden har store uoppdagede ressurser, men i flere områder er de enten i liten grad eller ikke tilgjengelig for internasjonale oljeselskaper. Norsk sokkel og OECD-land kan derfor være attraktive for selskapene for å balansere risikoen i sin egen portefølje.

Figur 2.16.

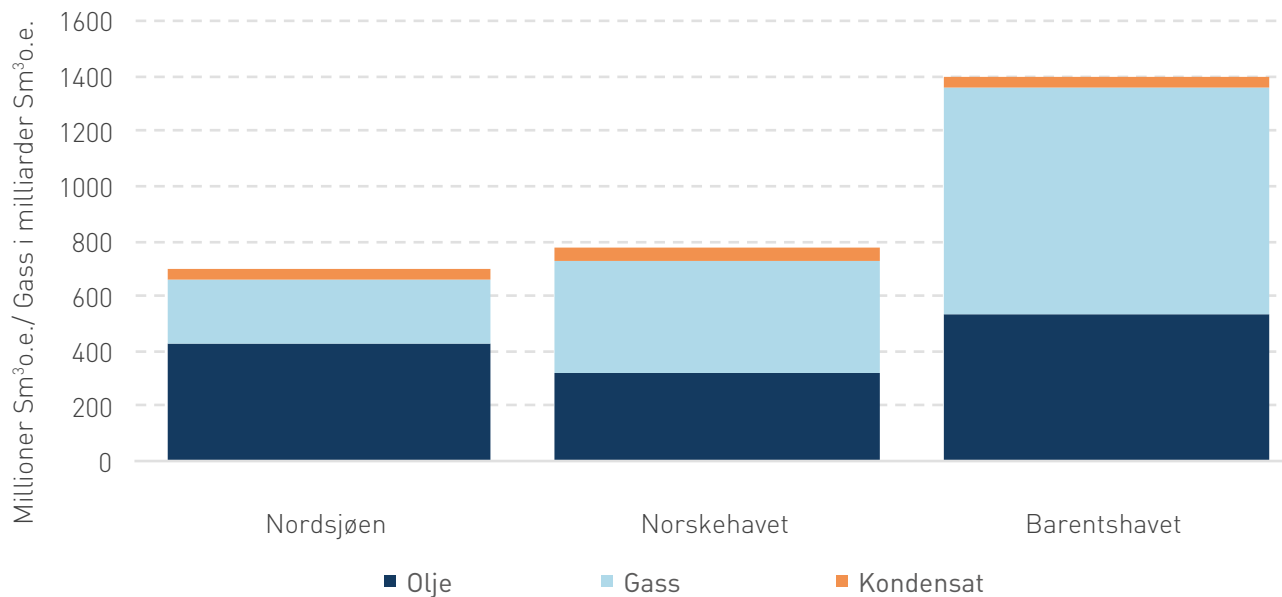
Prosentvis fordeling av de totale petroleumsressursene på norsk sokkel per 31.12.2016 (Kilde: OD)



* Inkluderer ressursklassene 1, 2 og 3

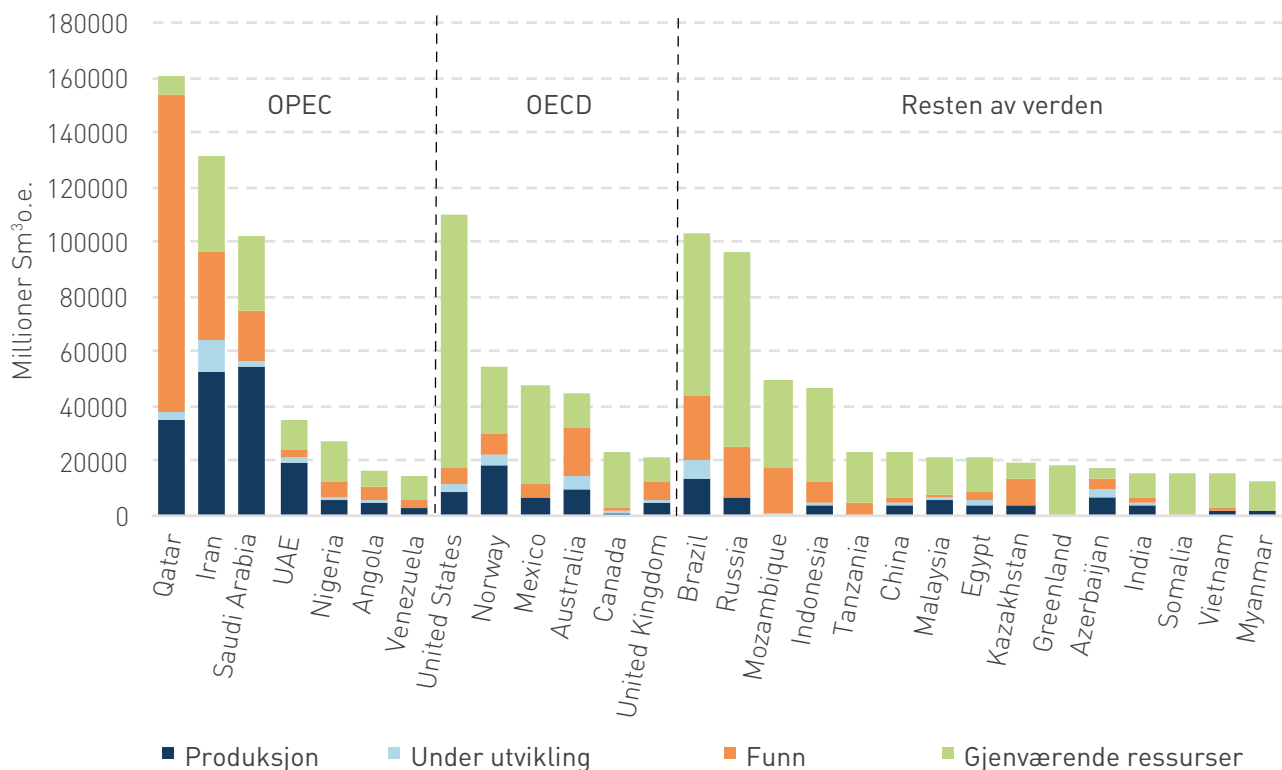
Figur 2.17.

Totale oppdagede ressurser fordelt på olje, gass og kondensat for Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet per 31.12.2017 (Kilde: OD)



Figur 2.18.

Gjenværende offshore petroleumsressurser i land med potensial på over 10 milliarder Sm³ o.e. (Kilde: Rystad Energy)



2.2.6.

Politisk stabilitet og forutsigbarhet

Når olje- og gasselskapene vurderer områder de fremover skal investere i, vil sannsynligheten for å finne olje- og gassforekomster som gir høy avkastning, være en viktig faktor. Hvilket område og land dette skjer i, vil også være av stor betydning. Geopolitiske forhold i regioner, politisk og økonomisk stabilitet, styreform, operasjonelle forhold og risiko for/ved eksport vil også påvirke investeringsbeslutningene.

I Norge har det over tiår vært et bredt flertall i befolkningen og Stortinget for å fortsatt utvikle olje- og gassforekomstene på norsk sokkel, og å videreutvikle og styrke leverandørindustrien²². Næringen har stegvis fått tildelt nye arealer gjennom åpning av nye letearealer²³. Gjennom to likestilte konsesjonstildelingsystemer, de nummererte konsesjonsrundene i umodne områder og tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) i modne områder har olje- og gasselskapene som hovedregel fulgt prinsippet om en stegvis (sekvensiell) leting.

Skattesystemet har også i stor grad vært forutsigbart. De endringene som har kommet, for eksempel gjennom den store skattereformen i 1992 og de endringene som kom i 2004, skjedde etter prosesser mellom myndighetene og næringen. Et unntak var i mai 2013, da regjeringen endret friinntekten for operatørene på norsk sokkel. De siste årene har selskapskatten blitt endret i tre omganger fra 27 til 23 prosent i 2018. Særskatten til olje- og gasselskapene har i denne perioden økt til 55 prosent, slik at den totale skattesatsen har vært stabil på 78 prosent.

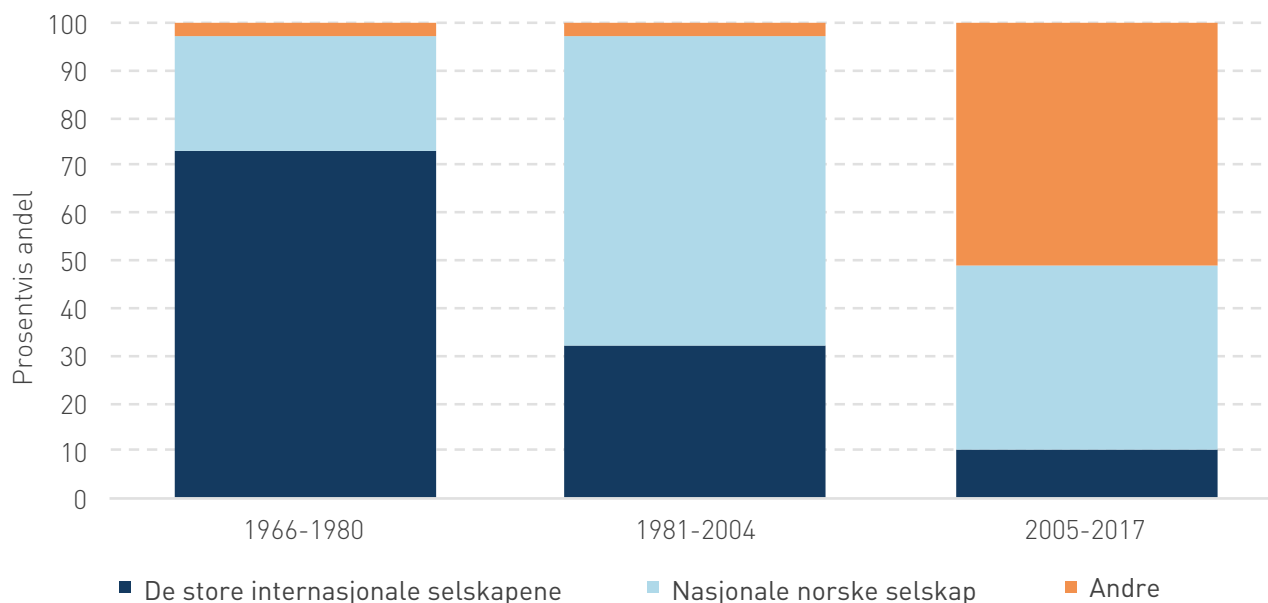
Norge ble i 2014, ved siden av andre demokratiske land som Canada, Australia og Storbritannia, vurdert som et gunstig land når det gjelder politisk, økonomisk og operasjonell risiko (IHS 2014/ Benchmarking Norway's Investment Attractiveness).

22 Meld. St. 28 (2010–2011) En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten og Prop. 114 S (2014–2015) Norges største industriprosjekt – utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltet med status for olje- og gassvirksomheten.

23 Areal på norsk kontinentalsokkel er åpnet for petroleumsvirksomhet i fire større omganger (1965, 1988, 1994 og 2013).

Figur 2.19.

Andel letebrønner i prosent i ulike tidsperioder fordelt på kategori selskap. (Kilde: Rystad Energy)



2.2.7.

Endret aktørbilde

Aktørbildet på norsk sokkel har endret seg betydelig på 2000-tallet. Antallet selskaper lå stabilt på rundt 30 selskaper fra 2000 til 2007, men økte betydelig i 2007 som følge av innføringen av TFO-ordningen, refusjonsordningen og et politisk ønske om større mangfold av aktører. Spesielt fikk man flere europeiske gass-/kraft-selskaper inn på norsk sokkel og mindre selskaper som de rene leteselskapene. I oppstartsperioden for aktivitet på norsk sokkel (1966–1980) ble majoriteten av letebrønnene gjennomført av de store internasjonale selskapene. Fra 1981 til 2004 var det de norske selskapene (Statoil og Hydro) som var de mest aktive leteselskapene, mens det fra 2005 og frem til i dag har vært andre selskaper som har stått for over halvparten av alle letebrønnene på norsk sokkel.

I den situasjonen olje- og gassnæringen har vært i de siste årene, med fallende oljepriser, fallende leteaktivitet og funnsuksess, har et en sett store endringer i sammensetningen av aktører på norsk sokkel. Sammenslåinger og endrede strategier eller prioriteringer i selskapene har ført til at enkelte selskaper har trukket seg helt eller delvis ut fra norsk sokkel, mens andre selskaper har kommet til.

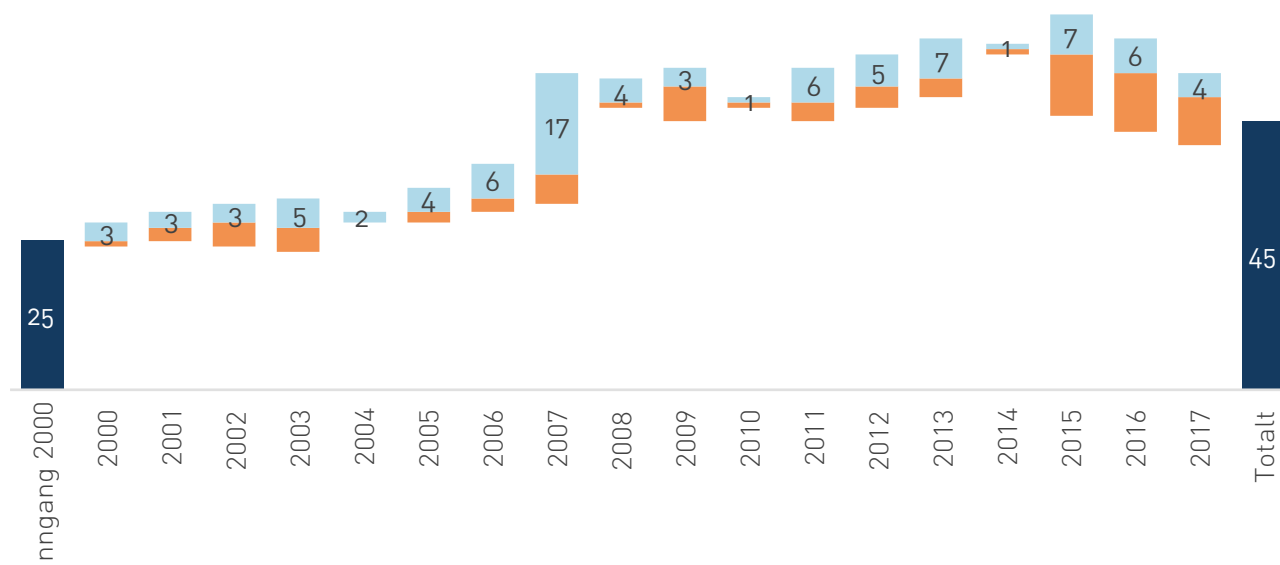
Årsakene til at noen selskaper har valgt å forlate eller starte opp aktivitet på norsk sokkel, er mange, og årsakene vil variere fra selskap til selskap. Det som for enkelte selskaper er en grunn for at en anser norsk sokkel som attraktiv, kan for et annet selskap være mindre viktig. For de store selskapene kan grunnene til at man har valgt å trekke seg ut eller redusere aktiviteten på norsk sokkel, være manglende leteinteresse og suksess, moden portefølje, optimalisering av egen portefølje og behov for økt kontantstrøm.

Når det gjelder integrerte og uavhengige selskap kan grunner være endringer i egen selskapsstrategi, at de vil konsentrere seg om andre olje- og gassområder, eller kontantstrømutfordringer. Flere av de europeiske kraft-/industrielskapene som kom inn på norsk sokkel rundt 2007, har valgt å slutte med olje- og gassaktivitet for å konsentrere seg om kjerneområdene sine.

På den andre siden har også flere selskaper kommet inn på norsk sokkel de siste årene. Dette kan være på grunn av Barentshavet, lav politisk risiko eller ønske om mer spredning i porteføljen, eller de har kommet inn enten gjennom oppkjøp av andre selskaper, et ønske om å spre den geografiske porteføljen eller ved å tre inn i olje- og gassmarkedet oppstrøms.

Figur 2.20.

Endringer av aktører på norsk sokkel, 2000-2017. (Kilde: Rystad Energy)



■ Antall selskaper med opphørt aktivitet eller nye eiere (65) ■ Selskaper inn på norsk sokkel (87)

Det har også vært svært mange av de mindre selskapene og leteselskapene som har avsluttet sitt engasjement eller blitt kjøpt opp som følge av svak letesuksess, eller motsatt: at de har hatt letesuksess og blitt kjøpt opp. Andre selskaper er kommet inn fordi det er letepotensial både i modne og nye områder.

De store internasjonale selskapene har vært viktige for utviklingen av norsk sokkel siden begynnelsen av 1960-årene. De sto for størstedelen av all letingen de første 10–15 årene med olje- og gassaktivitet på norsk sokkel. De hadde kompetansen og erfaringer til å bygge ut flere av de første feltene på norsk sokkel og bidro til å bygge kompetanse i den norske olje- og gassnæringen. De internasjonale selskapene har også vært svært viktige for den norske leverandørindustriens muligheter til å få et internasjonalt marked. Selskapene har tatt med seg norske leverandørselskaper til andre olje- og gassområder og gjort at norsk leverandørindustri nå har en betydelig internasjonal omsetning med leveranser til svært mange steder (se neste kapittel).

2.3.

LEVERANDØRINDUSTRIENS KONKURRANSEKRAFT

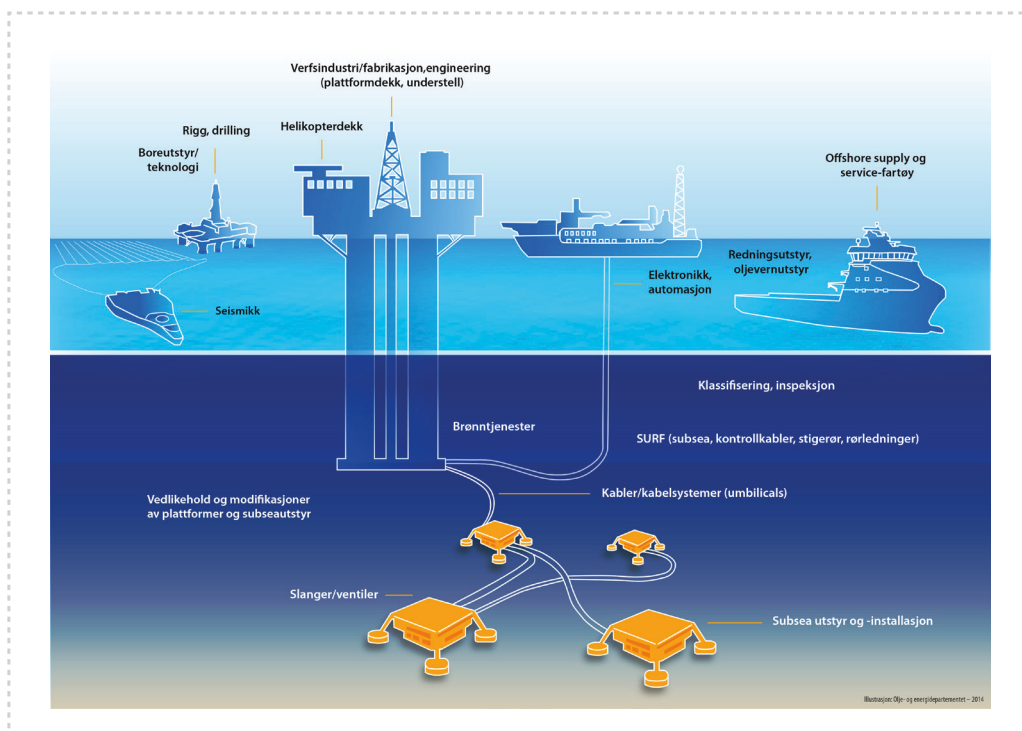
Norsk leverandørindustri har hatt en eventyrlig utvikling siden begynnelsen av 2000-årene. På grunn av den kraftige nedturen de siste årene i den globale olje- og gassnæringen har også norsk leverandørindustri opplevd et drastisk fall i markedet, både nasjonalt og internasjonalt. Siden januar 2014 har 32 700 personer fått varsel om oppsigelse i leverandørindustrien²⁴.

Den norske leverandørindustrien har gjennom 2000-årene blitt gradvis blir mer internasjonal, men den globale konkurransen har også gjort seg gjeldende i konkurransen om kontrakter på norsk sokkel. Internasjonale konkurrenter utfordrer norske bedrifter i større grad for å få fotfeste på norsk sokkel.

Både globale konsern, store norske bedrifter og mange småbedrifter opererer i den norske olje- og gassnæringen (se vedlegg 2 for definisjon av norsk leverandørindustri, oljeserviceselskaper og ulike former for internasjonal omsetning).

Figur 2.21.

Mangfoldet i norsk leverandørindustri – skisse av et felt i utbygging og drift
(Kilde: Olje- og energidepartementet)



2.3.1.

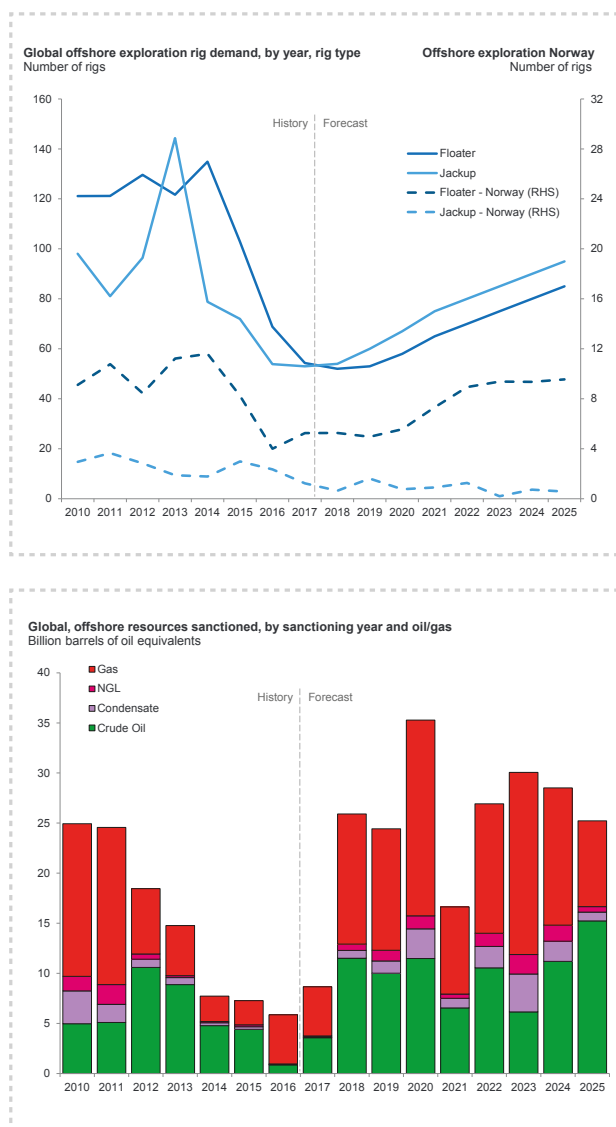
Markedet og sentrale trender for den globale leverandørindustrien

I løpet av de siste 2–3 årene har de fleste underliggende driverne for den globale oljeleverandørindustrien falt. Leteaktiviteten offshore, både på dype og mer i grunne områder, har falt med over 50 prosent, og antall nye prosjekter som er blitt sanksjonert for utbygging, er betydelig redusert fra nivået før 2014. Dette har ført til at antall rigger, plattformer og infrastruktur for undervannsinstallasjoner (subsea) har falt betydelig i 2015, 2016 og 2017.

Kostnadene er blitt redusert betraktelig de siste årene (se kap. 2.3.2), både for nye prosjekter og operasjonelle og profesjonelle tjenester. Som et resultat av nedgangen i disse driverne har den globale oljeleverandørindustrien hatt et svært utfordrende marked de siste årene. Fremover vil vi se bedring i de fleste underliggende driverne, men ikke tilbake til 2013/2014-nivåer. Et av unntakene er subseasegmentet, hvor det er forventet større aktivitet tidlig i 2020-årene.

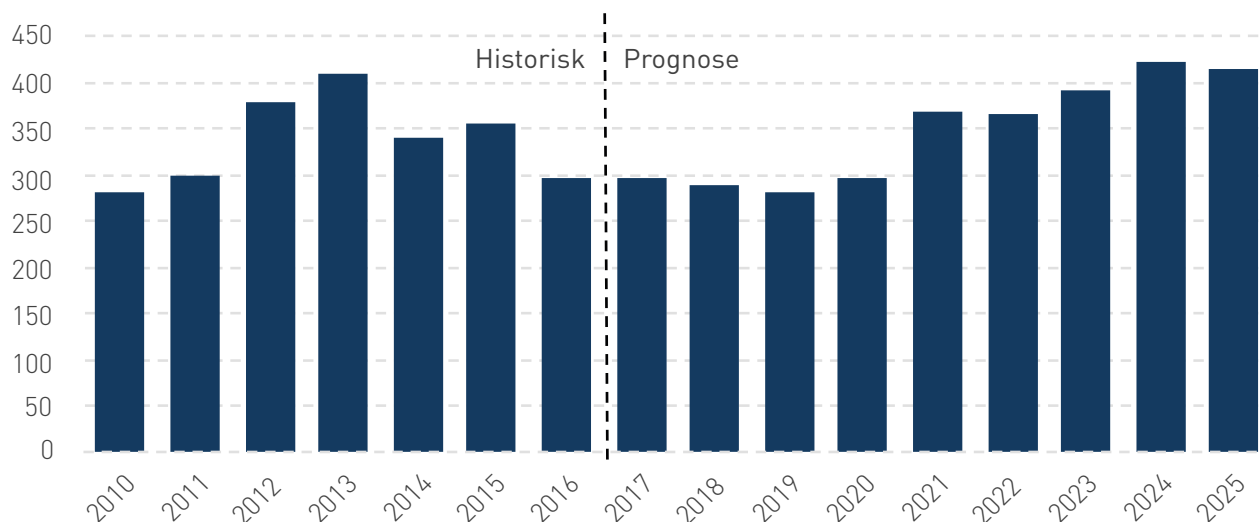
Figur 2.22.

Øvre: Global vs Norge offshore leting 2010–2015, etterspørsel etter rigg. Nedre: Sanksjonerte offshore ressurser. (Kilde: Rystad Energy)



Figur 2.23.

Antall subsea "juletrær" installert 2010–2016, med prognose frem til 2025 (Kilde: Rystad Energy)



2.3.2.

Norsk leverandørindustriens globale posisjon – norsk sokkel fortsatt viktigst

Norsk sokkel var frem til 2000-tallet nærmest nesten det eneste markedet for leverandørindustrien i Norge. Den gradvise internasjonaliseringen av leverandørindustrien i Norge har gjort at norsk leverandørindustri i dag er den største eksportnæringen i Norge etter salg av olje og gass.

Frem til 2013 var det stor vekst i omsetningen for norske leverandørselskaper, med unntak av 2009–2010 som følge av finanskrisen. Den internasjonale omsetningen økte sterkest fra 2000 til 2009, med en årlig prosentvis økning på 21 prosent, mot 14 prosent årlig økning i Norge i tilsvarende periode. Fra 2010 var veksten sterkest i Norge (15 prosent årlig), mot 11 prosent årlig internasjonalt. Etter fallet i de globale investeringene i offshore olje og gass har fallet i omsetning for de norske leverandørene vært betydelig større internasjonalt med 31 prosent, mens det har vært på 15 prosent i Norge. I 2016 var den totale omsetningen fra norske leverandører på 378 milliarder norske kroner. Det er en nedgang på 142 milliarder norske kroner fra toppåret 2013. Utviklingen av omsetningen i leverandørindustrien i Norge har i stor grad fulgt de globale offshoreinvesteringene fra 2000 til i dag.

Norsk sokkel er et av de største offshoremarkedene i verden. I 2016 var det bare Brasil og USA som hadde større investeringer enn Norge. Den norske andelen av verdens offshoremarked var på 8 prosent i 2016.

Den største omsetningen for norske leverandører er fra norske kunder, men det er stor variasjon i det internasjonale markedet for de ulike delene av leverandørkjeden. De tre største markedene i Norge i 2016 var i absolutte tall rigg- og boretjenester, topside- og prosessutstyr, og innkjøp, konstruksjon og installasjon. De ulike segmentene klarer seg i ulik grad i det internasjonale markedet. I flere av segmentene har norske leverandører omtrent halvparten av omsetningen internasjonalt. Dette gjelder topside, subsea, operasjonelle tjenester, transport og logistikk og seismikk.

Innenfor enkelte områder har også norske leverandører en svært høy andel av det totale internasjonale markedet. I 2016 hadde spesielt de norske selskapene som leverer topside og prosessutstyr, og seismikk-selskapene over 30 prosent av det globale markedet innenfor sine områder. Selskaper som leverer ingeniørtjenester og rigg- og supplieselskapene (transport og logistikk) har over en femtedel av det globale markedet. Dette viser tydelig hvordan norsk leverandørindustri har blitt en stor aktør innenfor svært viktige områder av den globale olje- og gassnæringen. Norwegian Energy Partners har her vært en viktig døråpner som har skapt møteplasser hvor den norske leverandørindustrien innenfor olje, gass og fornybar energi kan nå det globale markedet med sine produkter og løsninger.

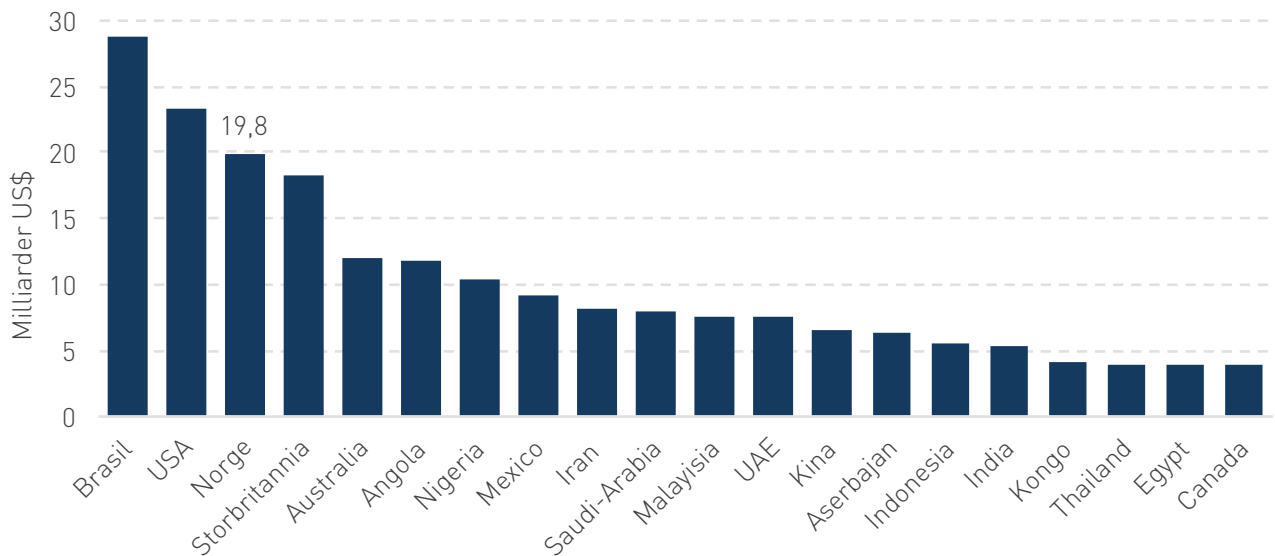
Figur 2.24.

Venstre akse: Total omsetning (milliarder NOK) fra norske leverandørbedrifter til olje- og gassbransjen inkludert rederiene m.m. i Norge og internasjonalt. Høyre akse: Globale offshoreinvesteringer i milliarder US\$ (Kilde: Rystad Energy)



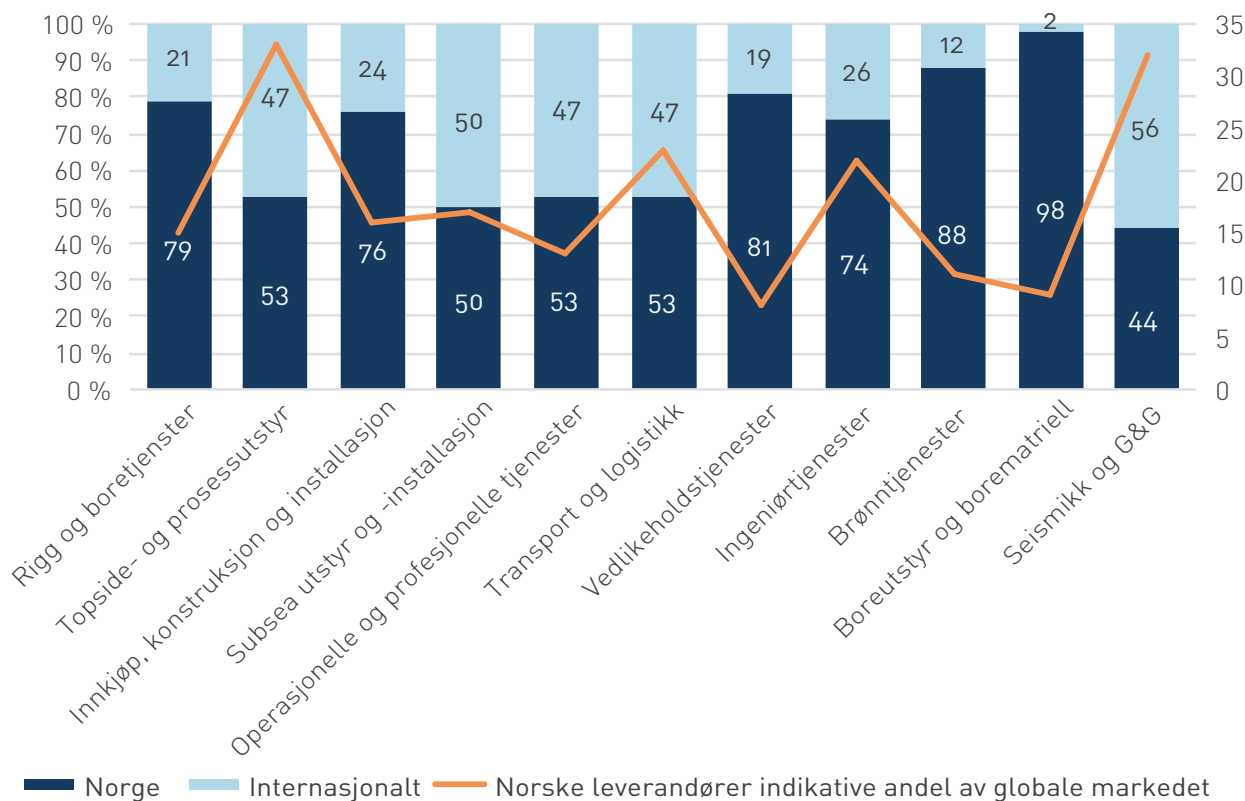
Figur 2.25.

Totale innkjøp leting og produksjon i de 20 største offshoreregionene. (Kilde: Rystad Energy)



Figur 2.26.

Venstre akse: Norske leverandørselskapers prosentvise markedsandel til norske og internasjonale kunder i 2016. Høyre akse: Norske leverandørselskapers indikative markedsandel av det globale markedet
 (Kilde: Rystad Energy)



Norske leverandørselskaper har markedsandeler i flere store offshore-regioner. Elfenbenkysten og Storbritannia er de stedene der norske leverandører har høyest andel av det totale markedet, etter Norge.

Norske leverandørselskaper dominerer i leveranser til norsk sokkel. Andelen til norske leverandører vil variere fra år til år og innenfor de ulike segmentene.

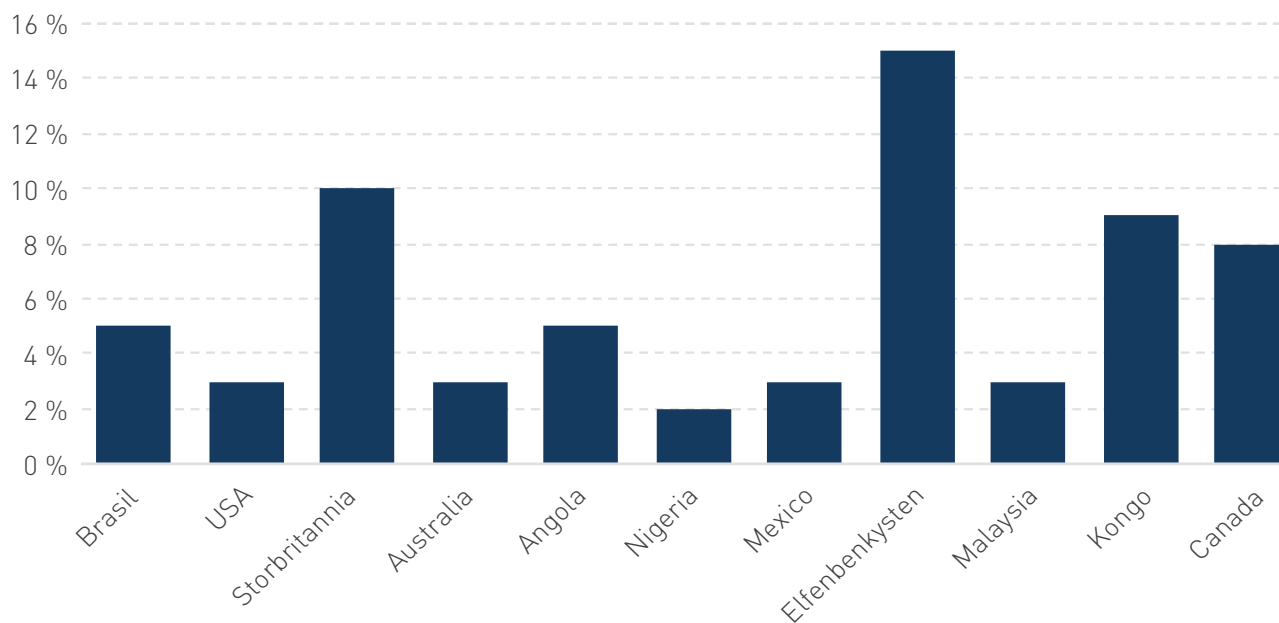
Den norske andelen beregnes vanligvis av kontrakter gitt til norske leverandører med norsk fakturaadresse. Disse tallene betyr nødvendigvis ikke at en like stor andel av arbeidet (verdiskapingen) faktisk skjer i Norge. De norske leverandørene kan ha leveranser (underleverandører) som ikke er norske. Aibel har bygd én av tre moduler og hovedrammen ved sitt verft i Thailand. Boremodulen er bygget ved av Partneren Nymo i Grimstad, hvor arbeidet har inkludert Odfjell og National Oilwell. Alle moduler er transportert til Aibels verksted, hvor det hele settes sammen til et komplett plattformdekk.

I 2015 fikk OED utarbeidet rapporten «Norsk verdiskaping i utbygging av petroleumfelt – Analyse av sju utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel»²⁵. Rapporten viser at for plattformer som i hovedsak er bygget i Norge, ligger beregnet norsk andel av verdiskapingen på et nivå på 61–63 prosent. For feltet Valemon, som ble bygget i Sør-Korea og Nederland, men med betydelige ferdigstillelsesarbeider ute på feltet, er den beregnede norske andelen av verdiskapingen rundt 48 prosent, mens den norske andelen av verdiskapingen for prosjekter bygget i Sør-Korea så ut til å ligge på 40–46 prosent.

25 «Norsk verdiskaping i utbygging av petroleumfelt – Analyse av sju utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel». Rapport 10. april 2015. Agenda Kaupang.

Figur 2.27.

Norske leverandørselskaper indikative andel av markedet i ulike offshore-regioner i 2016 (Kilde: Rystad Energy)



2.3.3.

Nye allianser og avtaler

De siste årene har mange leverandørselskaper gjennomført betydelige restruktureringsprosesser som oppkjøp, salg, fusjoner og eierendringer på grunn av kapitalbehov og konkurransesituasjonen. Alle selskaper har hatt harde kostnadskutt. Samtidig har arbeidet med effektivitets- og produksjonsforbedringer gitt gode resultater, og konkurranseskraften er betydelig styrket i den norske leverandørklyngen.

Figuren nedenfor viser noen eksempler på nye globale allianser i verdikjeden. De fleste av disse selskapene er globale aktører, men de norske datterselskapene er store innenfor flere av segmentene, spesielt subsea. For eksempel førte sammenslåingen av Technip og FMC i 2016 til at TechnipFMCs subseaavdeling er konsentrert rundt Kongsberg-kontoret deres. Subsea7 er sterkt til stede i Stavanger, og ABB og Siemens har deres subseaekspertise i Norge.

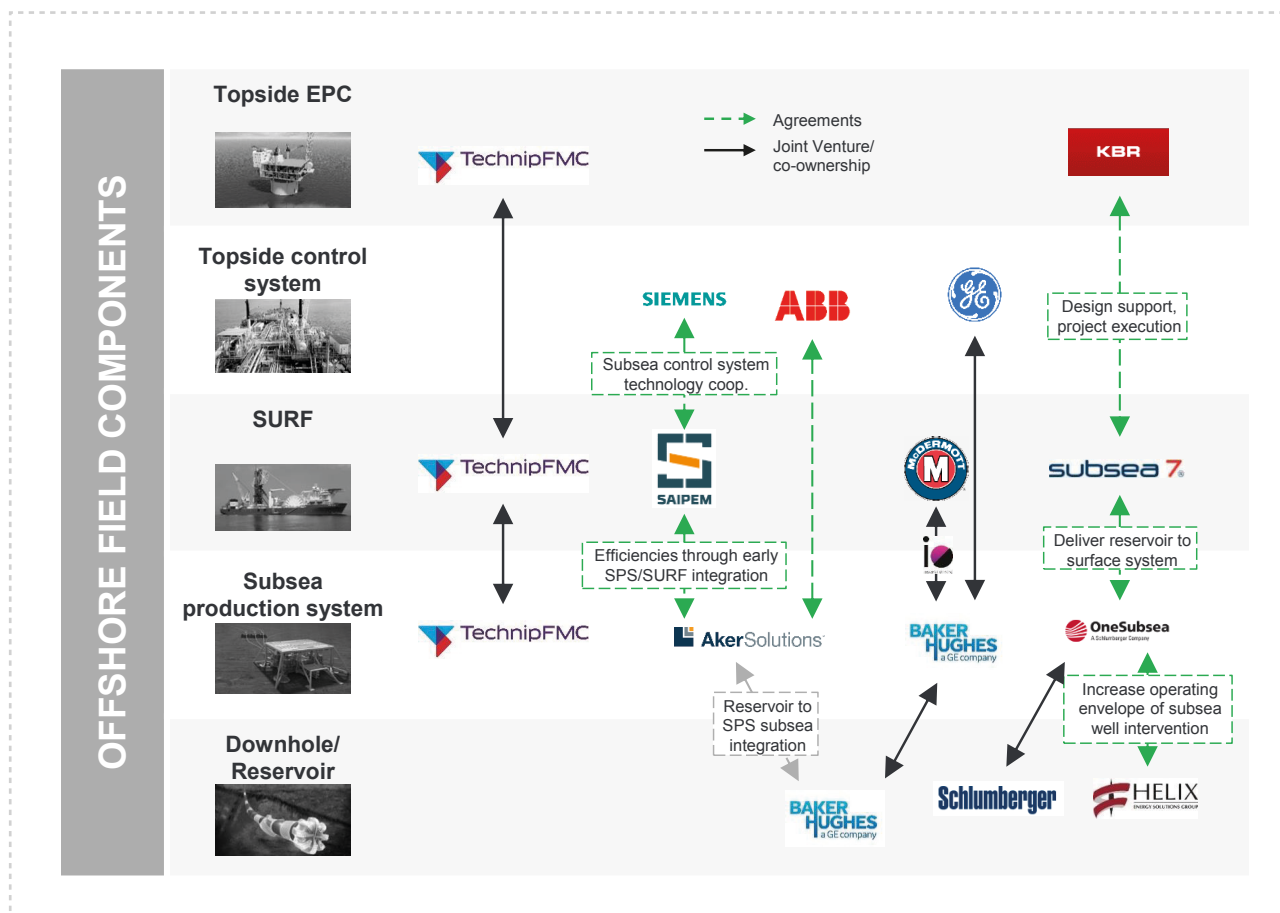
Det er ikke bare mellom selskapene i leverandørkjeden man har sett nye allianser og avtaler de siste årene. De lave oljeprisene i 2015 og 2016 økte kostnadsfokus for operatørene. Reforhandling av priser, redusert omfang og optimalisering av teknologiske løsninger har gitt betydelige besparelser, og noen av

operatørene har også sett på hvilke kontraktsformer de har på utstyr og tjenester.

Det klareste eksemplet på denne utviklingen er dannelsen av allianser mellom operatører og leverandører. Generelt forsøker disse alliansene å involvere leverandører på et tidligere tidspunkt, justere insentiver og redusere prosjekters totale kostnad. Lundin er et eksempel på dette, hvor TechnipFMC vil dra nytte av feltet blir lønnsomt. Det vil si at TechnipFMC vil ta noe av prosjektrisikoen, men også få noe av inntektene fra det. AkerBP har inngått en subsea-allianse med Subsea7 og AkerSolutions Subsea, og en plattformallianse med ABB, Kværner, Siemens, AkerSolutions Engineering, mens Centrica har en femårsavtale med Aibel, DNV-GL og Subsea7.

Figur 2.28.

Eksempler på nye globale leverandørallianser i verdikjeden (Kilde: Rystad Energy)



2.3.4.

Styrket posisjon for nye kontrakter

De siste årene har trenden vært en økning i risiko og hardere betingelser for den enkelte leverandørbedrift. For å oppnå varige forbedringer og økt konkurranseskraft har en sett at det jobbes mer i retning av felles insentiver, økt gjenbruk og bruk av leverandørløsninger, standardisering og kostnadseffektive konsepter – for eksempel gjennom arbeidet med kontraktstandarder og tekniske standarder. I tillegg legger selskapene vekt på teknologi og innovasjon, hovedsakelig for å sikre mer kostnadseffektive løsninger. OG21-strategien og DEMO 2000-programmet er sentrale bidrag her.

Kontraktstildelingen på mange av de nye prosjektene viser svært høy norsk andel på leveransene. Dette er noen eksempler der norske leverandørbedrifter har fått betydelige kontrakter:

- I mars 2017 ble Kværner tildelt en totalkontrakt for oppgradering av Njord A-plattformen. Avtalen har en estimert verdi på rundt 5 milliarder kroner og vil utgjøre rundt 3000 årsverk. Samme måned fikk Aker Solutions, Kværner og Siemens hver sine FEED-kontrakter i forbindelse med fase 2 i utbyggingen av Johan Sverdrup-feltet.
- I forbindelse med innlevering av PUD for Johan Castberg-utbyggingen i desember 2017 fikk Aker Solutions kontraktene som skal forsyne subsea-produksjonssystemer (SPS), og ansvaret for design av topsides for produksjons- og lagerskipet. Total kontraktsverdi er fire milliarder kroner. SPS består av 30 brønner med tilhørende havbunnsrammer og havbunnsproduksjonsutstyr.
- I desember 2017 leverte Statoil på vegne av partnerskapet i Snorre Unit også plan for utbygging og drift (PUD) av Snorre Expansion Project til myndighetene. Sammen med overleveringen av PUD ble det signert kontrakter for undervannsproduksjonssystemet med

TechnipFMC, fabrikasjon og installasjon av rørbunsystemet med Subsea 7, modifikasjoner på Snorre A med Aibel og rigg med Transocean.

Operatørene på norsk sokkel anslår investeringene innen rørtransport og utvinning av olje og gass til å bli 150,8 milliarder kroner for 2017²⁶. Det er om lag 70–80 milliarder kroner mindre enn toppårene 2013 og 2014, og 20 milliarder mindre enn 2016.

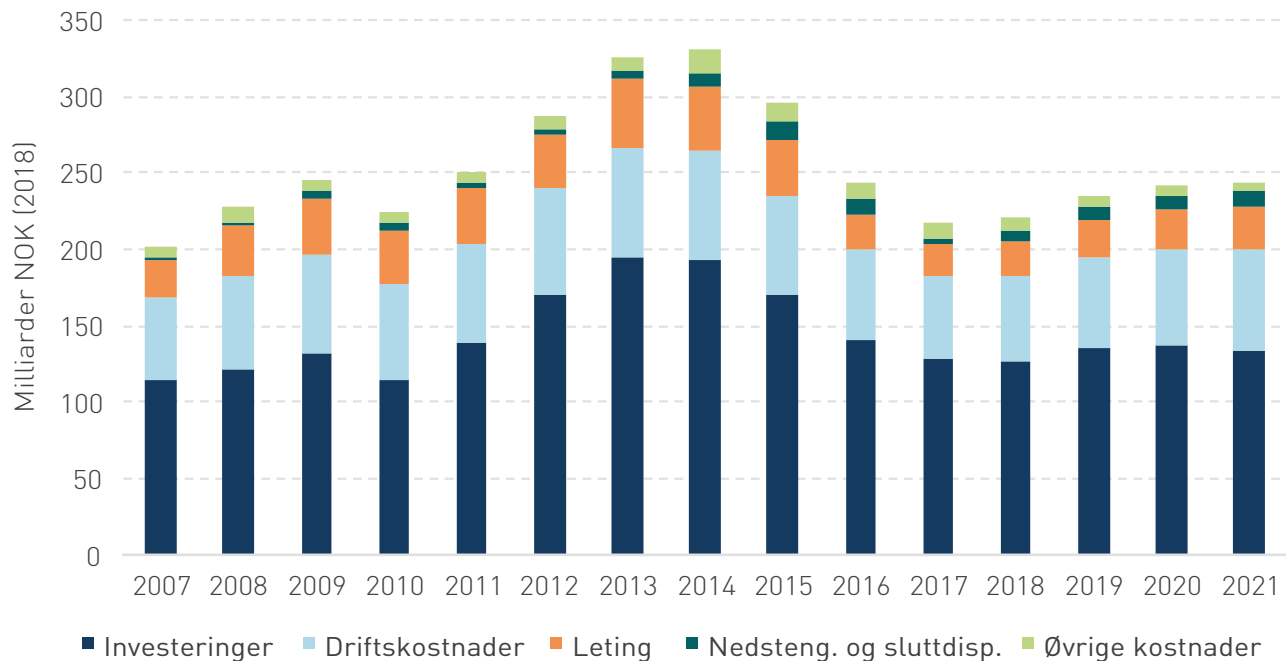
I 2017 har det blitt godkjent seks planer for utbygging og drift (PUD) for feltene Utgard, Byrding, Oda, Dvalin, Trestakk og Bauge. I tillegg er det godkjent endret PUD for Njord og Ekofisk Sør. Dette, sammen med blant annet innleveringer av sju planer for utbygging og drift i desember 2017, viser hvordan næringen sammen har klart å finne løsninger og realisere nye prosjekter.

Figur 2.29 viser en samlet prognose fra Oljedirektoratet for investeringer, driftskostnader, letekostnader, konseptstudier, nedstengning og disponering på norsk sokkel. For alle de inkluderte kostnadskategoriene er nedgangen fra 2016 til 2017 anslått til om lag 12 prosent. Kostnadene for prosjekter innen utbygging og drift er redusert med 30–50 prosent de siste par årene.

26 <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/nedjusterte-anslag-for-oljeinvesteringene-i-2017>

Figur 2.29.

Totalkostnader fordelt på kategori. Historiske tall for 2011–2016 og prognose for 2017–2021 (Kilde: Oljedirektoratet)

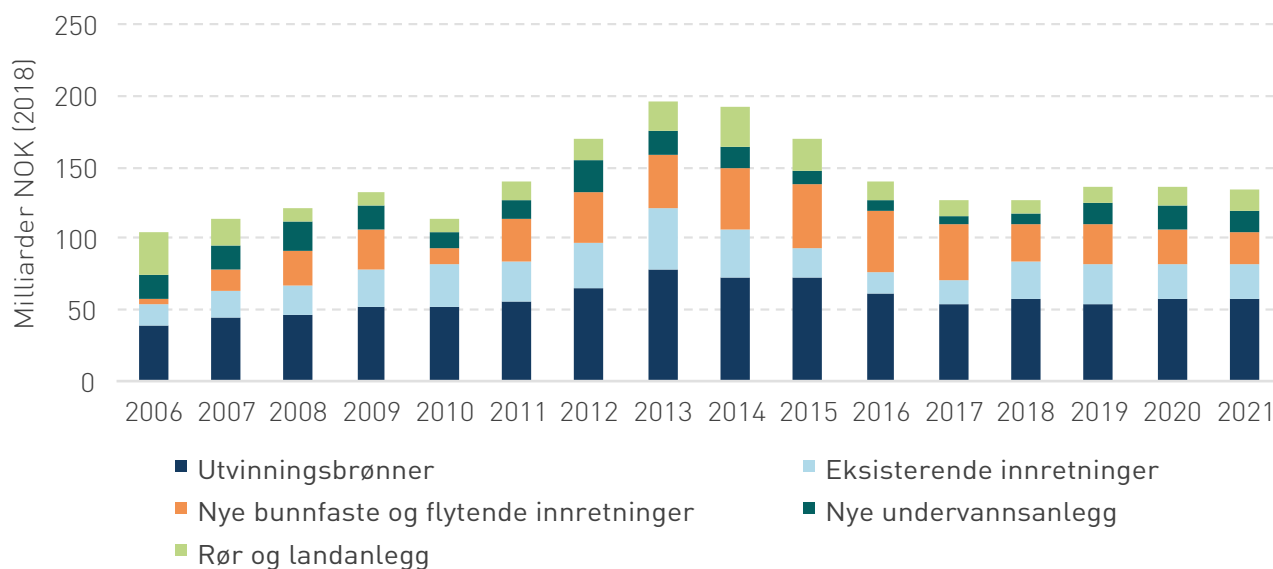


Kostnader har de senere år blitt redusert både for nyinvesteringer, drift, brønnboring og leting. Kontroll med kostnadsutviklingen er avgjørende for fremtidig lønnsom aktivitet på sokkelen. Det forutsetter at reduksjonene ikke er kortsiktige, men ivaretar hensynet til langsiktig verdiskaping og til helse, miljø og sikkerhet, og at leverandørindustrien er konkurransedyktig når aktiviteten på sokkelen igjen tiltar. Nedgangen i investeringene skyldes dels lavere aktivitet og dels redusert kostnadsnivå. Oppstart av en rekke nye prosjekter, både på felt i drift og nye feltutbygginger, forventes å bidra til økte investeringer fra og med 2019. Driftskostnadene og letetekostnadene vil også bli ytterligere redusert fra 2016 til 2017, for deretter å flate ut og gradvis øke.

Investeringer på eksisterende felt utgjør en betydelig andel av de samlede investeringene. Etter toppnivået i 2013 har investeringene på felt i drift falt betydelig. En viktig årsak til dette er at en del større feltprosjekter er slutført eller er i en avslutningsfase, uten at det er satt i gang tilsvarende nye store prosjekter.

Figur 2.30.

Investeringer fordelt på hovedkategorier, historiske tall for 2006–2016 og prognose for 2017–2021
(Kilde: Oljedirektoratet)



2.4.

NÆRINGENS NASJONALE KONKURRANSEKRAFT

Femti år med norsk olje- og gassvirksomhet har ikke bare gjort Norge til et av verdens rikeste land i økonomisk forstand. Norge har også fått en formidabel kunnskapsbank i form av kloke hoder, hender, teknologi og industrielle systemer. Næringen har gjort Norge til et kraftsenter for kunnskapsutvikling, innovasjon og nyskaping. Olje- og gassbransjens krav til helse, miljø og sikkerhet, teknisk krevende og kapitalintensive prosjekter og operasjoner og ikke minst betalingsvilje har vært godt egnet for kunnskapsintensiv industri i høykostlandet Norge.

I overskuelig fremtid vil olje- og gasselskaper verden over fortsatt være viktige kunder for denne industrien. Titusener av norske arbeidstakere vil ha utfordrende og meningsfulle arbeidsoppgaver og skape store verdier. Næringen har også sett at andre bransjer kan trekke veksler på kunnskapsbanken fra oljeindustrien. I 2014 ga Norsk olje og gass ut en beskrivelse av 26 eksempler på teknologioverføring fra olje- og gassektoren. Overvåking av hjertepasienter og finanstransaksjoner, lading av el-biler og romfart er noen eksempler²⁷. I 2017 kom oppfølgeren «Teknologioverføringer fra olje- og gassektoren», med eksempler blant annet innenfor fornybar energi, medisin, helse, romfart, havbruk, fastlandsindustri, bygg og anlegg og reiseliv²⁸.

Norske aktører spiller i dag en sentral rolle i havvindprosjekter, bidrar til å bygge ut solenergianlegg og har blitt verdensledende på fiskeoppdrett. Dette er mulig på grunn av kompetanse og teknologiske løsninger som er utviklet fra den norske olje- og gassbransjen. Dette skaper nye virksomheter og arbeidsplasser som i sin tur blir nye norske eksportsuksesser. Fremover vil arbeidet med digitalisering i olje- og gassnæringen åpne opp nye vekstmuligheter for virksomheter i det vi kan kalle dataindustrien – og skape arbeidsplasser, løsninger og kompetanse som vil kunne bidra i en rekke andre næringer. Som en svært datarik bransje har olje- og gassnæringen et godt grunnlag for å skape en sterk norsk dataindustri.

Skal denne reisen fortsette, er det avgjørende at olje- og gassnæringen fortsatt klarer å rekruttere dyktige fagarbeidere, ingeniører og mennesker med humanitær fagbakgrunn. Det er nødvendig at ungdommen fortsatt velger fag og studieretninger som næringen etterspør. Skal norsk sokkel være et attraktivt investeringsområde, er tilgang på kompetanse en svært viktig faktor.

De siste årene har lavere olje- og gasspris, sammen med høyt kostnadsnivå, ført til en situasjon med lavere aktivitet, permitteringer og oppsigelser. I denne perioden har også næringens omdømme blitt utfordret, både direkte som følge av nedgangen og som følge av en offentlig debatt om ressursforvaltning, klima og framtidsutsikter. Det er derfor svært viktig at næringen deltar aktivt i den norske debatten og kommuniserer hvor den står i dag, hvordan den vil bidra fremover, og hvilke muligheter dette gir for samfunnet og den enkelte arbeidstaker.

2.4.1.

Næringens omdømme i dag

I Norge har olje- og gassnæringen i dag et relativt godt omdømme blant befolkningen²⁹. Over 75 prosent av befolkningen gir uttrykk for at deres inntrykk av næringen er godt, veldig godt eller ekstremt godt, mens bare under 4 prosent ikke har et godt inntrykk i det hele tatt. Over 81 prosent av befolkningen opplever at næringens evne til innovasjon og teknologitvilling er bra, veldig bra eller utmerket. Dette bildet samsvarer i stor grad med hvordan den norske olje- og gassnæringen ser på seg selv som den viktigste drivkraften for innovasjon og teknologitvilling i det norske samfunnet (se figur 2.31–2.33.).

Inntektene fra olje- og gassnæringen er en viktig finansieringskilde for Norge. Oljefondet (Statens pensjonsfond utland) henter sine inntekter fra netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten, netto finanstransaksjoner knyttet til petroleumsvirksomhet og fondets avkastning. Fondet er i dag på over 8300 milliarder kroner³⁰. Sammenhengen mellom olje- og gassnæringen og dens bidrag til norsk økonomi er så å si universalt anerkjent i den norske befolkningen, hvor nær alle (97,6 prosent) anerkjenner at olje- og gassnæringen gir et viktig bidrag til norsk økonomi.

27 <https://www.norskoljeoggass.no/no/Publikasjoner/Arskonferanse-rapporter-/Grensepsrengerne/>

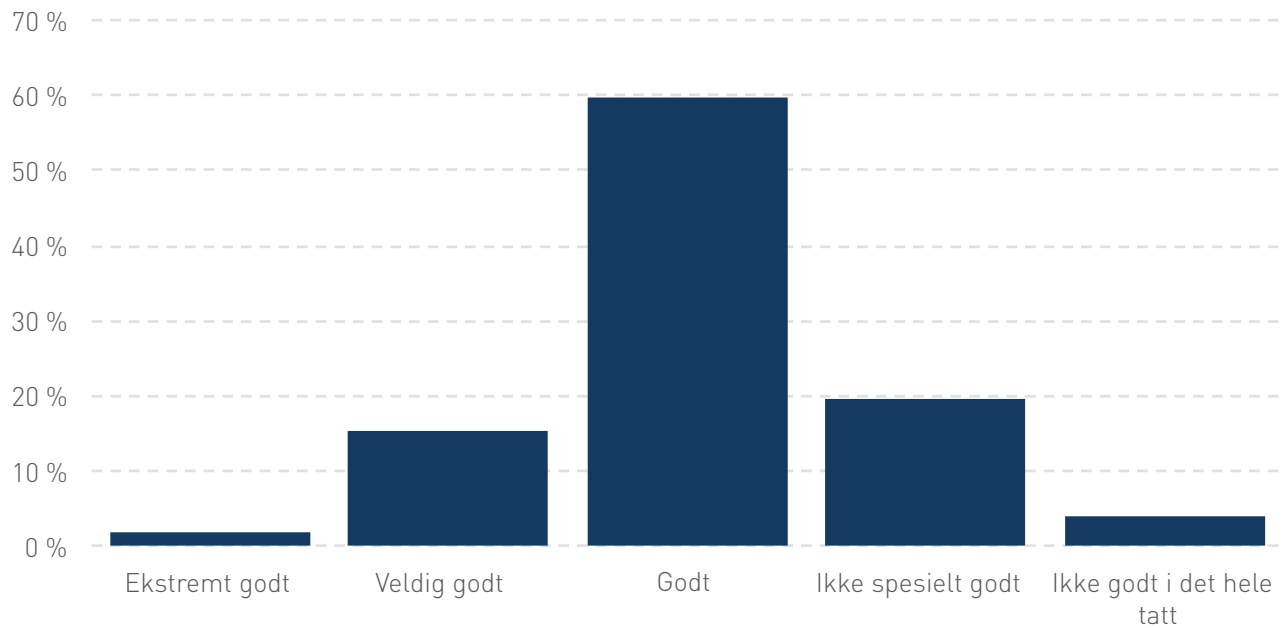
28 <https://www.norskoljeoggass.no/no/Nyheter/2017/26-teknologier-for-fremtiden/>

29 Meningsmålingene baseres på Kantar TNS, 01.07.17–31.10.17, 1450 respondenter.

30 Per 21. november 2017, <https://www.nbim.no/no/>

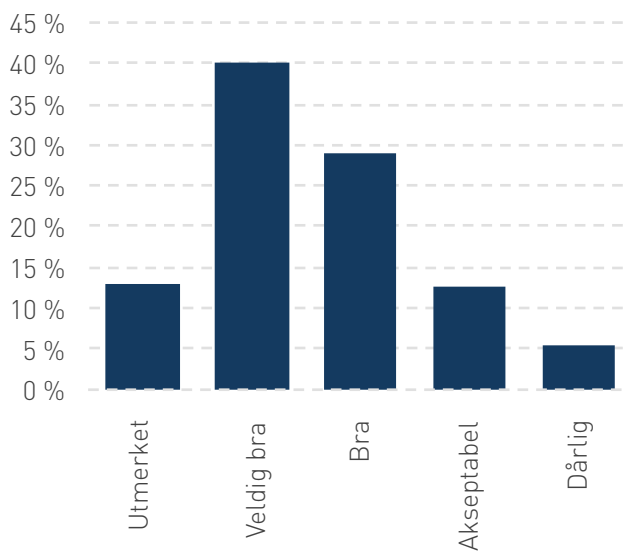
Figur 2.31.

Spørsmål: Hvor godt eller dårlig er ditt inntrykk av olje- og gassnæringen?



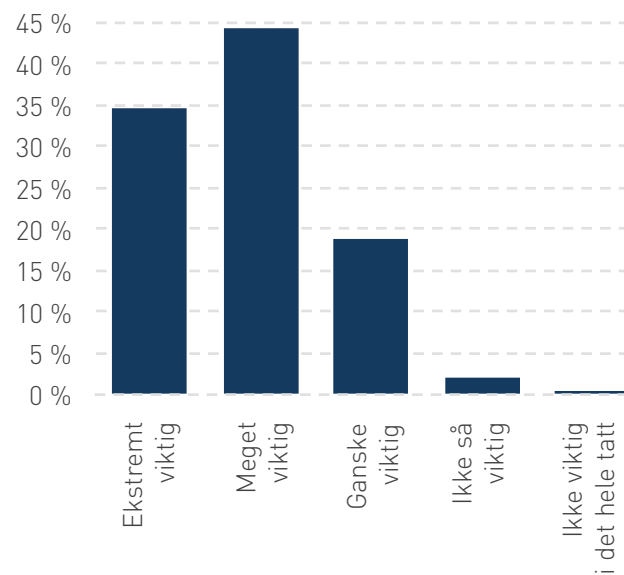
Figur 2.32.

Spørsmål: Hva synes du om olje- og gassnæringens evne til innovasjon og teknologiutvikling?



Figur 2.33.

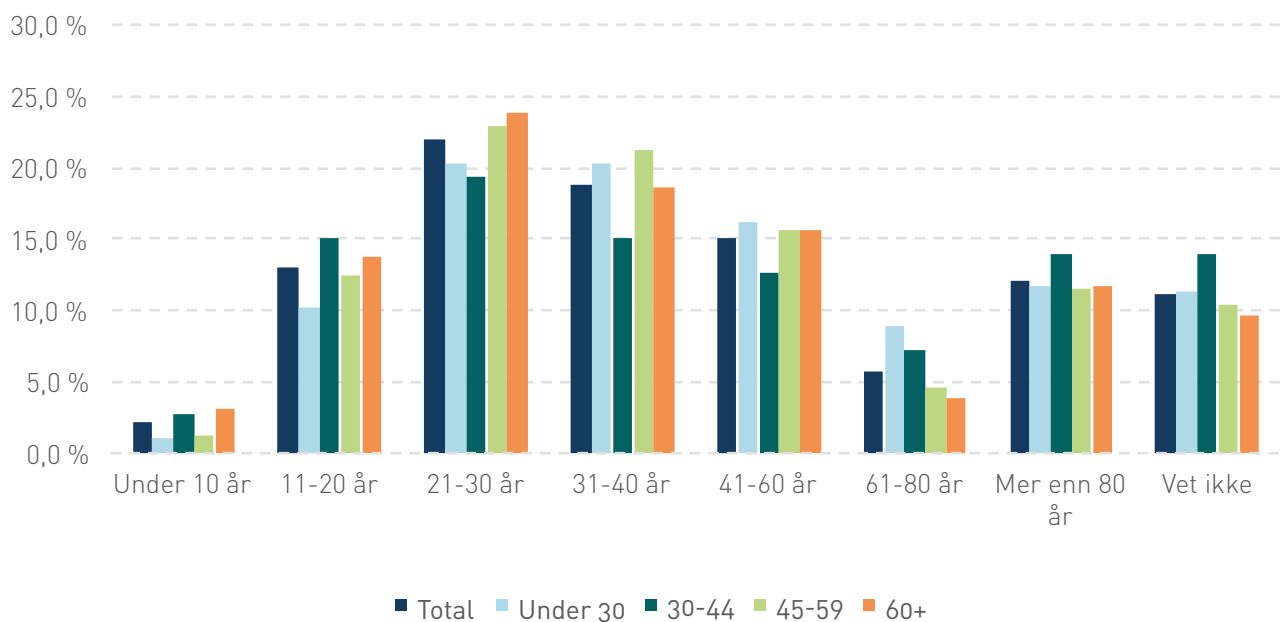
Spørsmål: Hvor viktig mener du bidraget fra olje- og gassnæringen er for norsk økonomi?



Til tross for et relativt sterkt omdømme i den norske befolkningen, spesielt når det gjelder betydningen for norsk økonomi og evne til teknologi og innovasjon, står olje- og gassnæringen overfor noen omdømmeutfordringer i fremtiden. Den samme undersøkelsen viser at befolkningen har liten tro på næringens fremtid. Ser vi på tidshorisonten for forventningene til fornybar energi (sol, vind og vann) og når disse skal ta HELT over for fossil energi (olje, gass, kull) er det over 35 prosent av befolkningen som antar at det totale skiftet vil skje 21–30 år frem i tid, altså i tidsrommet 2038–2047. Av de som er under 30 år, mener over halvparten at fornybar energi skal ta HELT over for fossil energi før 2050. Selv om disse forventningene ikke anses som realistiske av de aller fleste som analyserer den globale energisituasjonen (se kapittel 2.2), er det alvorlig for bransjens omdømme.

Figur 2.34.

Spørsmål: Hvor lenge tror du det er til fornybar energi (som f. eks sol, vind, vann) tar HELT over for fossil energi (olje, gass og kull)?



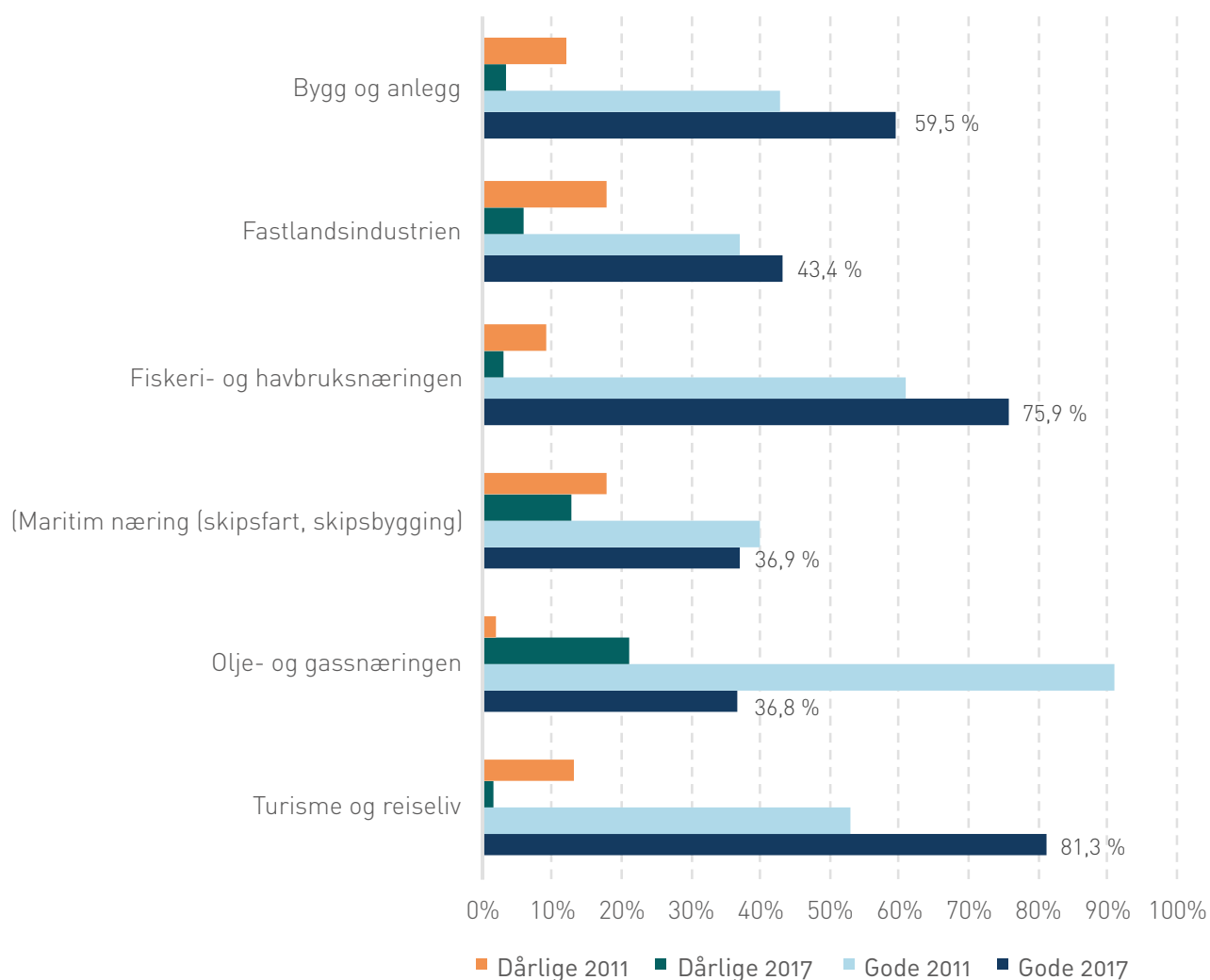
Ser vi på hvordan befolkningen vurderer framtidssiktene til ulike næringer er troen på olje- og gassnæringen den laveste blant de utvalgte næringene. I dag mener bare 36,8 prosent av befolkningen at framtidssiktene er gode for næringen, mens litt over 20 prosent mener framtidssiktene er dårlige.

I en tilsvarende undersøkelse fra 2011 svarte over 90 prosent av befolkningen at framtidssiktene var gode for olje- og gassnæringen. Troen på fremtiden til næringen har dermed blitt kraftig redusert fra 2011 til 2017, hvor over 50 prosent færre av befolkningen har god tro på næringen. Figur 2.35 viser også at fremtidstroen på turisme og reiseliv har økt med over 30 prosentpoeng i denne perioden.

En annen indikator på hvordan folk i Norge ser på olje og gassnæringens fremtid, er om de ville anbefale en person de bryr seg om, å ta en utdanning rettet mot denne sektoren. Som figur 2.36 viser, ville over halvparten av befolkningen, uavhengig av alder og geografi, ikke ha anbefalt dette.

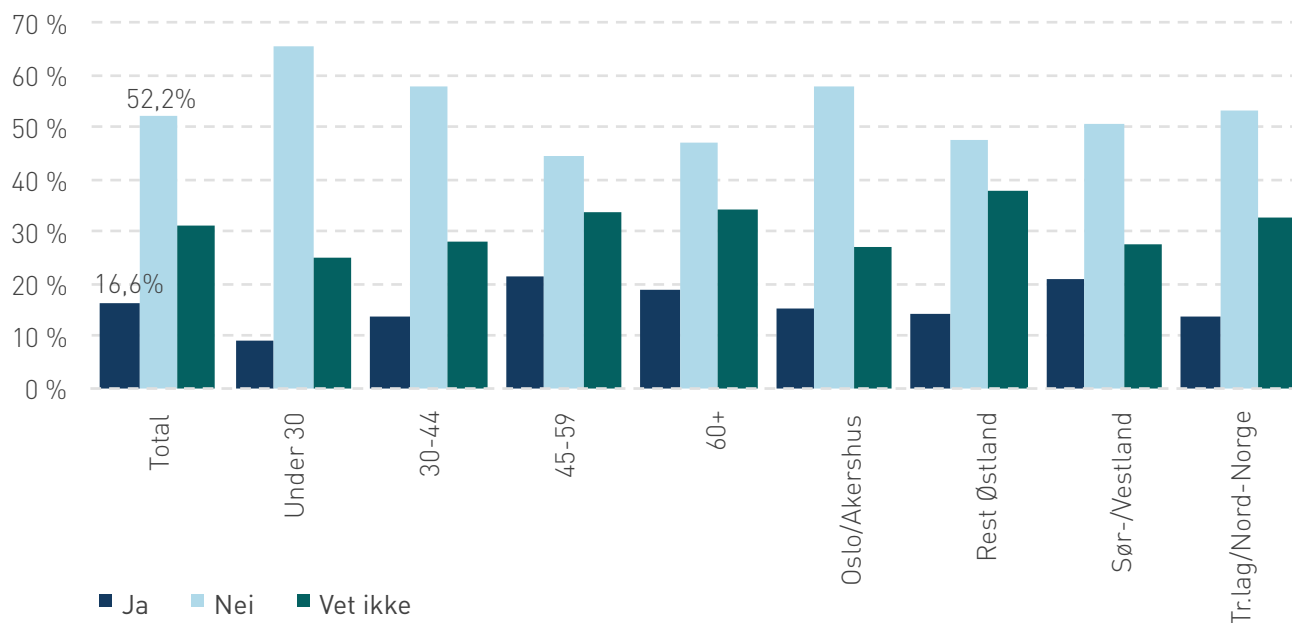
Figur 2.35.

Hvor gode eller dårlige framtidssikter ser du for følgende næringer i Norge for de nærmeste årene?
(Kilde: Kantar TNS 2017 og Synovate Norge desember 2011)



Figur 2.36.

Spørsmål: Tenk deg at noen du bryr deg om (familie eller venner), spurte deg om råd om hvilken utdanning de burde velge. Ville du ha anbefalt en utdanning rettet mot olje- og gassnæringen?



2.4.2.

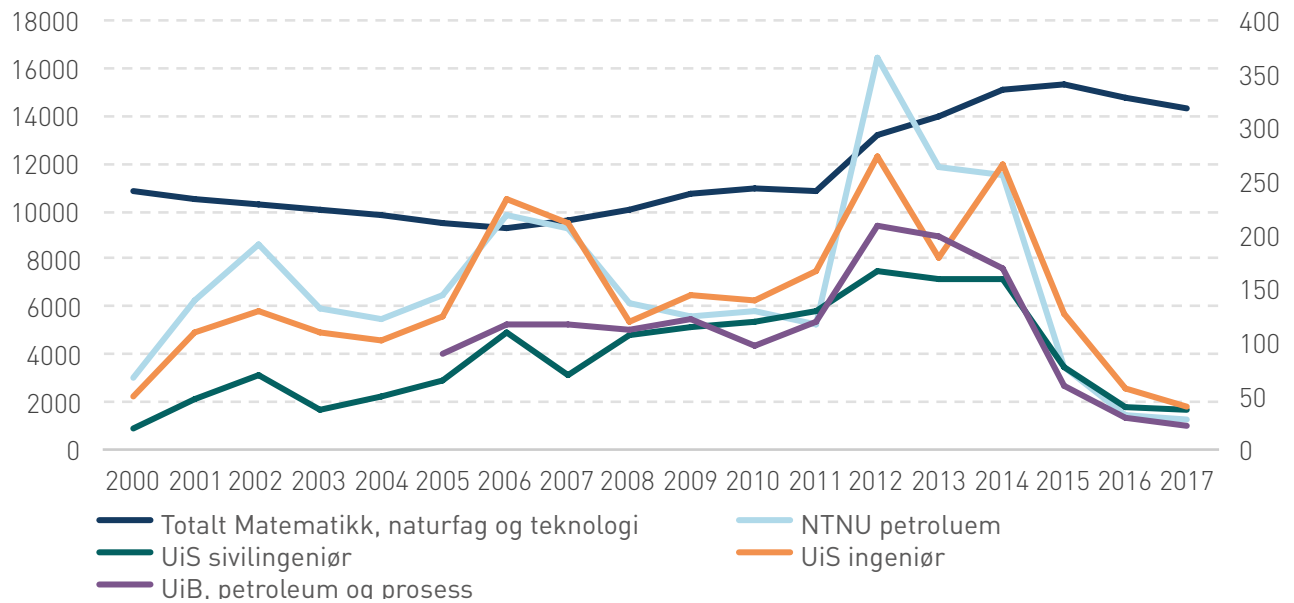
Hva velger ungdommen og de nyutdannede?

Hvordan agerer ungdommer i en situasjon hvor olje- og gassnæringen har et relativt godt omdømme blant befolkningen generelt i Norge, mens det er lav fremtidstro på næringen? Hvordan påvirker dette ungdommer og nyutdannede studenter?

Søkertallene til høyere utdanning for realfag, ingeniør og sivilingeniør har vært økende de siste ti årene, men med en liten nedgang de siste årene. Det er en generell bekymring for Norge som nasjon at færre ønsker å ta denne typen utdanning. For de som tar petroleumsrettede studier, er utviklingen en annen, med store svingninger. Tidlig i 2000-årene og i 2006–2007 var det et oppsving i søkertallene til de petroleumsrettede studiene. I 2012, da fremtidstroen på næringen var svært høy, doblet søkertallene seg. De siste årene har det derimot vært et drastisk fall i søkere både til ingeniør- og sivilingeniørstudiet til petroleumsrettede fag.

Figur 2.37.

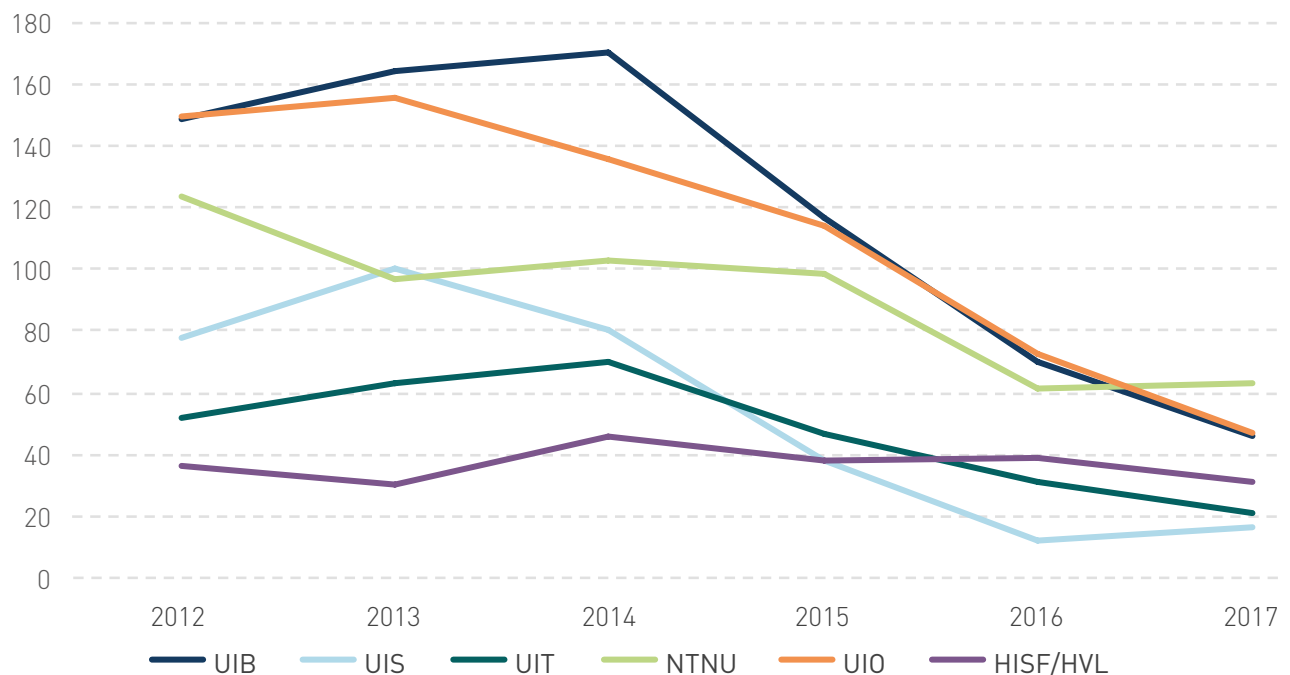
Totalt antall søkere til studier innen matematikk, naturfag og teknologi (venstre akse), og totalt antall primærsøkere innen ulike petroleumsrettede studier (høyre akse) (Kilde: Samordnet opptak)



Den samme utviklingen de siste fem årene ser en også innenfor geologistudiet, men her kom fallet litt senere.

Figur 2.38.

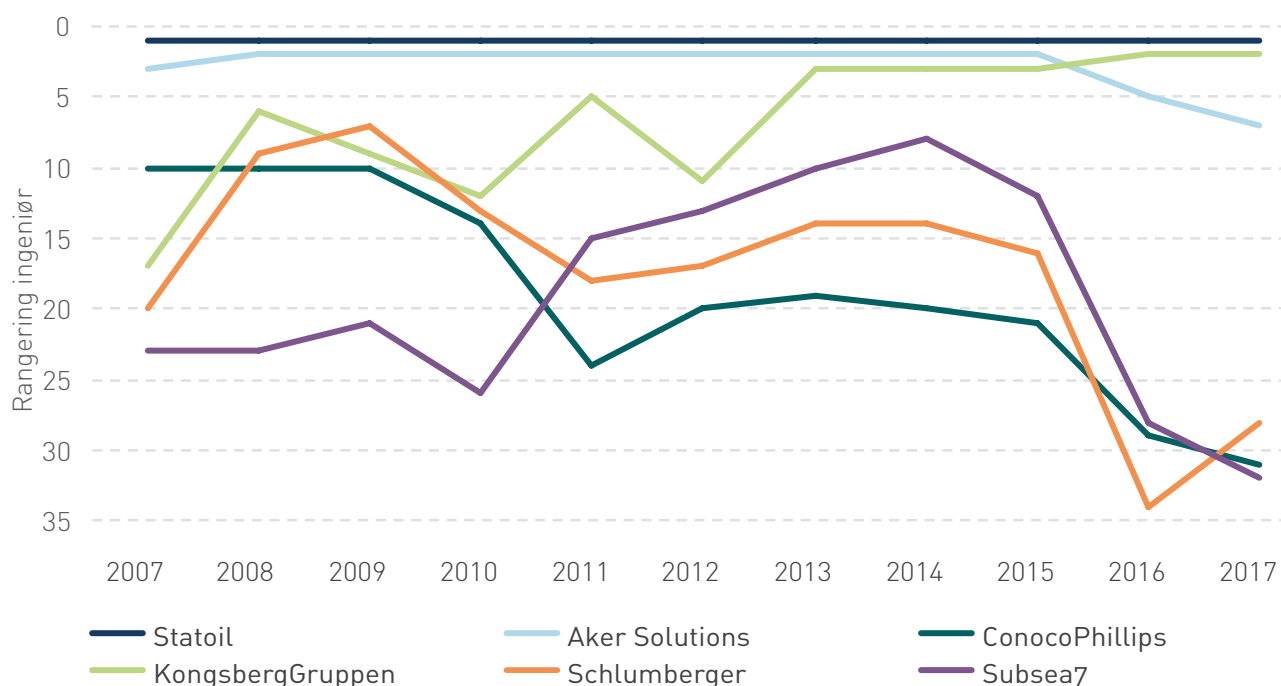
Primærsøkere til geologi de siste fem årene (Kilde: Samordnet opptak)



Dette trendbildet er imidlertid ikke like tydelig når en ser på hvor studenter under utdanning ønsker å jobbe etter fullført utdanning. Figuren nedenfor viser hvordan ingeniørstudenter rangerer noen utvalgte selskaper de siste ti årene. Statoil er rangert som nummer 1 i hele denne perioden (men prosentvis har tallet gått tilbake fra 33 prosent i 2013 til 19 prosent i 2017). For de andre av disse selskapene ser en at attraktiviteten har falt litt de siste årene, med unntak av Kongsberg Gruppen.

Figur 2.39.

Rangering av selskaper ingeniørstudenter ønsker å arbeide i, perioden 2007 – 2017 (Kilde: Universium)



3.3.3.

"Den nye oljen"

Situasjonen til olje- og gassnæringen sammenfaller med de utfordringene prosjektet «Den nye oljen»³¹ så for næringen i dag. Basert på summen av inntrykk, samtaler og diskusjoner med nærmere 11 000 mennesker, der 7000 av dem var studenter og elever, ønsket «Den nye oljen» å vise frem meningene til tusenvis av unge fra hele Norge. De forsøkte å representere sine jevnaldrende ved å fortelle hvorfor olje- og gassbransjen ikke når ut til de unge i dag, og hva bransjen kan endre for å gjøre det i fremtiden. På bakgrunn av dette kom de med fire påstander og fire tiltak for den norske olje- og gassnæringen.

31 Prosjektet «Den nye oljen» ble startet for å engasjere dagens unge i en faktabasert samfunnsdebatt knyttet til energi, klima, teknologi og velferd. Bransjeorganisasjonen Norsk olje og gass ansatte fem studenter i et år (2016–2017) for å reise landet rundt for å møte elever på videregående skoler, høyskoler og universiteter. Les hele sluttrapporten deres her: <https://norskoljeoggass.no/Global/Rapport%20Den%20Nye%20Oljen.pdf>

Påstand 1: Olje- og gassbransjen ser på seg selv som en del av klimaløsningen og erkjenner ikke at de er en del av problemet.

Bevisstheten rundt klimaproblemene og den tilhørende bekymringen rundt en usikker fremtid er et av de mest fremtredende temaene for den norske befolkningen, spesielt for unge.

Tiltak:

- Det er viktig at olje- og gassbransjen forstår hvor viktig klimaproblemene er for de unge i dag. Første steg er derfor å anerkjenne dette og slutte å motarbeide det ved å prøve å fortelle unge at andre hensyn, for eksempel energi, er viktigere.
- Ved å erkjenne at bransjen er en kilde til utslipp, men også teknologi og kunnskap, kan bransjen få større troverdighet som klimaløsning. Ydmykhet er en egenskap olje- og gassbransjen med fordel kan øve på.

Påstand 2: Olje- og gassbransjen presenterer ikke en fremtid som de unge ønsker å heie på.

Den nye oljen har erfart at argumentasjonen til olje- og gasselskaper ikke treffer de unge. Det er deres inntrykk at hovedårsaken til dette er at bransjen argumenterer med et verdigrunnlag som fremstår som irrelevant og uinteressant for dagens unge.

Tiltak:

- Nøkkelen til å kommunisere med dagens unge ligger i å forstå forskjellen mellom de ulike generasjonene.
- Snakk til de unge og ikke til deres egen generasjon. Dagens unge er i større grad styrt av drømmer og ambisjoner enn rene fakta. Det er målgruppen som burde bestemme hvordan budskapet utformes, og for unge betyr det at budskapet må oppfylle minst ett av de to øverste nivåene i Maslows behovspyramide: egoistiske behov og behovet for selvrealisering.
- Maslows behovspyramide: Pyramiden består av fem nivåer som beskriver menneskets behov. Unge i dag har gjennom hele oppveksten vært dekket av de tre nederste nivåene, altså fysiske behov, sikkerhetsbehov og sosiale behov. Som en konsekvens av dette tar de dem for gitt. De baserer sine livsmål på de to øverste nivåene i pyramiden: egoistiske behov og behovet for selvrealisering.
- Velferdsargumenter og «den grønne sirkelen»: Olje- og gassnæringens velferdsargumenter fungerer mot sin hensikt. De skaper avstand mellom bransjen og de unge, da dagens unge baserer sine livsmål på de to øverste nivåene i

behovspyramiden. Unge anerkjenner ikke hvor viktig olje og gassnæringen er for Norge, men oppfatter at Norge er for avhengig av en døende næring. Derfor blir de bekymret for sitt eget velferdsnivå når olje- og gassen tar slutt, og ender opp med å bli enda mer opptatt av at Norge må satse grønt og fornybart.



Påstand 3: Olje- og gassbransjen kan for mye til å forstå de unges ståsted.

Den nye oljen tror ikke olje- og gassbransjen og unge i dag skiller på grunn av mangel på kunnskap, men som følge av en kamp mellom realisme og optimisme.

Tiltak:

- Dersom olje- og gassbransjens realistiske kommunikasjon skal treffe unge i dag, burde bransjen først og fremst innse at det er deres budskap som må tilpasses målgruppen, og ikke omvendt.
- Dagens unge håndplukker den informasjonen de selv ønsker, og kunnskapen kan til tider være ensidig. De ser teknologiske, globale og økonomiske sammenhenger i et lys som skiller seg fra den sannheten olje- og gassbransjen ønsker å formidle. Hvis man skal kommunisere med de unge, er det derfor viktig at man forstår hvordan tematikken knyttes til menneskelige verdier, ambisjoner og fremtidstro, og at man ikke bare presser på med fakta.
- Dette betyr ikke at olje- og gassbransjen skal endre sin kommunikasjonsmodell fra å være faktoorientert, som er en av styrkene til bransjen. Det som derimot er viktigere, er å vektlegge enkelte argumenter mer enn andre, og at det bygges en solid historie rundt dem. Det som er avgjørende, er at bransjen samtidig er ærlig på hva olje og gass utgjør av deres portefølje, slik

at ulik vektlegging av argumenter ikke oppfattes som «grønning av bransjen». Bransjen må ikke finne opp kruttet på nytt. Det å legge spesiell vekt på en spesifikk del av selskapet og kommunisere det ut til unge, har blitt gjort tidligere av andre bransjer som vanligvis oppfattes som konservative.

Påstand 4. Olje- og gassbransjens «one size fits all»-kommunikasjon sikter bredt, men treffer få.

Kombinasjonen av økt klimafokus og en sterkt redusert oljepris har gjort at olje- og gassbransjens kommunikasjon har blitt utfordret til debatt på en rekke nye arenaer.

Tiltak:

- For at olje- og gassbransjen skal nå ut til de ulike målgruppene, og da spesielt de yngre, må budskapet tilpasses hver enkelt målgruppe.
- Kombinasjonen av økt klimafokus og en sterkt redusert oljepris har gjort at olje- og gassbransjens kommunikasjon har blitt utfordret

og debattert på en rekke nye arenaer. Debatten og olje- og gassbransjens fremtid er allemannseie. Olje- og gassbransjen har i liten grad møtt opp i disse debattene. I den grad de har møtt opp, har mange av de samme argumentene som ble benyttet i høykonjunktur, også blitt benyttet i lavkonjunktur.

- Olje- og gassbransjen må differensiere kommunikasjonen mellom rekruttering og omdømme etter hvem man snakker med.

Rekruttering ingeniørstudenter

- Lojal studentmasse
- Bransjen må se viktigheten av å beholde studentenes lojalitet ved å vise at de fortsatt er relevante
- Stort ønske om å bli sett selv i lavkonjunktur

Tiltak:

- Øke varighet på praktikantstillinger
- Integrere olje- og gassselskapers problemstillinger i studentens studieplan

Omdømme ingeniørstudenter

- Bransjen omdømme avhenger av at de må ikke «glemmer» studentene i dårlige tider, og at man ikke love mer enn man kan holde.

Prinsipper å etterleve for bransjen:

- ærlighet
- imøtekommenhet
- tilgjengelighet

KOMMUNIKASJON

Rekruttering av andre unge

- Studenter ved videregående skoler, høyskoler og universitet som ikke har tilknytning til bransjen, er i utgangspunktet negativt innstilt.
- Bransjen er ikke en attraktiv arbeidsgiver for humanistiske fag.
- Bransjen må vise at den består av mer enn ingeniører og økonomer, og at det finnes arbeidsmuligheter innenfor kommunikasjon, HR, politikk og juss.

Omdømme andre unge

- Fremtidig omdømme i denne målgruppen avhenger av hvor effektivt bransjen formidler budskapet i påstandene (1-4), knyttet til hvordan bransjen kommuniserer arbeidet innenfor klima og framtidssikter.
- Kommunikasjon på arenaer hvor de unge ønsker å høre bransjen:
 - skape unge ambassadører
 - sosiale medier
 - ansikt – til – ansikt - møter

2.4.3.1.

Ny tro på fremtiden

Befolkningen har et godt inntrykk av olje- og gassnæringen. Arbeidet med innovasjon og teknologiutvikling er høyt anerkjent, og nær hele befolkningen forstår verdien av olje og gass for landets økonomi, velferd og muligheter til utvikling.

Samtidig ser vi at befolkningen har mindre tro på næringens fremtid. Mange forventer at fornybare og klimavennlige energiløsninger skal erstatte olje og gass helt i nær fremtid. Spesielt den yngre generasjon tror mindre på bransjens fremtid nå enn for fem år siden. Det dårlige arbeidsmarkedet i bransjen de siste årene har forsterket dette inntrykket.

«Den nye oljen» utfordret og representerte sine jevnaldrende med å forklare hvorfor olje- og gassnæringen ikke når ut til de unge i dag. De kommer med fire påstander og med klare råd til hvordan næringen for å snu denne trenden. Basert på dette anbefales det derfor at:

- Olje- og gassbransjen (selskapene, ledere, nøkkelpersoner, organisasjoner og myndighetsmiljøer) må delta aktivt gjennom engasjerende dialog om næringens rolle i fremtiden. Industrien trenger flere talspersoner.
- Hele olje- og gassnæringen bør bidra mer til å synliggjøre den kompetansen, innovasjonskraften og muligheten for vekst/nyskaping som finnes i bransjen. Bransjen må få bedre frem hvordan olje- og gassindustrien bidrar til å utvikle annen industri – for eksempel andre havromsnæringer, fornybarindustrien og den voksende dataindustrien.
- Olje- og gassnæringen må flittigere bruke tidsriktige forum og metoder for å nå ulike grupper, og da spesielt den yngre generasjon.
- Den prosessen med digitalisering som norsk olje- og gassnæring nå går inn i, gir mange nye muligheter for både unge mennesker og også små start-up-miljøer. Dette skaper interessante jobbmuligheter og er viktig i kommunikasjonen fremover.

3. Bakgrunn for anbefalingene - overordnet

3.1.

INITIATIV FOR DIGITALISERT SAMHANDLING

ANBEFALING:

- Det bør etableres et samlet og bransjeledet initiativ for arbeid med tiltak som innebærer nye måter for digitalisert samhandling mellom aktørene i olje- og gassnæringen.
- Arbeidet bør etablere felles standarder og protokoller for lagring, utveksling og bruk av data.
- Prosjektet settes i gang på områder der sokkelens aktører ser få konflikter ved deling av data. HMS-data og miljødata er slike velegnede startområder og har potensial for effektivisering. Gjennom dette arbeidet bygger man erfaringer om løsninger og arbeidsmetodikk, og disse brukes deretter på andre områder/datasett i næringen.
- Initiativet bør sikre at slike digitale samhandlingsløsninger kan brukes i verdikjeden, jf. anbefalingene innen brønnleveranser, felt, drift og leting.
- Initiativet bør settes i gang av en kjernegruppe av aktører som har behov, interesse og forutsetninger for raskt å få en slik prosess i gang, og at andre aktører inviteres med i arbeidet med løsningene.
- Dette arbeidet stiller spesifikke og til dels nye krav til arbeidet med å realisere potensial.
- Utvalget anbefaler derfor at det for temaer av typen digitalisert samhandling benyttes et egnet og felles rammeverk, og at arbeidet organiseres fra en nøytral arena og er partssammensatt. Utvalget anbefaler å legge til grunn rammeverket som den norske banknæringen benyttet i sin endringsprosess (se vedlegg 1 for nærmere beskrivelse). Selv om bransjene er svært forskjellige, er måten dette arbeidet ble satt i gang, organisert, styrt og målt på svært relevant også for den digitaliseringstransformasjonen olje- og gassindustrien er på vei inn i.
- Det er i dag ulike oppfatninger mellom aktørene rundt styringsstruktur, eierskap til data og om forretningsmessige konsekvenser deling av data.

3.1.2.

Bakgrunn for anbefalingen

Digitalisering innen olje- og gassnæringen er ikke noe nytt. Næringen er kjennetegnet av store datamengder og avanserte systemer for databehandling, analyse og rapportering. Disse systemene har imidlertid vært fokusert på de enkelte bedrifters, fagområders, teknologiers og prosjekters behov og i mindre grad tatt utgangspunkt i dataflyt-potensialer mellom aktører og områder. Denne utviklingen har resultert i en høy grad av selskapsesifikke og til dels proprietære systemløsninger, som har ledet til samhandlingsformer mellom både aktører, faser og lokasjoner som har vært kostnadsdrivende.

De enkelte virksomheter har måttet bruke mye ressurser på egne systemer, konvertering av data, manuelle prosesser og kvalitetssjekk. Det er liten grad av deling og gjenbruk av data, og dataflyt hindres av utilstrekkelig standardisering av grensesnitt og manglende datakonvensjoner. Det er trolig at disse forholdene over tid bidrar til å opprettholde konkurransestrukturer og handlingsmønstre som ikke er optimale for bransjen som helhet – og at fremvekst av nye aktører

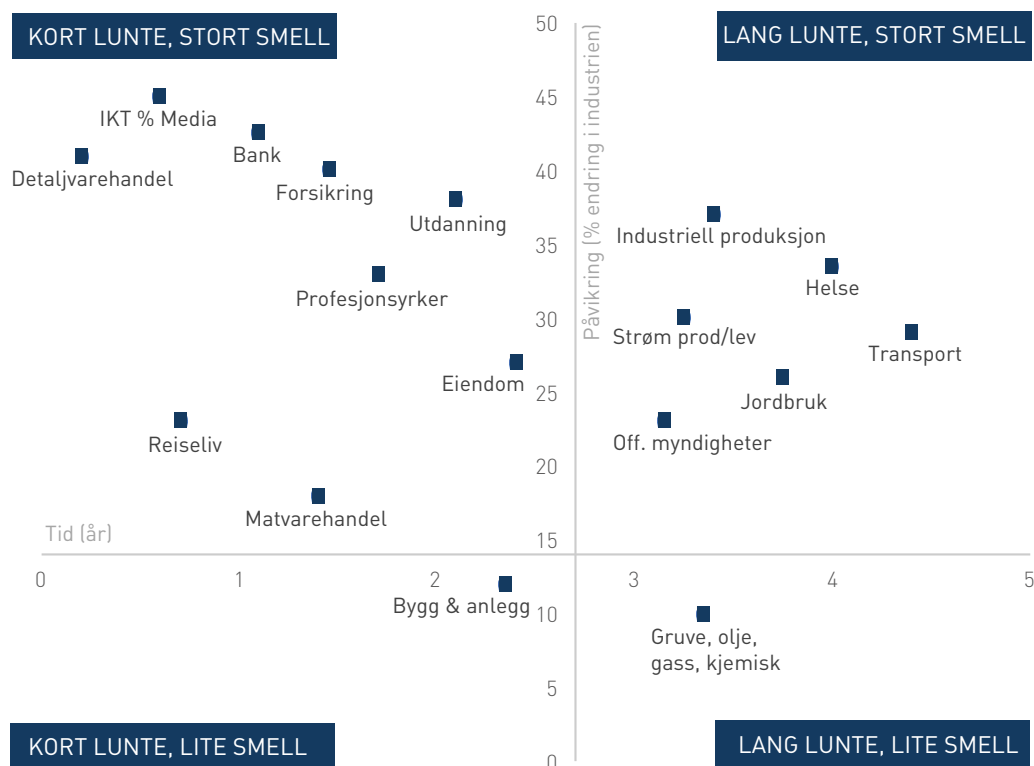
som potensielt kunne bidra til nye, mer effektive samarbeidsformer vanskeligjøres.

De siste års utvikling av datateknologi har for mange bransjer ledet til helt nye former for samhandling på tvers og dermed at verdi- og leverandørkjedene har blitt langt mer effektive. I enkelte bransjer med høy grad av digitalisering av tjenester og prosesser (for eksempel bank, media og varehandel) har aktørbildet, samhandlingen og forretningsmodellene blitt fullstendig transformert. Olje- og gassnæringen er i stor grad fortsatt kjennetegnet av tradisjonelle samhandlingsmodeller, selv om det også finnes eksempler på at aktører prøver ut nye former. På tross av at det er stor forskjell mellom olje- og gassnæringen og de "digitale" bransjene, vil også olje- og gassnæringen i tiden fremover kunne dra stor nytte av teknologi, erfaringer og metodikk fra bransjer som er kommet lenger i sin digitale transformasjon.

Olje- og gassnæringen er i sin natur ikke sammenlignbar med de "digitale bransjene", og forventes ikke å gjennomgå store, disruptive endringer ("kort lunte – stort smell") der strukturene innad i bransjen kollapser eller endres betydelig. Figuren 3.1. illustrerer dette.

Figur 3.1.

Disrupsjonskart: Grad av disruptive endringer og hvor raskt disse skjer, pr bransjetype
(Kilde: Heads! Og Deloitte Digital)



Dette betyr ikke at det ikke er betydelige effektivitetspotensialer ved digitalisering. Olje- og gassnæringen er tvert imot blant de som har kommet kortest i å realisere effektivitets- og produktivitetseffekter ved hjelp av digitalisering, data-deling, dataflyt og samhandling mellom aktører. McKinsey anslår i denne sammenheng det totale årlige besparelspotensialet ved digitalisering på norsk sokkel til 30-40 milliarder kroner³².

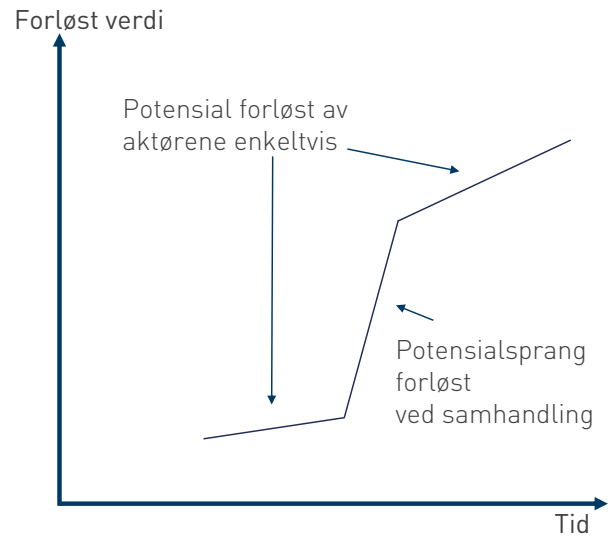
Et gjennomgående funn i arbeidet i alle fire arbeidsgruppene i KonKraft-prosjektet er knyttet til potensialene i kombinasjonen digitalisering og samhandling på tvers, som illustrert i figuren 3.2. Det fremkommer også at det ikke lar seg gjøre å realisere disse forbedringene uten at det utarbeides overordnede strategier for digitalisering og samhandling for bransjen som helhet.

Dette hovedfunnet fra arbeidet kan billedlig uttrykkes som at de største potensialene for bransjens forbedringsarbeid fra nå av ligger "mellom aktørene" i bransjen og ved å adressere effektivitet og produktivitet i næringen som et system. Figuren 3.3 illustrerer hvordan en kan arbeide videre med tema som både har en høy digitaliseringsgrad og en høy grad av samhandlingspotensial.

32 McKinsey Company

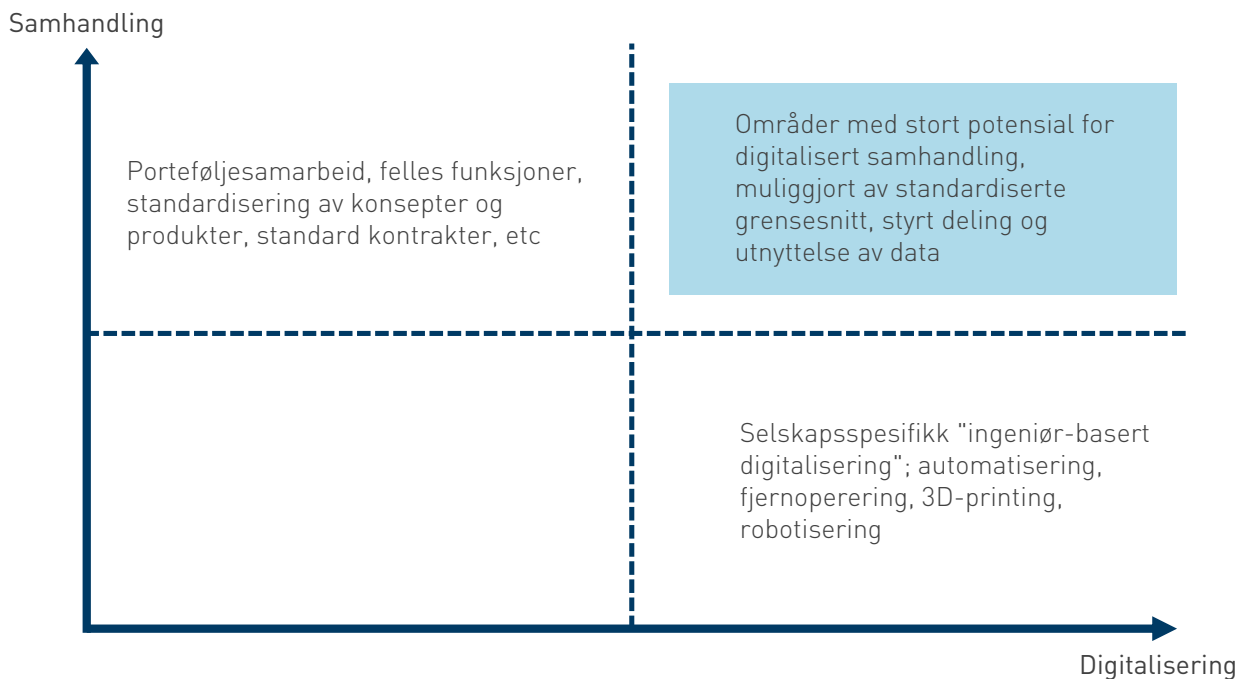
Figur 3.2.

Potensiale forløst ved samhandling og av aktørene enkeltvis illustrert (Kilde: KonKraft)



Figur 3.3.

Grunnlag for valg av områder i et felles samhandling- og digitaliseringsinitiativ (Kilde: KonKraft)







3.1.2.1.

Digitalisering og deling av data

Digitalisering er et begrep som inneholder mange elementer. Figur 3.4 fra McKinsey viser hvordan 4 digitale teknologier vil kunne forløse vesentlige potensialer i et felts livsfaser, hvilke områder disse vil kunne virke inn på i verdikjeden, og de tilhørende forbedringspotensialene.

Figur 3.4.

Greenfield projects and decommissioning (Kilde: Team analysis, McKinsey digital)

		Financial Impact assessment ¹					
		Not assessed	Small	Moderate	<1% of revenues	Significant 1%+ of revenues	Deepdives follow
Value chain		Exploration	Drilling & completion	Field development ¹	Production	Operations, maintenance and mod.	Marketing, support and overhead
Advanced analytics 	<ul style="list-style-type: none"> Processing and interpretation analytics for seismic 	<ul style="list-style-type: none"> Advanced analytics on historical performance Data driven insight generation in engineering through feedback loop from previous execution phase Virtual completion design Should cost² analysis and tracking of spend vs. plans Real-time tracking of spend and material cost during execution Execution analytics 	<ul style="list-style-type: none"> Data driven capital estimates Concept/design optimization Data driven engineering Enhanced engineering productivity Supplier data analytics, should costs and negotiation analytics Labor and workflow optimization Commissioning simulation 	<ul style="list-style-type: none"> Production/Recovery Optimization: Predicting impact on overall system efficiency Maintenance Optimization Enhanced EOR techniques Root cause Identification for production losses Well optimization 	<ul style="list-style-type: none"> Predictive maintenance AA to identify root causes Logistics Planned maintenance optimization Data driven sourcing for reliability Geospatial analytics for supply and distribution Planned maintenance optimization AA to identify root causes 	<ul style="list-style-type: none"> Advanced account management Advanced modeling for profit optimization Data driven trading strategies People analytics in recruiting and HR 	
Process Digitalization 	<ul style="list-style-type: none"> Workflow management for exploration process Digitalized management of execution of exploration drilling Data management for samples and reservoir information 	<ul style="list-style-type: none"> Digital portfolio integration Integrated workflow management across all drilling assets Integrated data systems with data standardization for improved data flow Integrated procurement across assets Integrated workflow management of well execution generated automatically Real time tracking of KPIs in a system with all action logs Automated data archiving and codifying, with analytics opportunities and feedback to the next drilling engineering processes 	<ul style="list-style-type: none"> Project planning and steering digitalized Data driven capital estimates Digitalizing the entire engineering process to reduce manual inefficiencies Digitalizing the entire Procurement process Digital construction workflow management and progress tracking Digital as-build model updates 	<ul style="list-style-type: none"> Automated maintenance scheduling Production Visualization Supply management Warehouse & inventory management Digital procurement Digital quality management Issue management 	<ul style="list-style-type: none"> Digital quality mgmt Issue management Supply management Inventory management Warehouse management Digital procurement 	<ul style="list-style-type: none"> Traceability & tracking management systems Talent management Integrated procurement e-solution Cloud-based contract management Cloud-based supplier management 	
Robotics 	<ul style="list-style-type: none"> Ocean bottom seismic 	<ul style="list-style-type: none"> Robotic handling of hazardous activities (e.g. pipe handling) 	<ul style="list-style-type: none"> Digital procurement, automated invoicing and clearance Robotic machines for manual construction work 	<ul style="list-style-type: none"> Production Control automation 	<ul style="list-style-type: none"> Maintenance robotics Integrated operations Autonomous pipeline inspection 3D printing of spare parts 		
Connectivity & sensing 	<ul style="list-style-type: none"> 5D seismics Exploration well monitoring 	<ul style="list-style-type: none"> Improved data gathering and quality Continuous downhole monitoring 		<ul style="list-style-type: none"> Digital connected field/maintenance operator Sensors to measure the condition of equipment 	<ul style="list-style-type: none"> Remote operations RFID tracking Digital connected field/maintenance operator 	<ul style="list-style-type: none"> Remote expert support 	

1 Greenfield projects and decommissioning

Innenfor den ingeniør-baserte delen av digitalisering som omhandler automatisering, fjernoperering, 3D printing og robotisering har industrien gjort betydelig innsats over flere år. For eksempel er det få/ingen nye utbygginger hvor en ubemannet og fjernoperert løsning ikke vurderes. På eksisterende plattformer innføres digitale løsninger der det kan forsvares med kost/nytte, klima eller sikkerhet. Denne delen av digitalisering beskrives godt i arbeid som utføres av OG21.

Der digitaliseringen omfatter industriens evne til å ta i bruk den store databehandlingskapasiteten som nå er tilgjengelig til relativt lav kostnad, er imidlertid olje- og gassbransjen enda i starten. Alle aktørene sitter på store mengder data, enten det er snakk om produksjonsdata, asset/equipment performance data, down-hole og felldata, rene sensordata eller dataserier fra supply chain, logistikk, HMS osv. Det er store muligheter til å knytte historiske data sammen med sanntidsdata gjennom analytiske modeller, algoritmer og kunstig intelligens. Som beskrevet tidligere ligger de største potensialene for effektiviseringer i at slike data i høyere grad deles og/eller flyter mellom aktører og faser. Dette stiller krav til både dataenes kvalitet, formatering og sikring og til forskjellige systemers interoperabilitet³³.

I industrien er det forskjellig evne og vilje til deling av data og standardisering, så vel som bruk av åpen arkitektur i systemløsninger. Enkelte selskap har gjort mye (blant annet egen digitaliseringsstrategi, avsatt ressurser, oppnådd resultater), men mener selv de kun er i startfasen. Andre selskaper mener de er kommet langt, men uten noen strategi eller avsatte ressurser for oppfølging³⁴. Dette illustrerer det kompetansebehovet bransjen som helhet har for å kunne akselerere en digitaliseringsprosess.

I bransjen diskuteres fordeler og ulemper ved tilgjengeliggjøring og deling av data. Det er høy grad av samstemmighet om at dataflyt mellom aktører og deling av data er nødvendig for å kunne dra full nytte av digitaliseringsteknologiene. Det er imidlertid forskjeller i synet på hvilke data og hvor bredt disse skal kunne deles. Det er åpenbart at visse datatyper er en del av konkurransefortrinnene for de enkelte aktørene, og at det å gjøre slike tilgjengelig ikke gir forretningsmessig mening. Operatører, EPC-leverandører, teknologi- og tjenesteleverandører vil alle ha forskjellige datatyper som representerer konkurransefortrinn og som derfor ikke ønskes delt.

I arbeidet med prosjektet har det imidlertid blitt mer og mer klart at det for de fleste aktørene er en betydelig mengde av data som ikke kommer i slike kategorier, og der manglende deling vel så mye er tradisjon enn et ønske om å holde slike hemmelige. Eksempelvis

er det bred enighet om at HMS-data og miljødata bør kunne deles fullt ut – og med betydelige effektivitetsgevinster sammenlignet med i dag. Selv om potensialene innen disse områdene i absolutte termer ikke er betydelig i en stor, kapitalintensiv industri som dette, representerer de gode kandidater for å begynne et delings- og digitaliseringsløp med fellesløsninger, for å lære og etablere standarder.

Enkelte aktører i bransjen har begynt å kategorisere sine hovedtyper av data etter hvor egnet de er for deling sett ut fra selskapets forretningsmessige vurdering. Dette er etter utvalgets oppfatning en meget velegnet tilnærming, og vitner om en holdning som vil være til inspirasjon for andre aktører.

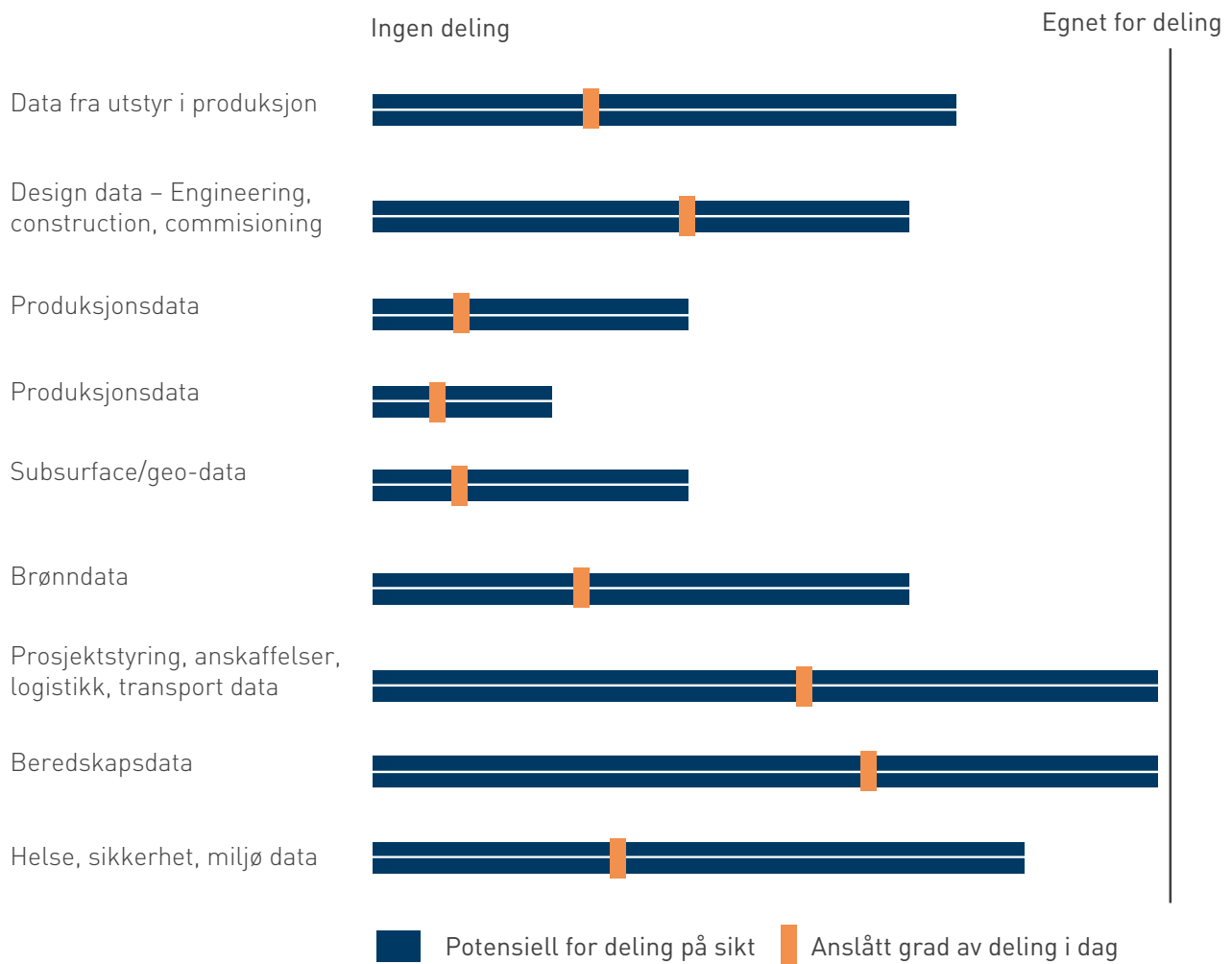
Denne tilnærmingen er illustrert i figuren på neste side:

33 Interoperabilitet er en egenskap ved et produkt eller et system. Det innebærer at dets grensesnitt er fullstendig forstått, slik at det kan arbeide sammen med andre produkter eller systemer, nåværende eller fremtidige, i en hvilken som helst implementasjon eller tilgang, uten noen restriksjoner.

34 For å vurdere hvor modne og forberedte selskapene er, er fire kriterier vesentlige (McKinsey) 1. Har selskapet en digital strategi/digitalt veikart. 2. Har selskapet satt av ressurser som sikrer at strategien kan gjennomføres. 3. Har digitaliseringsarbeidet dybde og bredde nok i bedriften til å få ønsket effekt. 4. Hvilke resultater har digitaliseringsarbeidet bidradd med

Figur 3.5.

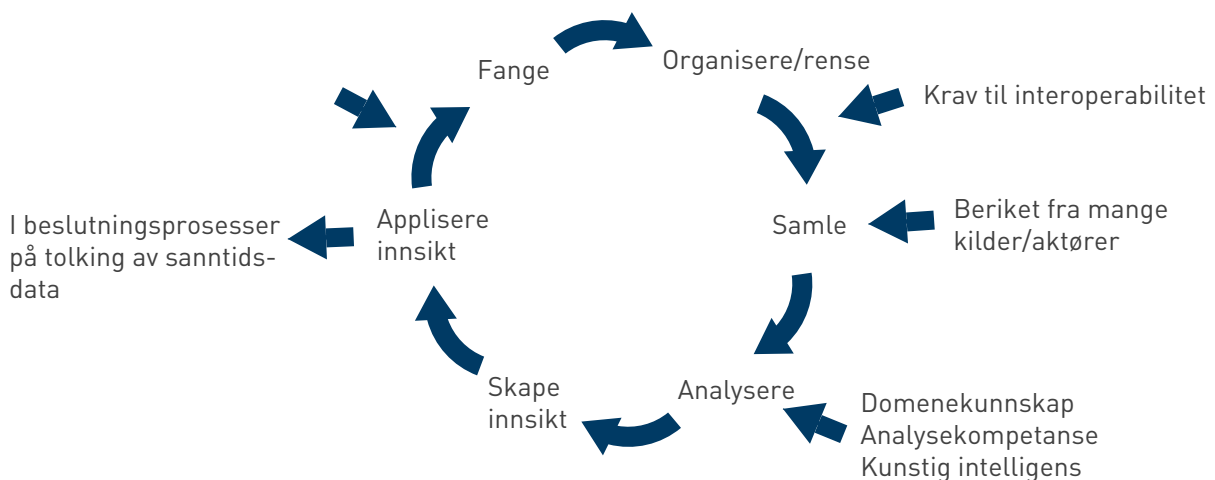
Antatt potensial for deling av data på sikt, og anslått grad av deling i dag (Kilde: KonKraft)



Olje- og gassindustriens store datamengder utgjør i teorien et betydelig potensial for stor-data analyse og applikasjon av kunstig intelligens algoritmer. Det å kunne koble innsikt fra historiske data mot tilsvarende data i sanntid vil gi til nå ukjente muligheter for økt effektivitet, bedre beslutningstaking, høyere kvalitet, sikkerhet, klima og reduserte feilrater. På sikt vil industrien kunne realisere disse potensialene.

Kvaliteten på dataseriene så vel som formatene disse er lagret på er imidlertid et hinder som først må overvinnes. Innsatsen som må til for å "rense" data er undervurdert, og må tas hensyn til i det videre arbeidet.

Store datamengder omsettes til resultater ved bruk av algoritmer og analytiske modeller gjennom flere steg. Modellen nedenfor viser hvilke oppgaver næringen da samlet står overfor.



Det første steget vil, som overfor beskrevet, alltid være å sikre kvalitet og sikkerhet på de data som gjøres tilgjengelig for deling, annen bruk eller analyse. Deretter overføres lokale data til digitale dataplattformer. Det er her sentralt at industrien bruker dataplattformer og arkitektur som muliggjør at data kan deles på tvers av selskaper og plattformer. Næringer som har lyktes med digitalisering på tvers av verdikjeder og leverandørkjeder har klart å enes om standarder og protokoller som sikrer interoperabilitet. Dette muliggjør at funksjoner som ligger i selskapsesifikke systemer kan koples sammen, at flyten av data mellom aktører og applikasjoner gjøres lettere, at tolkning av delte data støttes og at nytten av samlede datasett på tvers av selskaper og partnerskap tilgjengeliggjøres. At næringen stiller krav til interoperabilitet kan sikre at aktørene i næringen unngår lock-in hos plattformleverandører.

Det neste steget er å koble sammen fagekspertise og digital ekspertise og forstå - analysere - dataene. Her må fagfolk og ingeniører fra olje- og gassindustrien uttrykke hva som er utfordringene og hva de ønsker å oppnå, samtidig må den digitale ekspertise fortelle hva som er mulig å gjøre og hvilke datasett som er nødvendige for å få det til. Disse personene kalles "digitale oversettere" slik at begge forstår den andres utfordring og mulighet.

Deretter kombineres algoritmer med analytiske modeller, hvor historiske data kobles mot sanntids-data og varsler hvordan operasjonene kan utføres bedre, varsler uønskede hendelser før de skjer og foreslår løsninger for å unngå dem. Arbeidet krever gjentagende prøving og feiling inntil tilfredsstillende resultater oppnås.

Det siste steget skjer når resultatene fra en konkret digitaliseringsprosess er oppnådd, for eksempel gjennom en vellykket pilotering. Da er målet å eskalere bruken av løsningen og algoritmen til lignende utfordringer. Samtidig er det viktig å stadig videreutvikle og forbedre selve den digitale modellen. Dersom det viser seg at modellen er pålitelig vil automatisering av oppgavene eller funksjonene være det neste steget.

Gjennom arbeidet i prosjektet er det observert flere områder hvor det foreligger klare potensialer ved økt grad av digitalisering og samhandling, som oppsummert nedenfor:

- Det foreslås blant annet at hvert selskap bør ha egen digitaliseringsstrategi. Alle aktører bør innen 1–2 år ha etablert et digitaliseringsveikart/-strategi for sin virksomhet. Digitaliseringsveikartet/-strategien må blant annet tydeliggjøre hvordan selskapet samhandler med andre aktører, hvilke prinsipper selskapet har for styrt datadeling – både når det gjelder verdien av eksterne data og grad av deling av egne data.
- Innenfor brønnleveranser foreslås det forbedret effektivitet gjennom digitalisering. Aktørene bør etablere infrastruktur og regelverk (API-er) for økt bruk av data i brønnleveransen. Felles protokoller for datautveksling og åpne grensesnitt må legges til grunn. Operatører, riggoperatører og leverandører bør spesifisere hvilke data som kan deles for å øke effektivitet i brønnleveransen. Operatører bør i samarbeid med riggoperatører og leverandører av boretjenester sette i gang pilotprosjekter der digitale teknologier knyttet til brønnleveransen blir raskt testet ut.
- Det anbefales en digital feltutviklingsprosess hvor aktørene i feltutviklingsprosessen bør etablere et målrettet samarbeid for hurtigst mulig å hente ut effektene av digitalisering og datautveksling. Standardisert digital anleggsinformasjon bør tas i bruk, slik at hele verdikjeden kan kommunisere gjennom 3D-modeller og databaser og på sikt på digitale tvillinger. I arbeidet bør man bruke erfaringer fra andre bransjer med prosjekter som forretningsmodeller – blant annet er bygningsindustriens samarbeid om digitalisering – buildingSMART – et eksempel.
- Aktører innenfor tilgang og leting på norsk sokkel bør innen tre år ha tatt i bruk standarder og grensesnittprinsipper som gjør det mulig å dele informasjon og data i større grad enn i dag.

Det er en kjent utfordring at det er krevende når en hel sektor ønsker å redefinere sine arbeidsmåter – spesielt mellom aktører. Ofte vil det være så mange kryssende hensyn og så ulik grad av modenhet innad i en gitt sektor, at arbeidet ikke får fremdrift, men stopper opp på diskusjonsstadiet. Der en har lykket, er det ofte fordi en gruppe av de mest sentrale enkeltaktørene i sektoren tar ansvaret for å starte prosessen og setter retning, innhold og tempo for transformasjonen av hele sektoren, og at andre aktører suksessivt blir med i arbeidet etter som dette skrider frem. Dette skjer på mange måter automatisk når en sektor utfordres utenfra, for eksempel ved disrupsjon og inntreden av helt nye konkurrenter og forretningsmodeller. Der slike eksterne endringsimpulser ikke er til stede i samme grad, må sektoren selv – og med samme intensitet – dra endringene i gang på egen hånd.

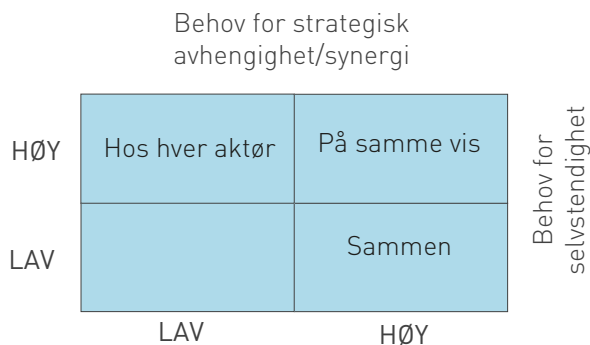
3.1.2.2.

Iverksetting

Initiativet bør settes i gang av en kjernegruppe av aktører som har behov, interesse og forutsetninger for raskt å få en slik prosess i gang, og ved at ytterligere aktører blir med i arbeidet med løsningene så raskt som bransjen ser behov for dette. Dette vil i starten sannsynligvis dreie seg om en mindre gruppe sentrale aktører på norsk sokkel. Viktige oppgaver i dette arbeidet vil være å utarbeide strategi, retning og hovedprinsipp for samhandling og digitalisering på norsk sokkel, og gjennom dette legge grunnlaget for samhandlingsmodeller, løsninger, protokoller og konvensjoner. Et slikt bransjeledet initiativ for digitalisering og samhandling kan dra stor nytte av de erfaringer og den metodikk den norske banknæringen har benyttet i sin endringsreise fra rundt 1990³⁵ til i dag. Den gangen iverksatte man en prosess som stegvis transformerte bransjens samhandlingmodell og bruk av digitale regelverk og -løsninger. Dette endringsarbeidet har vært en inspirasjon i utvalgets arbeid og modellen har vært lagt til grunn i alle arbeidsgruppene. Figuren nedenfor illustrerer denne tilnærmingen:

Figur 3.6.

Metodikk for bransjetransformasjon (Kilde: DigitalNorway)



Utvalget mener endringsinitiativet må fokusere på kombinasjonen av samhandling og digitalisering (se figur 3.3). Dette for å sikre at arbeidet konsentreres om de effektiviseringspotensialene som ligger "mellom aktørene" og som i særlig grad muliggjøres av digitalisering og dataflyt. Et slikt initiativ vil jobbe på tvers av områder hvor det er mulig å hente gevinster gjennom økt deling, tilgjengeliggjøring, tolkning og utnyttelse av data på tvers av kilder, aktører og verdikjeder.

Initiativet bør formes som et utviklingsprogram med mål om suksessivt å skape nye samhandlingsmodeller, slik at arbeidet med konkrete use-case/data-sett med store effektiviserings- eller verdipotensial blir virkemiddel til å skape læring og nødvendige strukturer.

Mange aktører i bransjen har utviklet egne digitaliseringsstrategier. De er primært konsentrert rundt konkrete problemstillinger sekvensert i et 3-5 års veikart, med mål om fortløpende rask applisering i konkrete prosjekter og felt. Dette er en god og etablert tilnærming.

Initiativet bør spesifikt bygge på de målbilder og prioriteringer som allerede er skapt i bransjen og forsterket gjennom utvalgets anbefalinger. Utvalget foreslår det som et første steg utarbeides et felles veikart over mulige samhandlingsområder og use-case/data-sett og for de neste 3-5 år.

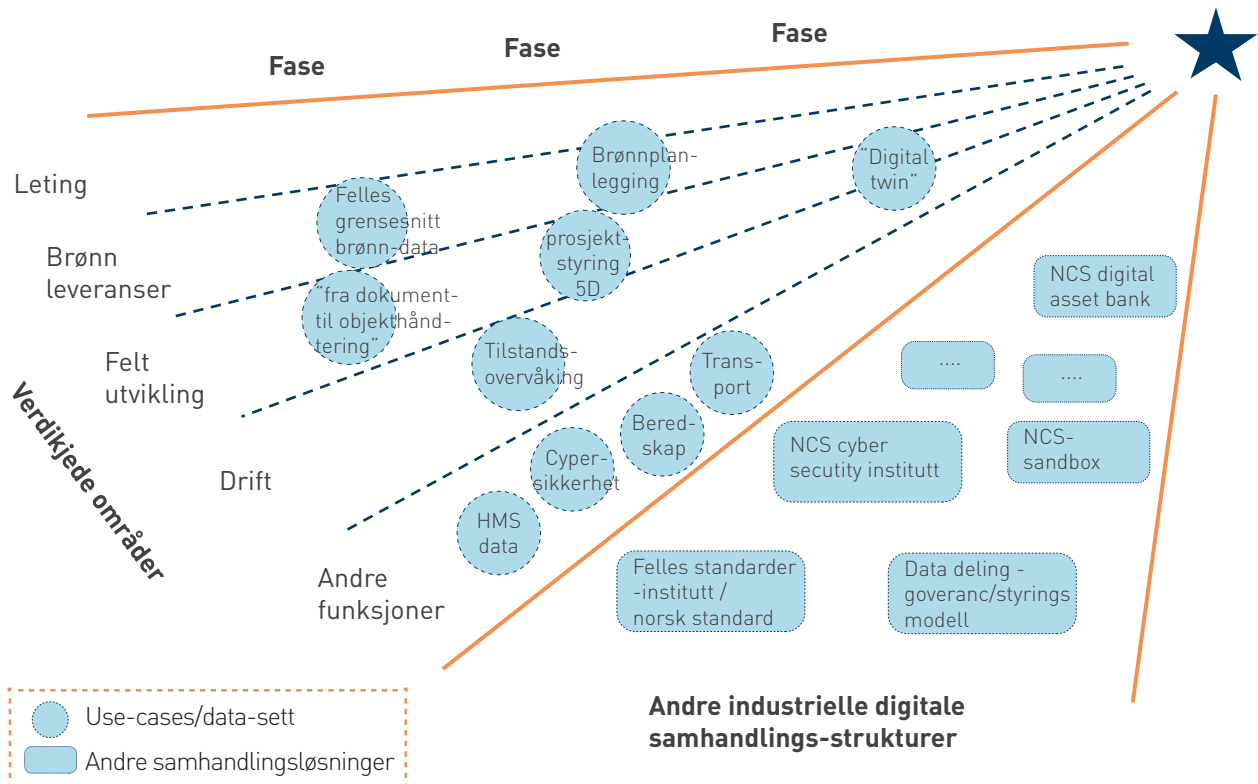
Figuren under illustrerer et mulig veikart av use-cases/data-sett og eksempler på mulige samhandlingsstrukturer. En første koalisjon av deltagende aktører vil naturlig sette sin signatur på et omforent endringskart og bransjestrategi for området. Målbildet for 2021 kan være:

- Suksessivt etablert strukturer og mekanismer i samhandlingslogikk
- Realisert store verdipotensial «mellom aktører» i verdikjedene
- Skapt nye typer forretningsmodeller og arbeidsplasser
- NCS anerkjent som digitalt ledende - globalt

35 Metoden tar utgangspunkt i forskning publisert av et internasjonalt forskerteam der blant annet den norske professor ved BI, Øystein D. Fjeldstad ved BI er med "The architecture of collaboration, Strategic Management Journal 2012; Fjeldstad, Snow, Miles og Lettl"

Figur 3.7.

Veikart for initiativ for digitalisert samhandling – illustrativt (Kilde: KonKraft)



Basert på bransjens relativt lave digitale modenhet når det gjelder å ta ut gevinster mellom aktørene og aktørenes ulike forretningsmessige vurderinger av hvilke data som kan deles, er det nærliggende å starte med et lite sensitivt use-case/data sett, og bruke erfaringer herfra til å løse mer komplekse samhandlingsdiskusjoner i veikartet. HMS-data og miljødata er slike velegnede startområder og har potensial for effektivisering. Gjennom dette arbeidet bygger man erfaringer om data standarder/regelverk, løsninger og arbeidsmetodikk, og disse brukes deretter på andre områder/datasett i næringen.

Deltagende aktører bør benytte muligheten til å utfordre ambisjonsnivået og teste områder som kan være med på å løfte bransjen et lengre steg mot en mer effektiv samhandlingslogikk.

Et slikt tidlig, spesifikt prosjekt vil måtte håndtere både komplekse tekniske elementer som datastandarder, datakvalitet, grensesnitt og modellering, og viktige samhandlingselementer som governance, eierskap, innovasjon og læring i et større økosystem, og nye incentiv- og forretningsmodeller. Dette betyr at gjennomføringen av et slikt prosjekt vil skape mye

verdi i form at det etablerer en felles basis for andre prosjekter.

En viktig forutsetning for utvikling av en samhandlingslogikk i bransjen over tid blir dermed å sikre at de beslutninger, mekanismer og løsninger som diskuteres og utarbeides i enkelt-prosjekter løftes og legger grunnlag for neste sett av prosjekter, og samlet bygger varige mekanismer og strukturer for bransjen. Mulige elementer i et enkelt-prosjekt er sammenfattet i figuren på neste side.

Figur 3.8.

Digitaliseringsinitiativ som et utviklingsprogram for nye industrielle samhandlingsmodeller – med konkrete use-case/data-sett som virkemidler (Kilde: DigitalNorway)



Et initiativ for digitalisert samhandling med hensikt å bygge varig samhandlings-logikk vil kreve at det skapes en ny type arena for styring og gjennomføring enn hva bransjen er vant med fra eksisterende bransje-arenaer og -organisasjoner. Initiativet og ambisjonen må være godt forankret i ledelsen hos deltagende aktører og i bransjen.

Utvalget anbefaler derfor at det for temaer av typen digitalisert samhandling benyttes et egnet og felles rammeverk, og at arbeidet organiseres fra en nøytral arena og er partssammensatt. Bransjen må selv ta eierskap til alle endringer, men en uavhengig aktør vil kunne fungere som en garantist for at man ikke mister blikket på totale gevinstpotensialet for bransjen, sørge for at nye aktører fases inn og fungerer som en meglar for å løse problemstillinger som oppstår på tvers av bransjeaktørene.

Initiativet bør derfor sjøsettes av en aktør som evner å:

- Bidra med relevant kunnskap om digitalisering og endringsmuligheter som følge av dette
- Legge til rette for at aktører kan samles om en felles ambisjon, og legge til rette for suksessiv innfasing av aktører i samarbeidet
- Forvalte arbeidsmetodikken og utviklingen av en ny samhandlingslogikk over tid
- Sikre at valgte use-case prosjekter kjøres på en måte som understøtter byggingen av en ny samhandlingslogikk
- Systematisere og applisere læring og arbeidsmåter på tvers av pågående initiativer og valgte prosjekter i veikart
- Bringe læring og gjenbruk fra andre bransjer
- Kunne tilføre utenforstående ekspertise etter behov

- Bygge nye samhandlings-strukturer og mekanismer
- Kunne fungere som et talerør inn mot myndigheter på vegne av bransjen
- Sikre disiplin i arbeidet og tilslutning fra toppledelser over tid

3.2.

HVERT SELSKAP BØR HA EGEN DIGITALISERINGSSTRATEGI

ANBEFALING:

- Alle aktører bør innen 1–2 år ha etablert et digitaliseringsveikart/-strategi for sin virksomhet.
- Digitaliseringsveikartet/-strategien må blant annet tydeliggjøre hvordan selskapet samhandler med andre aktører, hvilke prinsipper selskapet har for styrt datadeling – både når det gjelder verdien av eksterne data og grad av deling av egne data.

3.2.1.

Bakgrunn for anbefalingen

- Olje- og gassnæringen vil gjennomgå store endringer de neste årene, og det er nødvendig å ha ledelsesoppmerksomhet på de mulighetene dette gir og de kompetanser som trengs, enten dette er ny kompetanse eller utvikling av eksisterende.
- Det må være tydelig i strategien på hvilke områder selskaper i næringskjeden bør samarbeide og hva som er konkurransefortrinnet til eget selskap i en mer digitalisert hverdag.
- Digitalisering blir en driver for økt produktivitet. Deling av data bidrar til bedre ressursutnyttelse og mulighet for å gjøre flere oppgaver i parallell. Hvert enkelt selskaps holdning til datautveksling og deling bør være en viktig del av digitaliserings-veikartet/-strategien
- Se også kapittel 3.1. "Initiativ for digitalisert samhandling"

3.3.

OPPTRAPPINGSPLAN FOR DEMO 2000 OG PETROMAKS 2

ANBEFALING:

- Myndighetene bør lage en forpliktende opptrappingsplan for å øke bevilgningene til forskningsprogrammene DEMO 2000 og Petromaks 2. Olje- og gassnæringen bidrar med tilsvarende myndighetenes bevilgninger etter gjeldende fordelingsnøkkel. Videre satsing på forskning og utvikling anses som avgjørende for næringens utvikling.

3.3.1.

Bakgrunn for anbefalingen

- Forskningsrådets programmer DEMO 2000 og Petromaks2 er svært viktige programmer for olje- og gassnæringen og har bidratt betydelig til industriens teknologiske nyvinninger i mange år. Økte midler fra myndighetene i 2016 og 2017 har gitt en betydelig søknadsvekst med høy kvalitet og relevante prosjekter, og ved inngangen til 2018 var det derfor behov for økte rammer for å kunne videreføre flere viktige prosjekter for norsk sokkel og leverandørindustrien. Dette står i kontrast til Forskningsrådets rammer til Petromaks 2, DEMO 2000 og Energi X, som er blitt redusert med 130 millioner kroner i 2018.
- DEMO 2000 er et teknologiprogram som har som formål å kvalifisere norsk teknologi primært til bruk på norsk sokkel og som kan bidra til økt teknologiekspert fra Norge. Programmet har vært avgjørende for en del av teknologisprangene på norsk sokkel, og har for eksempel bidratt betydelig til flerfaseteknologien, subsea-utvikling og teknologier for lavere utslipp fra norsk sokkel. Programmet skal fremme samarbeid mellom norsk leverandørindustri og petroleumsnæringen for å sikre at det utvikles og tas i bruk ny teknologi. Målet er å bidra til at norske bedrifter er konkurransedyktige for å bevare og sikre arbeidsplasser. Prosjektene som får støtte fra DEMO 2000, kan maksimalt få 25 prosent av kostnadene dekket. Resten

må leverandørselskapene (25 prosent) og oljeselskapene (50 prosent) finansiere.

- En evaluering fra 2017³⁶ viser at programmet har en høy nytteverdi, god måloppnåelse, og bidrar til å øke teknologiutviklingen på norsk sokkel. Undersøkelsen viser at DEMO 2000 oppnår store effekter med relativt små midler. Dette skjer blant annet gjennom betydelige kostnadsreduksjoner og inntektsøkninger, utvidede nasjonale og internasjonale markeder for norske leverandører, samt sikre arbeidsplasser i industrien. I tillegg viser evalueringen at DEMO 2000 bidrar til å bedre samarbeidet i næringen, og tilrettelegger for at flere aktører kommer inn på markedet.
- Hovedmålsettingen til Petromaks2 er ny kunnskap og teknologi som gir optimal utnyttelse av de norske petroleumsressursene og som gjør norsk sokkel konkurransedyktig på kostnad, klimagassutslipp og miljø sammenlignet med andre petroleumsprovinser.

3.4.

ØKT SATSING PÅ CCS

ANBEFALING:

- CCS er en stor mulighet for Norge og norsk industri.
- Myndighetene må bevilge midler som er tilstrekkelig for full framdrift i CCS-prosjektet, slik at planlagt forprosjektering i 2018 kan gjennomføres som opprinnelig forutsatt.
- Regjeringen må styrke dialogen og samarbeidet med landene på kontinentet og rundt Nordsjøen, med sikte på å inngå avtaler om infrastruktur og karbonlagring under havbunnen i Nordsjøen.

3.4.1.

Bakgrunn for anbefalingen

- I statsbudsjett for 2018 ble støtten til prosjektet for karbonfangst og lagring (CCS) kuttet med 90 prosent, til 20 millioner kroner. Dette skjer til tross for at CO₂-håndtering er ett av fem prioriterte innsatsområder i den norske klimapolitikken. Stortinget har tidligere vedtatt å be regjeringen «sikre realisering av minst ett CCS-anlegg for å bidra til at Norge når sitt nasjonale klimamål for 2020.»
- CCS er i seg selv krevende, både samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk. For industriaktørene er det avgjørende at det ikke skapes ytterligere usikkerhet om rammebetingelsene og politisk gjennomføringsvilje. Tidligere er 2020-målet for CCS utsatt til 2022. Det foreslåtte kuttet kan bety at framdriften i prosjektet reduseres, og en reell fare for at inngåtte avtaler må termineres og norske selskapers satsing på CCS legges ned. Norge har vært et foregangsland på CCS som andre land har sett til, og norsk næringsliv står i fare for å tape konkurranssekraft.
- Karbonfangst og -lagring er et stort teknologiprojekt, et viktig næringsutviklingsprosjekt, en del av det grønne skiftet og et vesentlig globalt klimatiltak. Skal vi nå de globale klimamålene kommer vi ikke utenom karbonfangst og -lagring. Blir alle tre prosjekter (Klemetsrud forbrenningsanlegg, Yara Herøya og Norcem Brevik) vedtatt vil de kunne redusere CO₂-utslippet i Norge tilsvarende omtrent en tredjedel av utslippet fra den norske bilparken. Av de 120 scenariene som FNs klimapanel trekker opp for å nå togradersmålet er CCS inkludert i 116 av dem. I tillegg er det dobbelt viktig for Norge som en stor olje- og gassprodusent. Karbonfangst og -lagring er et viktig element i veikartet fra norsk prosessindustri. CCS vil skape nye arbeidsplasser, bli starten på et nytt norsk industrieventyr og være et fundament for en fremtidig industrisatsing innenfor hydrogen.
- Et CO₂-lager i Nordsjøen har et potensial i seg til å bli et stort, internasjonalt prosjekt. Sokkelen har plass til hele Europas klimautslipp, eller 1000 års lagring av norske klimautslipp. Det gir oss et spesielt stort ansvar. Den norske satsingen følges med stor interesse internasjonalt. Norske myndigheter må gå i dialog med andre land om samarbeid om infrastruktur og forhandlinger om framtidig lagring av CO₂ i Nordsjøen.

36 Rapport. Evaluering av DEMO 2000, MENON-publikasjon nr. 34/2017

3.5.

ARBEIDET MED FORENKLING OG STANDARDISERING MÅ FORSTERKES YTTERLIGERE

ANBEFALING:

- Aktørene bør benytte effektivitetsmål sammen med lønnsomhetsmål for å sikre at forbedringer fortsetter selv med høyere olje- og gasspriser.

3.5.1.

Bakgrunn for anbefalingen

- Kostnadsnivået på norsk sokkel har de siste årene blitt betydelig redusert. De fleste parameterne viser at næringen har redusert sine kostnader innenfor brønnleveranser, feltutvikling og drift.
- Dette er oppnådd på grunn av økt bruk av forenklete løsninger, standardisering, bedre samarbeid mellom operatører og leverandører, men også et større press på marginene.
- Det er flere eksempler på hvordan tilpasning mot standardløsninger kan redusere kostnadene og øke effektiviteten. Vannbehandlingsenheten på Njord er et godt eksempel. Her valgte aktørene å oppfylle funksjonskrav ved å tilpasse seg standard utstyr fremfor å designe nytt. Resultatet ble en kostnadsreduksjon på hele 90 prosent.
- Johan Castberg, som leverte plan for utbygging og drift (PUD) i desember 2017 viser hvordan alle elementer i en feltutvikling kan oppnå effekter ved å tenke enkelt og benytte standardløsninger der det egner seg. Om lag 50 milliarder kroner (50 prosent) er tatt ut av Johan Castberg som fremdeles ivaretar ressursene og utvinner større lønnsomme volumer enn opprinnelig planlagt.
- Arbeid med forenkling og standardisering kommer ikke av seg selv. Det er meget bevisst og målrettet arbeid og sterk vilje til samarbeid og omstilling som gir resultater. Innen boring er standardiserte løsninger en av hovedårsakene til halvering av kostnad og økt fremdrift. Statoil borer i dag samme antall brønner som for fire år siden, men til halv kostnad, samtidig som sikkerhet- og miljøresultatene forbedres. I repeterbare operasjoner bidrar standardløsninger til økt effektivitet gjennom gode lærekurver, samt lavere innkjøpskostnader og lagerkostnader.

- Ved økt aktivitetsnivå vil mange aktører ha mulighet til og behov for å treffe tiltak som er nødvendige for å møte dette, og også re-etablere virksomhetens robusthet etter en lang lavkonjunktur. Dette er naturlig og nødvendig.
- En viktig læring fra de siste 3 årene er at en har oppnådd betydelige effekter av å sette svært tydelige effekt- og produktivitetsmål, og så arbeide systematisk og på tvers for å nå disse. En sterkere vektning av denne type parametere ved siden av normale lønnsomhetsparametere bør derfor legges til grunn hos enhver aktør på sokkelen.

3.6.

ØKT BRUK AV NORSOK

ANBEFALING:

- Arbeidet med standardisering er svært viktig og bør prioriteres høyere.
- Arbeidet med NORSOK-standardene er og må være partssammensatt.
- Sektorstyret petroleumstandardisering bør opprettholde en høy ambisjon i arbeidet med å etablere og videreutvikle industristandarder som fremmer gode sikkerhetsmessige, kostnadseffektive, tekniske, og konkurransedyktige løsninger.
- De PTIL-refererte standardene (95 standarder) – både NORSOK-standarder og øvrige standarder – bør i størst mulig grad brukes uten selskapsspesifikke krav.

3.6.1.

Bakgrunn for anbefalingen

- Det gjenstår fortsatt å ta ut det fulle potensialet fra standardisering og bruk av industrielle, ikke bransjespesifikke løsninger. Leverandørindustrien må fortsatt forholde seg til et utall av selskapsespesifikke teknisk krav som ofte kommer i tillegg til internasjonale standarder som ISO, API og NORSOK.
- Et feltutviklingsprosjekt må forholde seg til og oppfylle en meget stor mengde standarder og krav som spenner fra nasjonale regelverk, nasjonale standarder, bransjekrav og «de-facto» standarder utarbeidet av forskjellige organisasjoner, til internasjonale standarder og selskapsespesifikke krav.
- Ofte brukes lang tid på å tolke krav og på å håndtere motstridende krav i et feltutviklingsprosjekt noe som bidrar til redusert konkurransedyktighet.
- Forskjellige krav fra forskjellige prosjekt eller forskjellige selskap på det samme produktet gjør det også krevende for leverandørindustrien å standardisere produkter og produksjonsprosesser. Det er derfor ønskelig med mest mulig samsvarende og mest mulige internasjonale krav slik at produksjonsprosessene kan bli så effektive som mulig forutsatt at sikkerhets- og miljøkrav er oppfylt.
- Harmonisering av krav er også en viktig forutsetning for å muliggjøre en effektiv digitalisering, noe som vil ha betydelig effekt på konkurransedyktigheten på norsk sokkel.
- Hovedutfordringen er hvordan raskt få mer effektive og felles standarder på plass for norsk sokkel som fullt ut aksepteres av myndigheter, selskaper og ansattes organisasjoner samtidig som man forholder seg til og bygger videre på dagens standardiseringsarbeid.

3.7.

STANDARDKONTRAKTER MÅ BENYTTES**ANBEFALING:**

- Operatører og leverandører må i økende grad ta i bruk de nye standardkontraktene.

3.7.1.

Bakgrunn for anbefalingen

- Flere av de klassiske "standardkontraktene" mellom operatør og leverandør er reforhandlet og utgitt på nytt. Dette gjelder blant annet Norsk Fabrikasjonskontrakt (NF) og Norsk Totalkontrakt (NTK) i 2014 og 2015. Kontrakten Norske Innkjøpsbetingelser (NIB16) er opprettet for leverandørkjeden³⁷.
- Standardisering innenfor kontraktsområdet er et svært viktig bidrag i effektiviseringen av olje- og gassnæringen. Det er viktig at flest mulig operatører og leverandører gjør seg kjent med kontraktene, og benytter dem. Kontraktene bør oppdateres ved behov.
- NF eller NTK er en forutsetning for bruk av NIB16. Disse kontraktene bruker prinsipper og betingelser fra standardkontraktene videre i leverandørkjeden. Dette gjør at vilkår for hele leverandørkjeden kan standardiseres, noe som vil bidra til en enda mer konkurransedyktig norsk sokkel. Videre vil en oppnå gjennomgående standardisering og forutsigbar risikohåndtering i hele verdikjeden. Dette får betydning for langt større transaksjonsvolumer enn det man tidligere har klart å fange opp, noe som gir et stort potensial.
- KonKraft bidro til opprettelsen av "Avtale om standardkontrakter" mellom Norsk Industri og Oljeindustriens Landsforening (nå Norsk olje og gass) i 2012 som beskriver utvikling og oppfølging av bruk av standardkontrakter. Det eksisterer et velfungerende Standardkontraktstyre (SKS) som skal bidra til bred anvendelse, og SKS kan opprette forhandlingsutvalg (FU) når nye kontrakter skal fremforhandles.
- Per i dag foreligger følgende fem standardkontrakter:
 - NTK 2015 Norsk Totalkontrakt
 - NTK 2015 Norsk Totalkontrakt Modifikasjon
 - NTK 2015 Modul & Modifikasjon – Samlet levering
 - NTK 2015 Modul & Modifikasjon – Separat levering
 - NF 2015 Norsk Fabrikasjonskontrakt

37 Les mer om standardkontraktene på <https://www.norskindustri.no/bransjer/olje-og-gass/kontrakter-og-standarder/> eller <https://www.norskoljeoggass.no/no/virksomheten/Naringspolitikk/Standardkontrakter/>

3.8.

INDUSTRIELLE TILNÆRMINGER FOR UTVIKLINGEN I NORD**ANBEFALING:**

- Operatører, leverandører og andre aktører med aktivitet i nord bør danne et industrielt fellesprosjekt. Hensikten med et slikt samarbeid bør være å videreutvikle industrielle kompetanseklynger i nord, sikre økt aktivitet og ringvirkninger og samtidig sikre robuste løsninger for selskapene. Et eksempel på et liknende initiativ er Barents Sea Exploration Collaboration (BaSEC).
- En viktig del av dette arbeidet må være å identifisere hvilke funksjoner som kan være felles, og etablere samhandlingsregler for selskapene som har aktivitet i området.

for både norske leverandørbedrifter generelt og nordnorske leverandører spesielt. Videre forventes det økte krav til kompetanse og en moderne infrastruktur.

- I dag har ikke de enkelte operatørene og de store leverandørene de nødvendige insentiver til å hver for seg å utvikle tilstrekkelig kompetanse og infrastruktur som en vil trenge for å videreutvikle olje- og gassnæringen i nord. Næring bør derfor i større grad gå sammen for å videreutvikle kompetanse- og industrimiljøer som gjør at leverandørene i disse områdene øker sin sannsynlighet for å få oppdrag, og som sikrer robuste løsninger.
- Løsningene som i dag velges er enten å benytte etablerte miljøer på Vestlandet, eller å fly inn den nødvendige kompetansen i en midlertidig periode. For eksempel er det dette som har skjedd når riggene Polar Pioneer (2011) Songa Enabler (2016) og Floatel Superior (2017) har vært inne for blant annet vedlikeholdsarbeid i Tromsø. For det enkelte selskap som har oppdraget vil den mest kostnadseffektive løsninger ofte bli fortrukket, selv om den nødvendigvis ikke bidrar til utviklingen av næringen i nord.
- Flere av leverandørselskapene har etablert seg i nord med egne lokaler og personell. Mange av disse har etablert seg som følge av feltutbygginger, som Snøhvit, Skarv, Norne og Goliat. Utviklingen av leverandørbedrifter i Hammerfest illustrerer godt denne utviklingen.

3.8.1.

Bakgrunn for anbefalingen

- I KonKraft-rapporten "Nordover - norsk sokkel i endring" (2016-1)³⁸ ble det skissert et fremtidsbilde for 2030, hvor det ligger blant annet oppgraderinger av eksisterende felt og nye utbygginger for det som i den rapporten ble definert som "nordnorsk sokkel"³⁹. I dette fremtidsbildet, som fortsatt må sees som et forsiktig anslag for utviklingen i nord, vil dagens felt fortsatt være i produksjon og det vil være oppgraderinger med nye funn tilkoblet i eksterne installasjoner som Norne FPSO og Skarv FPSO. I tillegg ble det forventet 5 nye selvstendige utbygginger. Tre av disse utbyggingene tok utgangspunkt i allerede påviste funn (Johan Castberg, Alta/ Gotha og Wisting).
- Basert på fremtidsbildene for nordnorsk sokkel kan det komme en betydelig aktivitetsvekst og økning i etterspørselen etter varer og tjenester regionalt og nasjonalt. I rapporten blir det skissert at fremtidsbildet vil gi en samlet etterspørsel gjennom tidsperioden frem mot 2030 på 300-500 milliarder norske kroner. Dette betyr at nordnorsk sokkel vil øke i viktighet

38 <http://konkraft.no/wp-content/uploads/2016/04/Nordover-norsk-sokkel-i-endring-3.pdf>

39 Den sørlige geografiske avgrensingen for den rapporten var 65 grader 30 minutter (65°30' N). Dette er fylkesgrensen mellom Nordland og Nord-Trøndelag. Kontinentalsokkelen nord for denne breddegrad ble omtalt som «nordnorsk sokkel» og var utgangspunktet for drøftingene og figurene i den rapporten.

Figur 3.9.

Figuren viser utvikling av leverandør og operatørklyngen i Hammerfest (Kilde: Pro Barents)



Enkelte selskaper har etablert seg i Hammerfest eller andre steder i Nord-Norge for å kunne være bedre posisjonert i forhold til fremtidige kontrakter. På grunn av endringer i markedet, tap av kontrakter eller andre forhold, ser en at enkelte aktører i leverandørkjeden enten har redusert bemanningen kraftig eller avsluttet sin tilstedeværelse. Med et fremtidsbilde som kan gi økt og mer stabil aktivitet også andre steder enn i Hammerfest, så kan aktører i leverandørindustrien vurdere om de sammen skal etablere seg i et område. De aktørene som får kontrakter og aktivitet vil da ha tjent på å dele etableringskostnadene, mens de aktørene som ikke har grunnlag for tilstedeværelse ikke vil ha tapt like mye som en egenetablering ville innebåret.

- Med utgangspunkt i å tenke "hva vi kan gjøre sammen" er det all grunn til å spørre seg hvordan industrien i fremtiden skal lykkes med å utvikle industrielle klynger, herunder kompetansemiljøene ved forsyningsbasene i

nord, som gjør at disse stedene har muligheten til å vinne frem ved utdelingen av kontrakter. En slik problemstilling vil være vanskelig og vil kreve et felles ønske fra en gruppe aktører om å se på hvordan utviklingen kan videreutvikles. En gruppe aktører blant operatører, leverandører og aktører i nord (som Petro Arctic) kan danne et fellesprosjekt (JIP). Hensikten med et slikt samarbeid må være å videreutvikle industrielle kompetanseklynger i nord.

3.9.

EPIM-SAMARBEIDET MÅ FORSTERKES**ANBEFALING:**

- E&P Information Management Association (EPIM)⁴⁰ må styrkes og få nødvendig status i næringen for å kunne bidra ytterligere med sitt arbeid i fremtiden.
- Ledelsen i operatørselskapene bør ta sterkere eierskap til EPIMs rolle og styrende organer.

3.9.1.

Bakgrunn for anbefalingen

- Prosjektets arbeid har pekt på det viktige og fremtidsrettede arbeidet utført av EPIM. EPIM er etablert for å finne kostnadseffektive løsninger hvordan industrien kan jobbe samme (ikke konkurrere), og gjøre ting på samme måte.
- EPIM har bidratt til bedre samarbeidsløsninger for industriene, for eksempel innenfor bedre datadeling omkring seismikkaktivitet og fiskeri (SAM-X).
- Gjennom EPIM har også flere bransjestandard løsninger for informasjonsdeling blitt etablert. Som eksempler kan nevnes License2Share for lisensforvaltning, EnvironmentHub for utslippsrapportering og ReportingHub for produksjons- og borerapportering.
- Det ligger et potensial i EPIMs mandat og styringsmodell, som muliggjør at organisasjonen i fremtiden kan tilrettelegge for flere og andre oppgaver enn i dag. Ledelsen i operatørselskapene bør derfor ta sterkere eierskap til EPIMs rolle og styrende organer.

3.10.

NÆRINGENS OMDØMME OG ATTRAKTIVITET**ANBEFALING:**

- Olje- og gassbransjen (selskapene, ledere, nøkkelpersoner, organisasjoner og myndighetsmiljøer) må delta aktivt gjennom engasjerende dialog om næringens rolle i fremtiden. Industrien trenger flere talspersoner.
- Hele olje- og gassnæringen bør bidra mer til å synliggjøre den kompetansen, innovasjonskraften og muligheten for vekst/nyskaping som finnes i bransjen. Bransjen må få bedre frem hvordan olje- og gassindustrien bidrar til å utvikle annen industri, som for eksempel andre havromsnæringer, fornybarindustrien og en voksende dataindustri.
- Olje- og gassnæringen må bruke tidsriktige forum og metoder flittigere for å nå ulike grupper – spesielt den yngre generasjonen.
- Den prosessen med digitalisering som norsk olje- og gassnæring nå går inn i, gir mange nye muligheter for både unge mennesker og små, nystartede miljøer. Dette skaper interessante jobbmuligheter og er viktig i kommunikasjonen fremover.

3.10.1.

Bakgrunn for anbefalingen.

Se kapittel 2.4.

⁴⁰ E&P Information Management Association (EPIM) is a non-profit membership organization, established in November 2007, and governed by the operators on the Norwegian Continental Shelf. EPIM's main objective is to facilitate the best possible flow of information between operators, partners, authorities and other stakeholders. <https://epim.no/>

3.11.

**NÆRINGENS SAMARBEID MED
UTDANNINGSSYSTEMET****ANBEFALING:**

- Næringen har et betydelig kompetansebehov for å løse fremtidens oppgaver.
- Utdanning av fagarbeidere og ingeniører må videreutvikles i tett samarbeid mellom industrien og utdanningsaktørene i hele landet.
- Selskaper i olje- og gassnæringen bør ha en kontinuerlig dialog med utdanningssystemet uavhengig av sykluser. Flere aktører har etablerte samarbeidsarenaer og det bør vurderes sterkere samordning.
- Industrien må bygge videre på den breddekompetansen den i dag besitter, og sikre at dagens personell får nødvendig oppdatert etter- og videreutdanning.

3.11.1.

Bakgrunn for anbefalingen.

Dagens oppgaver innenfor olje- og gassindustrien vil i fremtiden løses på nye måter og i et annet tempo, blant annet gjennom økt bruk av digitale verktøy og økt tverrfaglighet. Det er derfor grunn til å anta at kravene til kompetanse og ferdigheter vil endres fremover.

Utdanning av fagarbeidere og ingeniører må videreutvikles i tett samarbeid mellom industrien og utdanningsaktørene i hele landet. Selskaper i olje- og gassnæringen bør ha en kontinuerlig dialog med utdanningssystemet uavhengig av sykluser.

Det er avgjørende at dagens personell får nødvendig etter- og videreutdanning for å løse disse oppgavene. Fremtidige ansatte må ha den nødvendige kompetansen som industrien etterspør og ny teknologi krever.

Digitaliseringsutviklingen som olje- og gassnæringen skal gjennom vil medføre en betydelig mulighet for å utvikle en ny og sterkere norsk dataindustri. Dette er helt i tråd med erfaringer fra andre bransjer, der digitalisering har stått sentralt. Det utvikles nye og innovative leverandører av løsninger og tjenester som i neste fase har styrke til å konkurrere internasjonalt og i andre bransjer. På denne måten vil norske bransjer som for eksempel olje og gass, helse og bank være vekst drivere for en konkurransedyktig data eller digitaliseringsindustri, og skape nye arbeidsplasser.

Olje- og gassnæringen har i for liten grad har utfordret norske forsknings- og utdanningsinstitusjoner til å bidra med felles prosjekter som adresserer disse forholdene. Det sitter betydelige kompetansemiljø i disse institusjonene, og disse har kunnskap fra andre industrier som vil være utnyttbare også innen olje og gass.

For å stimulere til utvikling og effektiv samhandling med de digitale kompetansemiljøene, må bransjen legge bedre til rette for kontakt, samarbeid og prosjekter med helt andre typer virksomheter og kulturer. Den digitale kompetanse finnes i et bredt spekter av selskaper, ofte i små bedrifter med 5-10 ansatte. Digital ekspertise, som dataprogrammerere, dataanalytikere og annen datavitenskapelig kompetanse i slike miljøer trenger på sin side å komme i inngrep med selskapene i bransjen på en måte som gir dem en reell mulighet til å lykkes.

4. Bakgrunn for anbefalinger innen brønnleveranser

ANBEFALING:

FORBEDRET EFFEKTIVITET INNEN BRØNNLEVERANSER GJENNOM DIGITALISERING

- Aktørene bør etablere infrastruktur og regelverk (API-er) for økt bruk av data i brønnleveransen.
- Felles protokoller for datautveksling og åpne grensesnitt må legges til grunn.
- Operatører, riggoperatører og leverandører bør spesifisere hvilke data som kan deles for å øke effektivitet i brønnleveransen.
- Operatører bør i samarbeid med riggoperatører og leverandører av boretjenester sette i gang pilotprosjekter der digitale teknologier knyttet til brønnleveransen blir raskt testet ut.

BREDERE SAMARBEID INNEN BOREAKTIVITETER

- Riggkampanjer i Barentshavet bør koordineres mellom operatørselskapene, enten gjennom felles kampanjer eller gjennom parallelle kampanjer med delte støtte og beredskapsfunksjoner.
- Mindre prosjekter bør samkjøres for å skape kontinuitet og grunnlag for synergier og en lav kostnadsbase. Porteføljesamarbeidet bør standardiseres på løsningsvalg og leverandører for å unngå kostbare rekonfigureringer og duplisering av reserveløsninger.
- Ressursdeling bør i denne forbindelse vurderes. Eksempelvis felles reservedelslager mellom riggeiere og ulike leverandører av boretjenester, og delte logistikk-løsninger.
- Operatører og leverandører bør gå i aktiv dialog for å identifisere kostnadsdrivende kontraktskrav, for eksempel korte mobiliseringstider, reserveløsninger og ubegrenset tilgang til lite brukt utstyr gjennom kontraktsperioden.
- Prestasjonsbasert kompensasjon i leverandørkontraktene bør benyttes i større grad. Slike modeller må utvikles i samarbeid mellom operatør og leverandør og baseres på gjensidig tillit og åpenhet. Hvordan prestasjonen måles og gevinsten fra forbedringer fordeles mellom partene, må stå sentralt. Prestasjonsbasert kompensasjon bør følges opp med en overføring av fullmakter for løsningsvalg til leverandøren. Dette bør gjøres som en gradvis prosess eller et pilotprosjekt.

HEVE REFERANSENIVÅET FOR PRESTASJONSMÅLING I BRØNN

- Riggkontraktører og leverandører bør definere faktisk kapasitet⁴¹ til utstyret sitt gjennom å endre referanse for prestasjonsmåling fra beste teoretisk oppnådde prestasjon til designet kapasitet for utstyr og brønn.
- Riggkontraktører bør etablere et objektivt og teoretisk mål på riggens totaleffektivitet.

41 Med kapasitet menes utstyrets yteevne inkludert sikkerhetsmarginer uten at man går på bekostning av sikkerhetsnivået.

4.1.

INNLEDNING

Brønner bores både i tilknytning til feltutbygginger, for å opprettholde produksjon fra eksisterende felt og for å lete etter nye utvinnbare ressurser. Med unntak av for den initielle feltutbyggingen, besluttes hver brønn av rettighetshaverne i den enkelte lisensen som individuelle investeringsbeslutninger. Det dreier seg om å skape lønnsomhet i disse investeringene, men det dreier seg også om konkurransekraft. Med globale aktører er derfor investeringsmulighetene i de enkelte brønnene på norsk sokkel i konkurranse med investeringsmuligheter i andre olje- og gassregioner.

Brønnskostnadene representerer normalt 30 til 50 prosent av de totale utbyggingskostnadene og en tilsvarende andel av de totale levetidskostnadene til feltene på norsk sokkel. Brønnleveransen representerer også størstedelen av den finansielle risikoen knyttet til en feltutbygging. Sokkelens konkurransekraft er derfor helt avhengig av lønnsomme og kostnadseffektive brønnleveranser. Et tilstrekkelig antall lønnsomme brønner er også kritisk for å opprettholde totalproduksjonen og forlenge levetiden til norsk sokkel.

For å levere på Oljedirektoratets fremskrevne produksjonskurve er det beregnet at må det bores i gjennomsnitt 150-200 utvinningsbrønner per år på norsk sokkel de neste 10-15 år⁴², under forutsetning at brønnmålene fortsetter å levere samme gjennomsnittlige produksjon som før. I de 11 første månedene av 2017 ble det igangsatt 164 utvinningsbrønner på norsk sokkel, som viser at 2017 kommer til å ligge noe over snittet på 158 utvinningsbrønner per år i perioden 2000-2016⁴³. For å lykkes med norsk sokkels konkurransekraft i henhold til Oljedirektoratets prognoser må derfor aktivitetsnivået for utvinningsboring minst opprettholdes på dette 2017-nivået fremover.

I de 11 første månedene av 2017 ble det boret 31 letebrønner, og 2017 kommer til å ligge betydelig under snittet for perioden 2000-2016 på 38. Det er vanskelig å gi gode anslag for letebehovet fremover men tatt i betraktning at sannsynlighet for nye store funn synker med tiden er det en rimelig antagelse at man bør minst ligge på historisk gjennomsnittlig aktivitet i den neste 10-15 års-perioden.

Samlet betyr dette at aktivitetsnivået målt i antall brønner per år minst bør ligge på og helst over dagens nivå fram mot 2030 for at sokkelen skal kunne levere på Oljedirektoratets prognoser. En viktig forutsetning for at det skal skje er imidlertid at bransjen klarer å finne nok konkurransedyktige brønnmål (i en internasjonal målestokk), at man klarer å levere minst den

forventede produksjonen ut av hvert mål, og at brønnen leveres til en kostnad som forsvarer investeringen.

4.1.1.

Nåsituasjon

Siden 2013/14 har forbedringsinnsatsen medført at brønnskostnaden er redusert med omtrent 35 prosent på mobile boreenheter og omtrent 50 prosent på faste installasjoner. Man observerer imidlertid at forbedringstakten flater ut. Samtidig vil norsk sokkel møte nye utfordringer som vil kreve ytterligere forbedringsinnsats for å opprettholde konkurransekraft i en internasjonal målestokk fremover:

Først, utvinnbare reserver per brønn for felt i drift blir naturligvis mindre og mindre etterhvert som feltet produseres. Dette krever fortsatt produktivitetsvekst i brønnleveransen for å opprettholde lønnsomheten. Samtidig som utvinnbare reserver per brønn går ned blir det mer og mer krevende å plassere brønnen riktig for å sikre en lønnsom og effektiv drenering av reservene.

Å få lønnsomhet i små funnene som til nå ikke er bygget ut er en stor forretningsmulighet for norsk sokkel. Med en brønnskostnad som representerer 30-50 prosent av de totale utbyggingskostnadene har kostnadsreduksjoner knyttet til brønnleveransen en stor betydning for investeringsbeslutninger knyttet til disse funnene.

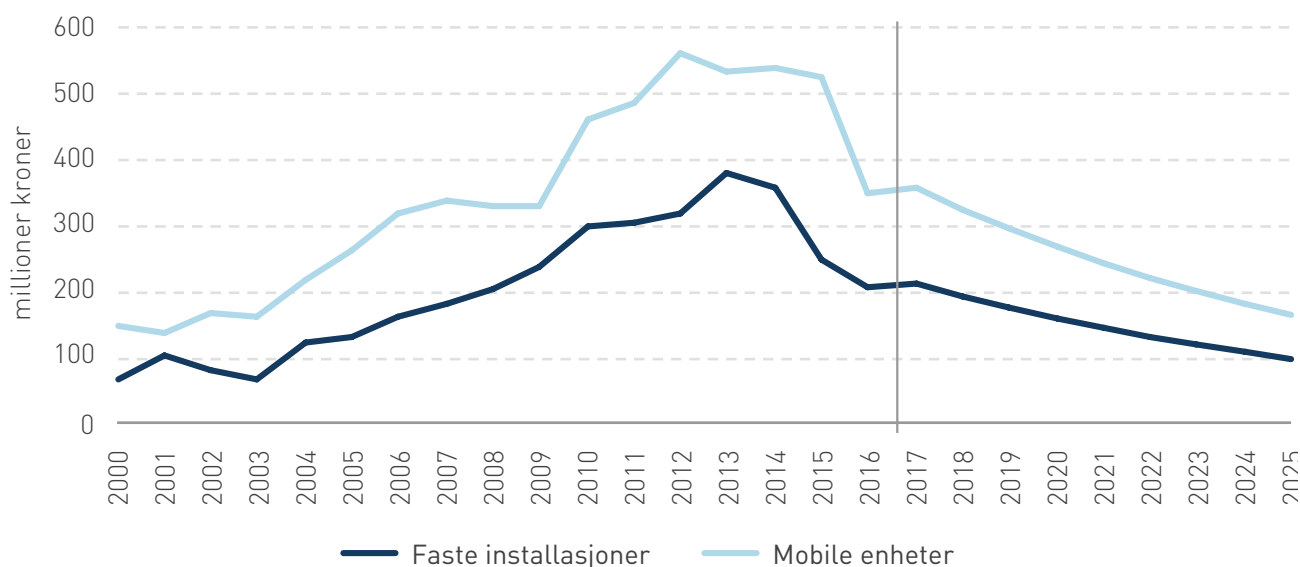
Til slutt, Barentshavet. Potensialet i dette området og det fremstår som området med de største mulighetene for nye lønnsomme funn. En feltutvikling i Barentshavet vil aldri bli enkel og utfordringene knyttet til brønnleveransen er mange: grunne reservoarer, oppsprekking, lange avstander og mangelfull infrastruktur. Også her vil brønnskostnad og effektiv drenering av reservoarene være avgjørende for utviklingen.

42 Kilde: Petoro

43 Oljedirektoratets faktasider.

Figur 4.1.

Historisk utvikling i brønncost (indikativ) og mål for fremtidig produktivitetsvekst (forutsatt at hele produktivitetsveksten kommer som redusert brønncost) (Kilde: KonKraft)



4.1.2.

Beskrivelse av fokusområder

Brønnens levetidskostnad kan grovt deles i 50-60 prosent knyttet til boring og komplettering av brønnen, 10-20 prosent knyttet til brønnintervensjon og 20-30 prosent knyttet til permanent plugging av brønnen. Plugging av brønner er et viktig område som kan ha betydelig påvirkning på sokkelens konkurransekraft dersom kostnaden knyttet til disse aktivitetene avviker vesentlig fra konkurrerende olje og gass regioner. I dette perspektivet er spesielt regelverksutforming og teknologiutvikling vesentlige elementer. Disse temaene jobbes det systematisk med gjennom blant annet Norsk Olje og Gass' forum for plugging av brønner (P&A forum), og det har blitt gjort store fremskritt de siste årene. Hovedfokus i denne rapporten er derfor begrenset til boring og komplettering av nye brønner på nye og eksisterende felt, men flere av de anbefalte tiltakene kan også overføres til intervensjons- og pluggeaktiviteter.

Valg av anbefalte tiltak er basert på hva som anses vil ha en størst effekt både på kort og lengre sikt, og hva som ikke allerede er igangsatt av bransjen i andre pågående initiativer. De pågående forbedringsinitiativene knyttet til brønnleveransen som anses som de viktigste for sokkelens konkurransekraft er nevnt i eget delkapittel. Tiltakene må være i tråd med eksisterende konkurranselovgivning.

4.2.

PERSPEKTIVER FREM MOT 2025

Fra perioden 2000-2003 til 2013-14 har gjennomsnittlig kostnad per brønn økt fra rundt 90 til 350 millioner kroner for faste installasjoner, og fra rundt 180 til 500 millioner kroner for mobile boreenheter (normalisert)⁴⁴. Dette tilsvarer en gjennomsnittlig økning på rundt 10 prosent per år over en lang periode. I samme periode ble gjennomsnittlig borefremdrift redusert fra rundt 90 til 60 meter per dag⁴⁵. Detaljanalyser viser også at tiden det tar for å gjennomføre ellers like operasjoner i mange tilfeller er mer enn doblet i perioden 1992-2013⁴⁶.

Konsekvensen av den sterke kostnadsøkningen var at lønnsomheten ble utfordret, men også at den reduserte borefremdriften økte risikoen for at man ikke rakk å bore de brønnene man trenger innen feltenes levetid. Forlenget levetid utfordrer installasjonenes tekniske integritet og ville kreve nye investeringer, noe som igjen påvirket feltets lønnsomhet.

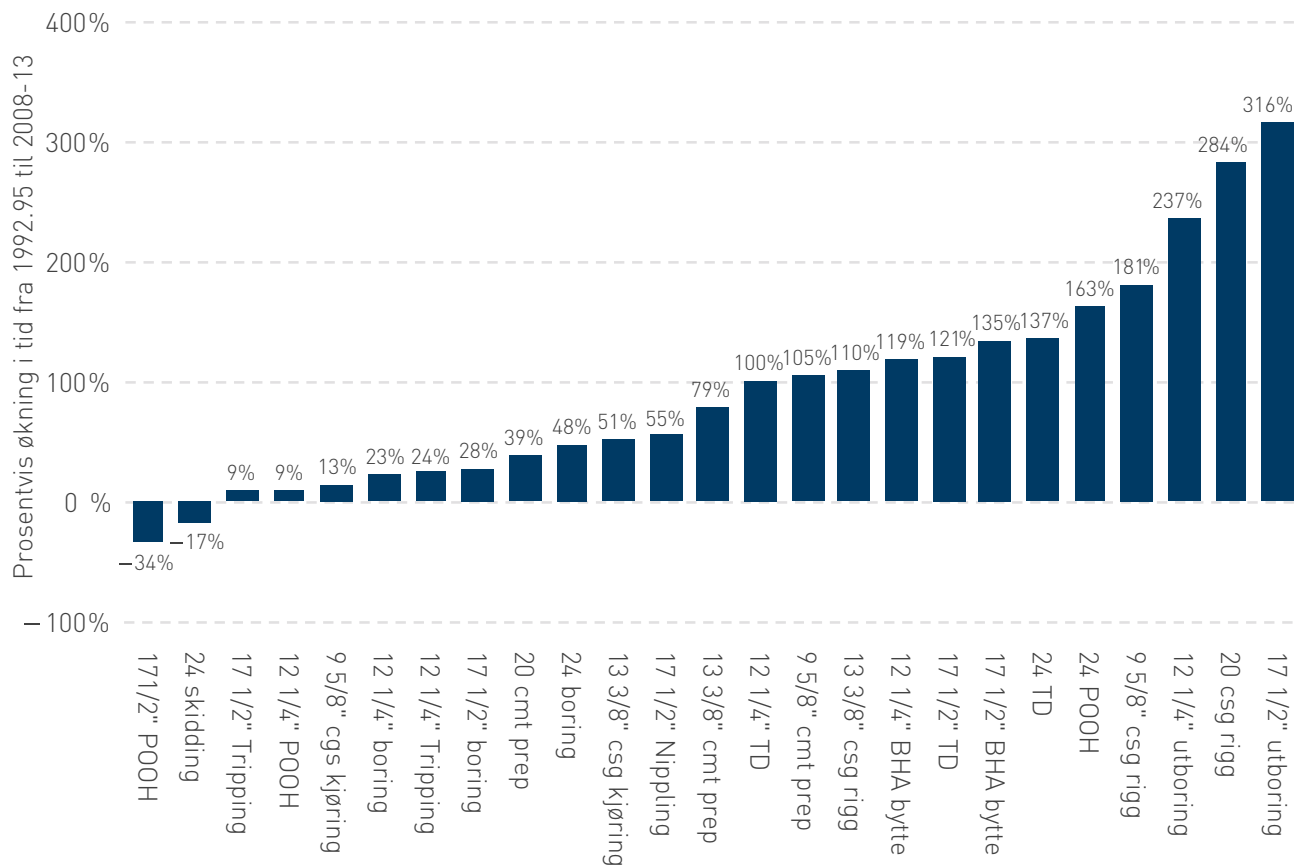
44 Kilde: Rushmore/Statoil

45 Kilde: NPD/Statoil

46 Kilde: Petoro

Figur 4.2.

Utvikling i tidsbruk per operasjon fra 1992-2013. Boring fra overflaten til topp reservoar, utvalgte representative rutineoperasjoner (Kilde: Petoro)



Siden midten på 1990-tallet til 2013 var bransjens hovedfokus på å unngå «nedetid». Dette førte til et tilsvarende redusert fokus på de andre elementene som inngår i begrepet «effektivitet», for eksempel tids-effektivitet. Utviklingen førte til at alle feil ble like viktige å hindre. Resultatet ble mange krav og detaljerte operasjonelle prosedyrer der alt ble opplevd som krav. I slike systemer er det liten frihetsgrad for å gjøre nødvendige tilpasninger i den operative gjennomføringen når forholdene tilsier det. Kreativitet og nyskapning hemmes fordi det oppleves som å øke risiko for gjennomføring. Dette var selvforsterkende prosesser der gode hensikter skapte ineffektivitet over tid. Man kan betegne dette som "snikende ineffektivitet". En kraftig oppbemanning av operatørens organisasjon knyttet til planlegging og gjennomføring av brønnleveransene har bidratt til å drive utviklingen. Kompetansetyning på grunn av aktivitetsøkning og generasjonsskifte forsterket effekten. Gode tider og høy oljepris dekket over problemet.

De store selskaperes omlegging fra vekst og volum-baserte mål til verdibaserte mål og utbytte i perioden

2012-2014, kombinert med den sterkt reduserte olje-prisen fra midten av 2014, medførte et økt fokus på å øke den kortsiktige kontantstrømmen. Fokus på økt effektivitet har siden vært et av de viktigste virkemidlene. Tilnærmingen i de forskjellige selskapene har variert. Enkelte har fortsatt sine kontinuerlige forbedringsprogram, mens andre har hatt en prosjektrettet tilnærming.

Resultatet er opp mot en halvering av kostnader i nye feltutbygginger mens utvinnbare reserver er beholdt eller økt⁴⁷. Dette har hatt betydelig effekt på lønnsomheten i prosjektene, økt konkurranseskraften og medført investeringsbeslutninger.

47 Kilde: Petoro

Effektiv, forretningsmessig anvendelse av nye teknologimuligheter var avgjørende for utviklingen av norsk sokkel frem til om lag år 2000. Denne evnen til rask teknologianvendelse, kombinert med utfordrende operasjonelle betingelser, ga norsk sokkel et renommé som teknologiledende og et globalt teknologilaboratorium. I kjølvannet av dette har norsk leverandørindustri hatt stor suksess utenfor landets grenser. Historisk har imidlertid teknologiutvikling på norsk sokkel i hovedsak fokusert på å skape volum og i mindre grad på å redusere kostnader⁴⁸. I de senere årene har andre regioner som ukonvensjonelle brønner i Nord-Amerika, samt offshore i Vest-Afrika, Canada og Brasil blitt vel så viktige for implementering av ny teknologi knyttet til brønnleveransen.

På HMS-området har vi etter en lang periode med positiv utvikling sett en utflating i resultatene for personskader i de siste årene. Ptils risikoindikatorer for brønnkontrollhendelser⁴⁹ viser at vi fremdeles opplever enkelthendelser knyttet til brønnkontroll som har stort potensiale for å utvikle seg til storulykker. Bakenforliggende årsaker til disse hendelsene er flere, men ofte er mangelfull situasjonsforståelse og operasjonell endringsledelse gjentakende temaer.

4.2.1.

Pågående forbedringsinitiativer

I perioden fra 2014 til 2017 er det som nevnt gjort en stor innsats for å øke lønnsomheten knyttet til brønnleveransene. Kostnad per brønn er blitt redusert med opp mot 50 prosent for faste boreanlegg og 35 prosent for flyttbare rigger. På de faste anleggene representerer en kostnadsreduksjon på 50 prosent at man er tilbake på 2007 nivå⁵⁰. Tilsvarende er borefremdriften økt fra rundt 60 meter per dag i 2014 til rundt 125 meter per dag i 2016 og så langt omtrent 130 meter per dag i 2017⁵¹.

Den radikale forbedringen vi har oppnådd de siste tre årene er et resultat av en bred innsats og mange tiltak som kjennetegnes ved at de gir rask effekt. Disse kan grupperes som følger:

- Forenkling: Kompleksitet er blitt utfordret i alle ledd av brønnleveransen og fokus er satt på å velge enklere, rimeligere og mer robuste løsninger. Dette inkluderer både brønndesign og valg av løsninger for å bore og konstruere brønnen. Lean-tilnærming har utfordret nødvendigheten og forretningsmessig betydning av alle elementer i løsninger og programmer.
- Standardisering på beste praksis: Selskapsvis reduksjon i løsningsalternativ med mindre skreddersøm som resultat.

- Mer kraft og kvalitet i planleggingen: Borefremdrift og parametere er i større grad blitt basert på tekniske grenseverdier og optimaliserte parametere for hullrensing, håndtering av borekaks osv. Det har blitt mer aksept for å utfordre etablerte sannheter og aktivt drive fremdriften opp. Viljen til å ta kalkulert risiko knyttet til borefremdrift har økt.
- Økt fokus på måling av prestasjoner: Detaljovervåking og engasjement i brønnteamene rundt prestasjoner på makro og mikro nivå med en kontinuerlig forbedring fra seksjon til seksjon og fra brønn til brønn.
- Ratereduksjoner: Stort press på leverandørkjeden for å redusere rater. Dette har medvirket til å presse frem kostnadseffektivisering hos leverandørene.

De aller fleste tiltakene listet over kan være bærekraftige om selskapene har disiplin til å holde på løsningene. En del av kostnadene er imidlertid markedsavhengig. Redusert aktivitet, overkapasitet, og ekstrem konkurranse i leverandørindustrien har siden 2014 drevet prisene ned mot og til dels under grensekostnaden (break even) til tross for betydelig effektivisering og kostnadskutt i de fleste leverandører. Dette gjelder både leverandører av boretjenester og for riggoperatører der dagens riggrater ofte ikke dekker mer enn rene driftskostnader og ikke bidrag til å betale ned investeringen i selve riggen. Dagens prisnivå forsvarer på generell basis trolig ikke reinvesteringer og dersom ikke ytterligere tiltak iverksettes vil prisnivået på sikt måtte normaliseres på et høyere nivå enn dagens.

Vi erfarer at forbedringseffekten nå flater ut med de tiltakene som er iverksatt.

48 Kilde: OG 21 / Rystad Energy - Drivere og barrierer for teknologiutvikling på norsk sokkel

49 Kilde: Sammendragsrapport – Utviklingstrekk 2016, Petroleumstilsynet

50 Kilde: Petoro og Statoil

51 Kilde: Statoil/NPD/McKinsey

Andre mer langsiktige forbedringsinitiativer er:

- Norske myndigheter har i alle år vært aktive for utvikling og anvendelse av ny teknologi. Regnskapsavtalen gir operatørselskapene anledning til å belaste lisensbudsjettene med forskningsrettet innsats. OEDs rådgivende organ OG21 er sammensatt av representanter fra myndigheter, olje og gasselskap, leverandører og akademia. OG21 fungerer godt for å legge føringer for statlig støtte til FOU og for å samordne operatørens og industriens innsats innen teknologiutvikling. Det er også positivt at OG21 nå utvider fokuset fra ren teknologiutvikling til også å se på flaskehals for teknologioptak, leveranse- og kontraktsmodeller. Demo 2000 programmet fungerer godt for å stimulere til pilotering av ny teknologi. Myndigheten har økt budsjettene de siste årene, men bevilgningene er redusert i 2018 (se kapittel 3.3.).
- Norsk olje og gass' Plug & Abandonment Forum er blitt en viktig samarbeidsarena for kvalitetsøkning, effektivisering og reduserte kostnader innen plugging av brønner. P&A Forumet har vært instrumentelt for utvikling av nye løsninger og metoder som har gitt gode resultater. Eksempler på løsninger og metoder som kan tilskrives dette initiativet er «Perf, wash and cement» teknikken og bruk av krypende skifer som annulusbarriere. Det har også ført til en viktig heving av kompetansenivået til norsk oljeindustri på dette området, noe som igjen har gitt eksportmuligheter for norsk industri.
- Forenkling av regelverk og Prosjektet NORSOK-analyse. Siden NORSOK ble etablert har det skjedd en rivende utvikling innen internasjonal standardisering, og en opprydning i sær- og selskapsspesifikke krav anses som høyst nødvendig. NORSOK analyseprosjektet som er gjennomført har til en viss grad tatt tak i dette, men potensialet for ytterligere reduksjon anses å være tilstede. NORSOK fungerer på noen områder godt for å definere beste praksis. Et eksempel er D-010 Well integrity in drilling and well operations som er i ferd med å bli et globalt referansedokument.

4.2.2.

Kostnadsdrivere i brønnleveransen

Som grunnlag for å vurdere hvilke tiltak som skulle prioriteres i denne rapporten ble det gjort en kartlegging av kostnadsbasen for de ulike aktørene involvert i brønnleveransen. Dette er gjengitt i figurene i slutten av dette kapittelet.

I brønnleveransen er størstedelen av kostnadene (typisk rundt 80 prosent) tidsavhengige. Dagkostnaden for en boreoperasjon kan være så høy som 1 MUSD og skyldes nødvendigheten av dyrt og spesialisert utstyr som borerigger, nedihullsutstyr (gjærne med reserveløsninger), støttefartøyer, samt en betydelig bemanning for å operere alt utstyret. Løsninger som kan spare tid i brønnleveransen har derfor stor verdi.

For en operatør er de største kostnadsdriverne innkjøpte tjenester (hovedsakelig rigg, boretjenester og logistiktjenester) kombinert med tiden det tar å bore en brønn. For en riggoperatør (reder) er de største kostnadsdriverne personell, avskrivninger på utstyr, og vedlikehold og klassing. Borekontraktører for faste installasjoner har 80 prosent av sine kostnader knyttet til personell. Leverandører av boretjenester (gjelder for boring på både flyttbare og faste installasjoner) har også personell som sin største kostnadsdriver, sammen med avskrivning på utstyr og baser, vedlikehold og logistikk.

Grovt sett kan de totale innsatsfaktorene til en brønnleveranse deles i 60 prosent som er personell relatert og 40 prosent som er utstyrsrelatert.

En grunnleggende faktor for å oppnå en varig lavere kostnad for brønnleveransen er en optimal utnyttelse av ressursene som kreves for å bore brønnen. Generell utnyttelse av riggflåten er i dag under 50 prosent, utnyttelse av boreutstyr så lite som 10 prosent og faktisk utnyttelse av offshore spesialister innen visse fagdisipliner for bore- og brønntjenester rundt 30 prosent⁵². Den lave ressursutnyttelsen, kombinert med sterk konkurranse, har ført til lave priser som igjen bidrar til lavere brønnekostnader. Det ligger imidlertid et stort potensial for å redusere bransjens samlede kostnadsbase dersom man kan øke utnyttelsen av disse ressursene.

⁵² Den andelen av et årsverk en offshore spesialist bruker på å utføre sin spesialistdisiplin. Kilde: Schlumberger og Odfjell Well Servicesy

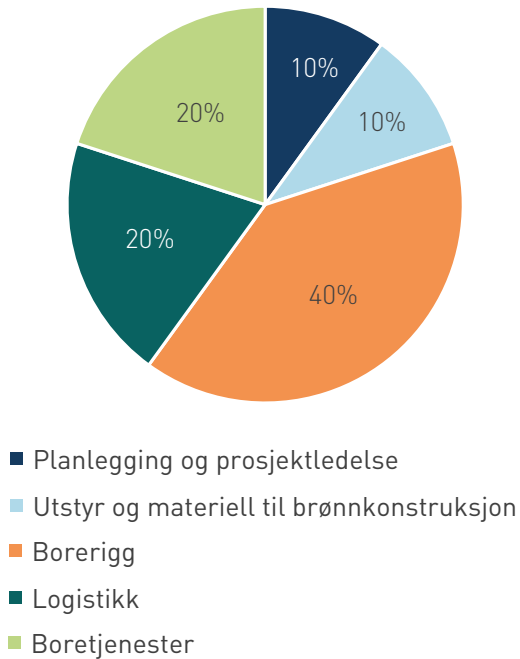
En viktig grunn til svært lav utnyttelse av boreutstyr er manglende standardisering der leverandører blir tvunget til å ha et unødvendig stort antall varianter i dimensjoner og spesifikasjoner på lager. En annen kostnadsdriver er unødige krav til kort mobiliserings- tid for utstyr, som i stedet for å kunne bli mobilisert fra et sentralt lager må være tilgjengelig på mange ulike lokasjoner samtidig.

Bore- og brønnoperasjoner har tradisjonelt vært en kontinuerlig aktivitet gjennom året. I de senere årene har vi sett en økning i sesongsvingninger, for eksempel vinterstopp og ubetalte suspensjoner. Dette gjør det vanskeligere å utnytte ressursene optimalt, er kostnadsdrivende for både operatørselskap og leverandører og vil på sikt føre til at dagrater vil gå opp. Borestopp om vinteren begrunnes ofte med økt nedetid knyttet til vær, og det ligger et stort potensial i å utvikle rigger og utstyr som er i stand til å håndtere røffere vær enn det som er tilfelle i dag.

Det har gjennom tidene vært gjort forsøk på å etablere «pools» av ressurser på tvers av selskaper for på en mer kostnadseffektiv måte kunne ivareta aktivitets- svingninger, for eksempel for enkelte kategorier brønnpersonell. Dette har imidlertid vist seg vanskelig å lykkes med, trolig på grunn av frykt for samarbeid med konkurrenter. Subsea Well Response og enkelt- tilfeller med deling av logistikktjenester er eksempler på at man på noen områder har lyktes med å dele på ressurser.

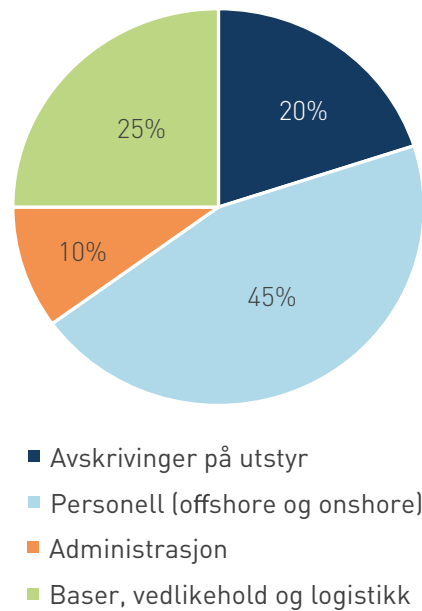
Figur 4.3.

Typisk fordeling av brønnkostnader for en operatør (Statoil)



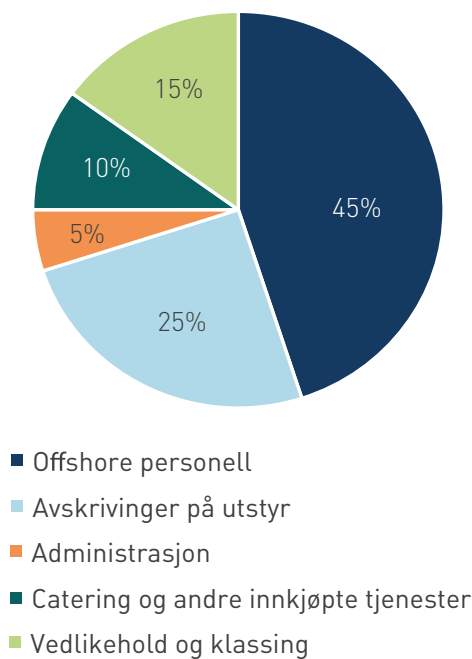
Figur 4.4.

Typisk fordeling av kostnader for en leverandør av boretjenester (Odfjell Well Services og Schlumberger)



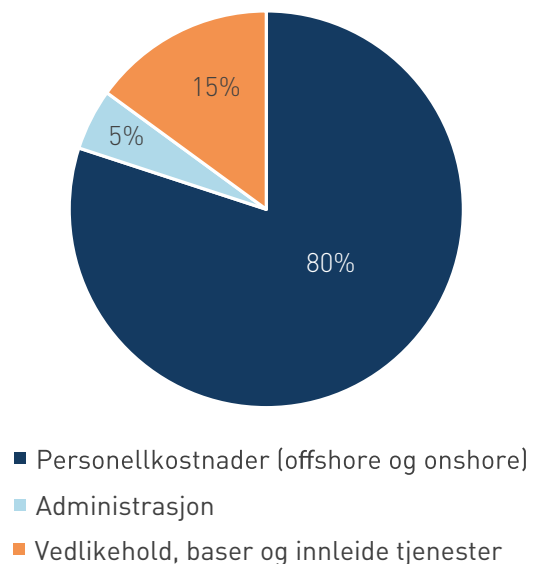
Figur 4.5.

Fordeling av kostnader for en riggoperatør (flyttbare enheter) (Maersk Drilling og Odfjell Drilling)



Figur 4.6.

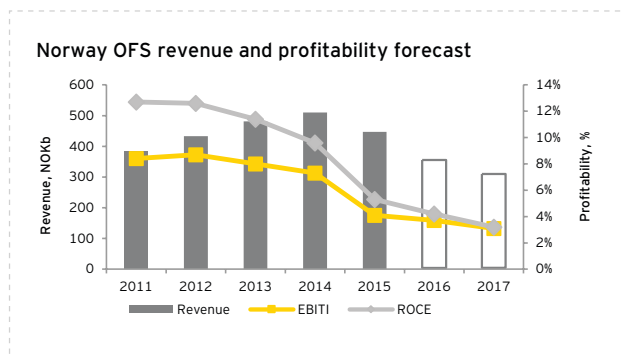
Fordeling av kostnader for en borekontraktør på faste installasjoner (Odfjell Drilling og Archer årsrapporter)



Lønnsomheten til leverandørindustrien har de siste årene blitt svekket og i 2015 gikk bransjen samlet sett med tap. Dette er selvsagt ikke bærekraftig på sikt. Forutsetninger for å få lønnsomheten tilbake vil være enten ytterligere kostnadsreduksjoner, for eksempel gjennom forbedret ressursutnyttelse (personell og utstyr) og mer effektiv drift og/eller eventuelle prisjusteringer.

Figur 4.7.

Inntjening til norske oljeserviceselskaper (EY Oljeserviceanalysen 2016)



4.3.

FOKUSOMRÅDER

4.3.1.

Åpenhet og datadeling mellom aktørene som er involvert i brønnleveransen

Manglende tilgang på relevant og oppdatert informasjon reduserer kvalitet, driver opp tid og kostnad, og øker risiko. Dette gjelder både tilgang til intern historisk informasjon, informasjonsflyt mellom avdelinger i samme selskap og mellom kunde og leverandør. Årsaker til at det ofte svikter på dette området kan være mange, men mangel på bevissthet knyttet til viktigheten av slik informasjon for andre, sammen med manglende plattformer for effektiv deling av informasjon fører til at mange involverte i brønnleveransen ofte jobber delvis i blinde eller med utdatert informasjon.

Historiske data knyttet til boring og brønn representerer en stor verdi i form av erfaringer og kunnskap om boreprosessen og undergrunnen. Kombinert med digitale teknologier som maskinlæring kan en forbedret tilgang til slike data bli en viktig katalysator for økt

verdiskaping både gjennom mer effektive brønnleveranser, økt produksjon per brønn og økt sannsynlighet for suksess i leting. Samtidig vil det kunne redusere risiko og øke sikkerhet i operasjon.

En forutsetning for å kunne skape en slik merverdi er at data blir fanget, strukturert og lagret på en måte som muliggjør effektiv gjenbruk. Data må også ha nødvendig kvalitet, detaljering, og være sammenstilt på tvers av de ulike datakildene som kjennetegner boreprosessen. Datafangst knyttet til boreoperasjonene har så langt i hovedsak vært styrt av krav til rapportering til landorganisasjon, ledelse, partnere og myndigheter, og i mindre grad av hvordan data kan brukes til å skape verdi. Data som blir generert fra ulike kilder i boreprosessen blir i liten grad sammenstilt og lagret på en enhetlig måte.

Aktørene som deltar i en brønnleveranse i dag har i liten grad tilgang til hverandres data. Det er et potensial i å sammenstille data fra ulike kilder, både historiske data og sanntidsdata. Det vises her til initiativet for digitalisert samhandling mellom aktørene i olje- og gassnæringen (se kapittel 3.1), som anbefaler at en bør etablere felles standarder og protokoller for lagring, utveksling og bruk av data, og at dette settes i gang på områder der sokkelens aktører ser få konflikter ved deling av data.

Kvalitet på data er en gjennomgående utfordring.

Dette gjelder både historiske og sanntidsdata.

Aktørene som er involvert i en boreprosess, må kunne stole på og ha tillit til data, inkludert det som kommer fra sensorer på riggen og i nedihullsutstyr. Dette stiller store krav til strukturerte og standardiserte grensesnitt. Implikasjoner av «dårlige data» kan ha store konsekvenser for sikkerhet og kostnader. Det er derfor nødvendig å sikre at data med god kvalitet i størst mulig grad blir tilgjengeliggjort for aktørene som er involvert i prosessen.

For å lykkes med å digitalisere brønnleveransen må det etableres en felles infrastruktur for samhandling slik man har gjort for eksempel i tele- og banksektoren. IRIS' Demo 2000 prosjekt «Drilling data hub» er et tilsvarende initiativ som tar sikte på å etablere et standardisert grensesnitt for kommunikasjon av borerelaterte data i sanntid. Dette er basert på OPC-UA⁵³ som er en åpen, plattformuavhengig standard der ulike systemer og enheter kan kommunisere over ulike nettverk og mellom ulike leverandører. Andre bransjeinitiativer som har tatt tak i standardisering av informasjonsflyt mellom de ulike aktørene er EPIM⁵⁴

53 OPC Unified Architecture

54 EPIM – en «non profit» medlemsbasert organisasjon styrt av operatører på norsk sokkel

som blant annet har utviklet løsninger for sømløs utveksling av plandata og enhetlig rapportering og lagring av daglige borerapporter. Bransjeløsninger finnes, men implementering av disse til fordel for selskaps-spesifikke systemer har vist seg å være krevende.

En mer strukturert utnyttelse av data kan oppnås gjennom å gå gjennom følgende endringsprosess med eksempler på «fra»- og «til»-tilstander:

VISJON

Fra

Kunde-leverandør forhold (eksternt og internt) preges av én-til-én forhold. Der flere aktører deltar er informasjonsflyten mellom aktørene manuell. Effektiv planlegging er vanskelig, medfører overraskelser og forsinkelser ved at ekstra buffere må legges inn.

Data fra boreprosessen blir ikke systematisk samlet, kvalitetssikret og lagret.

Mange data har uklart eierskap med risiko for at enkeltaktører (for eksempel leverandører) «forsyner seg», lar være å dele og benytter disse til å optimalisere sin egen posisjon.

Data er ofte fragmenterte, har dårlig kvalitet, mangler tidsstempling, er ute av kontekst og mangler metadatastruktur. Dette gjør det utfordrende å koble sammen ulike maskiner og datakilder til mer intelligente systemer. Dagens standarder for operasjonelle data (WITSML⁵⁵) har for sen ventetid («latency») for å kunne brukes til sanntids styring og automatisering av boreprosessen. Det finnes ikke et felles «bransjespråk» for å gi overordnede kommandoer direkte fra ekspertsystemer til boreriggen.

De plattformene for deling av data som finnes i bransjen (for eksempel Diskos⁵⁶, OREDA⁵⁷) utnyttes i liten grad systematisk av boring og brønn.

Brønndelen av Diskos inneholder ikke operasjonelle data knyttet til boring og brønnkonstruksjon, kun «as built» data og logger. Petroleumsteknologi fagdisiplinen «eier» Diskos mens boring og brønn passivt leverer data inn.

Til

--> Åpen, gjennomsliktig informasjonsflyt for de involverte partene i brønnleveransen. Leverandøren kjenner til enhver tid til hvor i prosessen kunden er og kan planlegge deretter.

--> Aktørene har et bevisst forhold til hva hvordan data skal gjenbrukes til å optimalisere brønnleveransen. Datafangst, struktur og lagring reflekterer dette.

--> Sterk bevissthet hos myndigheter og andre aktører knyttet til hvem som eier og har tilgang på data hindrer at enkeltaktører får unødig dominans.

--> Data samles inn, struktureres og lagres i henhold til bransjestandarder som OPC UA. Åpne grensesnitt, tilgang til rådata med høy nok oppløsning og lav nok ventetid muliggjør effektiv sammenstilling av data, automatisering av prosesser og implementering av digitale teknologier i brønnleveransen. Bransjen har blitt enig om et felles grensesnitt for boredata og et felles språk for overordnede kommandoer til boreriggen.

--> Man ser verdien i dataene i bransjedatabaser og benytter disse aktivt til dataanalyse og som erfaringsoverføring i brønnplanlegging.

--> Diskos (eller en annen delt database) inneholder relevante operasjonelle brønndata og brønnehendelser som kan brukes til erfaringsoverføring, analyser, simuleringer knyttet til boreprosessen. Boring og brønndisiplinen tar aktivt eierskap til databasen og dataene den inneholder.

55 WITSML er en standard for overføring av tekniske data mellom ulike organisasjoner involvert i brønnleveransen
56 Diskos National Data Repository er et nasjonalt datalager for lete- og utvinningsrelatert informasjon fra norsk sokkel, opprettet

og utformet av Oljedirektoratet og oljeselskaper representert på norsk kontinentalsokkel i 1995
57 Offshore & Onshore Reliability Data

Forventede effekter av anbefalingen forbedret effektivitet innen brønnleveranser gjennom digitalisering, er at kvalitet i beslutninger økes i hele verdikjeden ved at analysene baserer seg på bredere og bedre underlag. Økt tilgang til kvalitetsdata vil bedre situasjonsforståelsen og legge til rette for mer effektiv erfaringsoverføring og læring, både internt i selskapene og på tvers i bransjen. Strukturerte data på industriformat vil muliggjøre automatiserte prosesser som baserer seg på datagrunnlaget, noe som igjen kan sikre at brønnleveransen kan gjøres mer effektiv.

Tilgang til detaljerte historiske operasjonsdata vil gjøre det mulig for leverandører å forstå og samarbeide bedre både med andre leverandører og operatøren. Det vil også åpne for at leverandørene kan påta seg større ansvar og risiko knyttet til brønnleveransen, noe som kan åpne for nye forretningsmodeller. Bred tilgang til data vil gjøre det mulig for nye aktører å utvikle innovative løsninger som kan tilføre verdi for bransjen.

Forventede resultater er reduserte brønnkostnader, bedre risikohåndtering, bedre sikkerhet, reduserte utslipp og en styrket konkurranseskraft for norsk sokkel. Reduserte brønnkostnader vil gi økt aktivitet gjennom flere lønnsomme brønnmål.

Forutsetninger for å lykkes er at ledere i selskapene tydelig kommuniserer og instruerer sine organisasjoner til å åpne opp og dele, benytte åpne bransjestandarder og følger opp at dette skjer helt ned til laveste nivå i organisasjonen.

Risikofaktorer for at tiltakene ikke lar seg realisere kan være manglende engasjement og oppfølging fra ledelse, manglende tiltro til datasikkerhet og konfidensialitet, manglende vilje blant enkeltaktører til å rette seg etter bransjestandarder på kommunikasjonssprotokoller og åpne grensesnitt til fordel for egne proprietære og lukkede systemer, samt kunnskap og kompetanse i bransjen om databehandling, lagring og analyse.

4.3.2.

Raskere pilotering og utrulling av digitale teknologier i brønnleveransen

4.3.2.1.

Brønnplanlegging

Selv om kostnaden til brønnplanlegging er relativt beskjeden, legger resultatet av planen et viktig grunnlag for sikkerhet, kvalitet og kostnad for hele brønnleveransen. Det er derfor svært viktig at valgene som gjøres på dette stadiet blir riktige.

Brønnplanlegging er i dag en tidkrevende prosess som gjerne tar tre til seks måneder per brønn. Etter at brønnmål og undergrunn er definert av petroleumsteknologi-miljøet og informasjon er samlet inn fra «offset» referansebrønner gjøres det en rekke separate beregninger og modelleringer, eksempelvis for foringsrørdesign, brønnbane og kollisjonssjekk, pore- og frakturerings-trykk, boreslam, styrkeberegninger av brønnhode, forings- og lederør, design av komplettering, HPHT beregninger og utblåsnings-simuleringer.

De ulike beregningene blir i dag gjort med ulike dataverktøy og programvarer som ikke er koblet sammen. Mange av beregningene er også gjensidig avhengige av hverandre og medfører kjedereaksjoner og stafettpinne-vekslinger mellom fagdisiplinene, noe som ytterligere øker kompleksiteten og gjør det svært vanskelig både å få til en effektiv planleggingsprosess og å få god kvalitet og robusthet i den endelige planen. Erfaringsdata med kvalitet er vanskelig tilgjengelig, og de erfaringene som faktisk dras inn i planleggingen er ofte basert på de personlige erfaringene til de som er direkte involvert.

Resultatet av planleggingsprosessen er et boreprogram som definerer designbasis for brønnen, resultater av analysene som er gjort og en gjennomføringsplan for brønnleveransen basert på de antagelsene som er lagt til grunn. Dette danner igjen grunnlag for videre detaljplaner og prosedyrer fra riggoperatør og leverandører av boretjenester.

Boreprogrammet er et statisk dokument som på grunn av arbeidsprosessene som leder opp til dokumentet er krevende å endre på etter at det er frigitt for operasjon. Det endres derfor heller normalt ikke i gjennomføringsfasen, selv om antagelsene som er gjort for eksempel om undergrunnen skulle vise seg ikke å stemme overens med virkeligheten.

Det synes klart at det ligger et stort potensiale i å etablere en helhetlig og strømlinjeformet brønnplanleggingsprosess ved å jobbe mot et delt datasett og at de ulike beregnings- og analyseprogrammene er integrert. Systemer som støtter denne type arbeidsprosess er allerede under utvikling av selskaper som Schlumberger og norske Oliasoft. En raskere og mer

automatisert brønnplanlegging vil legge grunnlaget for å kunne justere planene underveis i boreprosessen og allikevel ha kontroll gjennom at nødvendige analyser blir oppdatert.

Selv om de siste års forenklings- og standardiseringsinitiativer har ført til enklere og mer robuste løsninger i brønnene, er det fremdeles en relativt stor frihet knyttet til ulike brønndesign og tekniske løsningsvalg for hver brønn. Det velges fortsatt løsninger som ikke synes tilpasset den funksjonen og levetiden brønnen er tiltenkt, spesielt for letebrønner og brønner for senfaseproduksjon. En mer automatisert og regelbasert planleggingsprosess vil også legge til rette for økt standardisering i brønndesign.

Utnyttelse av teknologi- og digitaliseringsmuligheter i brønnplanlegging vil føre til følgende endringsprosess med eksempler på «fra»- og «til»-tilstander.

VISJON

Fra

Ingen helhetlig brønnmodell i planlegging, mange stafettpinnevekslinger mellom fagdisipliner. Tid- og ressurskrevende planleggingsprosess gir liten mulighet for iterasjoner og forbedringer av planen.

Statiske boreprogrammer er omfattende og krevende å endre uten å miste kontroll. Programmet er et «dumt» pdf dokument som manuelt tas videre til boreoperasjonsplaner og enkeltprosedyrer. På grunn av lang tid til iterasjoner er det i liten grad mulig å oppdatere programmet basert på faktiske data fra boreprosessen.

Brønndesign gjøres fra «blanke ark» med stor frihet for hvert enkelt prosjekt til å velge sine egne løsninger.

Implementering av læring og erfaringer, beste praksis og risikoidentifisering er i stor grad basert på prosjektteamets og personlige erfaringer i kombinasjon med tradisjonelle oppsummeringsrapporter og ikke systematisk basert på tilgjengelig data. Simuleringer benyttes kun på enkeltelementer av boreprosessen.

Til

--> Alle disipliner knyttet til brønnkonstruksjon, brønnplassering og dreneringsstrategi (grensesnitt mot Petek) jobber mot samme datasett i planleggingsprosessen og der endringer i forutsetninger oppdateres umiddelbart for alle involverte.

--> Dynamiske, integrerte og parameter-orienterte boreprogrammer som ved endring av en antagelse oppdaterer hele programmet. Programmet er på åpent standard format som lar seg integrere videre inn i brønnkonstruksjonsprosessen, og er regelbasert slik at det ved avvik mellom faktiske data og antagelsene om undergrunnen kan oppdateres i løpet av minutter.

--> Brønndesign velges i fra et begrenset utvalg «standard brønner», og alle variasjoner fra disse blir kun gjort ut fra et forretningsmessig kriterium.

--> Bruk av digitale tvillinger av undergrunn, brønn, rigg og boreutstyr benyttes i kombinasjon med systematisk analyse av en bred kilde av erfaringsdata fra eget og relevante felt til å simulere bore og kompletteringsprosessen før operasjonen starter. Resultatet av simuleringer brukes aktivt til å forbedre boreprogrammet og for å håndtere endringer i operasjonsfasen.

Forventede effekter er at man oppnår en bedre kvalitet på planene gjennom mer robuste og dynamiske boreprogrammer. Økt bruk av simuleringer og automatiske «avrop» av erfaringsdata forventes å øke risikoforståelsen noe som igjen reduserer antall feil i operasjon. «Drill well on paper»-prosessen blir supplert med resultater fra hundrevis av simuleringer av boreprosessen.

Dynamiske boreprogrammer gir mulighet for å operere tettere på tekniske grenseverdier og dermed drive effektiviteten opp i boreoperasjonene. En mer effektiv planleggingsprosess vil gi mulighet for raskere iterasjoner, noe som igjen gir mulighet for å kunne bruke mer tid på analyse og forbedringer og mindre tid på enkeltanalyser.

Forenkling og standardisering av brønner vil redusere lagerhold hos leverandører, og gi større mulighet for prestasjonsforbedringer i gjennomføringsfasen gjennom repetitive operasjoner. Funksjonsbasert brønndesign kan gi slankere brønner og alternative løsninger for topphull der dette gir verdi. De to sistnevnte kan muliggjøre operasjoner fra enklere og rimeligere fartøy i stedet for rigg.

Resultatet blir lavere brønnekostnad og lavere utslipp per brønn. Økt lønnsomhet i stadig mindre brønnmål sikrer forutsigbarhet og flere brønner. Forbedret kvalitet på planer legger til rette for null skader og utslipp.

Forutsetninger er at siloene mellom de ulike disiplinene og selskapene involvert i planleggingen brytes ned, at man jobber mot ett felles datasett og at man har en vilje og evne til å utvikle og ta i bruk smartere planleggingsverktøy. Pilotering av slike verktøy kan i starten gjøres som skygger av konvensjonelle prosesser for å sikre kvalitet gjennom en styrt endringsprosess.

Redusert frihet i brønndesign krever disiplin i operatørselskapenes boreoperasjonsavdelinger. Bruk av alternative brønndesign kan for noen selskaper kreve en vilje til å ta en økt (oppfattet) risiko.

Risikofaktorer er mangel på kvalitet i datagrnnlaget, mangel på tilgang og deling av data, at planleggingsverktøyene og organisasjonene ikke har innebygde kvalitetssikringsrutiner som verifiserer resultatene, manglende (tiltro til) kvalitet i de nye planleggingsverktøyene, og generell mangel på endringsvilje og evne i de respektive selskapene.

4.3.2.2.

Brønnoperasjoner

Til tross for store prestasjonsforbedringer i brønnleveransen siden 2013 sliter bransjen fremdeles med store variasjoner i prestasjon, der man kun unntaksvis og i korte øyeblikk opererer på teknisk grenseverdi. Dette skyldes mange faktorer men en gjennomgående utfordring er at de fleste operasjoner er manuelt styrt og følgelig vil være avhengig enkeltindivider og mannskaper, samt den tilgangen disse har på relevante data for å vurdere hvor grensen går. I dette ligger et stort potensiale for å benytte digitalisering for å løfte alle boreoperasjoner opp til utstyrets og borehullets kapasitet.

Analysen viser også at det fremdeles er mye skjult nedetid (ILT)⁵⁸ i form av at man ikke jobber på kapasitetsgrensen av utstyr og borehull, og tapt tid (LT) i form av nedetid på utstyr, venting på vær og problemer i brønnen. Samlet representerer ILT og LT i gjennomsnitt 15-25 prosent av tiden det tar å bore en brønn.

Samtidig kjennetegnes boreprosessen av en ekstrem kompleksitet med mange mer eller mindre ukjente parametere, spesielt knyttet til undergrunn og borehullet, og av et høyt antall repetisjoner av ensartede operasjoner. Kombinasjonen av ekstrem kompleksitet og mange repetisjoner er i seg selv et godt grunnlag for å hevde at det finnes et betydelig potensiale for store ytterligere prestasjonsforbedringer basert på ulike digitaliserings-tiltak i boring og brønnkonstruksjon.

I de senere årene har det pågått en rekke initiativer for å utnytte digitaliseringsmulighetene innen brønnleveransen. Det er etter hvert mange eksempler på norske selskaper som kommersialiserer disse teknologiene. Robotic Drilling Systems utvikler robotiserte boredekk, Sekal og eDrilling har sammen med forskningsinstitusjonene IRIS og Sintef utviklet hydrauliske modeller for simulering av borehullet, Intelligent Mud Solutions har utviklet kontinuerlig måling av borevæskeparametere, West Group har utviklet en robotisert borerigg med kontinuerlig bevegelse og Reelwell holder på å utvikle en kablet borestreng som kan både overføre strøm og signaler til nedihulls utstyr.

Initiativene synes imidlertid ennå å være fragmenterte og implementeringstakten sen. Anvendelse av historiske data og maskinlæring i tillegg til analytiske sannhetsprogramvarer er fremdeles på utviklingsstadiet.

58 Invisible Lost Time – forskjellen mellom faktisk brukt tid og beste praksis.

Logistikk er en betydelig kostnadsdriver i brønnleveransen, ref kapittel 5.4, og bransjen er preget av fragmenterte logistikk-løsninger og lite samarbeid på tvers av selskapene. Størstedelen av transporten mellom leverandørene og forsyningsbasene foregår med lastebil. Lite eller ingen samordning foregår mellom selskapene, med det resultat at mange lastebiler går halvfulle langs kysten. For større logistikkooperasjoner, særlig mellom boreslamanleggene, blir sjøtransport benyttet. Det har vært gjort forsøk med regulær sjøtransport av boreutstyr langs kysten, men dette har stort sett strandet på grunn av kontraktuelle forhold som krav om kort responstid, ekstra leietid på utstyr osv.

Digitalisering og delingsøkonomi har vist at man ved hjelp av relativt enkle teknologiske løsninger kan drastisk forbedre samhandling mellom ulike aktører,

selv på tvers av kommersielle enheter. Slike løsninger kan også ruller ut i vår industri og vil kunne bidra til å bryte ned barrierer og legge til rette for mer effektivt samarbeid på tvers av selskapene. Nye logistikk-løsninger som benytter lignende digital samhandling er nylig implementert også i vår bransje. EPIM's LogisticsHub og WellIt er eksempler på dette.

Potensialet knyttet til anvendelse av digitale teknologiløsninger i brønnleveransene er betydelig: McKinsey, i samarbeid med Kongsberg Digital, estimerer at brønnkostnadene kan reduseres med 10- 30 prosent. En utnyttelse av teknologi- og digitaliseringsmuligheter i boring og brønnkonstruksjon vil føre til følgende endringsprosess med eksempler på «fra»- og «til»-tilstander.

VISJON

Fra

Mangelfull situasjonsforståelse i operasjoner fører til overraskelser, uønskede hendelser og potensiale for storulykker. Begynnende problemer oppdages for sent og beslutninger tas basert på begrenset erfaring på individ-, rigg-, og feltnivå.

Boreoperasjonene følges opp fra land av lisens- eller installasjonsorienterte operasjonslag, operative 8- 12 timer per dag (med unntak av i kritiske situasjoner). Kombinert med begrenset kommunikasjon mellom kontor og rigg gir dette mangelfull endringsledelse og kontinuitet i oppfølging av operasjonene fra land.

Store ulikheter i prestasjon mellom ulike rigger og ulike skift. Manuelle operasjoner i rød sone på boredekk begrenser prosessflyt og fremdrift og øker potensiale ved fallende gjenstander.

Mangel på sanntids kvalitetsdata knyttet til borehullets tilstand gjør at det benyttes for konservative eller for aggressive operasjons-parametere. Begynnende symptomer på brønnproblemer oppdages for sent til å kunne unngå stopp i operasjon.

Til

--> Algoritmer og maskinlæring sikrer faktabasert situasjonsforståelse og prediksjon om sannsynlig utvikling basert på analyse av sanntidsdata fra brønnen i kombinasjon med historiske stor-data og simulering av forventet forløp.

--> Erfarent og kompetent personell overvåker og støtter flere samtidige boreoperasjoner fra døgnbemannede sentre på land. Sentrene har tilgang til alle relevante data og framdrift fra boreoperasjonene og samhandler med riggen gjennom oppgaveorienterte arbeidsflater. Dette sikrer kontinuitet, bedre beslutninger, effektiv og robust håndtering av endringer.

--> Ekspertsystemer forteller boreoperatøren nøyaktig hvordan de ligger an i forhold til grensene, og etter hvert gjennom mer automatisert sekvenser og robotisert utstyr. Fysiske operasjoner på boredekk blir gjort av maskiner og mennesker overvåker prosessen.

--> Borehullets tilstand (trykk, temperatur, strømningshastighet osv.) er til enhver tid kjent og benyttes til å optimalisere boreparameterne. Dette gjøres for eksempel ved hjelp av kablet borestreng med sensorer i borehullet, og/eller økt bruk av sensorer på overflaten med kontinuerlig måling av borevæske, sammen med modeller og simuleringer for diagnostisering av mulige hullproblemer.

VISJON

Fra

Material- og personelltransport til og fra boreriggen håndteres av ulike systemer, dokumenter er dupliserte, lastbærere ikke optimalt utnyttet, utstyr blir gjenglemt og dukker ikke opp på rett plass til rett tid. Det er vanskelig å holde oversikt over hvor alt og alle er til enhver tid.

Brønnplassering og dermed drenering av reservoaret er en delvis manuell og personavhengig prosess.

Til

--> Helhetlige, brukervennlige logistikk-systemer som integreres med de ulike aktørenes lager- og personellsystemer. Automatisk avrop fra det «smarte» boreprogrammet. Sporing av lastbærere sikrer at man til enhver tid vet hvor materiellet er og når det forventes levert. Optimaliserte lastbærere og dekkplanlegging sikrer maksimal utnyttelse av lastekapasitet og reduserer behovet for båter.

--> Optimal drenering av reservoaret sikres gjennom brønnplassering basert på sanntids målinger av reservoaret fra sensorer i BHA, optimal «geostyring» og algoritmer. Innsamlet data i sanntid benyttes for å implementere den optimale kompletteringsløsningen.

Forventede effekter er ytterligere produktivitetsutvikling i boring og brønnkonstruksjon. Økt situasjonsforståelse vil øke fremdrift gjennom at man opererer nærmere grenseverdiene, samtidig som man gjennom tidlig deteksjon og diagnostisering av brønnproblemer reduserer risiko for operasjonelle problemer, brønnkontrollhendelser og potensiale for storulykker.

Økt døgnkontinuerlig og beslutningsorientert støtte fra land vil, kombinert med automatisering av fysiske prosesser offshore legge til rette for reduksjon av offshore bemanning.

Integrerte logistikk-systemer vil redusere kostnad for logistikk, forbedre forutsigbarhet i operasjon, øke utnyttelsen av forsyningsskip og lastbærere, samt øke utnyttelsen av boreutstyr og andre ressurser knyttet til boring og brønnkonstruksjon.

Resultatet blir reduserte brønnekostnader, lavere utslipp per brønn, redusert bemanning offshore (med tilhørende redusert eksponering av personell) og redusert risiko for brønnhendelser.

Forutsetninger: Implementering av slike teknologier vil kreve endringer i arbeidsprosessene og endrede grensesnitt og samarbeidsform mot leverandørene. Dette vil også utfordre kontraktmodellene slik at man i større grad betaler for resultat og ikke forbruk, noe som igjen vil stimulere til utvikling hos leverandøren. Dette vil kreve en vilje blant operatørselskapene til å ta i bruk ny teknologi og fortsette å støtte utviklingen av denne. Introduksjon av ekspertssystemer og

etter hvert automatiserte og robotiserte løsninger vil også kreve en vilje og evne til å endre arbeidsform offshore der rollene som maskin-operatør (borer) gradvis går over til å bli henholdsvis planlegger og prosess-overvåker.

Risikofaktorer: Siden de fleste toppledere i oljeselskapene bruker de samme ordene knyttet til digitalisering og innsikten i hva som trengs for implementering er åpen, så er det ledelsens vilje til å prioritere ressurser og selskapskulturen i forhold til å drive endringene ned til laveste nivå i organisasjonen som vil være avgjørende for om gevinstpotensialet kan realiseres. De viktigste faktorene i dette er evnen til en eksperimentell tilnærming, opplevelsen av hva som er "godt nok" for implementering, en pragmatisk holdning til business case før man tør å prøve, og en reell erkjennelse av at manglende initiell kompetanse først øker om man prøver.

En nedbemanning av offshore organisasjonen uten å kompensere med økt støtte fra land kan føre til en utvanning av kompetansen som er tilgjengelig for å kvalitetssikre den enkelte boreoperasjon. Dette må derfor gjøres som en styrt endringsprosess. Spesielt er dette kritisk for kompetanse relatert til brønnkontroll.

4.3.3.

Styrke samhandling på tvers av operatører og leverandører

Bransjen kjennetegnes i dag på mange områder av begrenset samarbeid mellom ulike operatørselskaper, preskriptivt og kontraktsstyrt kunde-leverandør samarbeid, lite samarbeid mellom ulike leverandører, samt også mangelfullt samarbeid internt mellom disipliner og avdelinger i de enkelte selskapene.

I for stor grad preges situasjonen av fokus på å opprettholde operasjonell kontroll over egne ressurser eller ikke dele med andre, trolig på grunn av noe som oppleves som konkurransehensyn eller redusert egen frihetsgrad. Det hersker en «delingsangst» i både operatørselskaper, riggselskaper og service selskaper. Selvfølgelig er det unntak, både blant selskap og disipliner. Eksempelvis viser en innen beredskap og plugging av brønner en evne til godt samarbeid.

Det er fire viktige argumenter som understreker behovet for bedre og endret samhandling mellom selskapene:

- De store, modne feltene har betydelig redusert produksjon, nye feltutviklinger er i hovedsak små og flere nye aktører blir operative. Aktiviteten varierer og for å sikre kvalitet i leveransene kreves en industriell tilnærming der en søker forutsigbarhet og tilstrekkelig volum på brønnleveransene. Hver for seg har hverken felt eller selskap tilstrekkelig forutsigbarhet eller volum. Det er først når en innser dette at verdien av samarbeid og samordning oppleves blir større enn det hver av selskapene kan klare alene.
- Flytting av aktivitet nordover. Infrastrukturen for å støtte aktivitet på norsk sokkel er i hovedsak lokalisert i Sør-Norge. Oppbygging av mye parallell infrastruktur i nord vil være kostnadsdrivende. Aktivitetsøkningen i Barentshavet utgjør en unik mulighet til å dele på logistikkløsninger og andre løsninger på tvers av selskapene, der man unngår at hvert selskap må etablere egen kapasitet/funksjoner.
- Innovasjon innen brønnleveranser er i hovedsak teknologidrevet og teknologibasert innovasjon er best drevet av de aktørene som er best posisjonert til å drive den. Siden oljeselskapene på norsk sokkel i begrenset grad alene og fremover vil være i stand til å bygge forutsigbarhet og volum for å høste industrialiseringsgevinster vil de større leverandørene spille en viktigere rolle og være minst like godt egnet til å drive frem innovasjon gjennom forutsigbarhet og volum. Operatørene er best plassert for å bringe frem helhetlige dreneringsstrategier og innovative

feltutviklingsløsninger, dog i tett samarbeid med leverandørene.

- Markedet for viktige innsatsfaktorer i brønnleveransen som rigg og støttefartøy er volatile og vi har sett ekstreme svingninger i rater for et ankerhåndteringsfartøy fra under 100,000 kr/dag til nesten 2,000,000 kr/dag innenfor et relativt kort tidsvindu. På samme måte kan dagraten for en 6. generasjons rigg svinge fra 600,000 USD til 150,000 USD i løpet av få år. Dette skyldes et marked der partene ikke har sett det formålstjenlig å inngå lengre kontrakter med en mer forutsigbar inntekt og kostnad for henholdsvis leverandør og operatør, og dette var også en medvirkende faktor til kostnadsbildet vi så på topp i 2013. En mer langsiktig, industriell tilnærming vil jevne ut de høye toppene og dype dalene. Dette må gjøres gjennom gjensidig forpliktende, langsiktig samarbeid mellom operatør og leverandør.

Den tradisjonelle leveransemodellen i boring og brønn er svært fragmentert, der det gjerne er 30-60 involverte leverandører for å bore og komplettere en brønn som kan ta mindre enn 2 måneder i operasjon. De fleste leverandørene jobber direkte for operatørselskapet som fungerer som prosjektleder og integrator og detaljstyrer det meste. Denne leveransemodellen avviker fra hvordan vi organiserer andre konstruksjonsaktiviteter i bransjen der man i større grad benytter integrerte leveransekontrakter.

Denne modellen har også medvirket til at de større aktørene knyttet til brønnleveransen gradvis har redusert sin evne og vilje til å påta seg et større og mer helhetlig ansvar. Dette gjelder kanskje spesielt riggoperatørene, som gjennom årenes løp har akseptert at andre leverandører med operatørselskapets velsignelse bygger inne sine sement-enheter, flytter inn og ut med sitt utstyr for å skru foringsrør, installerer sine ROV'er og MPD systemer osv. på riggene.

Mange av disse delleveransene kunne vært samlet under færre enheter, noe som på sikt ville lagt til rette for å ta ut synergier på tvers gjennom en mer stabil men redusert bemanning, mer helhetlig riggdesign og riggdrift, deling av ressurser ombord osv. Hadde riggoperatøren eid sementenheten, og hatt ansvaret for foringsrørtjenester, ROV og MPD, kunne dette utstyret stått fast om bord, man kunne krysstrent personell, blitt enig om felles standarder på deler osv. Operatørselskapet hadde også sluppet unna med betydelig mindre prosjektorganisasjoner for å håndtere alle grensesnittene. Med den konvensjonelle leveransemodellen går det vekk mye tid og ressurser til å «pusle sammen» totalpakken hver gang riggen går på en ny kontrakt, og i en digitalisert verden der disse

tekniske grensesnittene skal kobles sammen i kontrollsløyfer vil puslespillet bli enda mer krevende.

Det er tegn på at en nå går i retning av at en eller flere leverandører får et større totalansvar der operatøren kjøper tjenester fra riggoperatører og/eller leverandører av boretjenester, og der de fleste spesialisttjenestene er integrert i en større leveranse. I de senere årene har det også utkrystallisert seg en «treaktørs-modell» med operatør, riggoperatør og en hovedleverandør av boretjenester. Denne modellen har vist gode resultater på flere prosjekter som Johan Sverdrup og Ivar Aasen. Treaktørs-modellen har imidlertid ikke ført til at operatøren har gitt slipp på sin detaljstyring og den har ofte hatt et svært begrenset insentiv-element i kompensasjonsformatet. I praksis flytter den også en betydelig upriset risiko fra operatør til leverandør gjennom kombinasjonen av økt arbeidsomfang og ansvar, og manglende overføring av fullmakter til løsningsvalg. Man kan derfor ikke konkludere med at dette er modell som også vil fungere godt i et marked som er mer i balanse enn det har vært de siste årene.

Innenfor landboring ser vi også en trend der mange brønner blir boret som totalentrepriser der en hovedleverandør gis et totalansvar for brønnleveransen og knytter til seg nødvendige underleverandører. Så langt har vi ikke sett dette offshore, men det vil ikke være unaturlig at riggoperatører og/eller serviceselskap på sikt utvikler et slikt produkt.

Vi erfarer at flere oljeselskaper etablerer en alternativ samhandlingsform gjennom allianseavtaler, som gjerne også er basert på en tre-partsmodell. Allianseavtalene innebærer langsiktige, gjerne 10 år, samarbeidsavtaler der leverandørene skal motiveres til å gjøre løsningsvalg som er optimale for operatøren og der leverandørene vil dele opp- og nedside i et «alle i samme båt»-prinsipp. Dette utfordrer selvfølgelig prinsippet om leverandøruavhengige løsninger, men har et åpenbart potensial for å få ned kostnadene ytterligere. En slik modell svarer på noen av utfordringene belyst over, men det gjenstår å se hvordan en slik modell slår ut i praksis og om det er vilje og disiplin nok blant aktørene til å beholde modellen gjennom hele markedssyklusen.

De fleste riggkontraktene som inngås i dag har et kompensasjonsformat der mer enn 95 prosent av totalkompensasjonen er basert på dagrate og mindre enn 5 prosent på prestasjon. I tillegg er det bestemmelser om reduksjon i dagrate knyttet til nedetid. Kompensasjon for boretjenester er delvis basert på meter-rater (per meter fremdrift) og delvis basert på dagrater.

Dagens insentivordninger gir leverandøren en motivasjon for å jobbe effektivt og unngå nedetid. De har derimot sjelden et tilstrekkelig omfang til å gi leverandøren et investeringsrasjonale for oppgraderinger av utstyr, dyrere teknologivalg eller lignende for å kunne forbedre prestasjonen i operasjonen. Kompensasjonsformater med større insentivelementer, sammen med økt leverandørpåvirkning på løsningsvalg, vil trolig kunne være en katalysator for varige forbedringstiltak og raskere teknologioptak i brønnleveransen.

For å kunne oppnå optimale brønnleveranser er det påkrevd å få alle aktører til å jobbe mot samme mål med hensyn til fremdrift og kostnader. En leveransemodell med færre hovedleverandører vil trolig være enklere å samordne enn den tradisjonelle modellen med langt flere leverandører. Trolig vil kontrakter med tre likeverdige parter (oljeselskap, bore entreprenør og oljeservise) der begge hovedleverandørene får en betydelig andel av sin kompensasjon basert på en felles måloppnåelse være en god modell.

En økt samhandling og åpning for nye forretningsmodeller i boring og brønnkonstruksjon forventes å føre til følgende endringsprosess med eksempler på «fra»- og «til»-tilstander.

VISJON

Fra

Begrenset samarbeid på tvers av operatørselskaper og lisenser, riggselskaper og tjenesteleverandører. Liten vilje og evne til å dele på ressurser.

Informasjonsflyt mellom aktørene er begrenset og kontrollert. Silotenkning mellom fagmiljøer medfører ineffektive arbeidsprosesser og dårlig flyt av data (for eksempel boring og brønn vs petroleumsteknologi, og mellom kunde og leverandør).

En fragmentert leveransemodell der 30-60 ulike selskaper er direkte involvert i brønnleveransen, og de fleste jobber direkte for operatøren. En preskriptiv samarbeidsmodell mellom operatør og leverandører, der operatøren detaljstyrer det meste og leverandøren ofte havner «i baksetet» når løsningsvalg skal gjøres.

Rigide anskaffelses-strategier og prosesser er kostnadsdrivende og bremser forbedringer og teknologioptak. Unødige krav til kort mobiliseringstid og tilgjengelighet på ukurant utstyr med lav utnyttelse driver leverandørenes kostnad opp. Krav til leverandøruavhengige løsninger begrenser valg og fordyrer løsninger.

Prisformatet domineres av dagrate og svake insentiver for prestasjoner som ikke gir leverandørene gode business cases for å investere i digitalisering og mer kostnadseffektive løsninger.

Utpreget «delingsangst» i både operatørselskaper, riggselskaper og serviceselskaper. Alle konkurrerer «med alle på alt» og kvier seg i utgangspunktet for å dele data, selv blant aktører som arbeider sammen om en oppgave mot et felles mål.

Til

--> Utstrakt samarbeid på tvers av aktørene med økt bevissthet knyttet til verdien av å dele ressurser. For eksempel gjennom samkjørte riggkampanjer, delte delelagre, samordnet logistikk, og delte støttefunksjoner.

--> Flyteffektive arbeidsprosesser på tvers av fagmiljøer og organisasjonsgrenser der data deles og der siloer er brutt ned.

--> Mer integrerte leveranser der en eller flere leverandører i samarbeid leverer mer komplette tjenester. Leverandørene blir involvert tidligere og får påvirke valg av løsninger i tett samarbeid med kunden. Økt ansvar følges opp med økte fullmakter, uten at operatøren mister sin rett og plikt til styring.

--> Mer fleksible anskaffelses-strategier med økt fokus på hvordan man kan legge til rette for at leverandøren kan holde kostnader nede, samt stimulere leverandøren til å levere effektivitet og implementere ny teknologi. Innkjøp av utstyr og tjenester basert på funksjon der leverandører kan velge fra sin egen produktportefølje. Langsiktige samarbeidsmodeller med sterke insentiver for oppnåelse av felles prosjektmål.

--> Leverandører har i vedvarende større grad prestasjonsbasert kompensasjon med en høyere «risk/reward», og kan høste gevinster fra å investere i prestasjonsfremmende teknologier og løsninger.

--> Aktørene har en delingsvilje og ser større muligheter i å få tilgang til andres data enn trusler ved å gi fra seg sine egne data. Dette er gitt aksept for og kommunisert klart av toppledelsene i selskapene.

Forventede effekter av anbefalingen om et bredere samarbeid innen boreaktiviteter er at brønner kan leveres med færre innsatsfaktorer og til en lavere kostnad. Færre grensesnitt muliggjør integrasjon og realisering av synergier hos leverandørene og enklere utrulling av digitale løsninger.

Delte og koordinerte logistikk-løsninger vil øke utnyttelsen av lastbærere og skip.

Koordinerte riggkampanjer gir redusert mobiliseringskost og redusert behov og kostnad for duplisert støtte og beredskap. Tidligere sanksjonering av prosjekter vil muliggjøre bedre koordinering med andre aktører, økt utnyttelse av ressurser og realisering av kostnadssynergier.

Styrkede leverandørkonstellasjoner forventes å gi seg utslag i en evne til å overta mer risiko fra operatørene, gå i retning totalentrepriser som på sikt har potensiale til å kunne redusere brønnekostnad og øke forutsigbarhet for operatørene. En oppbygging av slik prosjekt-kompetanse hos de norske leverandørene vil også posisjonere disse til å kunne lykkes med tilsvarende løsninger internasjonalt.

Resultatet blir lavere brønnekostnader, lavere utslipp per brønn, økt produksjon og en mer konkurransedyktig leverandørindustri i internasjonal målestokk.

Forutsetninger er et tydelig ledelsesengasjement, utvikling av felles dataplattformer og grenseflater for effektivt samarbeid. Mer effektive anskaffelsesstrategier vil kreve en større tillit mellom operatører og leverandører. Integrerte leveransemodeller krever vilje blant leverandørene til å påta seg mer ansvar og risiko. Ved en endring i leveransemodell til mer helhetlige leveranser vil det for eksempel være naturlig at riggoperatører og leverandører av boretjenester rekrutterer tilbake personell fra operatørselskapene som tidligere har gått motsatt vei.

Koordinerte riggkampanjer i Barentshavet forutsetter at lisenshaverne sanksjonerer sine prosjekter tidligere, og at operatørene har en vilje til å koordinere felles løsningsvalg (for eksempel brønnhoder, foringsrør, borevæske) med andre operatører, og har en vilje til å dele på ressurser og frasi seg noe kontroll over disse.

Risikofaktorer kan være selskapsstrategier knyttet til hva som gir konkurransefortrinn, manglende ledelsesvilje til å utfordre dagens samarbeidsformer og anskaffelsesstrategier, manglende forståelse for hva som er et åpent og tillitsfullt samarbeid og derved manglende evne til å etablere en åpen og tillitsfull dialog mellom kunde og leverandør, og manglende

vilje blant leverandørene til å påta seg et større ansvar. En endring av leveransemodellen til færre hovedleverandører kan medføre en risiko for at ny teknologi og mindre selskaper ikke får innpass gjennom at hovedleverandøren kun velger sine egne løsninger.

4.3.4

Heve referansenivået for prestasjonsmåling

Teknisk grenseverdier, eller «perfect well» er hos de fleste selskaper definert som et utvalg av de beste erfarte historiske prestasjonene og ikke på hva riggen, utstyret og brønnen faktisk er designet for og kan tåle. Det er som oftest operatørselskapet som definerer disse verdiene, mens riggoperatør og leverandør av boretjenester ofte står nærmere for å kunne vurdere hva som er mulighetene og begrensningene til utstyret. Utad presenteres gjerne prestasjonene med et konservativt budsjett som sammenligningsgrunnlag, og ikke i forhold til hva som er faktisk mulig å få til.

Det er stor variasjon i operasjonell framdrift fra rigg til rigg og ulike riggdesign og konsepter har ulike muligheter og begrensninger. Forskjellen i teknisk grenseverdi fra en rigg til en annen kan være så mye som 40-50 prosent⁵⁹. Det benyttes uavhengige systemer for måling av operasjonell effektivitet, men disse er ofte basert på «mikro-KPI'er» som ikke gir et godt bilde av total-effektiviteten til riggen i form av for eksempel dager per seksjon eller brønn. Det finnes ingen helhetlige, uavhengige målinger og beregninger av teoretisk effektivitet til de ulike riggene og dette gjøres internt i hvert operatørselskap når ulike rigger evalueres mot hverandre.

Ulike design på rigger har også ulik evne til å håndtere hardt vær, det samme gjelder ulike typer utstyr. Dette er spesielt aktuelt for flyterigger. Værbegrensninger for rigger og utstyr er ofte satt basert på historiske utstyrsbegrensninger og med et konservativt tankesett. Det har vært en kultur for at «værventing kan vi ikke gjøre noe med». Det finnes imidlertid gode eksempler på riggoperasjoner som systematisk har utfordret værbegrensninger og oppnådd betydelig lavere værventing enn andre rigger, uten at dette har gått på bekostning av sikkerheten. Det kanskje tydeligste eksempelet er Deepsea Aberdeen som har operert vest av Shetland under svært krevende forhold og vist betydelig lavere værventing enn selv andre 6. generasjons rigger.

59 Kilde: Odfjell Drilling

VISJON

Fra

Prestasjoner i brønnleveransen måles opp mot beste prestasjon fra tidligere brønner som referanseverdi.

Tekniske grenseverdier er satt basert på subjektive vurderinger avhengig av enkeltpersoners erfaringer.

Oppfatning av effektivitet og kapasitet på rigger og utstyr preges av subjektive vurderinger av enkeltpersoner.

Det er en aksept for at venting på vær ikke kan gjøres noe med.

Til

--> Definisjonen av teknisk grenseverdi eller «perfect well» er endret fra beste praksis til utstyrets og brønnens teoretiske kapasitetsgrense.

--> Rigger og utstyr har kjente, databaserte tekniske grenseverdier og opereres konsistent opp mot disse.

--> Effektivitet og kapasitet er kvantifisert basert på data og verifiserte beregningsmodeller. Disse benyttes aktivt til design av nytt utstyr, designforbedringer på eksisterende utstyr, og til definering av referanseverdier for prestasjonsbaserte prisformater.

--> Kriteriene for venting på vær er satt basert på utstyrets og riggens faktiske tålegrenser (inkludert sikkerhetsmarginer). Systematiske flaskehalsanalyser har sørget for at de svakeste ledd i kjeden har blitt forsterket slik at operasjonsvinduet til riggene er blitt utvidet.

Resultatet av anbefalingen heve referansenivået for prestasjonsmåling i brønn er lavere brønnekostnader, lavere utslipp per brønn, og en mer konkurransedyktig leverandørindustri.

Forutsetninger er tilgang til og deling av data for analyser, gode modeller av rigger og utstyr, og en åpenhet og objektivitet knyttet til denne typen analyser.

Risikofaktorer er at strikken tøyes for langt, at man ikke kjenner sikkerhetsfaktorene godt nok, og at næringen ikke har den åpenhet som skal til for å gjøre objektive analyser.

5. Bakgrunn for anbefalinger innen feltutvikling

ANBEFALING:

DIGITAL FELTUTVIKLINGSPROSESS

- Aktørene i feltutviklingsprosessen bør etablere et målrettet samarbeid for hurtigst mulig å hente ut effektene av digitalisering og datautveksling (se også anbefalingen om initiativ for digitalisert samhandling).
- Standardisert digital anleggsinformasjon bør tas i bruk, slik at hele verdikjeden kan kommunisere gjennom 3D-modeller og databaser og på sikt på digitale tvillinger. I arbeidet bør man bruke erfaringer fra bygningsindustriens samarbeid om digitalisering – buildingSMART.
- En del av arbeidet bør bidra til å akselerere den pågående digitaliseringen av NORSOK-standardene – spesielt NORSOK Z-TI.

PORTEFØLJETENKING FOR Å GJØRE SMÅ FELT LØNNSOMME

- To eller flere operatører med flere funn (≤ 10) i sin portefølje bør gå sammen for å etablere et porteføljesamarbeid der dette er hensiktsmessig for å realisere prosjekter.
- Operatørene må i prosesser med leverandørene gå gjennom slike porteføljer av funn for å søke standardiserte løsninger som gjør det mulig å realisere flere lønnsomme utbygginger.
- Leverandører bør i slike prosesser synliggjøre hvilken merverdi de kan skape gjennom å arbeide med porteføljer av utbygginger.
- Myndighetene bør aktivt legge til rette for porteføljesamarbeid på tvers av selskaper.

SAMARBEIDSMODELLER VED FELTUTBYGGINGER

- Operatører og leverandører anbefales i større grad enn i dag å dele erfaringer, gevinster, ressurser og risiko ved alternative samhandlingsformer og vurdere dette i forbindelse med etablering av kontraktsstrategi for et felt, et område eller en prosjektportefølje. Alternative samhandlingsformer kan være langsiktige rammekontrakter, partnerskap, allianser og kompensasjonsmodeller med større eller mindre grad av samhandling, åpenhet, risikodeling og insentiver.
- Operatører bør involvere leverandører tidlig og starte dialogene rundt grensesnitt og optimalisering mens man enda har mulighet til å påvirke planene og løsningene for en utbygging.
- Det anbefales økt bruk av funksjonskrav i stedet for spesifikke krav og spesifikasjoner for å kunne øke bruk av standarddesign og gjenbruk av løsninger, og gjøre innsparinger relatert til fabrikasjon av større serier med like eller liknende produkter. Dette kan gjelde standardisering på både produkt- og komponentnivå.

ANBEFALING:

STANDARD "ALLIANSEKONTRAKT"

- Aktørene bør ta et initiativ til å starte arbeidet med å utvikle en ny type standardkontrakt som har basis i en partnerskapstankegang, og som legger til rette for involvering av hovedleverandører fra tidlige prosjektfaser, stimulerer til utvikling av langsiktige samarbeidsforhold og tilrettelegger for felles styringsprinsipper og tett samhandling.
- Standardkontraktstyret (SKS) bør utarbeide et mandat til Forhandlingsutvalget for Standardkontrakter for utarbeidelse av en «Standard Alliansekontrakt». En slik standardkontrakt kan bygge på eksisterende standardkontrakter (NTK15, NF15, NIB16 eller NSC05).

5.1.

INNLEDNING

En viktig overordnet målsetning for «Konkurranseskraft – norsk sokkel i endring» er «å sikre verdiskaping, arbeidsplasser og global konkurransekraft for den norske olje- og gassnæringen på lang sikt». Dette forutsetter at prosjekter kan bygges ut på en lønnsom måte, fortrinnsvis med norsk innhold, som igjen vil være avhengig av hvilken oljeprisforutsetning som legges til grunn.

Fokusområdene innen feltutvikling er valgt etter følgende kriterier:

- Effekten antas å være stor og muliggjør kostnadsreduksjoner på tvers av aktørbildet, og i alle feltutviklingsfasene.
- Området antas å kreve tett samarbeid på tvers av industrien for å kunne realisere gevinstene.
- Fokusområdene forsterker og akselererer pågående arbeid hvilket antas å påvirke sannsynligheten for å lykkes positivt.

Valgte fokusområder:

- Standardisering: Det gjenstår fortsatt mye arbeid før industrien har fjernet det omfattende omfanget av selskapsspesifikke tekniske krav som av de fleste aktørene oppfattes å være meget kostnadsdrivende. Området møter alle tre kriteriene over, og suksess vil kreve omfattende samarbeid og endringsvilje ikke minst på kundesiden.
- Digitalisering: Digitalisering ansees å være en teknologi med potensiale til å effektivisere feltutviklingsprosessen betydelig. Imidlertid så vil industriens evne til fullt ut å utnytte teknologien, akselerere implementeringen og derved ta en

ledende posisjon globalt kreve utstrakt samarbeid i hele verdikjeden og vilje til å dele data. Dette understøttes av erfaringen fra andre næringer som har kommet betydelig lengere enn olje og gass industrien, slik som bygningsindustrien og banknæringen.

- Samhandling: Erfaring fra pågående feltutviklingsprosesser viser at potensialet ved samhandling mellom oljeselskap og leverandører er meget stort. Type og grad av samhandling påvirker insentiver, risikofordeling mellom partene og anskaffelsesstrategier. Her må gode løsninger samtidig sikre at konkurransen opprettholdes.
- Effektiv utbygging av små felt: I et mulig fremtidssenario hvor funnraten på norsk sokkel fortsetter å falle, så vil aktivitetsnivået, og dermed norsk industri sin evne til å utvikle seg, avhenge av vår evne til å kostnadseffektivt utvikle små felt. Det er viktig å tenke nytt rundt hvordan slike utbygginger kan tilrettelegges for å redusere kostnader, og samtidig skape et forutsigbart aktivitetsnivå for norske kompetanse- og leverandørklynger. Området vil ha stor samfunnsøkonomisk betydning.
- Standardkontrakter: Dette området er nært beslektet til samhandling- Standardkontrakter reduserer kostnader ved å forenkle prosesser, og ved å fordele risiko på aktørene på en effektiv måte. Utforming an nye eller reviderte kontrakter vil være en forutsetning for implementeringen av tiltakene i alle områdene.

5.1.1.

Pågående forbedringsarbeid

Gjennom en rekke pågående prosjekter og feltutviklingsprosesser har næringen dokumentert at pågående omstillingsprosesser har hatt ønsket effekt. I hovedsak er det tre hovedårsaker til forbedringene innen feltutvikling, fra 2014 til i dag:

- Deflasjon i leverandørkjedene grunnet overkapasitet og strategisk prising.
- Forenkling, først og fremst av løsninger, men også til en viss grad av komponenter og produkter.
- Effektivisering av arbeidsprosesser, herunder samhandling mellom aktørene.

Deflasjon i leverandørkjedene

Det er grunn til å anta at noe av kostnadsreduksjonen skyldes deflasjon i leverandørmarkedene. Dette er drevet av strategisk prising for å beskytte markedsandeler, fylle ledig kapasitet og sikre dekningsbidrag. Det er derfor et spørsmål om forbedringene vil være varige dersom aktivitetsnivået tar seg opp og kapasiteten hos leverandørene er bygget ned.

Forenkling og standardisering

En betydelig del av forbedringene som er oppnådd skyldes at det har vært evne og vilje til å identifisere, akseptere og implementere forenklete løsninger. Dette har vært gjennomført i vellykkede «design to value» prosesser, karakterisert av tett og god samhandling mellom kunde og leverandører. I noen tilfeller så er nye samhandlingsmønstre understøttet av formaliserte langsiktige kontraktuelle relasjoner med tilhørende økonomiske insentiver (e.g. allianseavtaler, rammeavtaler). I andre tilfeller så etableres «design to value» prosessene mere ad-hoc uten spesielle insentiver.

Forenklingene skyldes i liten grad endringer i formelle tekniske krav og standarder, men derimot hvordan disse fortolkes og implementeres. Forenkling av løsninger reduserer ikke bare mengder og kompleksitet av et anlegg, men påvirker også positivt hvor effektivt det er mulig å gjennomføre prosjektet. Forenkling av løsninger kan innebære avveininger som medfører økte kostnader i senere faser av et felt sin levetid. Det er derfor viktig å ha et levetidsfokus på forenklingarbeidet slik at løsningene i tilstrekkelig grad hensyn tar mulighet for innfasing av fremtidige økte volumer og nye funn.

I hvilken grad representerer dette en varig endring?

Forenkling av løsninger krever stor grad av ledelsesfokus og kostnadsbevissthet hos aktørene. I en dyp konjunkturedgang preget av masseoppsigelser så vil dette komme naturlig. Industriens historie tilsier imidlertid at man ikke kan ta for gitt at dette vil vedvare dersom aktivitetsnivået igjen tar seg opp.

Effektivisering av arbeidsprosesser

En tredje årsak til forbedringene oppnådd ligger i effektivisering av feltutviklingsprosessene (tidligfase og prosjektgjennomføring). Hvor store forbedringer som er oppnådd er vanskelig å si på generell basis, men mange toneangivende aktører har etablert målsetninger i størrelsesorden 30 prosent, og i enkelte tilfeller er det kommunisert at disse målsetningene har økt underveis.

Den norske modell for arbeidsorganisering med tett samarbeid på tvers av faglige, hierarkiske og organisatoriske skillelinjer er viktig med den tette interaksjon mellom produksjons- og konstruksjonsmiljøa, mellom ingeniør og fagarbeidere som driver frem utvikling og produktivitet.

For å understøtte forbedringsarbeidet så har mange aktører i bransjen adoptert LEAN. LEAN bygger på mange års erfaring fra bilindustrien spesielt men etter hvert også mange andre industrier og bransjer. Ved å adoptere LEAN så kan petroleumsindustrien høste av en omfattende eksisterende verktøykasse for forbedring av kvalitet og effektivisering av prosesser. LEAN er virkningsfullt også ved forenkling og standardisering av komponenter, produkter og løsninger. Som påpekt ovenfor så vil forenkling av løsninger og forenkling av prosesser ha positive gjensidig forsterkende effekt.

Det er en rekke gode eksempler på effektivisering av prosesser ved hjelp av nye digitale verktøy og teknologier de siste tre til fire årene, og den norske petroleums-klyngen har et godt utgangspunkt for ytterligere effektivisering ved hjelp av slike verktøy. Det kan diskuteres hvor avgjørende digitalisering har vært frem til nå, men det er udiskutabelt at dette har et stort, uforløst potensial i tiden som kommer.

Langsiktige allianser mellom operatør og nøkkelleverandører er også etablert med formål å effektivisere samhandling og andre prosesser. Ved å skape integrerte organisasjoner og kontinuitet i team på tvers av prosjekter og prosjektfaser kan det oppnås betydelig effektiviseringsgevinster, ikke minst i operatørens oppfølgingskostnader. Noen operatører har tatt denne type virkemidler i bruk (e.g. Aker BP, Spirit Energy) og har oppnådd god effekt av dette.

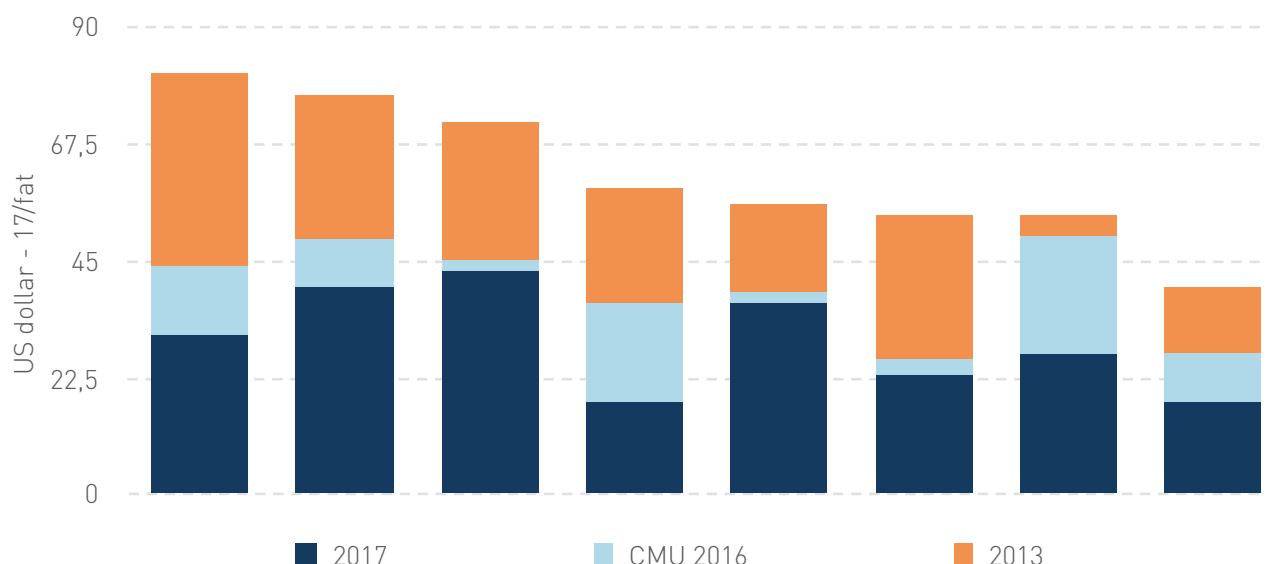
5.1.2.

Perspektiver mot 2025

Som beskrevet over så har det vært gjennomført et omfattende omstillingsarbeid i industrien siden 2013. Effektene er dokumentert i en rekke pågående utbygginger og andre feltutviklingsprosesser.

Figur 5.1.

Utviklingen av break-even på utvalgte feltutviklingsprosjekter til Statoil ASA; Johan Castberg, Johan Sverdrup phase 1, Johan Sverdrup phase 2, Oseberg Vestflanken, Peregrino Phase II, Snorre Expansion, Trestakk and Utgard. CAPEX and KPIs fra 1Q2013 brukt med unntak av nye prosjekter. CMU (Capital Markets Update): (Kilde: Statoil⁶⁰)



Forbedringsarbeidet har i hovedsak vært selskaps-spesifikt. Det er igangsatt noen bransjespesifikke initiativ innen forenkling, standardisering, og digitalisering. Som eksempel kan nevnes:

- IOGP's prosjekt JIP33 – standardisering av spesifikasjoner for innkjøp av utstyr.
- EPIM – STI project (Standard Information and Documentation Project)
- NORSOK Z_TI – Digitalisering av Z standardene (Teknisk informasjon)

Til tross for imponerende resultater så langt er det fortsatt store muligheter for effektivisering på norsk sokkel.

Det gjenstår fortsatt å ta ut det fulle potensiale fra standardisering og bruk av industrielle, ikke bransjespesifikke løsninger. Leverandørindustrien må fortsatt forholde seg til et utall av selskaps-spesifikke teknisk krav som ofte kommer i tillegg til internasjonale

standarder som ISO, API og NORSOK. Tolkningen av kravene er ofte subjektive og personavhengige. Dette resulterer i ineffektive prosesser, økt usikkerhet for leverandørene og skreddersydde løsninger.

Potensialet innen digitalisering er fortsatt meget høyt, spesielt innen prosjektstyring, prosjektering, anskaffelse og logistikk. Dagens situasjon preges av systemer med svak teknisk kompatibilitet, manglende standardisering av begreper og ontologi, og uhensiktsmessige samhandlingsprosesser. Det er kontraktuelle og tekniske barrierer som hindrer effektiv deling av data og utnyttelse av moderne IT teknologi som søk og gjenbruk, og implementering av ekspertsystemer. Etablering av driftsdokumentasjon kan effektiviseres betydelig, og feltutviklingsprosessen må ha som

60 <https://www.statoil.com/content/dam/statoil/documents/quarterly-reports/2016/q4-2016/statoil-tpd-presentation-cmu-2017.pdf>

leveranse en såkalt digital tvilling av anlegget, som blant annet vil sikre effektiv drift i et levetidsperspektiv. Den digitale tvillingen kan også benyttes til planlegging og oppfølging av byggeprosessene – det bygningsindustrien kaller den digitale byggeplassen. Her simuleres byggesekvenser og metoder for å sikre at anleggene kan bygges på en effektiv og sikker måte, og dette kan igjen benyttes til å simulere logistikken av utstyr og materialer til byggeplassen for å sikre rettidige leveranser.

En stor del av oppnådde forbedringer så langt har kommet fra samhandlingsprosesser i tidligfase hvor operatør i tett samarbeid med utvalgte leverandører har etablert kostnadseffektive, forenklede løsninger. Videre så er gjennomføringen sikret ved at de samme partene forplikter seg til å gjennomføre og levere i henhold til forutsetningene fra tidligfase. I noen tilfeller så er insentivmekanismer etablert for å understøtte denne arbeidsformen. Imidlertid så varierer praksisen fra prosjekt til prosjekt og kunde til kunde. Dette gjør at ikke alle feltutviklingsprosesser evner å utnytte potensialet som ligger i bedre samhandling. I tillegg så vil stor variasjon i selve måten utbygginger organiseres og drives på, resultere i ineffektivitet. Uklare/ukjent grensesnitt øker usikkerheten for partene og medfører unødvendig eller utilstrekkelig prising av risiko og økt behov for oppfølging og kontroll. Viktige samhandlingsprosesser innen informasjonsutveksling, anskaffelse, prosjektstyring osv bør derfor standardiseres.

Utviklingen av petroleumsnæringen er helt avhengig av et stabilt og tilstrekkelig aktivitetsnivå på norsk sokkel. En hovedutfordring er den lave suksessraten innen leting. Over 80 prosent av ikke utbygde funn på norsk sokkel har et ressursestimat lavere enn 100 mmmboe. Det vil si at mot 2025 så kan aktivitetsnivået på norsk sokkel være avhengig av vår evne til å bygge ut små felt på en lønnsom måte, slik at porteføljen av utbygginger gir tilstrekkelig forutsigbarhet og kapasitetsutnyttelse for å opprettholde norske kompetansemiljøer. Forenkling, standardisering og effektivisering gjennom samhandling og digitalisering vil sannsynligvis ikke i seg selv sikre lønnsomhet i denne type utbygginger da disse vil være avhengig av ikke skalerbare kapasiteter med store tomkostnader (e.g. boring, SURF, manufacturing, logistikk) som må prises inn i den enkelte utbygging. En mulig løsning er at leverandører blir tildelt porteføljer av utbygginger med mulighet til å optimalisere kapasitetsutnyttelsen på tvers. Dette vil ikke bare eliminere kapasitetskostnader men også muliggjøre store kostnadsbesparelser gjennom repetisjonseffekter. Spesielt dersom porteføljene etableres slik at løsninger og utstyrskomponenter kan standardiseres på tvers av utbyggingene. Dette vil også medføre betydelig reduksjon av den totale

gjennomføringstiden.

5.2.

FOKUSOMRÅDER

5.2.1.

Digitalisering av feltutvikling

Digitalisering har blitt et begrep som benyttes i en rekke sammenhenger. En overordnet tilnærming er digitalisering av Norge, en mer spesifikk tilnærming er digitalisering av gitte industrier som eksempelvis olje og gass. Gartner Group har følgende definisjon på digitalisering:

«Bruken av digitale teknologier til å endre forretningsmodell og tilby nye omsetnings- og verdiskapningsmuligheter. Digitalisering er prosessen med å utvikle seg til en digital bedrift»

Hvis vi ser på den digitale utviklingen i samfunnet generelt har det skjedd en dramatisk utvikling i løpet av de siste årene. Antall enheter som er koplet på nett og blir one-line vokser enormt. 90 prosent av all data tilgjengelig i dag har blitt generert i løpet av de siste 2 år. Kostnad for datalagring har blitt redusert med 96 prosent fra 2005-2015. Det globale data volumet er forventet å øke med 40 ganger innen 2025.

Olje- og gassnæringen har benyttet avanserte digitale teknologier i mange år. Digital reservoarsimuleringer, produksjonsoptimalisering og prediktivt vedlikehold er i dag kvalifisert og adoptert. Med stadig fallende pris på sensorer, økt båndbredde og regnekraft, og forbedrende løsninger og tilgjengelighet for nettverk vil hastigheten på utviklingen av digitale teknologier og arbeidsprosesser øke. Innenfor olje og gassnæringen forventes det at digitalisering vil spille en nøkkelrolle fremover.

Norske selskaper har vært ledende i bruk av digitale verktøy for konstruksjon og engineering i feltutviklingsfasen. Verktøyene har gitt mer detaljert kontroll på design, bygging og innkjøpsprosessene, men har i begrenset grad bidratt til en reduksjon i kostnader for gjennomføringen av feltutbygginger.

En av de store utfordringene til olje- og gassnæringen i Norge er at den har tatt i bruk mange nye, digitale teknologier som i sitt segment har økt produktiviteten, men at prosessene og arbeidsmetodikken som benyttes i feltutviklingsfasen ikke har endret seg. Norsk olje- og gassnæring benytter i liten grad felles

generelle standarder for informasjonsflyt, kravspesifikasjoner, ontologi eller arbeidsprosesser

Grunnet manglende teknisk kompatibilitet og manglende standardisering foregår dagens utveksling av informasjon primært på enkle dokument- og 3D-formater. Dette medfører mange utfordringer og hindrer effektivitet:

- PDF er den mest brukte dokumentstandarden i dag. Dette fører til gjentatte manuelle operasjoner ved sjekk, oppdatering og deling. Informasjonen i et PDF-dokument er ikke linket og må manuelt bearbeides. Det er ofte feil og unøyaktigheter mellom dokumenter, databaser, 3D-modeller og fremdriftsplaner
- 3D-modeller for komponenter, sub-systemer og systemer er ofte generelt individuelt grunnet inkompatibilitet mellom verktøyene benyttet, og grunnet uenighet rundt hva som kan deles. Dette medfører at 3D-modellen som leveres med en ferdig feltutbygging ikke er en komplett digital tvilling. En unøyaktig eller ikke-komplett 3D-modell vil ikke være en god partner gjennom feltets levetid, og vil i liten grad oppdateres ved oppgraderinger.

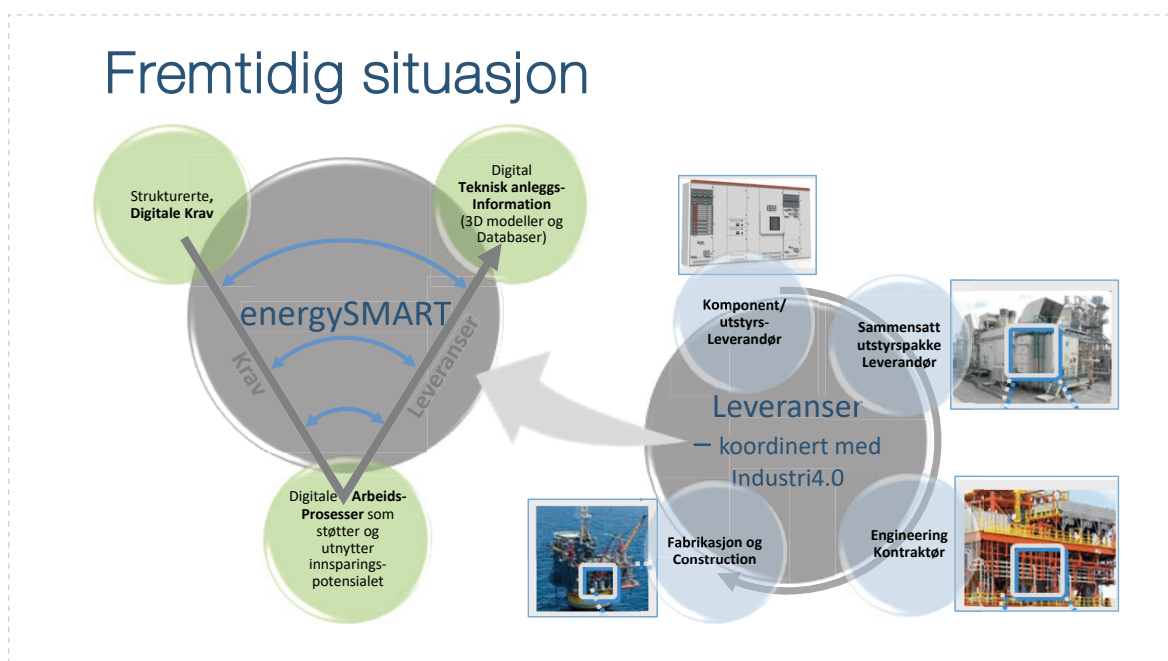
- Hver fase i dagens feltutbygginger genererer mye lignende dokumentasjon, selv om denne informasjonen er tilgjengelig fra tidligere faser. Tilsvarende evner bransjen i dag ikke å nyttiggjøre seg informasjon fra tidligere feltutbygginger ettersom denne informasjonen er lite søkbar.
- Det benyttes i dag i stor grad en kombinasjon av Norske standarder, Internasjonale standarder og selskapsspesifikke krav i dages feltutbygginger. Standardene som benyttes er ikke digitalisert som objekter, men er kun tilgjengelige i dokumentformat (PDF). Kombinasjonen av manglende digitalisering og overlappende standarder fører til forskjellig tolkning, misforståelser og feil.

Mulige løsninger

Feltutvikling i den norske olje- og gassindustrien har vært ledende i bruk av digitale konstruksjonsverktøy, i bruk av ingeniørdatabaser og etablering av prosjektgjennomføringsmetoder siden 1990-tallet (grønn sirkel under «nå-situasjon» i figur 5.2), men fordi krav-forvaltning og arbeidsprosesser har vært dokumentsentriske har man ikke tatt ut effektiviseringspotensial ved å samkjøre digitaliserte krav, - teknisk informasjon og - arbeidsprosesser. I dag skjer utvelgelse av krav manuelt, «document review» og verifikasjon skjer ved tunge manuelle prosesser og samme informasjon «punches» manuelt flere ganger.

Figur 5.2.

Illustrasjon av en «ønsket situasjon» med digitaliserte krav, og effektiviserte arbeidsprosesser



Potensialet ved å bedre dagens samhandlingsform i feltutviklingsfasen er meget høyt. En forutsetning for å ta ut potensialet når det gjelder digitalisering og en større grad av deling av data, er å definere felles utvekslingsformat av data og informasjon. Informasjon skal etableres ved «punch once» og utvekslingsformat skal bli datasentrisk og ikke i pdf-format slik det gjøres i dag.

Det viktig å ivareta mangfold og innovasjon når det gjelder å kunne benytte forskjellige plattformer mellom forskjellige operatører/kontraktører så lenge utvekslingsformat er kjent og standardisert. Operatører ønsker ikke en situasjon hvor man får en låst situasjon hvor det kun er ett dataformat som kan benyttes og som defineres av system-leverandøren («locked-in situation»).

Anbefalingen er å dra veksler på erfaringer blant annet fra byggebransjen og «buildingSMART». BuildingSMART er et internasjonalt initiativ for å få bedre kvalitet til lavere pris i byggebransjen. Den internasjonale organisasjon buildingSMART standardiserer teknologi, semantikk og prosess for å få til sømløs dataflyt mellom alle fag i hele byggenæringen, i hele verdikjeden. Standarden for teknologien sikrer at kompleks (geometri og egenskaper) digital bygningsdata kan flyte sømløst mellom prosjektets fag uansett programvare. BuildingSMART Norge som er en del av Standard Norge jobber for å støtte standardiseringsarbeidet og for effektiviserende implementering i konkrete byggeprosjekter.

Felles standarder for samhandling vil fjerne de tekniske barrierer som i dag hindrer deling av data i feltutviklingsfasen. En plattform som utveksler objekter istedenfor dokumenter vil i tillegg føre til at informasjon som overleveres til hver fase av feltets levetid være digitalt, organisert og gjenkjennbart. «En felles plattform» defineres som følger: «Et digitalt fundament med et felles og delt språk (modell/ontologi) med delte definisjoner og sammenhenger. Det digitale fundament beskriver informasjon om anlegget, prosesser og krav for både menneske og maskin. Det digitale fundament er basert på åpne standarder som gjør det mulig å forstå, dele og gjenbruke relevante informasjon mellom digitale plattformer, applikasjoner, prosjektfaser, disipliner og organisasjoner.»

En forutsetning for effektiviteten til en felles plattform for samhandling er at dagens standarder og spesifikasjoner forenkles og digitaliseres. Det er mange aktører som jobber med standarder i dag, og det virker ikke som om en rask konvergens og forenkling av dagens spesifikasjoner er mulig. Ved at industrien arbeider på fellesarenaen for å etablere felles krav, kravmetodikk, kravforvaltning og kravdistribusjon vil store gevinster

oppnås, mens gevinsten er mindre så lenge aktørers fokus er begrenset til eget selskap. Der er derfor satt i gang flere initiativ innen olje og gass området som vil bygge opp under et felles kravsett. Digital transformasjon må derfor starte hos standardeiere og disse må være pådriver for digital transformasjon. Standard Norge vil drive digitaliseringsoppgaven som et tverrfaglig bransjearbeid sammen med Bygg og Helse.

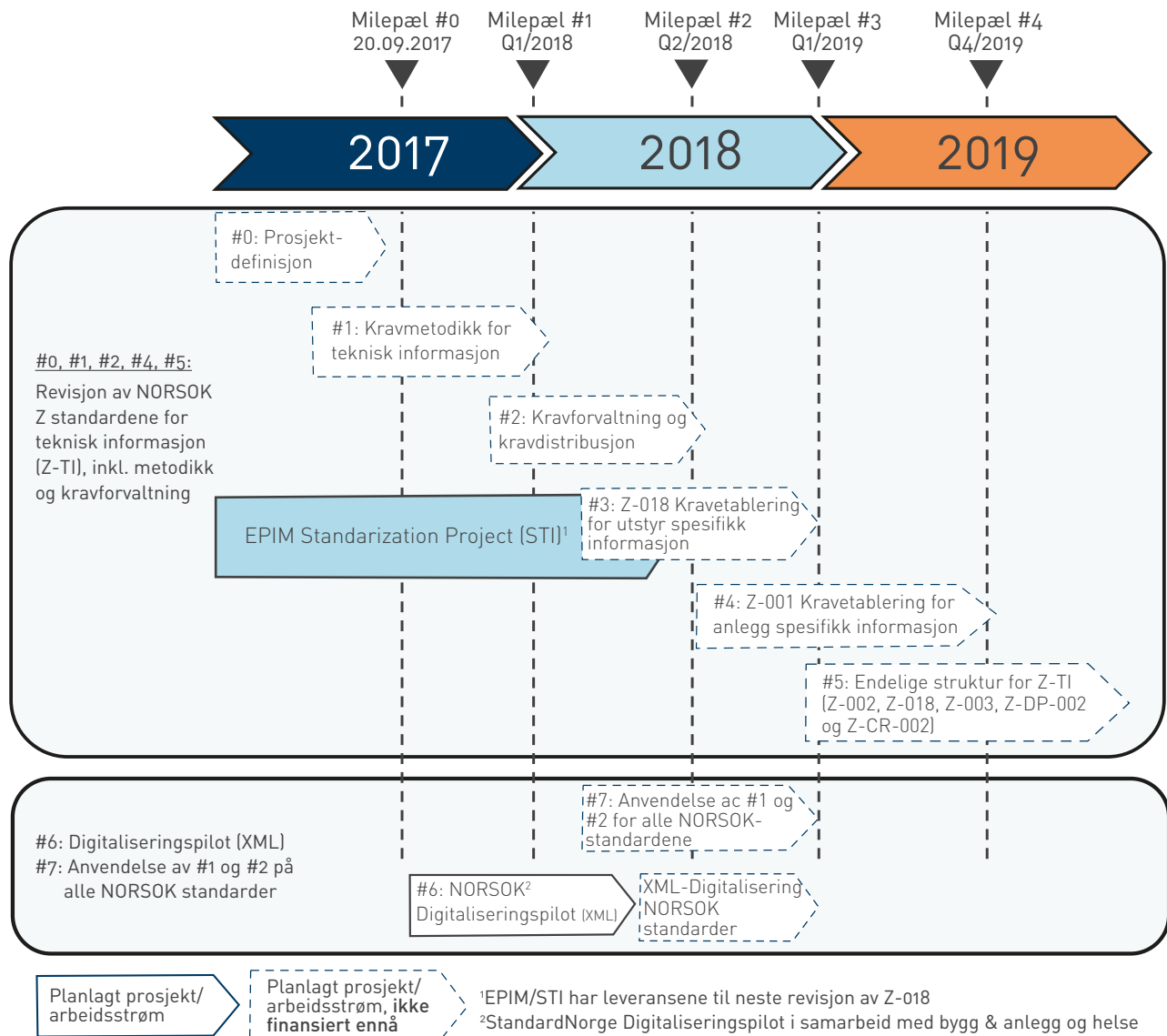
Dagens situasjon er at digitalisert «asset» informasjon er tilgjengelig i industrien, f.eks. utstrakt bruk av 3D modeller for design og fabrikasjon hos EPC kontraktører, men vi klarer ikke å gjøre nytte av den på digitalisert form gjennom hele verdikjeden og hele livsløpet for et anlegg, fordi data-elementene ikke er standardisert og fordi det mangler standardiserte utvekslingsformater og protokoller.

Betydelige deler av det påpekte potensialet for effektivisering og kostnadsreduksjon kan tas ut ved å etablere digitaliserte standardiserte krav (NORSOK-standarder), standardisere krav elementer, og standardisere utvekslingsformater og protokoller. Men det vil også være andre utviklingsprosjekter som vil kunne bidra mot dette målet. Eksempler kan være semantiske databaser der informasjon linkes opp og følger komponentene og hvilke krav de tilfredsstiller fra design fasen, via prosjektgjennomføring, innkjøp, fabrikasjon.

Den beskrevne utfordringen er nå tatt tak i av Sektorstyret Petroleum gjennom oppstart av NORSOK Z-Teknisk Informasjonsprosjektet, EPIM Standardiserings Initiativ (STI) og digitaliseringspilot prosjekt av NORSOK-standarder, se figur 2. Disse prosjektene orienteres internasjonalt for å sikre at løsningene som blir etablert vil underbygge og brukes i det globale markedet. Gjennom disse igangsatte prosjektene sammen med den rivende utvikling som skjer i våre hjemlige selskaper, vil den norske olje- og gassindustrien kunne sette seg i det globale førersetet for utvikling og implementering av digitale løsninger og arbeidsprosesser innen feltutvikling og drift. Gevinsten vil være økt sikkerhet og konkurranseskraft for videreutvikling av den norske kontinentalsokkelen, og ikke minst styrke konkurranse kraften til norsk kontraktør- og leverandørindustri både på hjemme og eksportmarkedet. Dette arbeidet kan etableres som en JIP (Joint Industry Project) for å få fortgang i arbeidet.

Figur 5.3.

Tidslinjen for Norsok Z-TI (#0-#5), NORSOK Digitaliseringspilot (#6) og digitaliseringen av alle NORSOK-standardene (#7) (Kilde: NORSOK)



Effekt på norsk sokkel sin konkurransekraft

Økt bruk av digitalisering i en feltutvikling vil effektivisere gjennomføringen både med hensyn på gjennomføringstid (kortere tid til «olje på dekk») og kostnad (timer medgått). En omforent samhandlingsarena, ontologi og digitaliserte standarder vil dramatisk bedre effektiviteten innen prosjektstyring, prosjektering, anskaffelse og logistikk. En viktig leveranse til drift fra feltutviklingen vil være feltets digitale tvilling hvor en rekke besparelser i prosjektutvikling og driftsfasen muliggjøres.

Effekten på norsk sokkel sin konkurransekraft vil være at flere felt blir lønnsomme å bygge ut ved at feltutviklingskostnaden går betydelig ned og drift av feltene kan utføres smartere og mer kostnadseffektivt.

Implikasjoner

En omforent digital samhandlingsarena vil ha store implikasjoner for partene på norsk sokkel.

- Standardene må digitaliseres og forvaltes slik at de er åpent og lett tilgjengelige for alle aktører som har interesse av tilgang.
- Leverandørindustrien må være villig til å digitalt dele data om sine produkter og tjenester. Dette kan ha en innvirkning på den enkeltes konkurransefortrinn.
- Arbeidsprosesser og samhandling må tilpasses en «digital hverdag». En rekke arbeidsprosesser vil kunne automatiseres. Ved riktig bruk av digital informasjon vil det være mulig å unngå en stor del manuell sjekking. Informasjonsoverføring mellom ulike faser og aktører i en feltutvikling vil vesentlig forbedres.
- Det vil åpne seg mulighet for flere aktører å tilby tjenester/produkter til industrien, noe som også bidrar til økt innovasjon og ytterligere bedring av konkurransekraft.
- Potensialet ved digitalisering av feltutviklingsprosessene er meget høyt. Ved å definere felles utvekslingsformater kan samhandlingsplattformer benyttes på tvers av aktører. Felles ontologi og digitaliserte standarder vil dramatisk bedre effektiviteten innen prosjektstyring, prosjektering, anskaffelse og logistikk. I tillegg vil etablering av driftsdokumentasjon effektiviseres betydelig, og dokumentasjonens digitale form vil sikre tilgjengelighet og kvalitet av informasjon gjennom hele livsløpsfasen.
- Samtidig vil kontraktuelle barrierer hindre utvidet deling av data. En felles forståelse og enighet om hvilke data som bør deles må oppnås, slik at deling av sensitive data begrenses.
- Et felles og kjent utviklingsformat for informasjon vil også muliggjøre innovasjon i mindre selskaper.

5.2.2.

Porteføljestyling – tilrettelegging for utbygging av mindre felt

I følge Oljedirektoratet sin oversikt over ikke utbygde funn på norsk sokkel så har over 70 prosent av disse et ressursgrunnlag på under 100 mmboe. Det er grunn til å anta at de relativt få funnene med høyere ressursgrunnlag vil kunne bygges ut lønnsomt da feltutvikling- og borekostnader har blitt betydelig redusert de siste årene gjennom det forbedringsarbeidet som er gjort av bransjen (e.g. Johan Castberg). Flere av disse antas å bli vedtatt for utbygging mot 2020. Dette vil sannsynligvis sikre et fornuftig aktivitetsnivå for bransjen på kort sikt, hvilket er essensielt for fortsatt utvikling av en konkurransedyktig olje og gass næring.

Utviklingen i andre olje- og gassprovinser tyder på at etter hvert som provinsen modnes så vil andelen av olje og gass fra mindre felt øke, samtidig som aktør bildet endres med større innslag av mindre såkalte uavhengige oljeselskap (independents).

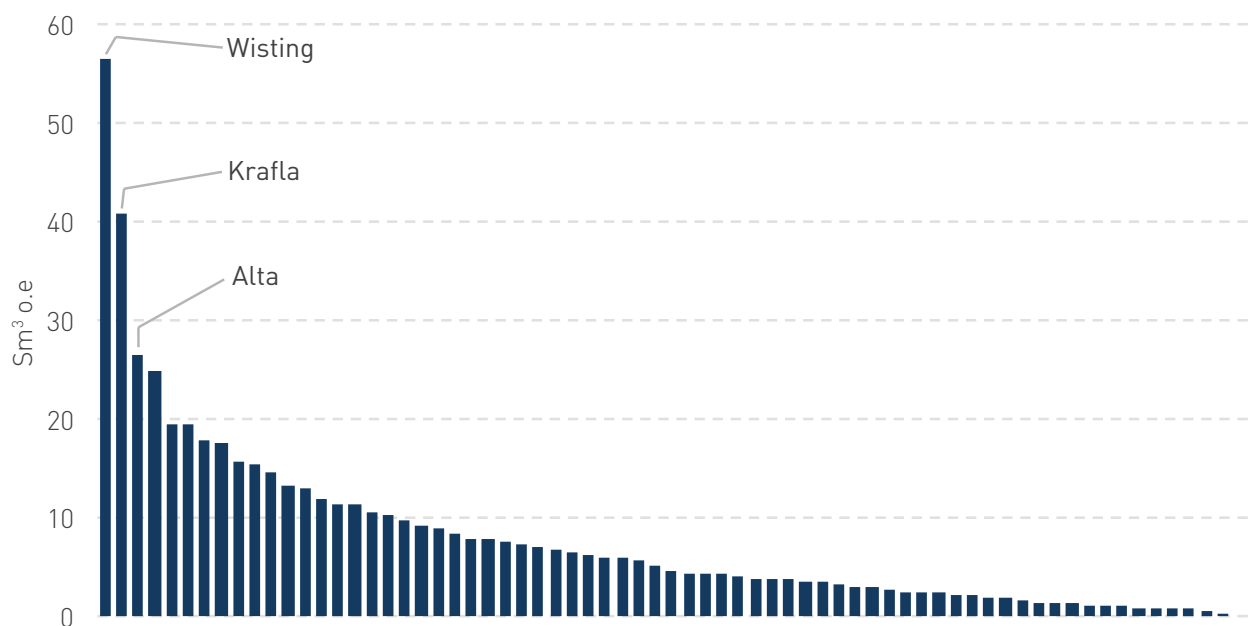
Samtidig så har leteresultatene på norsk sokkel og globalt vært skuffende de siste årene. Det er derfor et plausibelt scenario for næringen at porteføljen på norsk sokkel på mellomlang sikt i all hovedsak vil bestå av funn under 100 mmboe, og at aktør bildet blir ytterligere differensiert.

Historisk så har små funn ikke utgjort noen vesentlig del av det totale aktivitetsnivået⁶¹. Produksjon fra små funn (< 100 mmboe) utgjør en begrenset andel av den totale produksjonen. Utbyggingene har heller ikke utgjort noen vesentlig del av aktivitetsnivået til leverandørindustrien, men har vært et viktig supplement i tillegg til større feltutviklingsoppdrag.

⁶¹ Av alle feltutbygginger på norsk sokkel (produserende, godkjente og nedstengte felt) har rundt 25 prosent av feltene et opprinnelig ressursgrunnlag under 100 mmboe.

Figur 5.4.

Oversikt over funn på norsk sokkel som blir, eller kan bli, vurdert for utbygging (Kilde: norskpetroleum.no)



Det vil si at aktivitetsnivået på norsk sokkel, og dermed industriens evne til å opprettholde konkurransekraft på mellomlang til lang sikt vil være avhengig av

- vår evne til å bygge ut små felt på en kostnadseffektiv og lønnsom måte og
- utbyggingene blir planlagt og koordinert slik at aktivitetsnivået blir forutsigbart.

Industrien benytter i dag en rekke velprovde løsninger for å gjennomføre utbygging av mindre felt. Flyttbare innretninger, subsea teknologi, og område/porteføljetenkning er virkemidler som man har erfaring med fra norsk sokkel og som kan gjøre slike utbygginger lønnsomme. Nye konsepter som ubemannede plattform (UWP/UPP) kombinert med videreutvikling av teknologi innen automatisering, subsea produksjon og boring vil også spille en viktig rolle fremover. I tillegg så vil nye initiativ innen standardisering, digitalisering og nye samhandlingsmønstre også bidra til å redusere kostnader.

Å realisere enkeltstående lønnsomme satellittutbygginger vil neppe være tilstrekkelig for å kunne opprettholde et aktivitetsnivå som sikrer fornuftig kapasitetsutnyttelse, konkurranse og dermed nødvendig videreutvikling av norske feltutviklingsmiljøer (operatører og leverandører).

En mulig løsning er i enda større grad å etablere porteføljer av utbygginger. Dette gjøres til en viss grad i dag innenfor hvert enkelt selskap, og løsninger for geografisk avgrensede områder er som regel hoveddriver.

Fra et leverandørperspektiv er ikke kostnadsbesparelsene nødvendigvis knyttet til løsninger for geografisk avgrensede områder. Her vil det være viktigere at feltene i en portefølje kan bygges ut med en så standardisert løsning som mulig slik at man kan høste repetisjonseffekter, i tillegg til å få bedre kapasitetsutnyttelse.

Ved å samle og gjennomføre større porteføljer av mindre utbygginger med noenlunde lik teknisk løsning, og gjennomføre disse i en forutsigbar sekvens vil man oppnå følgende fordeler:

- Bedre kapasitetsutnyttelse hos leverandører og oljeselskaper
- Større grad av forutsigbarhet for aktørene
- Enklere å realisere gevinster fra standardisering og digitalisering
- Kostnadsreduksjoner gjennom repetisjonseffekter fra utbygging til utbygging (besparelser på prosjektledelse, prosjektering og stordriftsfordeler på innkjøp)
- Serieeffekter i tilvirkningsprosesser -serieproduksjon.

Det er viktig å merke seg at kostnadsreduksjoner fra god kapasitetsutnyttelse, repetisjonseffekter, og effekter fra serieproduksjon kommer i tillegg til de betydelige effektiviseringsgevinstene som vil komme fra standardisering, digitalisering og nye samhandlingsformer.

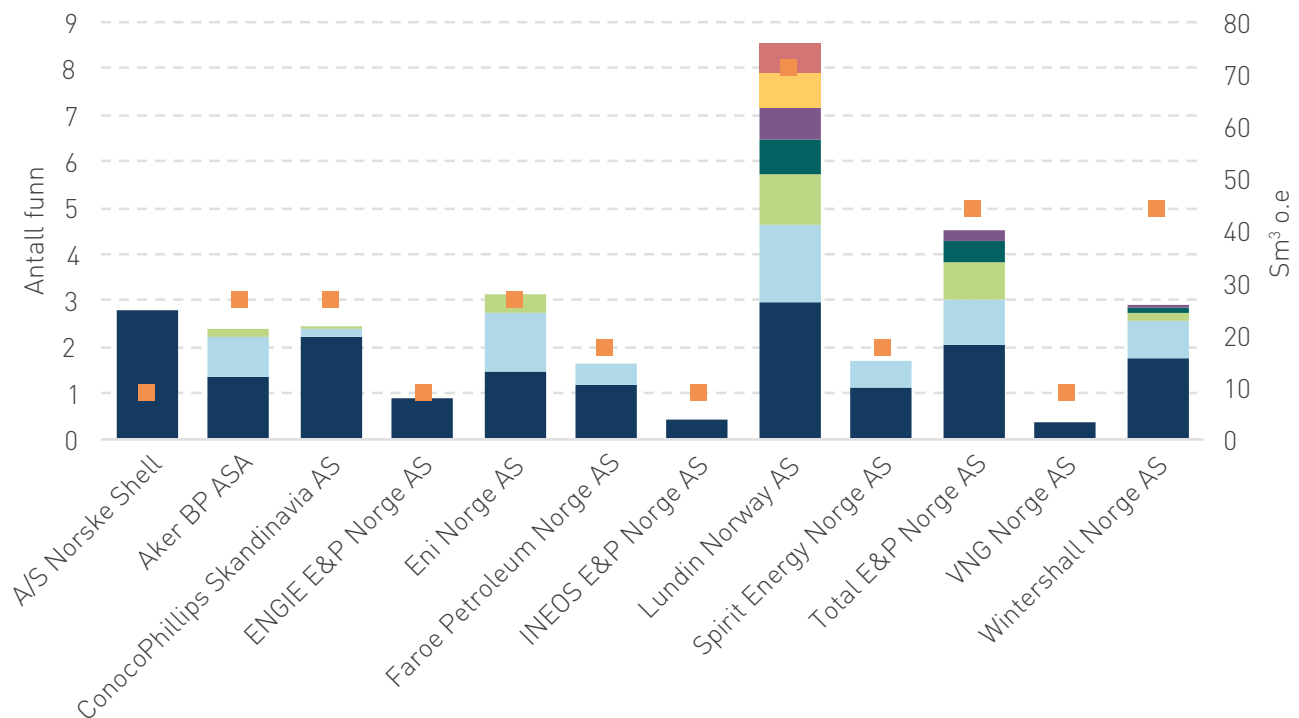
En hovedutfordring vil være å etablere porteføljene. Dette vanskeliggjøres til en viss grad av dagens lisensstruktur. Partnerskapene vil oppleve kryssende interesser. For å kunne realisere gevinster fra repetisjon og god kapasitetsutnyttelse så fordrer dette også styring i tid og etablering av en kørdning i hver enkelt portefølje. Man vil også ha forskjellige interesser rundt eksisterende infrastruktur og hvilken plattform som skal fungere som vert for den enkelte utbygging. Problemstillingene vil sannsynligvis kompliseres ytterligere ettersom aktørbildet på sokkelen antas å bli mere fragmentert i fremtiden.

Områdebaserte porteføljer vil ha åpenbare kostnadsfordeler, men er ingen betingelse for å kunne oppnå betydelige kostnadsbesparelser i utbyggingkostnad gjennom repetisjonseffekter og god kapasitetsutnyttelse.

Ser vi på funnporteføljen på norsk sokkel så er det 14 selskaper som er operatører. Statoil har 31 funn i deres portefølje på norsk sokkel, mens de resterende 13 selskapene har mellom 1 og 10 funn (Lundin) i sine porteføljer. Statoil er dermed det eneste selskapet på norsk sokkel som i dag har muligheten til å ha en (større) portefølje tankegang når de vurderer utbygginger av sine funn, slik de også gjorde med fast-track initiativet (se under).

Figur 5.5.

Antall funn per operatør på norsk sokkel (venstre akse) og ressursgrunnet i funnene (høyre akse). Figuren inkluderer ikke funn til Statoil og OMV (Wisting) (Kilde: norskpetroleum.no, januar 2018)



Dersom et par eller flere av de 14 selskapene som er operatører for feltene går sammen, kan en få en portefølje av funn i en størrelsesorden på 15 til 30 funn alt etter hvilke og hvor mange operatører som inngår et samarbeid.

Det er flere mulige anskaffelsesstrategier som kan benyttes når først porteføljen er etablert. Det antas at man vil få størst effekt ved å involvere leverandørene i tidligfase, og at man setter ut såkalte totalentreprise oppdrag til en leverandørgruppe som dekker alle elementene og fasene i utbyggingen. Hvilken risikodeling, og hvilke insentiver som benyttes kan også variere, og vil avhenge av hvor godt definert løsningene er, og i hvilken grad operatøren ønsker direkte påvirkning på tekniske og kommersielle valg underveis i prosessen.

Effekt på norsk sokkel sin konkurransekraft

Det er vanskelig å måle hvor stor besparelse man kan oppnå ved å sikre jevn og riktig belastning for leverandørindustrien, men basert på erfaringer fra de siste årene så vil det være betydelige beløp. Uten langsiktighet i ordrebok, så må man anta at mye kapasitet vil forsvinne med negative konsekvenser for sysselsetting og konkurransesituasjon.

Dårlig kapasitetsutnyttelse innebærer store kostnader, både kvantifiserbare og ikke-kvantifiserbare. Kvantifiserbare kostnader relaterer seg som regel til ikke produktiv tid (personalkostnader), tomkostnader på kontorer og produksjonsfasiliteter, og ikke-skalerbare kostnader innen IT og lignende. De ikke kvantifiserbare kostnadene forbundet med manglende kapasitetsutnyttelse er sannsynligvis vel så store, og knytter seg til tap av kompetanse både i egen bedrift og i leverandørkjedene.

Når det gjelder repetisjons- og serieproduksjonseffekter viser erfaring fra andre bransjer at det er mulig å oppnå opp mot 30 prosent besparelse. Et relevant eksempel finner man fra skipsbygging hvor det er innarbeidet praksis å bestille serier av like skip nettopp for å kunne høste slike besparelser.

Også innen petroleumsindustrien finnes det vellykkede eksempler på repetisjonseffekter. ExxonMobil og andre operatører har igjennom flere år fulgt en «Design One – Build Many» strategi. Anadarko har også erfaring med dette. For Lucius og Heidelberg utbyggingene ble det bygd to tilnærmet like Spar plattformen. I følge Anadarko oppnådde man en reduksjon i utbyggingstid på 18 måneder, 40 prosent reduksjon i byggetimer, og 52 prosent besparelse i prosjekterings-timer på Heidelberg sammenlignet med forgjengeren Lucius⁶².

Fast-track porteføljen til Statoil er et annet eksempel på hvordan standardisering innenfor en portefølje av utbygginger ga kortere utbyggingstid og lavere kostnader. Statoil og subseautstysleverandørene ble enige om standardutstyr (kun med mulighet for mindre konfigurasjonsendringer for hvert prosjekt), og etablerte en «Fast track»-portefølje av prosjekter hvor produktene kunne brukes. Porteføljen ble bemannet med et team på hver side som håndterte utstyret uansett hvilket felt utstyret skulle til.

Dette ga store besparelser:

- Både operatør og leverandør holdt seg til avtalt standardutstyr som begrenset engineering, prosjektledelse, dokumentsekk/overføring og variasjoner
- Leverandør kunne opprette lager på deler med lang ledetid, og levere raskere til operatør
- Normalt vil operatører se resultatet fra brønn før den gjøres klar for produksjon. Bestilling og produksjonstid av utstyr kommer da etter brønnens ferdigstillelse. Med standardløsninger sto utstyret klart til bruk med det samme brønnen var ferdig og kunne dermed settes i produksjon. Dersom brønnen ikke kom med forventet resultat, ble utstyret overført til neste prosjekt. Standardløsningen reduserte risiko og reduserte tidslinjen betraktelig på grunn av en portefølje av prosjekter med samme løsning.
- Leverandør oppnådde gode priser hos underleverandører da volumet var høyt og forutsigbar.
- Operatør fikk fleksibilitet med henhold til hvilket felt/brønn utstyret skulle installeres på ettersom utstyret var standard. Prosjektteamet visste ikke hvilket felt utstyret skulle installeres på.
- Operatør/leverandør kunne benytte pool av utstyr til test og installasjon ettersom dette var standard. Utstyr til test og installasjon er en undervurdert kostnad i forbindelse med feltutbygginger.

Det er i det siste også gjennomført studier i forbindelse med utvikling av nye standardløsninger for feltutbygginger på norsk sokkel. Disse studiene, som er gjort både for subseautstyr og mindre plattformdekk viser at repetisjonseffektene kan gi opptil 30 prosent besparelse.

62 <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-76/issue-12/top-5-projects/anadarko-continues-streak-of-successful-spar-projects-with-heidelberg.html>

Erfaringstall fra offshore prosjekter i verftsindustrien viser at serieproduksjon av identiske strukturer (fra 3-12 pr serie) gir effektivitetsforbedring (timer/tonn) på mellom 30 og 60 prosent fra første til siste enhet produsert.

Statoil har utnyttet de samme effektene gjennom anskaffelsesstrategien til NCS 2017+ rammeavtalen for subseautstyr hvor de i samarbeid med leverandørindustrien har gjennomført et program for forenkling og standardisering av subsea juletrær. Rammeavtalen vil gjelde avrop til flere feltutbygginger. Slik får leverandøren mulighet til å reflektere repetisjonseffekter, bedre kapasitetsutnyttelse og forutsigbarhet i sine priser.

Gjennomføringen av et slikt tiltak har flere implikasjoner:

- Leverandørindustrien må være beredt til å ta ansvar for en serie utbygginger, og evne å organisere seg på en hensiktsmessig måte.
- På sikt så kan konkurransen på sokkelen svekkes ved at størrelsen på oppdragene og risikoeksponeringen insentiverer til konsolidering, samt at det blir færre enkeltstående oppdrag å konkurrere om.
- Operatørene på norsk sokkel må insentiveres på en slik måte at porteføljene blir etablert.
- Forslaget betyr implisitt at det lages en kø-ordning for utbygginger for å kunne høste effekter av serieproduksjon.
- Kommersielle modeller må etableres slik at besparelsene som oppnås kommer alle operatørene til gode.

5.2.3.

Insentivmodeller og standardkontrakter

Bruken av standardkontrakter har lang tradisjon på norsk sokkel. Første versjon av slike kontrakter ble utarbeidet på 1980-tallet og standardkontraktene er senere revidert flere ganger.

I 2011 tok KonKraft initiativ til å revidere samtlige standarder for å bidra til økt effektivisering og kostnadsreduksjoner på norsk sokkel. Forhandlingene ble gjennomført mellom Norsk olje og gass (representant for selskapssiden) og Norsk Industri (representant for leverandørsiden) via representanter fra sentrale medlemsbedrifter fra begge sider. Resultatet av dette arbeidet er at alle de klassiske standardkontraktene innenfor petroleumssektoren på norsk sokkel i løpet av 2015 ble revidert. Per i dag foreligger følgende fem standardkontrakter:

- NTK 2015 Norsk Totalkontrakt
- NTK 2015 Norsk Totalkontrakt Modifikasjon
- NTK 2015 Modul & Modifikasjon – Samlet levering
- NTK 2015 Modul & Modifikasjon – Separat levering
- NF 2015 Norsk Fabrikasjonskontrakt

Kontraktene er i dag stort sett prosjektspesifikke kontrakter (EPC, EP+FC eller andre versjoner av dette), basert på standardkontraktene med større eller mindre avvik. Kompensasjonen er i hovedsak basert på fastpris og/eller enhetsrater. Studiekontrakter er ofte kompensert etter medgått tid med faste rater ("reimbursable"). Insentivene er i hovedsak knyttet opp mot milepæler hvor "straff" (Penalty) er mer framtreddende enn "belønning" (Bonus). Kontraktsutformingen inviterer i begrenset grad til samhandling, og bevirker optimalisering hos den enkelte aktør i større grad enn optimalisering av utbyggingen totalt sett. Kontraktsinnngåelse for en feltutbygging skjer også relativt sent i prosessen (etter DG3) etter at operatør, ofte gjennom studie- og FEED kontrakter med uavhengige ingeniørselskaper, har definert konsept og valgt løsninger. Dette forhindrer hovedleverandørene for en utbygging i å delta i prosessen sammen med operatør og andre hovedleverandører for å optimalisere prosjektet tidlig, da muligheten til å gjøre forbedringer og optimaliseringer er størst. Selve kontraktsprosessen knyttet til hver prosjektfase krever betydelig tid og ressurser.

Framtidige kontraktsutforming bør innby til tettere og tidligere samarbeid mot felles mål:

- Reduserte gjennomføringskostnader samlet, og for hver av aktørene
- Enkle fremtidsrettede tekniske løsninger
- Redusert ressursbruk i gjennomføringsfasen
- Redusert gjennomføringstid

Samhandling mellom operatør og leverandører bør også tilrettelegges for å sikre innovasjon og mangfold blant leverandører på norsk sokkel.

Mulige løsninger

For å sikre mangfold og innovasjon for norsk sokkel, er det viktig å kunne velge mellom flere alternative samarbeidsformer. Avhengig av operatørens kompetanse og kapasitet, må forskjellige samarbeidskonstellasjoner være mulig å velge både når det gjelder varighet og kompetanse. Dette skaper mangfold og økt innovasjon for norsk sokkel.

Allianse- og partnerskapsmodeller

Forbedringer kan søkes oppnådd gjennom økt bruk av samhandlings / partnerskapskontrakter hvor et antall sentrale hovedleverandører velges i tidlig fase for hele prosjektet, og deltar aktivt i konseptutvikling, FEED og gjennomføring, ferdigstillelse og overlevering til drift.

Kompensasjonsformatet kan omfatte insentiver med en balansert fordeling av risiko mellom operatør / oljeselskap og hovedleverandør(er), og med deling av overskridelser og besparelser i forhold til avtalte målpris(er) og leveringsdato(er.)

Partnerskapsmodellen kan videreutvikles til å ikke bare omfatte KPIer knyttet til egen måloppnåelse, men også prosjektets samlede resultat med henhold til HMS, kvalitet, kostnader, tid, produksjonsvolum og -regularitet.

En samhandlingskontrakt kan gjøres gjeldende for ett helt prosjekt, en portefølje av prosjekter, et antall år, et geografisk utbyggingsområde, m.v. Det sentrale er at avtalen er balansert og forutsigbar, og at den innbyr til langsiktig planlegging, effektiv gjennomføring og samhandling mellom operatør / oljeselskap og flere hovedleverandører. Modellen bør omfatte standard kontraktbetingelser og kompensasjonsformater, og tekniske krav og beskrivelser som utnytter fordelene med å involvere hovedleverandører fra et tidlig tidspunkt i prosjektløpet.

Muligheter og fordeler med allianser og partnerskap:

- Leverandørene har trygghet og forutsigbarhet for en jevn strøm av prosjekter så sant de klarer å bidra med reelle og signifikante kostnadsreduksjoner
- Langsiktige forhold blir etablert. Dette gir bedre kvalitet på gjennomføring og kortere gjennomføringstid ved at oppstart og «bli kjent» perioden kortes ned/forsvinner
- Tidlig involvering av leverandører gir økt mulighet til å optimalisere en utbygging på et tidlig stadium når kostnadene ved endringer er minst og endringer er lettest å gjennomføre
- Åpenhet og full tilslutning: Ingen frykt for å gi fra seg de beste løsningene på konsept og FEED stadiet, siden det er en trygghet om at en også blir valgt for gjennomføringsfasen
- Kortere gjennomføringstid ved god dialog og koordinering, tilpassing og optimalisering av prosjektplan fra alle involverte parter begrenser omfattende tilbuds-/kontraktprosesser
- Reduserte kostnader i gjennomføringsfasen gjennom reduserte teams, ingen «man-marking», felles oppfølging av underleverandører
- En langsiktig avtale over flere prosjekter innbyr i større grad til standardisering enn avtaler som gjelder for ett enkelt prosjekt ved at en investering i nye løsninger og nytt design kan benyttes gjentatte ganger samt at en i en langsiktig avtale har tid til å jobbe frem gode standardløsninger og gjennomføre endringer
- Mer effektiv beslutningsprosess gjennom tettere og jevnere dialog, integrert organisasjon, felles eller parallelle verifikasjon og godkjennelsesprosesser.

Allianser og partnerskap opererer basert på noen få men viktige prinsipper relatert til hvordan partene jobber sammen. Allianser bygger på stor grad av tillit, åpenhet og rettferdighet. Kultur, oppførsel og mellommenneskelige relasjoner står i sentrum. Følgende typiske styrings- og samhandlingsprinsipper kan legges til grunn:

- Samhandlingsavtalen er ingen selskapsdannelse eller arbeidsfellesskap med solidaransvar, men en avtale om hvordan partene skal samarbeide mot ett felles mål
- Insentiver for kompensasjon med deling av overskudd og underskudd i forhold til samlet målpris, og et veldefinert regime for å unngå sub-optimalisering og endringer
- Regelmessig benchmarking av priser og kostnader
- Felles «hands-on» styringskomite med toppledelse fra alle selskaper
- Integrert organisasjon med prosjektledelse og nøkkelkompetanse fra alle selskaper samlet på ett sted gjennom alle faser av prosjektet

- Beste person til jobben-filosofi for bemanning av organisasjonen, hvilket morselskap en person kommer fra skal ikke bety noe når en tar personer inn i organisasjonen
- Kontinuitet med samme personell i samarbeid gjennom flere faser og prosjekter, fra konseptvalg og tidligfase engineering til gjennomføring av utbyggingen
- "En for alle – alle for en" som ledetråd
- Samarbeid basert på transparens og tillit
- Kontinuerlig forbedring gjennom partssamarbeid og LEAN gjennomføring er en klart uttalt ambisjon i alle deler av alliansearbeidet

Standardkontrakter for allianser og partnerskap

Som et styringsverktøy for en slik kontraktsform anbefales at dagens standardkontrakter for norsk sokkel kompletteres med en ny standardkontrakt. Hensikten vil være å tilrettelegge for tidlig involvering, tettere samarbeid og felles, overordnede mål for operatør og leverandør.

Kontraktmodellen bør ta høyde for et antall hovedleverandører velges i tidlig fase og deltar aktivt gjennom utbyggingsprosjektets hovedfaser helt fra konseptutvikling og konseptvalg, via FEED og utarbeidelse av grunnlag for PUD til gjennomføring, ferdigstillelse og overlevering til drift. Kontraktmodellen bygges på eksisterende standardkontrakter (typisk NTK15, NF15 eller NIB2016)

Økt bruk av leverandørers standardløsninger

Økt involvering av leverandører i tidligfase vil kunne åpne for økt anvendelse av leverandørers standardløsninger: Potensiale for kostnadsreduksjon bør kunne synliggjøres i større grad enn i dag. Allianser, partnerskap og langsiktige relasjoner anses som gode miljøer for å kunne utnytte egen bruk og standardisering. Økt bruk av funksjonskrav og spesifikasjoner fra kunde vil i tillegg kunne tillate leverandører å tilby sine standardløsninger. Fortsette arbeidet med NORSOK for å etablere internasjonale standarder i stedet for selskapsespesifikke og/eller nasjonale som nærmere beskrevet i kapittelet om standardisering.

Insentiver

Kompensasjonsformater skal fordele risk slik at leverandøren i hovedsak er avlastet for risiko de ikke kontrollerer. Det er viktig at insentiver ikke knyttes til suboptimale capex-reduksjoner uten å ivareta også driftsdimensjonen. Kompensasjonsformater er utelatt fra standardkontrakter for å sikre at ulike prosjekter og ulike operatører og leverandørkombinasjoner kan finne ulike tilnærminger.

Partnerskap og allianseavtaler bygger på en "solidaritetstankegang" med en felles "risk/reward" for utfallet av prosjektet. Det bør vurderes å benytte prinsipper byggende på målbudsjetter og deling av overskridelser og besparelser etter en nærmere fastlagt nøkkel. Det bør også vurderes å etablere insentiver som reflekterer anleggets kvalitet. Oppnådde produksjonsmål og / eller anleggsregularitet kan her være aktuelle målparametre.

Bonus ordninger knyttet til gjennomføringstid og leveranser i henhold til plan benyttes også ved tradisjonell prosjektgjennomføring.

Effekt på norsk sokkel sin konkurranseskraft

Effekten av samarbeidsavtaler på norsk sokkels konkurranseskraft kan vanskelig eksakt kvantifiseres. Sammen med øvrige tiltak forventes betydelige kostnadsgevinster samt redusert gjennomføringstid.

Eksempelvis kan nevnes at målsetninger nedfelte i inngåtte allianseavtaler de siste par årene typisk er:

- Engineeringforbruk for topside prosjekter ned mot 60 timer pr tonn. (De siste utbyggingsprosjektene har et tilsvarende timeforbruk i størrelsesorden 100 – 150 timer pr tonn)
- 25 prosent reduksjon i gjennomføringstid fra Konseptvalg innlevering til "First Oil"
- Innkjøpskostnader redusert med 25 -30 prosent.
- Totale utbyggingskostnader redusert med 30 prosent

Implikasjoner

En økt samhandling, tidligere – og sterkere involvering av leverandører i feltutviklingsarbeidet, med tilhørende allianseavtaler vil kunne ha følgende konsekvenser for partene:

- Konseptvurdering og konseptevaluering gjennomføres i større grad som et samspill mellom operatør og hovedleverandører. Konseptdefinisjonen kan i større grad tilpasses tilgjengelig teknologi og leverandørens tilgjengelige tekniske løsninger. Eventuell kvalifisering av ny teknologi kan defineres og igangsettes tidlig. På den andre siden kan et tidlig leverandørvalg også ekskludere gode tekniske løsninger hos konkurrerende leverandører.
- Leverandøren vil kunne føle større trygghet og forutsigbarhet for framtidig beskjeftigelse. Samtidig vil allianseavtaler kunne medføre en begrensning av mulige kontraktsinnngåelser med andre selskap.

- Operatør vil kunne få prioritet på ressurser, både kapasitet og kvalitet framfor konkurrerende kunder som ikke har inngått tilsvarende avtaler
- Samlet sett vil prosjektet kunne gjennomføres med mindre ressursbruk. Organisasjonsformen fører til større fokus og innsats rundt konseptutvikling og "produksjon" og mindre på oppfølging og kontroll.
- Operatørens "på-se plikt" må ivaretas og kan ikke delegeres. Denne funksjonen må ivaretas av operatør trolig utenfor allianseavtalen.
- Et tettere samarbeid mellom operatør og leverandør vil kunne bidra til større åpenhet og tillit mellom alliansepartnere sammenlignet med et tradisjonelt rollespill mellom operatør og kontraktør.
- Partneravtaler gir ofte endret fordeling av risiko og gevinst. Den enkelte aktør må ofte ta et delansvar for konsekvenser av andre aktørs manglende leveranse. På den andre siden vil dette også medføre at risikoen for eget arbeid fordeles på andre prosjektaktører. Kompensasjonsformatet kan inneholde mekanismer (for eksempel "tak") som begrenser eller styrer denne risikofordelingen.

5.2.4.

Standardisering

Et feltutviklingsprosjekt må forholde seg til og oppfylle en meget stor mengde standarder og krav som spenner fra nasjonale regelverk, nasjonale standarder, bransjekrav og «de-facto» standarder utarbeidet av forskjellige organisasjoner, til internasjonale standarder og selskapsspesifikke krav. Ofte brukes lang tid på å tolke krav og på å håndtere motstridende krav i et feltutviklingsprosjekt noe som bidrar til økte kostnader og redusert konkurransedyktighet.

Forskjellige krav fra forskjellige prosjekt eller forskjellige selskap på det samme produktet gjør det også krevende for leverandørindustrien å standardisere produkter og produksjonsprosesser. Det er derfor ønskelig med mest mulig samsvarende og mest mulige internasjonale krav slik at produksjonsprosessene kan bli så effektive som mulig forutsatt at sikkerhets- og miljøkrav er oppfylt.

Harmonisering av krav er også en viktig forutsetning for å muliggjøre en effektiv digitalisering, noe som vil ha betydelig effekt på konkurransedyktigheten på norsk sokkel.

Hovedutfordringen er hvordan raskt få mer effektive og felles standarder på plass for norsk sokkel som fullt ut aksepteres av myndigheter, selskaper og ansattes organisasjoner samtidig som man forholder seg til og bygger videre på dagens standardiseringsarbeid

Se også kapittel 3.6. Økt bruk av NORSOK

6. Bakgrunn for anbefalinger innen drift

ANBEFALING:

DIGITALE TEKNOLOGIER – VIDEREFØRING AV INDUSTRI-SAMARBEIDET INNEN-FOR VEDLIKEHOLD OG MODIFIKASJON (V&M JIP) OG OG21

- Selskapene på norsk sokkel bør utforske og ta i bruk teknologien som er beskrevet i V&M JIP (samarbeid i industrien) og OG21 for å øke lønnsomhet og effektivitet i den grad piloter og øvrige resultater viser seg lønnsomme og energibesparende.
- Oppfølgingen av disse initiativene bør være systematiske og helhetlige over norsk sokkel og i regi av etablerte program som DEMO 2000 og Petromaks2.

FELLES DIGITALISERT ARBEIDSTILLATELSESSYSTEM

- Næringen bør sikre et felles digitalisert arbeidstillatelsessystem som inkluderer alle hjelpeprosesser (Sikker-Jobb-Analyse (SJA), isolering, og adgang til lukket område).
- Arbeidet må tilføres ressurser og forankring på tilstrekkelig høyt ledelsesnivå til å gjennomføre en slik prosess.
- Prosessen bør samtidig forbedre sikkerhetsnivået og effektivisere prosessen rundt godkjenning av arbeidstillatelser.

OPERASJONSSTØTTESENTRER FOR ØKT SIKKERHET, HØYERE VERDISKAPING OG REDUSERTE UTSLIPP

- Utvalget registrerer at aktører er godt i gang med å etablere operasjonsstøttesentre for å forbedre driften, hente ut effekter av tilstandsovervåking og prediktivt vedlikehold i dagens produserende anlegg og i fremtidige utbygginger.
 - Operasjonsstøttesentrene vil gi delt situasjonsforståelse og bedre samarbeid mellom aktørene i nåtid.
 - Gjennom avansert dataanalyse, kunstig intelligens og avanserte algoritmer benyttes data for å forbedre resultatene.
- Utvalget anser god fremdrift på dette som viktig for å sikre norske arbeidsplasser.

FELLES LOGISTIKK- OG BEREDSKAPSLØSNINGER

- Logistikk- og beredskapsprosjektet som ble satt i gang etter drøfting i Norsk olje og gass og ledes av AkerBP, videreføres nå som et samarbeidsprosjekt mellom operatørene.
- Operatørselskapene må åpne for mer deling og samarbeid rundt logistikk
- Videreutvikling av felles logistikk- og beredskapsløsninger bør gjennomføres innenfor partssamarbeidet.

ANBEFALING:

MARKEDSPASS FOR BEDRE OVERSIKT OG BRUK AV UTSTYR PÅ LAGER

- Det pågående industriprosjektet med en felles markedsplass for bedre oversikt og bruk av utstyr på lager bør fortsette. Industriprosjektet består av syv operatører og er ledet av Statoil.

REGELVERK FOR FREMTIDSRETTEDE LØSNINGER

- Regelverket og standardene må raskest mulig tilpasses nye teknologiske løsninger, slik at fremtidige krav og retningslinjer tar hensyn til mulighetene som digitale løsninger og fjernstyring fra land gir. Gjennom dette kan man sørge for effektiv og sikker innføring av nye teknologier.
- Aktørene bør aktivt benytte Petroleumstilsynets årlige oppdatering av regelverk og presentere endringsforslag der regelverket oppfattes som en hindring for modernisering av driftsmodeller og nye digitaliserte løsninger. Denne gjennomgangen må være forankret i trepartssamarbeidet.

6.1.

INNLEDNING

Etter år med økte driftskostnader og høyt aktivitetsnivå er kostnadsreduksjoner og økt effektivitet innen driftsområdet nå sterkt i fokus. Det er potensiale for reduserte driftskostnader og økt effektivitet ved økt samarbeid mellom hav og land, mellom operatører, mellom operatører og leverandører i bransjen, og ikke minst gjennom innføring av nye digitale løsninger.

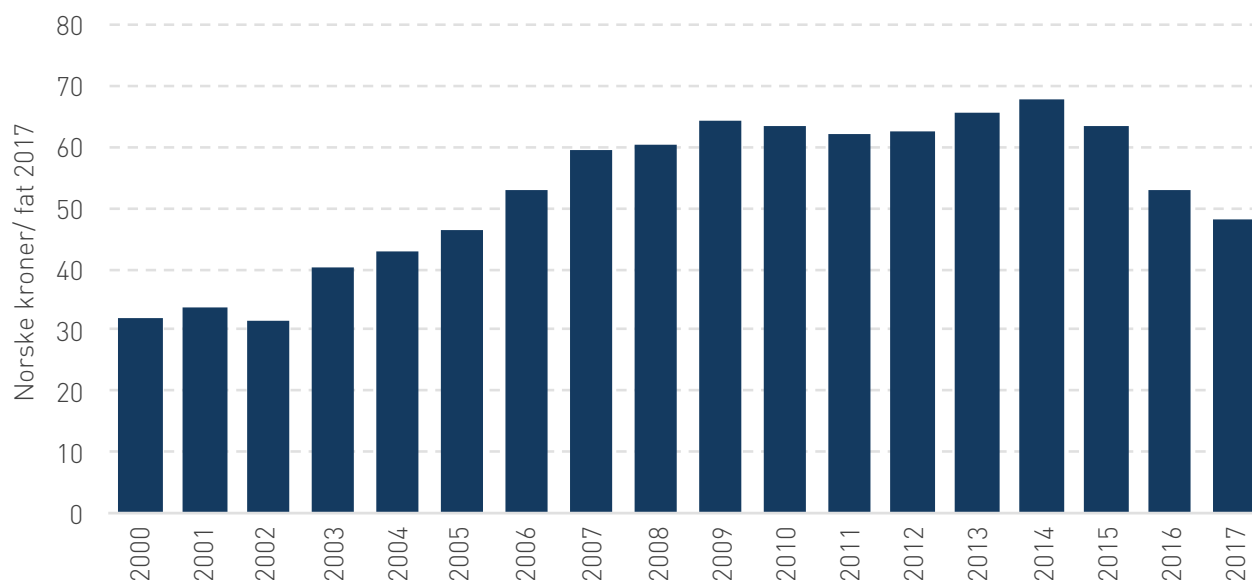
Driftskostnader består hovedsakelig av ressurskostnader til drift, vedlikehold og modifikasjoner samt logistikk kostnader. Ved reduksjon av driftskostnader forutsettes det at integriteten i anleggene styrkes gjennom forbedret styring av vedlikeholdet. Aktivitetsstyring og planlegging av drift- og vedlikeholdsoppgaver er sentralt for å oppnå varige kostnadsreduksjoner. For å oppnå reduserte driftskostnader og økt effektivitet må driftsmodellene utvikles i retning av:

- Økt samhandling mellom aktørene med systematisk deling og bruk av driftsdata til fastsettelse av vedlikeholdsbehov som gir riktig vedlikehold, bedre planlegging og forutsigbart/optimalt ressursbehov.
- Fellesløsninger innen logistikk som utnytter tilgjengelig kapasitet innen forsyning, beredskap og helikoptertransport
- Innføring av nye samarbeidsløsninger, datasikring må være ivare tatt når nye digitale løsninger innføres

- Systematisk innsats for å redusere energibehov i drift, mer effektiv bruk av energikilder og redusert fakling
- Kompetanseutvikling som er nødvendig for å øke attraktiviteten ved rekruttering til bransjen
- Implementere nye driftsmodeller for anlegg i drift der det er lønnsomt og teknisk mulig
- Redusert risikoeksponering gjennom reduksjon i bemanningen på land og offshore

Figur 6.1.

Driftskostnader på norsk sokkel 2000 – 2017 (Kilde: Rystad)



6.2.

FOKUSOMRÅDER

6.2.1

Digitale teknologier – videreføring av industrisamarbeidet innenfor vedlikehold og modifikasjon (V&M JIP) og OG21

Initiativene V&M JIP (samarbeid i industrien) og OG21 følges opp og videreføres i den grad erfaringene med initiativene fører til redusert driftskostnader, forbedret risikobilde og redusert energiforbruk. Flere av initiativene er i tidlig fase, og de positive effektene er ofte ikke demonstrert.

Det bør utarbeides en modell for risikoanalyse av HMS, ressursbruk og kvalitet over initiativets levetid der en analyserer, basert på erfaringer delt av aktørene fra pilotprosjekter, balansen mellom kostnad, HMS risiko og kvalitet.

V&M JIP har utviklet et «Veikart for digitalisering i MMO-industrien» der eksempelvis 3D-printing av deler er identifisert som et utviklingsområde. Det åpner seg nye muligheter for å redusere lagerhold hos operatør og leverandør samtidig som bruksområdene vil utvides. Det er behov for en evaluering av denne teknologien for å kartlegge muligheten for å ta dette i

bruk i olje- og gassindustrien, samtidig må det evalueres om 3-D printede deler tilfredsstiller kvalitetskravene for å ivareta sikkerhet, kostnader ved produksjon av deler i den skala som kreves og hvordan grunnlaget («Utskriftsfilen») gjøres tilgjengelig.

Figur 6.2.

Veikart for digitalisering fra V&M JIP



6.2.2

Operasjonsstøttesentre for økt sikkerhet, høyere verdiskaping og reduserte utlipp

I fremtidige driftsmodeller vil installasjoner og anlegg støttes fra operasjonsstøttesentre på land. Dette omfatter både prosessanlegget, sikkerhetssystemer og koordinering av all aktivitet innenfor innretningens sikkerhetssone samt tilknyttede anlegg (rørledninger og kabler).

Kompleksitet i anlegget og vedlikeholdsbehovet er styrende for kompetanse og bemanning.

Dagens løsninger er bygget på stedlig kontroll når det er personell på installasjonene. I fremtiden kan teknologi gi overvåking og deteksjon som bidrar til økt sikkerhet og høyere verdiskaping.

For å ivareta utviklingen av økt samarbeid og gjensidig utveksling av erfaring og kompetanse mellom hav og land, så bør den totale bemanningen på land

representere flere fagkategorier. Fremtidens ansatte vil få økt digital kompetanse og ferdigheter i drift av anleggene.

Vedlikeholdet vil i større grad være tilstands- og risikobasert med økende prediktivt vedlikehold basert på deling av utstyrs- og systemdata.

Kontinuerlig situasjonsforståelse kan styrkes ved hjelp av utstrakt bruk av ulike typer sensorer og kamertechnologi, både stasjonære og flyttbare (for eksempel montert på droner). Informasjon fra disse systemene, kombineres med informasjon fra kontrollsystemer, data fra tilstandsovervåking og informasjon fra operative støttesystemer for vedlikehold og logistikk.

Eksempler på dette kan være:

- Droner utstyrt med lydsensorer, gassdetektorer, ulike typer kamera (termisk, infrarødt, etc.) for fjernstyrt inspeksjon
- Fjernstyrte funksjonstester av ventiler og fjernstyrt prøvetaking for digitalisert analyse av hydrokarboner etc.
- Selvdiagnostiserende sensorer/ utstyr

- Kontinuerlig oppdatert og optimalisert operativ vedlikeholdsplan for å riktig prioritering, ved bruk av "planleggingsrobot", som utnytter og kombinerer informasjon fra relevante kilder.
- Feltarbeidere utstyrt med verktøy for informasjonstilgang og samhandling med tilgang til relevant informasjon ut fra rolle, arbeidsoppgave, lokasjon og operativt situasjonsbilde for økt sikkerhet og effektivitet.

For eksempel arbeidsflate ("Pad" og/ eller "briller") med 3-D modell for visualisering av aktivitet og utstyrsstatus i anlegget, varsel om alarmer i området med automatisert "pushing" av informasjon som markering av rømningsvei, relevant sikkerhetsutstyr og andre personer.

For å øke sikkerheten og effektiviteten i operasjoner på norsk sokkel vil ny teknologi bli testet ut og verifisert. Utviklingen må skje gjennom partssamarbeid.

6.2.3.

Felles digitalisert arbeidstillatelsessystem

Arbeid som skal gjøres i et produksjonsanlegg er i dag styrt av et digitalisert vedlikeholds- og inspeksjonsstyringssystem eller det er planlagte arbeider som har til hensikt å oppgradere eller forbedre anlegget. Typiske eksempler på sistnevnte arbeider er brønnintervensjoner, anleggsmodifikasjoner og oppgradering av styringssystemenes programvare. Alle aksjoner som skal gjøres i anlegget er underlagt et arbeidstillatelsessystem med unntak av noen få inspeksjonsrutiner som ikke krever fysisk inngripen i anleggets komponenter eller de utføres rutinemessig og er underlagt operasjonsprosedyrer som utføres av anleggets egne operatører.

Kontroll av arbeid i felt er ressurskrevende og legger beslag på store deler av tiden brukt på å utføre en jobb. Effektivisering av denne funksjonen har stort potensial. Samtidig er det grunn til å merke seg at dette verktøyet er underlagt et nødvendig strengt regime i form av nasjonale og selskaps-spesifikke krav. Systemet er en av de viktigste sikkerhetsbarrierene for å hindre ulykker. På norsk sokkel er systemet for arbeidstillatelser gradvis forbedret og standardisert gjennom mer enn 30 år.

Dagens system er i stor grad basert på skjemaer som gradvis har blitt digitalisert, men som saksbehandles som papirsystemer. Den norske standarden for arbeidstillatelser er utarbeidet gjennom tre-part

samarbeidet "Samarbeid For Sikkerhet", og utgitt som anbefalt retningslinje fra Norsk olje og gass, (anbefaling 088).

Det er i dag flere selskaper som arbeider med et mer effektivt og sikkert verktøy for arbeidstillatelser. Hovedprinsippene for dette arbeidet kan oppsummeres slik:

- Risikobildet knyttet til jobben synliggjøres tydelig
- Gyldighetsområdet er utvetydig (område, utstyr/system, tidsrom)
- Ansvar for godkjenning og utførelse er tydelig gjennom alle ledd
- Sjekklistene for sikkerhetstiltak er utformet slik at alle muligheter for faresituasjoner og tiltak blir vurdert
- Rekkefølgen i saksbehandlingen styres av systemet og er dokumentert og sporbart
- Informasjon i sann tid er tydelig og visualisert for alle involverte
- Kravene til dokumentasjon er ivarettatt med tanke på granskninger ved uhell
- Systemet er lagt opp slik at saksgangen ikke utgjør en flaskehals i arbeidsflyten på innretningen

Det ligger en effektiviseringsgevinst i å standardisere systemet på norsk sokkel ved at arbeidslag som ambulerer på flere produksjonsenheter for flere operatører gjenkjenner kravene og prinsippene og således har mindre behov for installasjonsspesifikke opplæringsprogrammer.

6.2.4.

Felles logistikk- og beredskapsløsninger

På norsk sokkel i dag er det et mangfold av aktører, både på operatør og leverandørsiden. Disse har ofte etablert samarbeid, både formelt gjennom avtaler og også uformelt gjennom oppståtte nettverk. Tilstedeværelsen og grunnlaget for slike samarbeid varierer stort og ser ut til å være basert på behov i enkeltprosjekter og aktiviteter, spesielt hos operatørene.

Det finnes gode eksempler hvor man har funnet områder og former hvor samarbeid fungerer veldig godt og fører til god kvalitet og effektivitet. Disse områdene innbefatter såkalte samarbeidspooler, hvor man deler utstyr; Subsea tool pool, turbinpool, etc.

Det er per i dag ingen retningslinjer for slike samarbeid for industrien som helhet, og samarbeid og deling oppstår tilsynelatende på grunnlag av enkeltavtaler seg imellom. På mange av områdene og elementene

som i stor grad påvirker driftskostnadene på norsk sokkel, ser man helt klart et stort potensial for å forbedre effektivitet og kvalitet, og dermed bidra til lønnsomhet, både på kort og lang sikt.

Logistikk er et område der betydelige effekter kan oppnås ved utstrakt samarbeid og deling. Områder som relativt raskt kunne gi synergier for norsk sokkel er:

- Helikoptertransport
- Landtransport, basetjenester, forsyningsfartøy

Logistikkløsninger er i dag stort sett felt- og aktivitetsspesifikke. Det foregår samarbeid og deling av ressurser i enkelte områder. Individuelle behov, både administrativt og kontraktuelt, kan være til hindringer for å etablere et utvidet samarbeid.

Effektiviteten innenfor logistikk har forbedret seg de siste årene, men utnyttelse av både baser og fartøy har fortsatt potensiale for forbedring og kan redusere kostnadene.

I tillegg til direkte deling av ressurser, vil man sannsynligvis kunne effektivisere og bedre kvalitet på tjenesten ytterligere ved hjelp av felles løsninger rundt digitale verktøy for sporing og kontroll på utstyr.

Logistikk er en betydelig kostnadsdriver i brønnlevereansen. Bransjen er preget av fragmenterte logistikkløsninger og lite samarbeid på tvers av selskapene. Størstedelen av transporten mellom leverandørene og forsyningsbasene foregår med godstransport på vei. Lite eller ingen samordning foregår mellom selskapene, med det resultat at mange kjøretøy går halvfulle langs kysten. For større logistikkoperasjoner, særlig mellom boreslamanleggene, blir sjøtransport benyttet. Det har vært gjort forsøk med regulær sjøtransport av boreutstyr langs kysten, men dette har stort sett strandet på grunn av kontraktuelle forhold, kort responstid, ekstra leietid på utstyr osv.

Digitalisering og delingsøkonomi har vist at man ved hjelp av relativt enkle teknologiske løsninger kan drastisk forbedre samhandling mellom ulike aktører på tvers av kommersielle enheter. Slike løsninger kan også benyttes i olje- og gassnæringen og vil kunne bidra til å bryte ned barrierer og legge til rette for mer effektivt samarbeid på tvers av selskapene.

6.2.5.

Markedsplass for bedre oversikt og bruk av utstyr på lager

En samlet olje- og gassnæring sitter på milliardverdier av utstyr på lager som kritiske reservedeler eller overskudd fra operasjoner (back-up utstyr). Flere aktører har i lengre tid kartlagt sin lagerbeholdning og lagt ut overskuddsmateriell for salg. I de ulike lisensene er utstyret lisensens eie, som oftest nedskrevet til null i verdi og blir liggende som død kapital.

Fra andre industrier og på andre kontinentalsokler har etablering av markedsplasser endret samhandlingsmønster for å ta i bruk slike verdier og redusere lagerbeholdninger.

I dag eksisterer det flere aktører på norsk sokkel, som også opererer innen dette segmentet, men de er i den spede begynnelse.

Et industriprosjekt (JIP) av syv operatører har foretatt en forstudie og kartlagt gevinst og muligheter ved felles markedsplass. Operatørene ønsker i neste fase å knytte til seg profesjonelle aktører.

Erfaringer fra andre kontinentalsokler er som følger:

- Markedsplassen systematiserer og katalogiserer alle lagervarene og gjør det synlig
- Det er viktig for suksess at alt utstyr blir katalogisert, selv om det ikke er til salgs. I de fleste tilfeller vil eventuelle salg/bytter basere seg på forhandlinger og diskusjoner. Volumet av varer er den største suksessfaktoren

Effekter:

- Det enkelte selskap får bedre bruk av eget utstyr på tvers av egne opererte lisenser
- Operasjoner hvor kritisk utstyr krever lang produksjonstid/ventetid blir løst ved å kjøpe ut (eventuelt erstatte) utstyr som er tilgjengelig på lager
- Rutiner for å sjekke lagerbeholdning før en kjøper nytt utstyr blir innført
- Standardiserte løsninger gjør at flere aktører etablerer felles lagerbeholdning som reduserer antall lagervarer
- Aktører begynner å designe løsninger for å bruke lagervarer der det er egnet som gir bedre økonomi
- På sikt, etablere en markedsplass som fungerer på tvers av alle aktører hvor lagervarebeholdningen er sterkt redusert, større tilgjengeligheten av nødvendig utstyr og behovsstyrt samhandling/deling

Risikoelement:

- Lagervarene må ha nødvendig dokumentasjon og tilstand for å ivareta oppgaven de skal utføre på en sikker og forsvarlig måte
- Det er ikke etablert kultur for bruk av lagervarer. De fleste opplever at nytt utstyr er bedre og har mindre risiko for feil
- Aktører vegrer seg for å legge varer på markedsplassen da de anser varen til ikke å være for salg. De er bekymret for å miste råderetten over utstyret
- Dersom aktører erfarer at bruk av varer fra markedsplassen ikke tilfredsstillende krav som settes til utstyret

7. Bakgrunn for anbefalinger innen tilgang og leting

ANBEFALING:

BEDRE LETERESULTATER VED DELING AV DATA¹

- Aktører innenfor tilgang og leting på norsk sokkel bør innen tre år ha tatt i bruk standarder og grensesnittprinsipper som gjør det mulig å dele informasjon og data i større grad enn i dag.
- Aktørene bør etablere et industrisamarbeid rundt styrt deling av data og som del av dette definere hvilke data som egner seg for og skaper merverdi ved deling på norsk sokkel (se også anbefalingen om initiativ for digitalisert samhandling).

OPPGRADERING AV DISKOS-DATABASEN

- Norske myndigheter bør oppgradere brukervennligheten i dagens Diskos-løsning og må samarbeide med industrien for å sikre interoperabilitet⁶³.
- Selskapene må se oppgraderingen av Diskos i tilknytning til overordnet digital strategi og sikre rett kompetanse i prosjektet (strategisk geologi og geofysisk [G&G] kompetanse, digital kompetanse og brønnkompetanse).

ENDRE TIDSPUNKT FOR TFO-UTLYSNING. SEISMISK MULTIKLIENT-AKTIVITET. SAM-X.

- Myndighetene bør vurdere å endre tidspunktet for tildeling av TFO-søknader slik at det er i bedre samsvar med sesongen for innsamling av seismiske data. Det betyr søknadsfrist for TFO i april/mai. Det pågående arbeidet i Norsk olje og gass for å samordne aktiviteten mellom olje- og gassnæringen og fiskerinæringen anses som svært viktig.
- Operatører i nabolisenser bør ha faste årlige møter der målet er å unngå mulig overlapp i seismikkinnsamling og kartlegge muligheter for eventuelle felles innsamlinger
- Operatører bør dele foreløpige innsamlingskart (omriss) på Sam-X så tidlig som mulig i planleggingsfasen for å unngå overlappende innsamling.
- Operatører må sikre at Norges Fiskarlag holdes oppdatert fra en tidlig planleggingsfase.
- Sam-X bør videreutvikles i henhold til spesifikke behov for oljeindustrien og fiskerinæringen.

⁶³ Interoperabilitet er en egenskap ved et produkt eller et system. Det innebærer at dets grensesnitt er fullstendig forstått, slik at det kan arbeide sammen med andre produkter eller systemer, nåværende eller fremtidige, i en hvilken som helst bruk eller tilgang, uten noen restriksjoner.

ANBEFALING:

STRATIGRAFISKE BRØNNER

- Olje- og gasselskapene gjennom Norsk olje og gass bør initiere en prosess hvor disse i samarbeid med myndighetene skal bore et sett med stratigrafiske⁶⁴ brønner med utfyllende geologiske og geofysiske data som gjøres tilgjengelig for alle selskapene på norsk sokkel
- Selskapene bør i fellesskap identifisere og gi et mandat til en aktør for boring av disse brønnene i tett samarbeid med myndighetene.

7.1

INNLEDNING

De store kostnadsdriverne innenfor leting er relatert til boring av letebrønner og kjøp av seismiske data. Det dreier seg om å skape lønnsomhet i investeringene, og om konkurranseskraft både innenfor kjøp av data og boring av letebrønner. Suksess innenfor leting er likevel knyttet til å finne ressurser i bakken, ikke bare å bore letebrønner så effektivt som mulig.

Brønnskostnadene representerer normalt 30 til 50 prosent av de totale utbyggingskostnadene og en tilsvarende andel av de totale levetidskostnadene til feltene på norsk sokkel.

I 2017 ble det påbegynt 36 letebrønner, som er noe under snittet for perioden 2000-2016 på 38. Det er vanskelig å gi gode anslag for letebehovet fremover, men tatt i betraktning at sannsynlighet for nye store funn synker med tiden er det en rimelig antagelse at man bør minst ligge på historisk gjennomsnittlig aktivitet i den neste 10-15 års perioden.

Samlet betyr dette at aktivitetsnivået målt i antall brønner per år minst bør ligge på dagens nivå fram mot 2030 for at sokkelen skal kunne levere på Oljedirektoratets prognoser. En viktig forutsetning for at det skal skje er imidlertid at bransjen klarer å finne nok konkurransedyktige brønnmål (i en internasjonal målestokk), at man klarer å levere minst den forventede produksjonen ut av hvert mål, og at brønnen leveres til en kostnad som forsvarer investeringen.

7.2

Perspektiver frem mot 2025

Antall funn på norsk sokkel har gått noe ned de senere år, men det mest bekymringsverdige er mangelen på store funn (se figur 2.13). Denne utviklingen er det mange i industrien som tror vil fortsette i den modne delen av norsk sokkel, og det er derfor viktig å holde et jevnt og forutsigbart tempo ved tildeling av nye områder for petroleumsaktivitet, både når det gjelder nummererte konsesjonsrunder og tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO).

Sett med bakgrunn i fallende oljeproduksjon i Norge, er leting veldig viktig for å påvise nye ressurser for fremtidige feltutbygginger og opprettholde produksjon. Mangfoldet av selskaper på norsk sokkel har skapt økt konkurranse og antall letebrønner har gått opp på norsk sokkel etter innføringen av lisensrundene. Norsk sokkel kan generelt deles opp i modne og umodne områder basert på antall funn og produserende felt. Nordsjøen er den mest modne delen av norsk sokkel, og Barentshavet mangler i stor grad infrastruktur bortsett fra Hammerfest-bassenget. For å opprettholde produksjonen og leteaktiviteten etter 2025 må næringen få tilgang på nye letearealer.

7.2.1

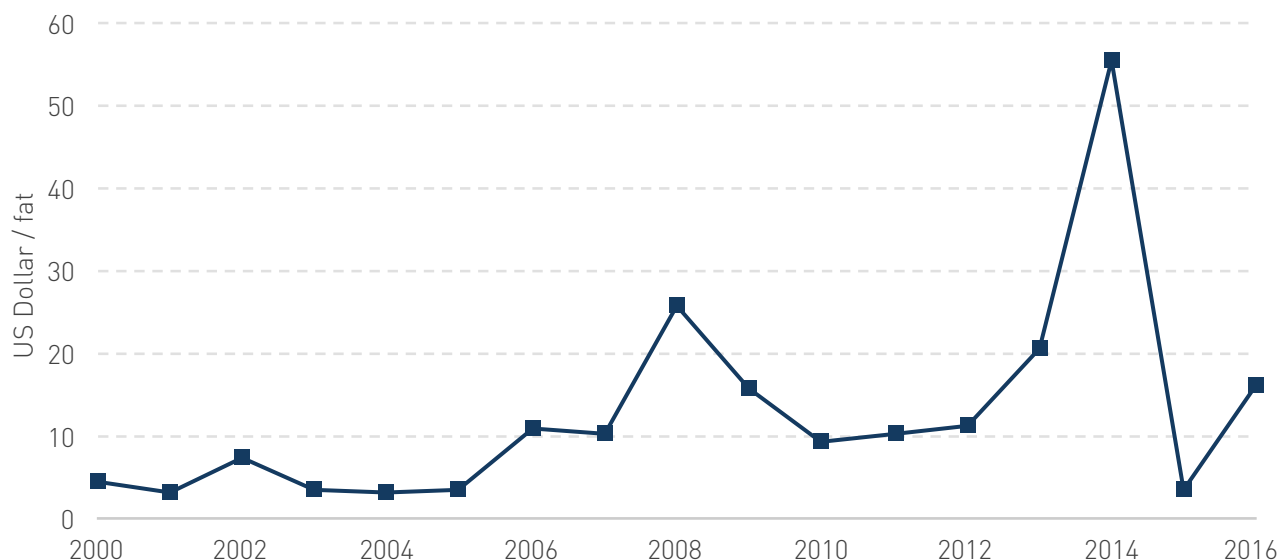
Pågående forbedringsinitiativer

Et konkret mål for å redusere kostnadene innenfor letning har vært å få ned funnkostnaden per fat.

⁶⁴ Stratigrafiske brønner er grunne brønner hvor hensikten er å gi økt geologisk kunnskap om et område.

Figur 7.1.

Gjennomsnittlig funnkostand USD/ fat for selskapene Exxon Mobil, Shell, Total, Eni, Statoil, Repsol, ConocoPhillips, Hess, Lundin and OMV i Europa (Kilde: I.H.S Markit)



De store kostnadene innenfor leting er i hovedsak relatert til boring av letebrønner og kjøp av seismiske data, og ekstra fokus har vært på reduksjon av borekostnader i perioden fra 2014 til 2017. Dette er beskrevet videre innenfor boring og brønn, men tett samarbeid mellom leting og boring & brønn har vært med å øke lønnsomheten til brønnleveransene gjennom god brønnplanlegging, enklere design og forenklet datainnsamling.

Andre forbedringsaktiviteter inkluderer:

- Pågående forbedringsaktiviteter innenfor Forum for letesjefer (EMF) i Norsk olje og gass, med fokus på blant annet seismikkinnsamling, TFO-prosessen og forenklinger og Sam-X.
- Standardisering av samarbeidsavtaler (AMI) og CA har vært konkrete tiltak innenfor NORSOK. Det har gjort det mulig å mer effektivt få avtaler på plass mellom selskapene under lisensrunder.
- Digitalisering i de individuelle selskapene og forskning- og utviklingsaktiviteter.

7.3.

FOKUSOMRÅDER

7.3.1.

Bedre leteresultater ved deling av data

Deling av data er et krevende tema innenfor leting. Det er viktig at bransjen utfordrer seg selv på hva som strengt tatt er sensitivt også innenfor leting. For norsk sokkel som helhet vil tilleggsinformasjon kunne øke både funnsannsynlighet og attraktivitet. Generelt sett har deling av data via Oljedirektoratets hjemmesider og bruk av Diskos-databasen representert en suksess på norsk sokkel. Det er lett å få tilgang til overordnet brønninformasjon og det er tilgjengelig også store mengder med seismiske data.

Det anbefales derfor at aktører innenfor tilgang og leting på norsk sokkel bør innen tre år ha tatt i bruk standarder og grensesnittprinsipper som gjør det mulig å dele informasjon og data i større grad enn i dag.

Aktørene bør etablere et industrisamarbeid rundt styrt deling av data og som del av dette definere hvilke data som egner seg for og skaper merverdi ved deling på norsk sokkel (se også anbefalingen om initiativ for digitalisert samhandling).

Industrisamarbeidet bør bygges i flere steg:

- **Datadeling.** Det første steget er å definere hvilke data som er sensitive for hver enkelt aktør. Sensitive data kan være undergrunns data fra fasen før tildeling av lisenser samt noe av dataene fra letebrønner. De enkelte selskap må selv definere hvilke data som gir dem komparative fortrinn. Det er forskjellige syn på hvilke data som er sensitive eller ikke. Utvalget mener at denne diskusjonen er viktig i seg selv. Styrt deling av data skal medføre større mulighet for funn og større effektivitet i aktivitetene.
- **Datakonvensjoner.** Standardisering av formater og prinsipper for å oppnå skalaeffekter og nødvendig kvalitet i datasettet.
- **Data infrastruktur.** Infrastruktur som effektivt tilrettelegger for utveksling av data. På norsk sokkel er det flere muligheter når det gjelder tilgang på høyhastighets dataoverføring og leverandører som er langt fremme globalt.

Viktige faktorer i samarbeidet må være:

- Mengden av data er viktig for å ta ut effekter med Big Data-analyse. Styrt deling av data må sikre at det gir forretningsmessig verdi for alle aktørene. Det må etableres en styringsstruktur internt i industrisamarbeidet
- Deling av felldata må koordineres mellom myndigheter og selskaper
- Der det er av forretningsmessig verdi kan det samles inn ikke-kommersielle data som:
 - G&G data, laboratoriedata, utvinningsfaktorer, teknologiprestasjoner og trykkavlastningsplaner som kan lede til raskere modning og bedre løsninger for screening av undergrunns prosjekter

7.3.2.

Oppdatering av Diskos databasen

I dag bruker de fleste selskaper som jobber med leting på norsk sokkel, Diskos-banken. Diskos er en digital bank for geologi og geofysikk-data (G&G) og rapporter, og er lokalisert i Stavanger og driftes av selskapet CGG.

I databanken ligger seismikk-, brønn- og produksjonsdata, og noen rapporter tilknyttet disse dataene. Medlemmer av Diskos har tilgang til applikasjon som viser data selskapet har tilgang til. Data kan bestilles for nedlasting via FTP (nett). Rapporter kan også leses direkte fra Diskos applikasjonen.

Operatører på norsk sokkel er ansvarlig for å rapportere blant annet seismikk-, brønn- og produksjonsdata

og rapportere dette til myndighetene (OD). Dette gjøres for disse datatypene ved å sende dataene til Diskos og gi OD tilgang.

Lisenspartnere og andre Diskos medlemmer som har rettigheter, får også tilgang til dataene i Diskos. Data blir frigitt etter gjeldene regler satt av myndighetene, og rettigheter settes av Diskos operatør. Pr. i dag så må en logge seg på Diskos og bestille data enten via FTP (via nettet) eller be om data på USB disk for forsendelse. Mye av dagens kommunikasjon for seismikk skjer med USB disk fra seismikk selskap (innsamling/prosessering) direkte til oljeselskapene før data blir lagt inn i Diskos for å spare tid.

Det brukes en del tid på kvalitetskontroll, innlegging av data og sette riktig tilgangsrettigheter for de som skal ha tilgang til dataene før data er tilgjengelig i Diskos. Det kan gå fra 1-3 dager (avhengig av størrelsen på surveyet) fra en bestiller data fra Diskos bestillingssystem til G&G-brukeren har data klar for tolkning i sitt tolkningsverktøy. I enkelte tilfeller hvis datasettet er stort, kan det ta enda lengre tid. Store datasett blir overført til USB disk fra Disko for fysisk distribuering.

En oppdatering av Diskos-løsningen bør sikre en mer sømløs og effektiv brukeropplevelse:

- Flyten av rådata må økes og systemet må eliminere kø og venting for bestilling, ned- og opplasting av data.
- Systemet og linjekapasiteten må være dimensjonert for å ivareta fremtidige behov.
- Det bør vurderes hvordan Diskos kan videreutvikles til å støtte bransjens behov for stordata analyse, planlegging og gjennomføring av brønnleveranser.

7.3.3.

Endre tidspunkt for TFO-utlysning. Seismisk multiklient-aktivitet. Sam-X.

TFO-utlysning og tildeling er regulert av myndighetene. Seismikk sesongen er bestemt av vær, gyteaktivitet og fiskeriaktivitet. En større seismikk innsamling bør ikke starte sent i sesongen på grunn av begrensninger i tidsvinduet.

Nåværende tidspunkt for TFO-tildeling (januar, men lisensen er ikke aktiv før februar/mars) gir liten tid for utredning av lisensenes behov, planlegging og forberedelser i henhold til et optimalt tidsvindu for seismisk innsamling.

Nylig tildelte lisenser har ikke planer klar og multi-klient leverandører legger derfor overlappende planer for innsamling av seismikk, som igjen kan medføre reaksjoner fra fiskeriorganisasjonene.

En revidert tidsplan vil gi rom for bedre planlegging og samhandling samt ferdigstilte prosessert seismikk tidligere i lisensarbeidet.

Sam-X

Statistikk fra Oljedirektoratet viser en høy grad av kanseleringer samt endringer i seismiske program. Dette er uheldig for samhandling med fiskeindustrien og har medført interesse-konflikter i flere registrerte tilfeller.

Sam-X er et viktig verktøy for planlegging og koordinering av seismiske innsamlingsprogrammer mellom oljeselskapene og seismikkleverandører, samt å dele sanntidsinformasjon med fiskeindustrien.

Når Oljedirektoratet mottar melding om et seismikkprogram legges omrisset/polygonet ut på SAM-X, dersom operatør ikke har gjort dette allerede. Dette ansees som markedsføring av seismikkleveranser samt at leverandørene ønsker synliggjøring for å unngå innsamling i samme område av konkurrentene.

Planene kunngjøres samtidig også til fiskeindustrien. For Fiskarlaget og fiskeriene tolkes dette ofte som om store deler av utlyste områder skal dekkes av seismikk. Dette skaper interessekonflikt, misforståelser og unødvendig forstyrrelser mellom partene. Realiteten etter forhandlinger med oljeselskapene er ofte et endret omfang, mindre utbredelse, eller til og med kansellering av programmet. Kommunikasjon mellom fiskeindustrien og seismikkindustrien bør foregå på mere realistiske planer.

Sam-X trenger videreutvikling i henhold til spesifikke behov for oljeindustrien og fiskerinæring. Bedre synkronisering er nødvendig. Tidlig kunngjøring bør ikke gå ut til offentligheten. Endelige planer skal publiseres tidligst 5 uker før oppstart. Alle planer i Sam-X bør ha en utgått-dato.

7.3.4.

Stratigrafiske brønner

Mellom 1982-1993 ble over 50 grunne brønner boret av Institutt for kontinentalundersøkelser (IKU) over hele sokkelen. Informasjon fra disse brønnene har vært meget verdifull i arbeidet siden og har ført til en betydelig økning i geologisk kunnskap for oljeselskapene.

På dagens sokkel er det flere områder med store geologiske spørsmål som er ubesvarte.

Letesuksessen er på et lavt nivå sammenlignet med fortiden og leteselskapene trenger nye ideer for å erstatte de produserte volumene.

Risikoen knyttet til testing av 'frontier' prospekter er ofte for høy til at slike muligheter blir boret. Både i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet finnes det områder med få brønner og høy leterisiko.

Forslaget er å bore et antall brønner på flere plasser på sokkelen for å samle inn geologiske og geofysiske data. Dette vil føre til økt kunnskap for fremtidig leting som vil lede til flere funn og færre tørre brønner.

Dette betyr en fremtidsvisjon med et sett med stratigrafiske brønner med utfyllende geologiske og geofysiske data som er tilgjengelig for alle selskapene på norsk sokkel.

- Brønnene skal plasseres på geografiske lokasjoner med manglende geologisk kunnskap i dag for eksempel Stordbassenget.
- Hensikten med brønnene er ikke å finne olje/gass akkumulasjoner, men å svare på kritiske spørsmål relatert til leting i fremtiden. Dette vil ofte være knyttet til spørsmål om kildebergart og modenhet eller tilstedeværelse og/eller kvalitet av reservoar.
- Denne typen informasjon vil være svært verdifull for videre leting og vil hjelpe til å realisere nye letemodeller og redusere risiko ved letebrønner i disse områdene.

For å realisere dette må en gruppe av oljeselskaper og myndighetene arbeide sammen.

- Partene må bli enige om en forretningsmodell for disse brønnene – hvem betaler hvor mye, og en skisse av verdiene som kan skapes med en slik borekampanje.
- Når forretningsmodellen er etablert må det besluttes hvor mange og hvor brønnene skal plasseres. Dette vil bli en krevende prosess siden ulike selskaper har ulike interesser. Det vil kreve tett samarbeid mellom de ulike aktører og myndighetene for å skape maksimal verdi for Norge så vel som den enkelte interessent.
- Riggselskaper må bli kontaktet og modellen for hvem som opererer brønnene, og hvem som har det overordnede operasjonsansvaret, må besluttes.
- Finansielle modeller for fremtidig tilgang til dataene for eventuelt nye selskaper må også lages for å sikre at dette tiltak føre til økt interesse for norsk sokkel i den globale olje og gass industrien.

Vedlegg 1: Prosjektbeskrivelse: Utvalgets mandat, struktur og metodikk

1.1.

OPPNEVNING OG SAMMENSETNING AV UTVALGET

KonKrafts Råd satte 31. januar 2017 ned et utvalg for prosjektet «Konkurranseskraft – norsk sokkel i endring». Utvalget skal levere sine endelige anbefalinger til KonKrafts råd innen 1. januar 2018.

KonKrafts råd vil ta stilling til utvalgets forslag og anbefalinger når utvalget har sluttført arbeidet sitt.

Rådet ønsket et utvalg og en utvalgsleder med bred kunnskap om olje og gassnæringene, og med solid industriell og faglig bakgrunn. Utvalget skulle ha medlemmer fra KonKrafts deltakende organisasjoner og bedrifter.

Utvalgets sammensetning:

- Walter Qvam, leder av utvalget
- Jannicke Nilsson, konserndirektør, Statoil
- Alv B. Solheim, teknisk direktør og visedirektør, Wintershall Norge
- Atle Tranøy, konserntillitsvalgt, Aker ASA
- Hans-Christian Gabrielsen, leder, LO
- Lill Heidi Bakkerud, nestleder, Industri Energi
- Jan Arve Haugan, konsernsjef, Kværner
- Linn Cecilie Moholt, administrerende direktør, Carsten Moholt (frem til 13. november 2017)
- Jakob Korsgaard, administrerende direktør, Maersk Drilling Norge AS
- Monica Bjørkmann, administrerende direktør, Subsea 7 Norway
- Ann-Christin Andersen, digitalsjef, TechnipFMC global (fra 13. november 2017)

Prosjektet har mottatt finansiell støtte fra Olje- og energidepartementet (OED) på 2,5 millioner. OED har gjennom hele prosjektperioden hatt mulighet til å være observatør i møtene til utvalget og arbeidsgruppene. Utvalgets medlemmer har utført arbeidet ved siden av sine ordinære stillinger og verv.

Kvinneandelen i utvalget er 40 prosent.

Prosjektet har gjennom hele perioden hatt et sekretariat på tre personer.

Sekretariat for prosjektet:

- Ståle Tungesvik, prosjektleder (fristilt på fulltid fra sin ordinære stilling i Statoil).
- Roger Pedersen, sekretariatsleder i KonKraft
- Inger Hoff, rådgiver i KonKraft

1.2

UTVALGETS MANDAT FRA KONKRAFTS RÅD FRA 31. JANUAR 2017

Bakgrunn

Siden årtusenskiftet har norsk sokkel vært gjennom en periode med sterk investeringsvekst og kraftig økende kostnader, drevet av høy aktivitet og økende olje- og gasspriser. Lavere olje- og gasspriser de siste årene har – sammen med høyt kostnadsnivå – ført til en situasjon med lavere aktivitet, permitteringer og oppsigelser, og dermed mye arbeid for å få kostnadene ned og konkurranseskraften opp.

Sammensetningen av aktører på sokkelen har også gått gjennom store endringer. Etter innføringen av TFO-ordningen og letefusjonsordningen tidlig i 2000-årene etablerte mange mellomstore og små oljeselskap seg i Norge, og tildelings- og leteaktiviteten var kraftig stigende. I dag er leteaktiviteten og funnsuksessen fallende, bransjen er preget av konsolideringer, og det er redusert interesse for norsk sokkel fra flere store, internasjonale aktører. I tillegg blir det færre av de rene leteselskapene.

Klimaavtalen i Paris har ført til mye høyere krav og forventninger til reduksjon i klimagassutslipp og til at olje- og gassbransjen må dreie virksomheten i en mer klimavennlig retning.

Samtidig opplever verden stor teknologisk og kommersiell utvikling, ikke minst når det gjelder informasjonsteknologi og material- og produksjonsteknologi. Dette har åpnet for automatisering og fjernstyring av viktige prosesser i petroleumsindustrien og innenfor fabrikasjon av komponenter og anlegg. Dette har sammen med globale gjennomføringsmodeller bidratt til store endringer i forretningsmodeller, arbeidsformer og arbeidsverktøy, bemanning, logistikk og transport. Samtidig blir det arbeidet mye med modernisering av tekniske standarder og industrialisering i hele verdikjeden.

I denne situasjonen ser en samlet olje- og gassbransje behovet for varige effektivitets- og kostnadsforbedringer gjennom ulike tiltak og bedre samhandling. Målet er å sikre fortsatt høy aktivitet på norsk sokkel, hvor bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk verdiskaping ligger i bunnen. Det er avgjørende at de tiltakene man setter i verk, gir varig og langsiktig virkning. Også myndighetene har uttrykt tydelige forventninger til at industrien må gjøre det som er mulig for å sikre denne næringens og selskapenes langsiktige framtid i Norge.

På den bakgrunn vil KonKraft med dette prosjektet bidra til å sikre fortsatt konkurransekraft for en sokkel i endring.

Formål

Formålet med prosjektet er å sikre verdiskaping, arbeidsplasser og global konkurransekraft for den norske olje- og gassnæringen på lang sikt. Viktige oppgaver vil være å

- sikre at kostnadsreduksjoner og tiltak fører til reelle, varige og langsiktige endringer
- sikre et aktivitetsnivå som opprettholder og videreutvikler den norske kompetanse- og leverandørklyngen
- sørge for at høy norsk andel er attraktivt både av bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske hensyn
- foreslå nødvendige forbedringer i rammebetingelsene overfor myndighetene
- anbefale tiltak fra bransjen og fra myndighetene for å realisere samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter
- foreslå kortsiktige tiltak dersom det gir grunnlag for å sikre langsiktig verdiskaping
- ivareta relevante deler av handlingsplanen for «Veikart for norsk sokkel – verdiskaping og reduserte klimagassutslipp på norsk sokkel fram mot 2030 og 2050»
- øke bruken av digitale løsninger, automatisering og robotisering
- øke innsatsen innen standardisering, forenkling og industrialisering

- øke kostnadseffektiviteten i virksomheten til olje- og gassnæringen
- styrke samarbeidet mellom operatører og leverandører gjennom økt samhandling, effektive grensesnitt, gjenbruk av løsninger og erfaringsoverføring

Tidsplan

Prosjektet starter opp 31. januar 2017 og skal avsluttes innen utgangen av 2017.

Organisering

Forslag til organisering av arbeidet:

- KonKrafts råd gir mandat for arbeidet og oppnevner et utvalg som har bred kunnskap om næringen, inkludert en utvalgsleder.
- Utvalget skal ha medlemmer fra KonKrafts deltakende organisasjoner og bedrifter. Det kan også oppnevnes andre medlemmer med relevant faglig eller industriell bakgrunn. OED får tilbud om å være observatør i utvalget.
- Utvalget skal ledes av en profilert og erfaren næringslivsleder som kjenner næringens utfordringer, og som kan skape engasjement og nasjonal oppmerksomhet rundt prosjektets mål, aktiviteter og resultater.
- KonKrafts sekretariat gir administrativ og praktisk støtte til utvalget. Sekretariatet styrkes midlertidig med en person med bred erfaring fra næringen. Norsk olje og gass vil være arbeidsgiver, eventuelt kontraktpartner, og sørge for kontorfasiliteter.
- Utvalget setter ned underutvalg/arbeidsgrupper etter behov.
- Det skal etableres samarbeid med OG21, Maritim21, det pågående arbeidet med revisjon og oppdatering av NORSOK-standardene, standardkontraktstyret og så videre.
- Det stilles ikke krav til at utvalgets rapport skal representere en konsensus i næringen.
- KonKrafts råd vil ta stilling til utvalgets forslag og anbefalinger når utvalget har sluttført sitt arbeid.
- Utvalget skal levere sin endelige tilråding innen 1. januar 2018.

1.3

UTVALGETS ARBEID

Utvalget har hatt 8 heldagsmøter. Eksterne bidragsytere har vært invitert (se liste).

- **Utvalgsmøte 1:** 16. februar 2017, Oslo.
- **Utvalgsmøte 2:** 3. april 2017, Oslo.
 - Rune Fjelstad, administrerende direktør, Sparebank 1 BV.
 - Alexandra Beck Gjørsv, administrerende direktør, SINTEF.
- **Utvalgsmøte 3:** 22. juni 2017, Oslo
 - Lederne fra arbeidsgruppene presenterte status og utvalget gav tilbakemeldinger.
- **Utvalgsmøte 4:** 31. august 2017, Stavanger.
 - Anita Stenhaug, leder for arbeidsgruppe drift, Statoil
 - Hildegunn T. Blindheim, direktør klima og miljø, Norsk olje og gass.
- **Utvalgsmøte 5:** 17. oktober 2017, Stavanger
 - Rystad Energy
 - Torbjørn F. Folgerø, VP Digital, Statoil
 - Karl Johnny Hersvik, administrerende direktør AK BP
 - Lederne fra arbeidsgruppene presenterte status og utvalget gav tilbakemeldinger.
- **Utvalgsmøte 6:** 6. desember 2017, Oslo
- **Utvalgsmøte 7:** 14. desember 2017, Oslo
- **Utvalgsmøte 8:** 3. januar 2017, Oslo

Utvalget satte med bakgrunn i sitt mandat ned fire faglige partssammensatte arbeidsgrupper for å kunne danne seg et helhetlig bilde av bransjens bredde og dybde innenfor de ulike fagfeltene. Disse arbeidsgruppene var tilgang og leting, brønnleveranse, feltutvikling, og drift. Gruppens bidrag har hatt stor verdi for utvalgets anbefalinger til KonKrafts råd.

Arbeidsgruppene har hatt en hyppig møteaktivitet. I regi av prosjektets sekretariat har det vært avholdt tre fellesgruppemøter, med eksterne foredragsholdere. I tillegg har arbeidsgruppene selv strukturert sitt eget arbeid, med eksterne foredragsholdere, og ved behov opprettet egne undergrupper.

Dette er en fullstendig oversikt over fellesmøtene i regi av sekretariatet og eksterne foredragsholdere på møtene:

- **Fellesmøte 1:** 18 mai 2017, Stavanger.
 - Ander Brun, leder olje- og gass, McKinsey Company
 - Pål Wæhle, prosjektleder, Toppindustrisenteret
- **Fellesmøte 2:** 22. August 2017, Stavanger.
 - Hildegunn T. Blindheim, direktør klima og miljø, Norsk olje og gass.

- Torbjørn F. Folgerø, VP Digital, Statoil
- Lennart Christensson, Digital Product Leader APM/OEM, GE Digital.
- **Fellesmøte 3:** 28. September, Stavanger.
 - Torger Rød, SVP, Head of Project Development, Statoil.
 - Per- Arne Røstadsand, leder sektorstyret petroleum, Standard Norge.
 - Christopher Sveen, advokat innenfor feltet standardkontrakter og innkjøpsbetingelser, Haavind

1.3.1.

Avgrensninger i utvalgets arbeid

KonKraft ga i 2016 ut to rapporter: «Nordover – norsk sokkel i endring» og «Klima – norsk sokkel i endring». Den førstnevnte rapporten tar for seg KonKraft-organisasjonenes felles syn på hvor viktig det er å ta i bruk det økte mulighetsrommet i nord. Formålet er å sikre verdiskaping, robuste kompetansemiljø og ivareta sysselsetting. Den andre beskriver hvordan norsk petroleumsnæring kontinuerlig arbeider med å redusere klimautslippene. Her blir det omtalt hvilke fremtidsmuligheter for vekst og utvikling som ligger i å ta i bruk gode klimaløsninger, basert på kompetansen til den norske petroleumsnæringen.

Disse to rapportene har satt rammene for utvalgets arbeid. Flere av temaene i rapportene sammenfaller med utvalgets mandat og har følgelig ikke blitt behandlet på nytt. Utvalget har derimot vist til KonKrafts tidligere arbeid og har ved behov kommet med ytterligere anbefalinger.

Utvalget har ikke foreslått tiltak som er knyttet til tariffoppgjørene mellom partene, for eksempel rotasjonsordningen 2–4.

De fiskale rammevilkårene har betydning for attraktiviteten til norsk sokkel. Endringer har ikke vært en del av mandatet og er heller ikke foreslått fra utvalget.

Utvalget har valgt å legge vekt på anbefalinger rettet mot næringens aktører og organisasjoner.

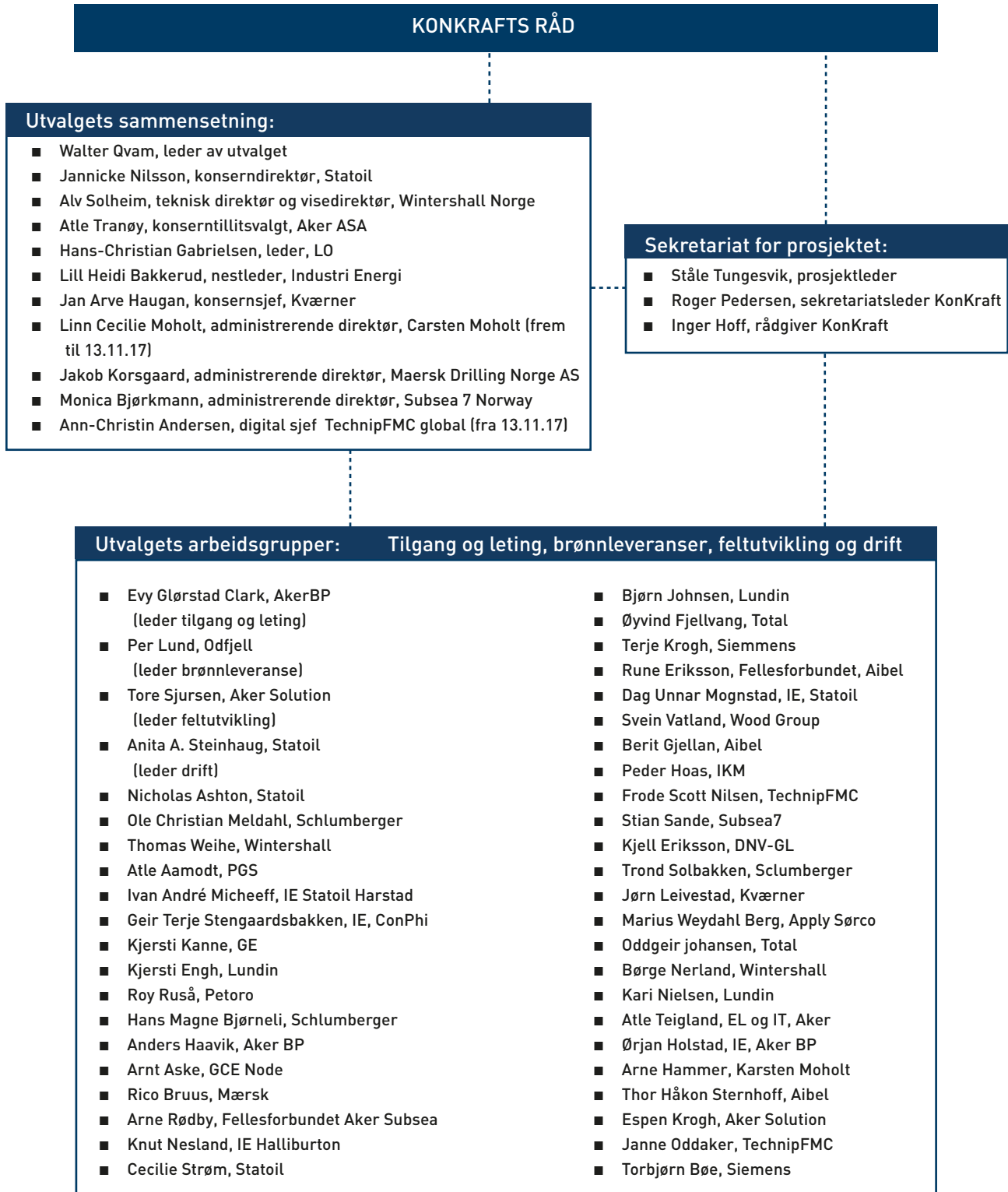
1.4.

ORGANISERING AV PROSJEKTET

Prosjektorganisasjonen har vært omfattende, og nærmere 60 personer fra bransjen har vært involvert. Organiseringen av prosjektet er illustrert i figur v1.1

Figur v.1.1

Prosjektorganisasjonen. (Kilde: Konkraft)



Prosjektets mandat er omfangsrikt, og det viser bredden og spenningene i den norske olje- og gassnæringen. En dynamisk tilnærming har derfor vært hensiktsmessig fordi dette gjør det mulig å korrigere arbeidet fortløpende, gjennom dialog og samspill med en rekke aktører på ulike arenaer.

Prosjektledelsen har gjennom hele arbeidsprosessen søkt å være åpen og utadrettet. Foreløpige tanker og status i arbeidet har blitt delt fortløpende. Gjennom prosjektperioden har arbeidet vært presentert og diskutert på over 200 ulike arenaer.

1.5.

Teoretisk rammeverk

Den norske olje- og gassnæringen er en konkurransedrevet industri, men samarbeid er vanlig på norsk sokkel slik det er i alle andre bransjer. Enkelte bransjer har imidlertid kommet lenger enn olje- og gassbransjen i å øke effektivitet og produktivitet innad i bransjene totalt sett. Dette har de oppnådd ved å arbeide mye med å fjerne ineffektivitet og tids-/kostnadstap i grensesnittene mellom aktørene og leddene i verdi- og leverandørkjedene. På mange måter har disse bransjene bygget en samhandlingsmodell (engelsk collaboration) som går ut over det man oppnår i et samarbeid (engelsk cooperation).

En samhandlingsmodell innebærer, som navnet tilsier, at de ulike aktørene handler sammen. Det vil si at modellen griper inn i alle de deltakende virksomhetenes forretning, ansvarsutstrekning, risiko, insentiver, lønnsomhet og drift. Over tid fører dette til endringer i hvilke aktører som bidrar med hva i en verdi- eller leverandørkjede, og hvordan dette håndteres kommersielt. Slike modeller er bedre i stand til å realisere effektivitets- og produktivitetspotensial enn en klassisk samarbeidsmodell – hvor det å «arbeide sammen» er kjernen, selv om et godt samarbeid selv sagt også gir gevinster.

Mandatene til utvalget innbyr til å utfordre det tradisjonelle handlingsmønsteret og tankesettet i olje- og gassnæringen. Olje- og gassnæringen er ikke en isolert bransje, men den har også enkelte særtrekk. Mange av de utfordringene og mulighetene bransjen opplever, kan de lære av fra andre bransjer. Når det gjelder digital samhandling har prosjektet, der det er naturlig, hentet inspirasjon og erfaringer fra banknæringen gjennom Digital Norway.

Metodikken har bestått av fem deler: 1) den industrielle logikken, 2) samhandlingslogikken, 3) faset tilnærming, 4) helt sammen, på samme måte, hver for seg, og 5) veikart:

1. "Den industrielle logikken":

Denne tilnærmingen har bransjen god erfaring med. Essensen i metoden er at samhandling dels handler om å forme en industriell logikk eller en strategi for bransjen om hvor potensialet for prestasjonsforbedringer ligger, og hva som må gjøres av tiltak for å forløse det. Dette er sammenhenger som det er relativt enkle for aktørene i bransjen å forstå og bli enige om, og utvalgets arbeid påviser mye slikt potensial på norsk sokkel.

2. "Samhandlingslogikken":

Like viktig, men noe mindre intuitivt, er det at man må utforme en samhandlingslogikk for å forløse potensialet. Dette handler om å skape en trygg ramme for å handle sammen, for eksempel i form av styringsmodell, insentiver og spilleregler som gjør at aktørene faktisk deler også det som det er krevende å dele. Samarbeid brukes der hver enkelt aktør setter mål, tildeler ressurser og tar beslutninger i foretaket, og utøver samarbeid i grenseflatene mot andre aktører innenfra og ut. Når aktørene samhandler, arbeider de vesentlig mer på tvers av selskapsgrensene og setter mål, tildeler ressurser, styrer og tar beslutninger sammen som en kontinuerlig prosess, i enheter som mer eller mindre formelt er skapt mellom aktørene.

3. Faset tilnærming:

Erfaringene peker også på at samhandlingen går i faser, der en tidlig koalisjon av noen aktører tar initiativ til å samhandle, utforsker potensialet, sjøsetter initiativet og bygger samhandlingslogikken og det som skal til for å realisere potensialet.

4. Helt sammen, på samme måte, hver for seg:

En viktig innsikt som også erfaringene fra samarbeidet mellom bankene viste, er at grad av samhandling er en funksjon av synergier som på den ene siden kan høstes ved å samhandle, og av aktørenes behov for integritet eller uavhengighet på den andre siden (se figuren nedenfor, tilpasset fra Haspeslagh og Jemison 1991).

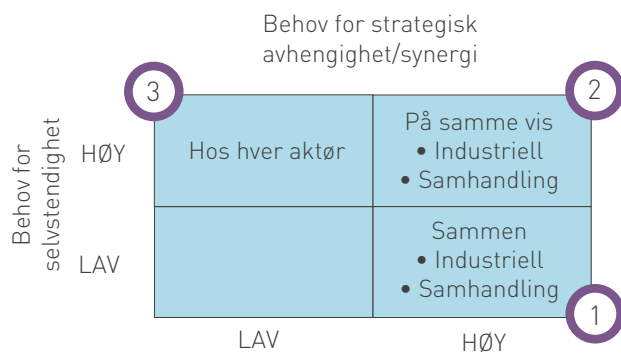
Ved å fremstille de to dimensjonene i en matrise fremkommer det at man kan jobbe helt sammen, eller på samme vis, men også hvor en konkurrerer (hos hver aktør).

5. Veikart:

Videre foreslås det å bygge et veikart for arbeidet med å forløse potensialene, både hvilke tiltak som skal til for å realisere den industrielle logikken og de tiltak som må til for å bygge rammene for samarbeidet i samhandlingslogikken.

Figur v.1.2.

Metodikk for bransjetransformasjon/endring
(Kilde: Digital Norway)



Vedlegg 2: Definisjon av norsk oljeserviceselskap*

Hva er et norsk oljeserviceselskap?

Et norsk oljeserviceselskap kan enten være et norsk morselskap eller et norsk datterselskap som figur v2.1. viser:

- Som norsk morselskap regnes et selskap som har hovedkontor i Norge og/eller mer enn 50% av eierne er norske
- Som norsk datterselskap regnes et selskap med norsk forretningsadresse og/eller at morselskapet er norsk

Ulike former for internasjonal omsetning

Internasjonal omsetning kan komme fra flere kilder som figur v2.1. viser. Følgende typer omsetning er inkludert i «Internasjonal omsetning fra norske oljeserviceselskaper»:

Fra norsk morselskap:

- Direkte eller via datterselskap i Norge: Eksport (1)
- Datterselskap i utlandet (organisk): Salg fra datter i utlandet (2)
- Datterselskap i utlandet (uorganisk): Salg fra datter i utlandet (3)

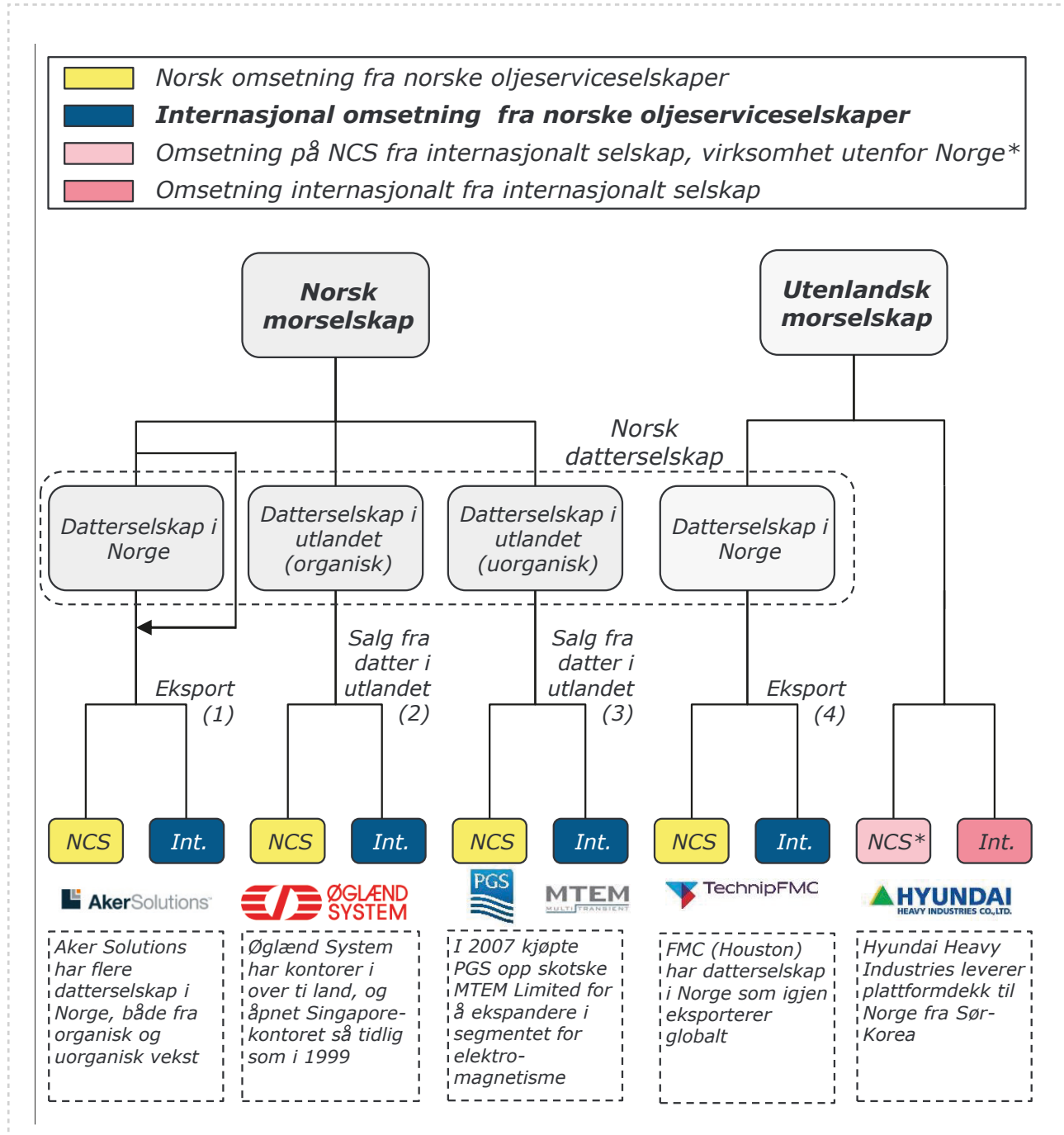
Fra utenlandsk morselskap:

- Datterselskap i Norge: Eksport (4)

* Definisjonen er hentet fra "Internasjonal omsetning fra norske oljeserviceselskaper". Rystad Energy. Rapport til Olje- og energidepartementet 31. oktober 2017.

Figur v.2.1

Internasjonal omsetning - definisjonstre (Kilde: Rystad Energy)



* Denne omsetningen utgjør en del av Offshore-markedet i Norge, men er ikke inkludert eller behandlet i Rystad rapporten (31.10.17). Dette er omsetning som kommer fra direkte import, altså utenom norsk etablerte (datter)selskaper. Tall for Norge reflekterer altså ikke det totale Offshore-markedet i Norge, men de norske oljeserviceselskaperenes andel av dette.

Om KonKraft

KonKraft er en samarbeidsarena for Norsk olje og gass, Norsk Industri, Norges Rederiforbund og Landsorganisasjonen i Norge (LO), med LO-forbundene Fellesforbundet og Industri Energi.

KonKraft skal være en premissleverandør for nasjonale strategier for petroleumssektoren, og arbeide for å opprettholde norsk sokkels konkurransevne, slik at Norge forblir et attraktivt investeringsområde for norsk og internasjonal olje- og gassindustri, inkludert leverandørbedrifter og maritim næring.

Rådet er KonKrafts øverste organ. I tillegg har KonKraft et arbeidsutvalg og et sekretariat som ivaretar løpende aktiviteter og daglig drift.

Rådets medlemmer:

- Hans Christian Gabrielsen, Leder, LO (landsorganisasjonen i Norge)
- Stein Lier-Hansen, administrerende direktør, Norsk Industri
- Frode Alfheim, leder, Industri Energi
- Karl Eirik Schjøtt-Pedersen, administrerende direktør, Norsk olje og gass
- Harald Solberg, administrerende direktør, Norges Rederiforbund
- Jørn Eggum, leder, Fellesforbundet
- Arne Sigve Nylund, konserndirektør Utvikling og Produksjon Norge, Statoil
- Jakob Korsgaard, administrerende direktør, Mærsk
- Kristin Færøvik, administrerende direktør, Lundin
- Ann-Christin Andersen, digitalsjef, TechnipFMC global
- Odd Strømsnes, administrerende direktør, Technip
- Mads Andersen, administrerende direktør, Aibel

Arbeidsutvalgets medlemmer:

- Tommy Hansen, Norsk olje og gass
- Torbjørn G. Eriksen, Norsk olje og gass
- Hans Petter Rebo, Norsk Industri
- Runar Rugtvet, Norsk Industri
- Thomas Saxegaard, Norges Rederiforbund
- Olav Lie, LO
- Jørn Prangerød, Fellesforbundet
- Johnny Håvik, Industri Energi

KonKrafts sekretariat:

- Roger Pedersen, sekretariatsleder KonKraft
- Inger Hoff, rådgiver KonKraft
- Ståle Tungesvik, prosjektleder