

Samhandling og styring av prosjekter, modifikasjoner og vedlikehold i drift

Havindustritilsynet



Sammendrag

Denne rapporten gir en analyse av risikoer, utfordringer og forbedringsmuligheter knyttet til samhandling og styring av samtidige prosjekter, modifikasjoner og vedlikehold på plattformer i drift på norsk sokkel. Studien er gjennomført på oppdrag fra Havindustritilsynet (Havtil) og bygger på samtaler og møter med en rekke selskaper, samt gjennomgang av relevante rapporter fra olje- og gassindustrien. Prosjektgruppen vil benytte anledningen til å takke alle som stilte opp og delte sine erfaringer og synspunkter.

Bakgrunn og mål:

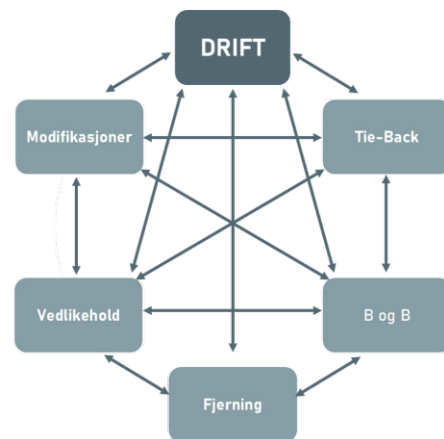
Industrien går nå inn i en fase hvor tyngden av investeringene vil skje i tilknytning til mindre funn og felt som i hovedsak vil være avhengige av eksisterende og aldrende infrastruktur. Mange av disse installasjonene vil måtte gjennomføre mer vedlikehold og betydelige modifikasjoner knyttet til forlengelse av levetid, endrede produksjonsbetingelser, endrede miljøkrav og nye krav knyttet til det grønne skiftet. Dette betyr at mesteparten av de fremtidige investeringene må skje på offshoreinstallasjoner parallelt med pågående produksjons- og vedlikeholds aktiviteter. Dette skaper et stort antall grensesnitt mellom aktiviteter, aktører og beslutningsnivå (se Figur 1).

Utviklingen i industrien viser at effektiviteten for slikt arbeid er blitt vesentlig dårligere over tid. Det er derfor nødvendig med et betydelig taktskifte for å sikre fortsatt høy utvinningsgrad og tilfredsstillende lønnsomhet, uten at dette går på bekostning av kravene til sikker drift.

Hovedmålet med rapporten er å identifisere risiko ved samtidige aktiviteter, formidle god praksis og bidra til læring og kunnskapsutvikling.

Tekniske og organisatoriske utfordringer fremover:

- Komplekse restreservoarer (tette formasjoner, HP/HT, høyt CO₂-innhold, hydrogensulfid osv.)
- Økende vedlikeholdsetterslep og behov for levetidsforlengelse.
- Kompleksitet i planlegging og gjennomføring av parallelle aktiviteter offshore.
- Begrensninger på personell om bord (POB), logistikk og areal.
- Kostnadsøkninger grunnet valutakurs, inflasjon, fallende produktivitet og stramt leverandørmarked.



Figur 1 Samhandling Offshore

Samhandling:

God samhandling offshore er avgjørende for å opprettholde sikker og effektiv drift og et godt arbeidsmiljø. Utfordringer oppstår særlig ved samtidige operasjoner relatert til grensesnitt mellom aktører. Kompetanse, klare roller og effektiv kommunikasjon er viktige suksessfaktorer. Studien identifiserer følgende forbedringsområder:

- Bedre integrert planlegging og ressursstyring.
- Forenkling og standardisering av krav og arbeidsprosesser.
- Økt bruk av digitalisering, KI og digitale tvillinger.
- Styrket kompetanse og kontinuitet blant personell.

- Balanserte kontraktsmodeller og risikodeling.
- Tydelig strategi for senfase og levetidsforlengelse.

Anbefalt videre arbeid:

I kapittel 7, «Temaer for forbedring av samhandlingsprosessen», og kapittel 8, «Ytterligere forbedringer innen drift, boring og modifikasjoner», gir prosjektgruppen anbefalinger til god praksis. Flere av selskapene vi har snakket med, har allerede iverksatt eller er i ferd med å iverksette slik praksis. Hovedpunktene fra kapittel 9, «Våre anbefalinger for videre arbeid», er:

- Produktiviteten for alt offshore arbeid må vesentlig forbedres, helst tilbake til nivået vi hadde i 2010. Det vil si at da må først og fremst indirekte og administrative kostnader reduseres drastisk.
- Operatørene må redusere sine selskapsspesifikke krav, forbedre planleggingen, utnytte kompetansen i egen organisasjon og tilrettelegge for bedre samhandling mellom alle involverte aktører.
- Industrien bør gå sammen om forenkling, standardisering og tettere samarbeid.
- Myndighetene bør i enda større grad sette sitt søkelys på de mest kritiske aktivitetene i sine tilsyn og i tillegg bidra til harmonisering av standarder og regelverk.
- Kontinuerlig forbedring, læring og deling av erfaringer på tvers av hele industrien er nødvendig for å sikre videre sikker og lønnsom drift på norsk sokkel.

Rapportens utforming og innhold:

Rapporten tar sikte på å gi en fyldig beskrivelse av de mest sentrale elementene som kan ha betydning for vurdering av sikkerhet og risiko relatert til grensesnitt og samhandling for arbeid som foregår offshore. Dette gjøres for at også personell som ikke arbeider med dette til daglig, skal få oversikt over og forståelse for problemstillinger og utfordringer på installasjoner i produksjonsfasen.

I Vedlegg B, «Grensesnitt, samtidige operasjoner, regelverkskrav og offshore samhandling», gis det en oppsummering i form av tabeller og matriser som beskriver temaene i rapporten, tilhørende risikoer, anbefalinger og indikatorer. Dette gir et enkelt og lett tilgjengelig oppslagsverk for rapportens hovedtemaer.

Executive Summary

This report provides an analysis of risks, challenges and improvement opportunities related to collaboration and management of simultaneous projects, modifications and maintenance on platforms in operation on the Norwegian Continental Shelf. The study was carried out on behalf of the Norwegian Ocean Industry Authority (Havtil) and is based on discussions and meetings with a range of companies, as well as a review of relevant reports from the oil and gas industry. The project team would like to take this opportunity to thank everyone who participated and shared their experience and views.

Background and objective:

The industry is now entering a phase in which the main share of investments will be related to smaller discoveries and fields that will largely depend on existing and ageing infrastructure. Many of these installations will need to carry out more maintenance and significant modifications related to life extension, changed production conditions, changing environmental requirements, and new requirements linked to the green transition. This means that most future investments must take place on offshore installations in parallel with ongoing production and maintenance activities. This creates a large number of interfaces between activities, stakeholders and decision-making levels (see Figure 1).

Industry developments show that efficiency in this type of work has deteriorated significantly over time. A substantial step change is therefore required to ensure continued high recovery rates and satisfactory profitability, without compromising the requirements for safe operations.

The main objective of the report is to identify risks associated with simultaneous activities, communicate good practice, and contribute to learning and knowledge development.

Technical and organisational challenges ahead:

- Complex remaining reservoirs (tight formations, HP/HT, high CO₂ content, hydrogen sulphide, etc.)
- Increasing maintenance backlog and need for life extension.
- Complexity in planning and executing parallel offshore activities.
- Limitations on personnel on board (POB), logistics and space.
- Cost increases due to exchange rates, inflation, declining productivity and a tight supplier market.



Figure 2 Collaboration Offshore

Collaboration:

Good offshore collaboration is essential for maintaining safe, efficient operations and a good working environment. Challenges arise particularly in simultaneous operations related to interfaces between stakeholders. Competence, clear roles and effective communication are important success factors. The study identifies the following improvement areas:

- Better integrated planning and resource management.
- Simplification and standardisation of requirements and work processes.

- Increased use of digitalisation, AI and digital twins.
- Strengthened competence and continuity among personnel.
- Balanced contract models and risk sharing.
- A clear strategy for late-life operations and life extension.

Recommended further work:

In Chapter 7, "Topics for improving the collaboration process", and Chapter 8, "Further improvements within operations, drilling and modifications", the project team provides recommendations for good practice. Several of the companies we have spoken with have already implemented, or are in the process of implementing, such practices. The main points from Chapter 9, "Our recommendations for further work", are:

- Productivity for all offshore work must be significantly improved, preferably back to the level seen in 2010. This means that indirect and administrative costs must first and foremost be drastically reduced.
- Operators must reduce their company-specific requirements, improve planning, make better use of competence within their own organisations, and facilitate better collaboration between all parties involved.
- The industry should work together on simplification, standardisation and closer collaboration.
- The authorities should place even greater emphasis on the most critical activities in their audits and inspections and also contribute to harmonisation of standards and regulations.
- Continuous improvement, learning and sharing of experience across the entire industry are necessary to ensure continued safe and profitable operations on the Norwegian Continental Shelf.

Report structure and content:

The report aims to provide a comprehensive description of the key elements that may be relevant when assessing safety and risk related to interfaces and collaboration for work carried out offshore. This is intended to give personnel who do not work with these issues on a daily basis an overview and understanding of the issues and challenges on installations in the production phase.

Appendix B, "Interfaces, simultaneous operations, regulatory requirements and offshore collaboration", provides a summary in the form of tables and matrices describing the topics covered in the report, associated risks, recommendations and indicators. This provides a simple and easily accessible reference for the main topics of the report.

TEKNISK RAPPORT			
Tittel Samhandling og styring av prosjekter, modifikasjoner og vedlikehold i drift			
 IKM ACONA AS	Utarbeidet av Helge Hatlestad Hans Jørgen Lindland Jan Kyllø Rolf Saltkjel Ernst Abrahamsen	Prosjektnummer 800489	
		Dato 28.08.2026	Versjonsnummer 5
		Distribusjon Gjennom oppdragsgiver	
Oppdragsgiver Havtil		Oppdragsgivers referanse Per Eivind Steen	
Prosjektleder Helge Hatlestad		Kontrollert av Simon Campbell og Bengt B. Hope	
Versjon	Dato	Versjonshistorie	
0	26.11.2025	Tidlig utkast	
1	09.12.2025	Fullstendig utkast til kunde for gjennomlesning og tilbakemelding	
2	17.12.2025	Oppdatert versjon inkludert mottatte kommentarer	
3	25.05.2026	Oppdatert versjon basert på tilleggsstudie sendt til kunde for gjennomlesning og kommentarer	
4	09.07.2026	Oppdatert versjon inkludert mottatte kommentarer sendt til kunde	
5	28.08.2026	Endelig versjon	

Innhold

1	Introduksjon/formål med studien	13
1.1	Bakgrunn for aktiviteten	13
1.2	Mål med prosjektet	13
2	Metodikk	14
2.1	Datainnsamling	14
2.2	Utarbeidelse av agenda og konkrete spørsmål til industrien	14
2.3	Intervjurunde med utvalgte selskap	14
2.4	Utarbeidelse av rapport	15
2.5	Presentasjon av rapport	15
3	Utvikling av norsk offshore industri frem til i dag	16
3.1	Utvikling av aktørbilde i industrien	16
3.2	Rammebetingelser	18
3.3	Produktivitets- og kostnadsutvikling offshore	20
3.4	Kostnads- og lønnsomhetspress	22
4	Utfordringer og status for dagens risikobilde	24
4.1	Utvikling av uønskede hendelser over tid	24
4.2	Havtil tilsynsrapporter, granskninger og andre rapporter	25
4.3	Realistisk planlegging	27
4.4	Sikring av informasjon og installasjoner	28
4.5	Generelt for plattformer i drift	29
4.6	Flytende plattformer	30
4.7	Ubemannede plattformer	30
4.8	Undervannsinstallasjoner og rørledninger	31
4.9	Boring og brønnvedlikehold	32
5	Industriens nye utfordringer	33
5.1	Mindre og mer kompliserte reservoarer/ «små» prosjekter	33
5.2	Aldring og levetidsforlengelser	35
5.3	Ny teknologi, kunstig intelligens (KI) og digitalisering	36
5.4	Fjerning av installasjoner og nedstengning av brønner	38
6	Risiko og utfordringer knyttet til samhandling offshore	39
6.1	Viktige aspekter ved samhandling offshore	39
6.2	Grensesnitt og samhandling mellom aktørene	40
6.3	Risiko relatert til grensesnitt og samhandling mellom aktørene	42
6.3.1	<i>Grensesnitt mellom drift/ vedlikehold og modifikasjoner</i>	<i>43</i>
6.3.2	<i>Boring og brønnvedlikehold versus øvrige aktiviteter</i>	<i>45</i>
6.3.3	<i>Tie-in prosjekters grensesnitt mot vertsplattform</i>	<i>46</i>
6.3.4	<i>Fjerning - forberedelser og gjennomføring</i>	<i>47</i>
6.4	Arbeidsprosesser, prosedyrer og krav	48
6.5	Medarbeiderinvolvering	48
6.6	Omstillingsprosesser	49
7	Temaer for forbedring av samhandlingsprosessene	51
7.1	Kulturendring og etablering av nye kontrakts- og operasjonsmodeller	52

7.2	Endring og tilpasning av sikkerhetskulturen	54
7.3	Kompetanse og kontinuitet i driftsbemanningen	56
7.4	Integrert planlegging, gjennomføring og kontroll av alle aktiviteter om bord	56
7.5	Planlegging, gjennomføring og kontroll av det enkelte modifikasjonsprosjektet	57
7.6	Standardisering, samordning og forenkling av utstyr, prosedyrer og krav	58
8	Ytterligere forbedringer innen drift, boring og modifikasjoner	61
8.1	Drift og vedlikehold	61
8.2	Boring- og brønnvedlikehold	61
8.3	Modifikasjoner	62
8.4	Nye tilknytningsprosjekter	63
9	Anbefalinger for videre arbeid	65
9.1	Den enkelte operatør og installasjon	65
9.1.1	Øke kvaliteten på integrerte planer	65
9.1.2	Bedre samhandling på feltet	66
9.1.3	Forenkling og standardisering	66
9.1.4	Strategi for senfase	66
9.1.5	Oppfølging og lukking av funn og pålegg	67
9.2	Operatører og kontraktører (industrisamarbeid)	67
9.3	Havtil - tiltak og tilsyn	67
9.3.1	Områder som kan få større oppmerksomhet i fremtidige tilsyn	68
9.3.2	Tilsyn på senfaseprosjekter (haleproduksjon)	68
9.3.3	Ubemannede plattformer og «Walk to work» (W2W)	68
9.4	Videreutvikling av Havtils tilsynsmetodikk	69
9.4.1	Risikobasert utvelgelse av tilsynsobjekter	69
9.4.2	Strukturert tilsynsmodell i tre nivåer	69
9.4.3	Systematisk vurdering av grensesnitt	69
A.	Vedlegg A - Oppsummering fra Havtil rapporter utarbeidet av IKM Acona	71
A.1	«Utredning av feltutbyggingsprosjekter på norsk sokkel»	72
A.2	«Indikatorer på HMS-utfordringer i utbyggingsprosjekter»	73
A.3	«HMS-utfordringer for sikker oppstart og drift av utbyggings-prosjekter»	74
A.4	«Risiko ved integrering av nye undervannsanlegg»	75
A.4.1	Kategorisering av risikoelementer	75
A.4.2	HP/HT reservoar	75
A.4.3	Erfaringsoverføring	75
A.4.4	Standarder	75
A.5	«Identifisering av aktiviteter med fare for ulykker ved avslutning og fjerning av installasjoner»	77
B.	Vedlegg B – Grensesnitt samtidige operasjoner, regelverkskrav og offshore samhandling	78
B.1	Hovedutfordring for norsk sokkel	79
B.2	Definisjoner – plattformtype og aktivitetsområder	80
B.3	Grensesnitt for samhandlingsaktiviteter offshore	81
B.4	Samhandling/risiko tema – definisjon av innhold	82
B.5	Teknisk sikkerhet, integritet og drift	83
B.6	Ny teknologi	84
B.7	Kunnskap og kompetanse	85
B.8	Arbeidsprosesser, prosedyrer og krav	85

B.9	Planlegging og styring	86
B.10	Kontrakter og samarbeidsformer	87
B.11	Organisering og gjennomføring	88
B.12	Nye utfordringer	89
B.13	Omstillingsprosess	90
B.14	Anbefaling til temaer Havtil bør undersøke i fremtidige tilsyn	91

Figurliste

Figur 1 Samhandling Offshore.....	2
Figure 1 Collaboration Offshore.....	4
Figur 2 Antall aktører på norsk sokkel 2000 – 2025 (Kilde: SoDir)	16
Figur 3 Rammebetingelser som kan påvirke aktivitetene på en plattform (Kilde: IKM Acona)	18
Figur 4 Kostnadsutvikling fra 2010 – 2025 (Kilde IKM Acona).....	20
Figur 5 Produktivitet – timer/tonn. (Kilde: IKM Acona).....	21
Figur 6 Kostnadsestimering i modifikasjonsprosjekter (Kilde: IKM Acona).....	21
Figur 7 Alvorlig risiko- og ulykkeshendelser (Kilde: Havtil, RNNP 2024)	25
Figur 8 Aktivitetsnivå på NCS (Kilde: Sokkeldirektoratets årsrapport 2025)	26
Figur 9 Antall timer til vedlikehold (Kilde: Havtil, RNNP 2024).....	27
Figur 10 Oversikt over fremtidig prosjektportefølje på norsk sokkel (Kilde: Sokkeldirektoratet).....	34
Figur 11 Samhandling offshore.....	40
Figur 12 Rammebetingelser som kan påvirke aktivitetene.....	42
Figur 13 Typisk flyt for et problem som utløser et behov for en ny aktivitet offshore	60
Figur 14 Alternativ prosess for mindre arbeid	60

Tabelliste

Tabell 1 Tema og Spørsmål	14
Tabell 2 Funn og observasjoner fra Havtil tilsyn.....	26
Tabell 3 Tema og anbefalinger for realistiske estimater for direkte og indirekte timeforbruk	28
Tabell 4 DP-klasser	31
Tabell 5 Fremtidens mulige utfordringer	34
Tabell 6 Gjennomsnittlig alder på innretninger og totalt KV totalt i 2024 (Kilde: Havtil, RNNP 2024) ...	35
Tabell 7 Fordeling av innretninger kategorisert i trend og i alder (Kilde: Havtil, RNNP 2024).....	36
Tabell 8 Grensesnitt og samhandling mellom aktørene	41
Tabell 9 Samhandling / Grensesnitt vs Risiko.....	43
Tabell 10 Risikoer og anbefalinger (Kilde – IKM Acona datainnsamling).....	49
Tabell 11 Samhandling på Land/Hav.....	59
Tabell 12 Ikke-besluttete funn per 4. kvartal 2025.....	63

Forkortelser

ACES	Acona Cost Estimating System – Kostnadsestimeringssystem utviklet og brukt av IKM Acona.
AMU	Arbeidsmiljøutvalg
API	American Petroleum Institute – Internasjonal standardiseringsorganisasjon for olje- og gassindustrien.
BoD	Basis of Design
CAPEX	Capital Expenditure
DECOM	Decommissioning
DG1/DG2/DG3	Beslutningspunkter i prosjektstyring – Faser der viktige beslutninger tas om prosjektets videreføring.
DNV	Det Norske Veritas
DP1/DP2/DP3	Ulike klasser av dynamisk posisjonering, med økende grad av redundans og sikkerhet.
EMF	Equipment Maintenance Factor – Forhold mellom nødvendig dekkareal og projisert areal for utstyr.
FPSO	Floating Production, Storage and Offloading Vessel
FV	Forebyggende vedlikehold – Planlagte vedlikeholdsaktiviteter for å forhindre feil og sikre driftssikkerhet.
GBS	Gravity Based Structure (betongplattform)
GNOK	Milliarder NOK (Giga NOK)
GSK	Grunnleggende sikkerhetskurs
Havtil	Havindustritilsynet
Hazid	Hazard Identification
Hazop	Hazard and Operability Study
HIPPS	High Integrity Pressure Protection System – Sikkerhetssystem for å beskytte mot overtrykk i rørledninger.
HMS	Helse, Miljø og Sikkerhet
HP/HT HPHT	High Pressure / High Temperature
IOR/EOR	Improved/Enhanced Oil Recovery – Teknologier og metoder for å øke utvinningsgraden fra oljefelt.
ISO	Isolasjon, stillas og overflatebehandling
IT	Informasjonsteknologi
KI	Kunstig Intelligens
KPI	Key Performance Indicator
KV	Korrektivt vedlikehold – Vedlikehold som utføres for å rette opp feil eller mangler som har oppstått.
LQ	Living Quarters
MoC	Management of Change
NCS	Norwegian Continental Shelf
NCS17+	Subsea standard/pakkespesifikasjon (Equinor / industribruk)
NUI	Normally Unmanned Installation – Offshoreinstallasjon uten permanent bemanning, kun bemannet ved behov.
ON	Operations / Operational Notification
PCB	Project Control Basis
PEP	Project Execution Plan
PM/CM	Preventative Maintenance / Corrective Maintenance
POB	Personell om bord – Antall personer som befinner seg på en offshoreinstallasjon til enhver tid.
PUD	Plan for Utbygging og Drift
PVT	Pressure–Volume–Temperature (reservoardata)
QC	Quality Control
RNNP	Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet
SCSSV	Surface–Controlled Subsurface Safety Valve
SEMI	Semisubmersible
SF	Sikkerhetsforskriften

SFS	Samarbeid for Sikkerhet – Bransjeinitiativ for å forbedre sikkerheten i petroleumssektoren.
SIMOPS	Simultaneous Operations – Samtidige operasjoner, ofte flere aktiviteter som foregår parallelt på en installasjon.
SJA	Sikker Jobb Analyse
SODir	Sokkeldirektoratet
SPAR	Spar-plattform
SSC	Systemer, strukturer og komponenter – Brukes i risikostyring for å identifisere kritiske elementer.
TLP	Tension Leg Platform
TR	Teknisk krav – Selskaps- eller prosjektspesifikke tekniske krav til utstyr eller prosesser.
TRL	Technology Readiness Level
VO	Verneombud
W2W	Walk to Work – Overføring av personell fra fartøy til plattform via gangbro.

1 Introduksjon/formål med studien

Havindustritilsynet (Havtil) har, med hjemmel i rammeforskriften § 66 og forskrift om gebyrinnkreving ved petroleumstilsyn («Refusjonsforskriften») § 4 sektoravgift punkt c) og e), igangsatt en kunnskapsutviklings- og erfaringsoverføringsaktivitet innen temaet:

«Samhandling og styring av prosjekter, modifikasjoner og vedlikehold i drift».

Denne rapporten er utarbeidet av IKM Acona på oppdrag fra Havtil. Vurderinger, analyser, funn, konklusjoner og anbefalinger som fremkommer i rapporten er IKM Aconas faglige vurderinger basert på tilgjengelig informasjon på tidspunktet for arbeidet.

1.1 Bakgrunn for aktiviteten

Aktiviteten er forankret i Havtils strategi for oppfølging av prosjekter. Havtil retter her oppmerksomhet mot risiko knyttet til samtidige aktiviteter i driftsfasen, som vedlikehold, modifikasjoner og levetidsforlengelser. Havtil har tildelt IKM Acona AS et oppdrag som inkluderer gjennomføring av arbeidsmøter og intervjuer med utvalgte aktører. IKM Acona sitt kjerneteam har bestått av Helge Hatlestad (leder), Hans Jørgen Lindland, Jan Kyllø, Rolf Saltnkjel og Ernst Abrahamsen. Fra Havtil har Per Eivind Steen (oppdragsleder), Tom Haldorsen og Oddbjørn Johnsen bidratt med tilrettelegging og deltatt i møtene med industrien.

Denne studien er gjennomført og ferdigstilt av IKM Acona sitt prosjektteam og er en videreføring av tidligere IKM Acona-studier som skal bidra til læring og forbedring i industrien.

Industrien går nå inn i en fase hvor tyngden av investeringene vil skje i tilknytning til mindre funn og felt som i hovedsak vil være avhengige av eksisterende og aldrende infrastruktur. Mange av disse installasjonene vil måtte gjennomføre mer vedlikehold og betydelige modifikasjoner knyttet til forlengelse av levetid, endrede produksjonsbetingelser, endrede miljøkrav og nye krav knyttet til det grønne skiftet.

1.2 Mål med prosjektet

1. Identifisere risiko knyttet til gjennomføring av samtidige aktiviteter som vedlikehold, bore- og brønnaktiviteter, modifikasjoner, levetidsforlengelser samt tilknytting av tilleggsvolumer (nye prosjekter) på innretninger i drift med relevans for helse, miljø og sikkerhet.
2. Utvikle, forvalte og formidle kunnskap og god praksis.
3. Foreslå tiltak for å bidra til læring og kunnskapsutvikling hos myndighetene og næringen.

Spørsmålene denne rapporten vil forsøke å besvare er hvordan aktørene i næringen kan bidra til å:

- Forenkle arbeidsprosessene offshore og samtidig sikre gode HMS resultater.
- Øke effektivitet og produktivitet uten å redusere sikkerhetsnivået.
- Unngå avvik fra til enhver tid gjeldende regelverk og krav.
- Beholde kompetanse og kontinuitet i bemanningen over tid.
- Bidra til «one-team» holdninger mellom offshoreaktørene og land/hav.
- Sikre lønnsomhet og dermed forlenge levetiden og øke utvinningsgraden.

2 Metodikk

Studien er gjennomført i følgende trinn:

2.1 Datainnsamling

Sokkeldirektoratets årsrapport for 2024 og Havtils rapport «Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet» (RNNP) 2024 er brukt som viktige faktagrunnlag for rapporten. Tidligere studier utført for Havtil av IKM Acona er også sentral bakgrunnsinformasjon for denne rapporten (se vedlegg A).

IKM Aconas prosjektgruppe har gjennomgått en rekke granskningsrapporter og andre tilsynsrapporter utarbeidet av Havtil i 2024 og 2025. I tillegg er en rekke rapporter utarbeidet av og for Havtil, Offshore Norge og andre relevante rapporter fra industrien gjennomgått og referert til i rapporten. Hvert år rapporteres det inn rundt 1000 hendelser til Havtil. Disse hendelsene gir et godt informasjonsgrunnlag for forbedret læring i industrien.

Det har vært månedlige møter med Havtil. Det er også gjennomført møter og intervjuer med Offshore Norge, Sokkeldirektoratet og Havtils seksjon for vedlikeholdsoppfølging.

2.2 Utarbeidelse av agenda og konkrete spørsmål til industrien

Basert på prosjektgruppens dokumentgjennomgang ble det utarbeidet konkrete spørsmålslistor som ble gjort tilgjengelig for de aktuelle bedriftene i god tid før møtene med industrien. Oversikt over temaene som har vært diskutert, er vist i *Tabell 1*.

Tabell 1 Tema og Spørsmål

Tema og spørsmål	
- Kort om selskapets erfaring og nåværende aktivitetsnivå - Organisering / Kontraktsforhold - Delegering av ansvar og myndighet - Integrering/samarbeid mellom ulike aktivitetsområder - Hvordan får nye medarbeidere (og kontraktører) opplæring? - HMS håndtering og risikostyring - Hva fungerer bra og hva fungerer mindre bra? - Forbedringsforslag?	Kvalitet i planlegging og gjennomføring - Detaljeringsgrad i planer - Samordning med andre aktiviteter - Sikker jobb analyse (SJA) - Logistikk og materialhåndtering
	Kunnskap og kompetanse - Oversikt over teknisk tilstand, alle gjeldende HMS-krav og barrierer - Prosedyrer og regelverk - Driftsforhold om bord - Parallell pågående aktiviteter osv.
	Organisering - Klare ansvarsforhold - Korrekt avvikshåndtering - God risikostyring på tvers av alle pågående aktiviteter
	Etterlevelse Teori og praksis

2.3 Intervjurunde med utvalgte selskap

Mange aktører er involvert i aktiviteter offshore: operatørselskaper, rettighetshavere, boreselskaper, brønnserviceselskaper, vedlikeholds- og modifikasjonskontraktører og en rekke ulike utstyrsleverandører. Følgende sentrale nøkkelselskaper har bidratt til denne rapporten: Equinor, Aker BP, ConocoPhillips, OKEA, Petoro, Aker Solutions, Aibel, Kaefer, Subsea7 og Odfjell. Det har også vært møter med Offshore Norge.

På myndighetssiden er følgende etater relevante: Havindustritilsynet (Havtil), Sjøkeldirektoratet (SoDir), Sjøfartsdirektoratet og Arbeidstilsynet. Prosjektet har hatt møter og intervjuer med Sjøkeldirektoratet og Havindustritilsynet.

2.4 Utarbeidelse av rapport

Basert på datainnsamlingen og intervjuene ble det utarbeidet en foreløpig rapport som ble diskutert med og kommentert av Havtil før et rapportutkast ble ferdigstilt i desember 2025. Havtil valgte å utøve en opsjon i kontrakten for ytterligere detaljering av sentrale temaer. Dette arbeidet pågikk gjennom første kvartal 2026 i tett samarbeid med Havtil. De intervjuede selskapene har hatt anledning til å kommentere rapporten. Basert på dette er rapporten oppdatert og revidert i løpet av Q2 2026.

Rapportens oppsummeringer, beskrivelser av utfordringer, konklusjoner og anbefalinger er derfor basert på:

- Publiserte rapporter utarbeidet for eller av myndighetene og/eller Offshore Norge
- Samtaler og intervjuer med sentrale utvalgte selskaper i næringen
- IKM Aconas prosjektgruppes kompetanse fra aktiv deltagelse i næringen de siste 50 årene, godt støttet av erfarne fagfolk fra Havtil

Rapporten formidler IKM Acona sitt syn på hva som er viktig å bearbeide/ forbedre i industrien i årene som kommer.

2.5 Presentasjon av rapport

Rapporten vil bli publisert på Havtils nettsider.

3 Utvikling av norsk offshore industri frem til i dag

Den første produksjonen på norsk sokkel startet på 1970-tallet. I løpet av 1980- og 1990-årene var de fleste av de store eksisterende olje- og gassfeltene kommet i produksjon. Alle disse er fortsatt i drift, med unntak av Frigg. Dette betyr at aktiviteten på norsk sokkel nå er inne i en moden fase, og at mange av installasjonene er eldre enn den levetiden de opprinnelig ble designet for, typisk 25–30 år. Produksjonen fra reservoarene som allerede er bygget ut, avtar. Det samme gjør lønnsomheten.

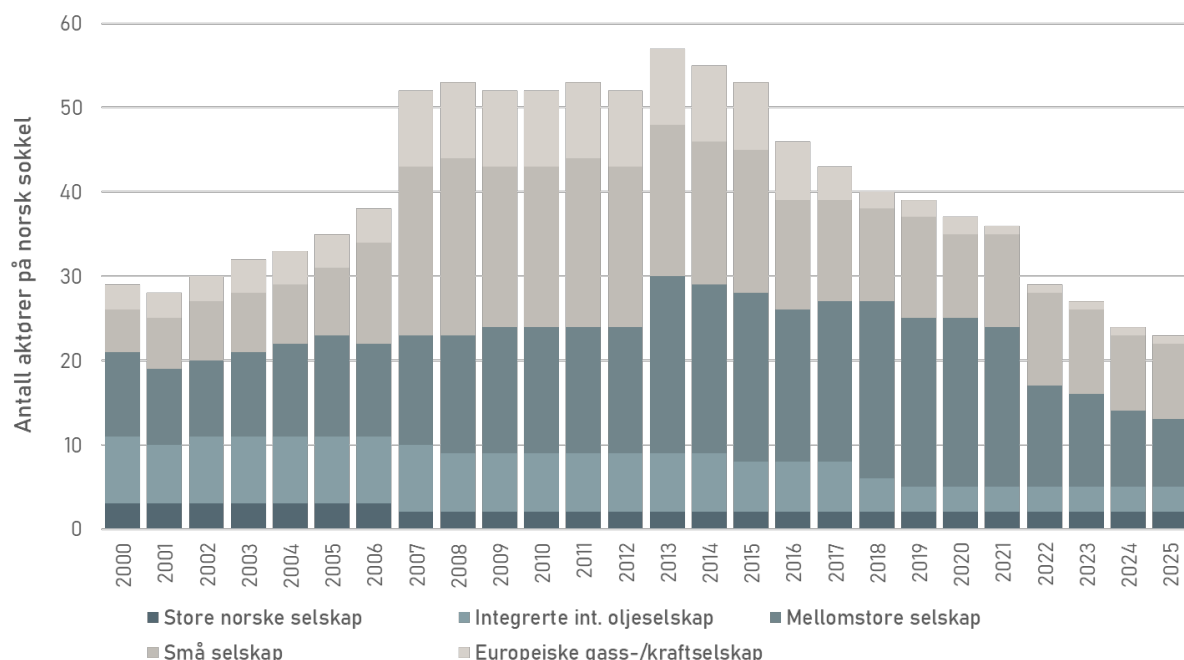
Rettighetshavernes mål og ambisjon vil alltid være å:

- Maksimere økonomisk inntjening og total utvinningsgrad
- Ha regulær og sikker drift uten ulykker og materielle tap
- Redusere utslipp til luft og sjø til et minimum

3.1 Utvikling av aktørbylde i industrien

Aktørbylde på norsk sokkel har vært i sterk endring de siste 25 årene. De fleste store internasjonale operatørselskapene har trukket seg fra sokkelen. Mindre og mellomstore selskaper har kjøpt opp disse porteføljene og etablert seg på grunnlag av dem. Det betyr at mange av de nyere operatørene har overtatt felt fra flere ulike tidligere operatører. Ifølge intervjuene skaper dette utfordringer med å etablere en felles kultur og en felles standard for hvordan det skal arbeides og samhandles i de nye selskapene.

I en periode var det mange europeiske gasselskaper og små rendyrkede leteselskaper på norsk sokkel (se Figur 2). Antallet slike aktører er nå sterkt redusert. Ytterligere reduksjon i antall rettighetshavere på sokkelen forventes i årene som kommer.



Figur 3 Antall aktører på norsk sokkel 2000 – 2025 (Kilde: SoDir)

Det er i alt åtte operatører som har overflateinstallasjoner i produksjon. I tillegg finnes det selskaper som er operatører for satellittfelt som prosesseres på eksisterende plattformer.

Dagens aktivitetsnivå.

I 2024 var det 94 felt i produksjon på norsk sokkel. Dette tallet ventes å passere 100 i løpet av 2026. Enkelte tidligere nedstengte felt vurderes nå for ny utbygging med enklere utbyggingsløsninger. En viktig grunn til at produksjonen fortsatt er høy, er at feltene produserer lenger enn opprinnelig planlagt. Ny og bedre teknologi gjør at næringen forstår undergrunnen stadig bedre. Det har gjort det mulig å videreutvikle feltene. Nye utviklingsprosjekter, flere produksjonsbrønner og leting i nærområdet har bidratt til å forlenge levetiden på mange av installasjonene. De kommende årene forventes en rekke nye utbyggingsplaner. De fleste av disse gjelder relativt små funn som bygges ut med bunnrammer eller brønner fra eksisterende bunnrammer og knyttes til eksisterende infrastruktur.

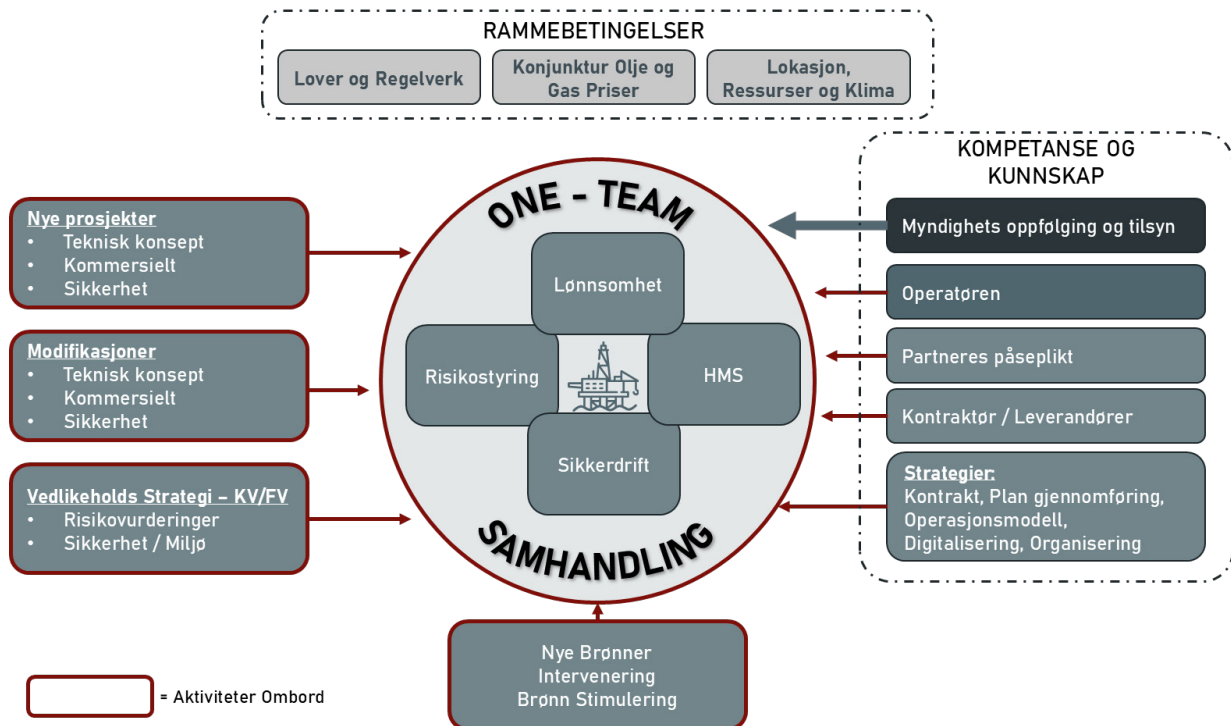
Det foregår fortsatt aktiv letevirsomhet rundt infrastrukturen som disse eldre feltene representerer. Dette betyr at levetiden kan forlenges. Tilleggsressursene har ofte en annen fluidsammensetning enn det innretningen opprinnelig var designet for. Dette kan kreve oppgraderinger av innretningene, inkludert nye materialer og nytt utstyr. Resultatet er mange parallelle aktiviteter på sentrale infrastrukturinstallasjoner.

Samhandling på offshoreinstallasjonene er en av de avgjørende faktorene for sikkerhet, effektivitet og et godt arbeidsmiljø. Den unike og krevende situasjonen offshore, med begrenset plass, komplekse og samtidige operasjoner og stort søkelys på sikkerhet og risikostyring. Dette stiller høye krav til kommunikasjon og samarbeid mellom alle involverte parter.

Eksempler på ulike aktiviteter som kan foregå samtidig:

- Ordinær drift og vedlikehold (forebyggende og løpende)
- Brønnboring/ mekanisk intervensjon i brønner
- Brønn (reservoar) stimulering
- Fjerning (og evt. erstatning) av utdatert utstyr, systemer eller boreanlegg
- Levetidsforlengelser (strukturelle endringer og system/ utstyrsendring)
- Elektrifisering
- HMS-relaterte oppgraderinger og endringer
- Tilknytning av undervannsanlegg (brønnrammer, enkeltbrønner osv.)
- Tilknytning av brønnhodeplattformer/ eventuelt andre operatørers felt
- Modifikasjoner pga. endrede produksjonsbetingelser (f.eks. overgang til lavtrykksproduksjon)
- Omlegging fra væske- til gassproduksjon

Figur 4 under er en illustrasjon av rammebetingelser som gjelder for industrien. Samtidig gir figuren en oversikt over ulike typer aktiviteter som **kan** foregå samtidig på en plattform i drift.



Figur 4 Rammebetingelser som kan påvirke aktivitetene på en plattform (Kilde: IKM Acona)

Perioden fra 2022 til 2027 har blitt en høyaktivitetsperiode med rekordhøye investeringer på grunn av «skattepakken» som ble vedtatt under Covid-pandemien. Dette betyr at de fleste store og mellomstore funn nå er blitt utbygget. Det viktigste unntaket er Wisting-feltet.

Petroleumsnæringen er derfor i endring både med hensyn på organisering av arbeidet, hvordan arbeid utføres og hvilke teknologiske løsninger som anvendes. Ulike strukturelle endringer i næringen kan betraktes som responser på endringer i eksterne rammebetingelser. En fellesnevner for alle endringene industrien selv igangsetter er et ønske om ytterligere effektivisering og kostnadsreduksjoner for å sikre en sikker, effektiv og lønnsom utvinning av alle ressursene på norsk sokkel.

3.2 Rammebetingelser

Eksterne og upåvirkbare rammebetingelser gir insitament til endringer i petroleumsselskapene, som igjen gir andre rammebetingelser for arbeidsutførelsen. Eksempler på rammebetingelser som er vanskelige for industrien å påvirke er:

- Lover og gjeldende regelverk
- Eksisterende lisensavtaler
- Geopolitiske forhold/ konjunkturedringer
- Svingninger i olje og/eller gasspris
- Aksjonærenes forventning til avkastning
- Nye politiske krav/ forventninger relatert til klimamål

Det forsterkede globale søkelyset på å ivareta miljø og klima har blant annet medført strengere krav til miljø- og klimautslipp. Dette påvirker selskapenes investeringer som igjen kan bety ytterligere utfordringer for å finne den riktige balansen mellom lønnsomhet, sikker drift og miljøpåvirkning.

Natur og klima setter også rammer for utforming og drift av det enkelte felt med tilhørende installasjoner. Viktige parametere er:

- Type, innhold og størrelse på reservoarene
- Vanndyp, vind og strømforhold
- Avstand til land

Noen rammebetingelser kan imidlertid industrien selv påvirke:

- Spesifikasjoner/ krav til eksisterende anlegg versus til nytt utstyr som skal installeres
- Operatørens arbeidsprosesser, prosedyrer og selskapenes spesifikke krav
- Ulike kontraktsforhold for ulike aktiviteter
- Tilgang på sengeplasser og personell om bord (POB)
- Faste planlagte vedlikeholdsstanser, ekstra stanser eller forskyvning av vedlikeholdsstans
- Karakteristika for offshoreanlegg

Installasjoner for å produsere olje og gass kan deles inn i følgende kategorier:

- Bunnfaste plattformer med bemanning (med og uten boreanlegg)
- Flytende produksjonsanlegg (med og uten boreanlegg)
- Plattformer uten permanent bemanning
- Undervannsanlegg med tilhørende kabler og rørledninger
- Flyttbare borerigger

Generelle utfordringer for alle typer offshoreanlegg

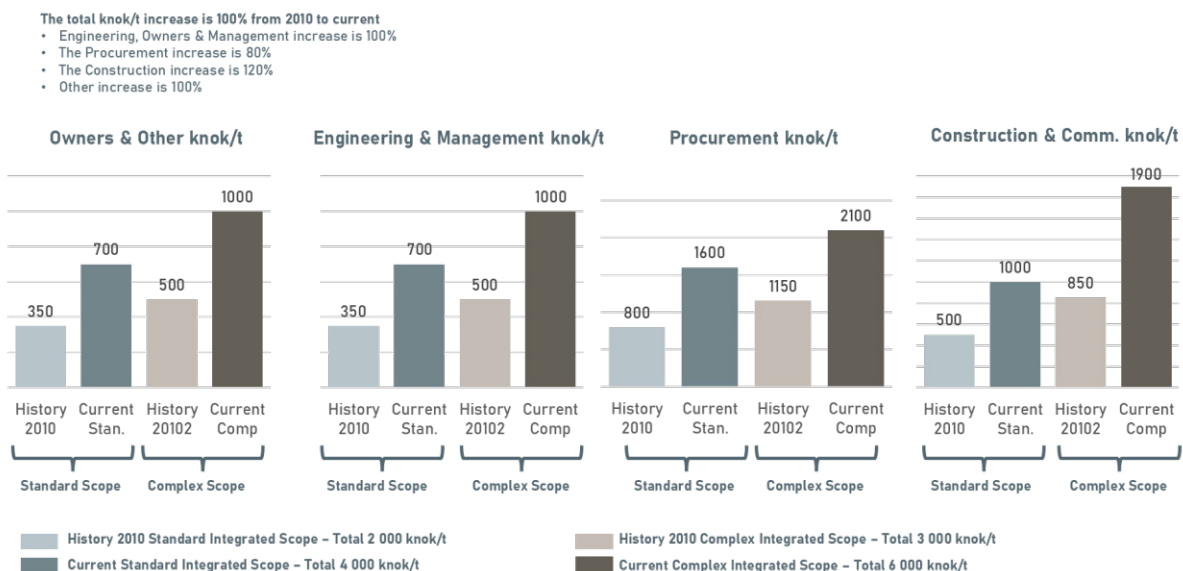
I intervjuene kommer det fram at det er noen utfordringer som er gjennomgående for alle installasjonstypene. Disse utfordringene handler særlig om kontroll på samtidige aktiviteter, tilstrekkelig kapasitet og kompetanse, samt evnen til å håndtere tekniske, organisatoriske og regulatoriske krav i en samlet operativ hverdag. Under er de viktigste observasjonene fra intervjuene:

- Ha full kontroll på alle parallelle aktiviteter (Produksjon/ brønnaktiviteter + vedlikehold/ installasjonsarbeid). Holde oversikt og kontroll over et stort og diversifisert arbeidsomfang.
- Kontinuitet og forutsigbarhet i organisasjonen. Samarbeid, åpenhet og koordinering mellom alle aktører (inklusive fagforeninger og verneapparat).
- Rigide prosesser og krav til avviks- og fravik-behandling kan være vanskelig å møte.
- Klare ansvarsforhold (inkludert grensesnitt mellom aktiviteter) og fullmakter når beslutninger og prioritering må tas ved konflikt mellom aktiviteter.
- Sikre oversikt og forståelse for enkeltrisikoeer og det totale risikobildet til enhver tid.
- Logistikk- og fysiske begrensninger kan gi venting/ ineffektiv gjennomføring.
- Problemer med anskaffelse av eldre utstyrskomponenter og reservedeler.

- Økende og strengere krav til energibruk og miljø-/ klimapåvirkning.
- Språkbarrierer kan øke risikoen for uønskede hendelser, spesielt der mannskapet er multinasjonalt.
- Fjernstyring av arbeid og bruk av digitale systemer krever gode rutiner og verktøy for å opprettholde sømløs kommunikasjon mellom land og installasjon.
- Teknologiske løsninger kan variere mellom ulike installasjoner, noe som kan være en utfordring for personell som jobber på flere plattformer.

3.3 Produktivitets- og kostnadsutvikling offshore

De siste årene har man sett en reduksjon i effektiviteten og en kraftig kostnadsøkning for utført arbeid både på land og til havs. Dette kommer av at timeforbruket for hvert tonn som installeres, har økt, samtidig som timeprisene også har gått opp. Kostnadsøkningen (nominelle priser) har vært størst til havs (se Figur 5).



Figur 5 Kostnadsutvikling fra 2010 – 2025 (Kilde IKM Acona)

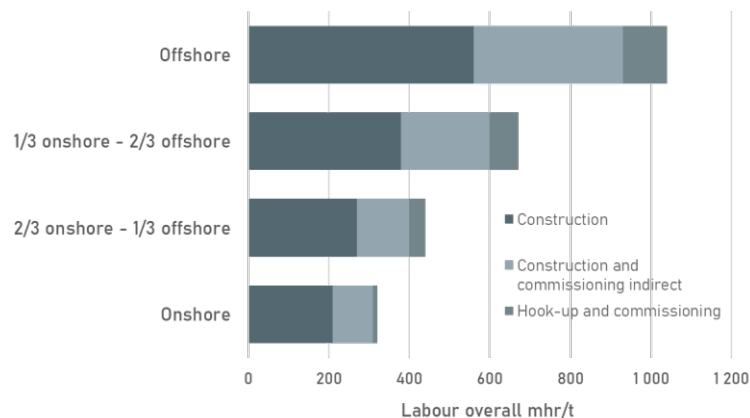
Offshore er arbeidstiden delt inn i to 12 timers skift. Tidligere beregnet man at effektiv arbeidstid var mellom 8 og 10 timer per skift. Dagens tall viser ca. 8 timer i sommerhalvåret og ca. 6 timer i vinterhalvåret. På normalt ubemannede installasjoner (NUI) er dette tallet enda lavere. I de senere årene har timer/tonn brukt for arbeid på land måtte multipliseres med 2,25 hvis det flyttes offshore. På enkelte prosjekter har faktoren vært så høy som 3.

Samtidig har forholdstallet mellom indirekte timer og direkte timer offshore blitt doblet. Det vil si at totale timer/tonn installert utstyr, har gått fra 450 timer/tonn til 1000 timer/tonn (Se figur 5). Da er ikke fjerning/ flytting av gammelt utstyr medregnet. De historiske tallene er basert på modifikasjonsprosjekter startet opp mellom 2010 og 2020. Mens «current» baserer seg på pågående og nylig avsluttede prosjekter. (Kilde: Acona Cost Estimating Software – ACES).

En rekke forhold bidrar til økt indirekte timeforbruk og påvirker fordelingen per disiplin:

- Fordeling av fabrikasjon og arbeid onshore/ offshore

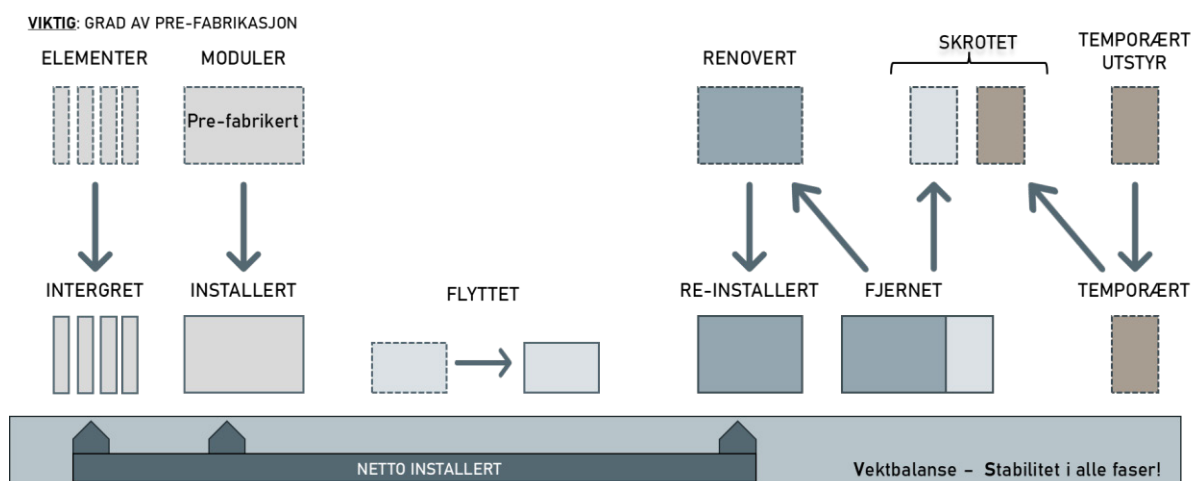
- Materialkostnader per disiplin
- Produktivitet (mhr/t) per disiplin for den antatte kombinasjonen av onshore/ offshore arbeid
- Produktivitet for sammenkobling og ferdigstillelse samt prosjektering og 'preliminaries'
- Gjennomsnittlig kostnad per arbeidstime (NOK/mhr) for den antatte kombinasjonen av onshore/ offshore arbeid
- Påslag for indirekte timer for offshore arbeid
- Prosentvist påslag for prosjektledelse og uforutsatt.



Figur 6 Produktivitet – timer/tonn. (Kilde: IKM Acona)

I sammenligningsfiguren over (Figur 5) er det ikke tatt hensyn til eventuell fjerning/ flytting av eksisterende utstyr. Modulisererte løsninger er tyngre enn integrerte løsninger. For vektssensitive plattformer kan dette være en kritisk faktor. Graden av modulisering blir derfor en viktig forutsetning for prosjekteringen og vil påvirke kostnadsestimatet så vel som risikonivået på installasjonen. For å få en god og korrekt estimering av timeforbruk og kostnader må man derfor ha kontroll på alt utstyr som blir berørt av aktivitetene og vektene relatert til disse.

Vektbalanse – bærende konstruksjoner – arbeidstimer onshore/offshore – logistikk



Figur 7 Kostnadsestimering i modifikasjonsprosjekter (Kilde: IKM Acona)

Det kan være stor forskjell mellom hvilke arbeidselementer (moduler, «stick-built», fjerning) som inngår i det enkelte prosjekt.

På grunn av kompleksiteten (*se Figur 6 på forrige side*) ved fjerning, flytting, renovering/reinstallasjon og integrasjon av nytt utstyr og/eller prefabrikkerte moduler, er det behov for et svært nøyaktig system for beregning og oppfølging av vekt og tyngdepunktets plassering. Estimering av offshoreaktiviteter er vesentlig mer krevende enn estimering av nybygg onshore. Arbeidsomfanget er blant annet avhengig av om vertsplattformen i utgangspunktet har den funksjonaliteten det er behov for, og om den har ledige stigerørsslisser og ledig kapasitet i alle relevante system.

Tilgjengelig areal og vektkapasitet er svært viktige parametere. Blir området for tettpakket, blir det problemer med installasjon, operasjon, vedlikehold og HMS. I tillegg kan risikoen for eksplosjon øke. For flytende plattformer med knapp stabilitetsmargin må det stilles særlig høye krav til presisjon og nøyaktighet i prosjekteringen.

For å vurdere om en løsning er akseptabel kan det benyttes noen empiriske faktorer som kalles EMF (Equipment Maintenance Factor). Definisjon: EMF = Nødvendig dekkareal for en utstyrsenhet dividert på denne enhetens projiserte areal.

Anbefalte verdier for EMF:

- Separasjonsområde: 2,5–2,7
- Gasskompresjonsområde: 3,0–3,5
- Gassbehandlingsområde: 3,0–4,0
- Område for hjelpesystem: 2,5–3,0

Hvis vekt- og plassmarginene er små, kan det være nødvendig å:

- Fjerne utstyr som det ikke lenger er behov for
- Flytte utstyr
- Ta ut utstyr, renovere/ oppgradere og reinstallere
- Designe nye utstyrspakker/ moduler med fokus på vektoptimalisering
- Utføre mer av arbeidet offshore for å spare modulstål

Sengekapasitet for offshorearbeider er ofte en kritisk og begrensende faktor. Flytende plattformer kan imidlertid tas til land for større ombygginger. Tilstanden på enheter som har blitt tatt til land har flere ganger vist at det ikke alltid har vært full oversikt over teknisk tilstand når den har vært i operasjon.

Eldre bunnfaste installasjoner med mange muligheter og behov for oppgraderinger og/eller brønn-tilknytninger vil over tid bli mer tettpakkede og komplekse. Dette vil føre til større timeforbruk for hvert tonn som installeres og dermed en økende kostnadstrend. Samtidig vil sannsynligheten for uønskede hendelser kunne øke. Mer kompliserte modifikasjoner i mange områder på plattformen samtidig, bidrar til økt risiko for uønskede hendelser. Det betyr at integrert planlegging, koordinering og samhandling mellom alle involverte aktører blir enda viktigere nå enn det har vært tidligere.

3.4 Kostnads- og lønnsomhetspress

Norsk olje- og gassproduksjon opplever for tiden et betydelig kostnadspress, drevet av valutasvingninger, høy inflasjon og et stramt leverandørmarked. Dette fører til økte kostnader for både utbyggingsprosjekter og løpende drift på norsk sokkel. Årsakene kan være flere:

- Svekket norsk krone: En svakere norsk krone mot amerikanske dollar og euro bidrar betydelig til økte kostnader i modifikasjoner og utbyggingsprosjekter.
- Inflasjon: Generell prisøkning på varer og tjenester har bidratt til økte kostnader for utstyr, materiell og arbeidskraft.

- Produktivitetsnedgang. Se kapittel 3.3 over.
- Stramt leverandørmarked: Økt etterspørsel etter utstyr og tjenester fører til forsinkelser og høyere priser fra leverandørene.
- Høyt investeringsnivå delvis stimulert av midlertidige skatteendringer, har bidratt til å drive opp kostnadene i hele industrien.
- Økte strømkostnader bidrar til høyere totale driftskostnader.

Etter hvert som produksjonen, og dermed inntektene på norsk sokkel, gradvis avtar mot 2050, er det behov for å konsolidere infrastrukturen for å holde enhetskostnadene nede.

Når en overvekt av de nye investeringene foregår på og i tilknytning til plattformer i drift, blir det en stor utfordring for industrien å redusere dagens nivå på både investerings- og driftskostnader. Hvis man ikke lykkes med å holde driftskostnadene nede vil man gå glipp av en rekke investeringsmuligheter. Usikkerheten knyttet til fremtidig kostnadsnivå samt olje og gasspriser vil påvirke investeringsbeslutningene og vil kunne føre til utsettelse eller kanselleringer av mulige prosjekter. De viktigste fokusområdene vil fortsatt være:

- **Effektivisering:** Selskapene på sokkelen må arbeide kontinuerlig med å effektivisere driften og redusere øvrige kostnader uten at sikkerhetsnivået reduseres.
- **Teknologi:** Selskapene må investere i ny teknologi og digitale verktøy for å effektivisere produksjonen, som fjernstyrte og lavbemannede operasjoner.
- **Kontraktsform:** Kontraktene må belønne forbedret produktivitet og besparelser foreslått av leverandørene.
- **Strategi for sluttfasen:** Med produksjonen på vei ned mot 2050, understrekes behovet for en tydelig strategi for sluttfasen av norsk olje- og gassproduksjon.

Til tross for utfordringene som er beskrevet her, ser det ut til at Norge kan forbli en viktig og stabil leverandør av olje og gass til Europa i lang tid fremover. Høy produksjon i 2024/ 25 forventes å flate ut etter 2026 for deretter å avta.

4 Utfordringer og status for dagens risikobilde

For å forstå hvordan samtidige aktiviteter og samhandling påvirker risikobildet, er det nødvendig å se dette i sammenheng med de mest alvorlige fare- og ulykkestypene offshore. Disse farene er ikke nye, men konsekvensene kan forsterkes når flere aktører, arbeidsoperasjoner og tekniske systemer påvirker hverandre samtidig. De mest alvorlige farene forbundet med offshore-drift i olje- og gassindustrien inkluderer både sikkerhets-, miljø- og operasjonelle farer.

- **Brann og eksplosjoner:** Dette er en av de mest katastrofale risikoene på grunn av tilstedeværelsen av svært brannfarlige hydrokarboner, gasser og høytrykkssystemer.
- **Ukontrollerte utblåsninger (blow-outs):** Når reservoartrykket overstiger kontrolltiltak, kan det føre til ukontrollert utslipp av olje og gass, noe som kan forårsake eksplosjoner og miljøskader.
- **Miljøutslipp (oljesøl og gasslekkasjer):** Utslipp av olje eller gass kan ha alvorlige konsekvenser for marint liv, miljøet og selskapets omdømme.
- **Transport- og logistikkrisiko:** Transport til og fra installasjoner via helikopter eller fartøy innebærer farer, og ulykker under disse operasjonene er en betydelig risiko.
- **Ekstremvær:** Offshore installasjoner er utsatt for tuffe værforhold som orkaner, sterke vinder og grov sjø, noe som kan skade utstyr og forstyrre operasjoner.
- **Mekaniske feil og utstyrssvikt:** Feil på kritisk utstyr som borekroner, høytrykkssystemer og kraner kan føre til ulykker, produksjonsstans og personskader.
- **Fall fra høyde og gjenstander som faller:** Arbeid i høyden er vanlig, og risikoen for fallulykker er betydelig. I tillegg utgjør fallende gjenstander en stor fare for personell og utstyr på dekk.
- **Kjemikalieeksponering:** Eksponering for farlige og giftige kjemikalier, inkludert hydrogensulfid (H₂S) og boreslam, utgjør en alvorlig helserisiko for arbeidere.
- **Menneskelig feil:** Langvarige skift og krevende fysiske og psykiske forhold kan føre til utmattelse, dårlig beslutningstaking og feil som forårsaker ulykker.
- **Cyberangrep:** Moderne offshoreoperasjoner er svært avhengige av nettverk og kontrollsystemer, noe som gjør dem sårbare for cyberangrep som kan forstyrre kritisk infrastruktur og drift.

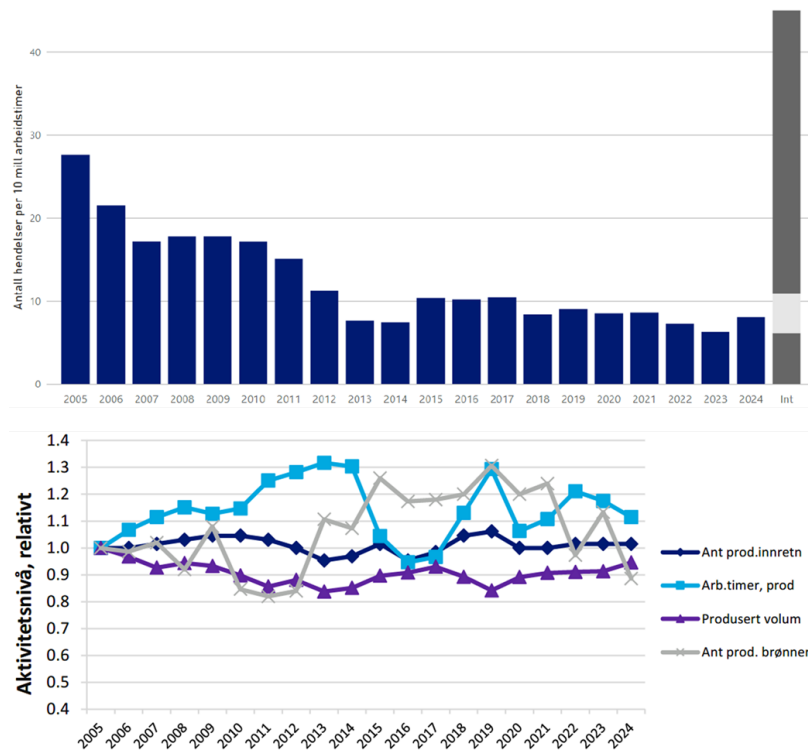
4.1 Utvikling av uønskede hendelser over tid

På offshoreinstallasjoner er mange aktører involvert i de samme arbeidsprosessene. For at arbeidet skal foregå effektivt og trygt, må de involverte aktørene koordinere arbeidsoppgavene godt. Hvilke tiltak den enkelte virksomheten må iverksette for å oppfylle kravet om forsvarlig virksomhet, følger av krav i helse-, miljø- og sikkerhetslovgivningen. Et sentralt formål med denne rapporten er derfor å belyse hvordan samhandling, planlegging og grensesnittstyring påvirker risikobildet på sokkelen.

RNNP 2024 gir et viktig bakteppe for denne vurderingen ved å vise utvikling i hendelser, barrierer, vedlikehold og aktivitetsnivå. Relevant informasjon med hensyn til risikostyring og samhandling er som følger (se Figur 7):

- Trenden for hendelser under kategorien storulykkepotensial har vært stabil de siste årene – ingen økning observeres som følge av skattepakken
- Stor forskjell på barriereindikatorene mellom innretninger – gamle/ nye og med ulike operatører
- Høy mengde ikke utført korrigerende vedlikehold – negativ trend de siste årene
- Det er påvist sammenheng mellom ikke utført korrigerende vedlikehold og hendelsesfrekvenser – effekten og størrelsesorden er imidlertid noe usikker

- Det var 223 personskader i 2024, mot 185 i 2023
- Det var 10 millioner offshore timer i 2024 for modifikasjoner og vedlikehold – dette gir en stigende trend.



Figur 8 Alvorlig risiko- og ulykkeshendelser (Kilde: Havtil, RNNP 2024)

4.2 Havtil tilsynsrapporter, granskninger og andre rapporter

Havtil gjennomfører jevnlig tilsyn med både drifts-, vedlikeholds- og prosjektaktiviteter på anleggene til havs. Ut ifra disse rapportene ser vi at det fortsatt er et stykke igjen før industrien kan si at de etterlever alle regler og krav som stilles til dem. Fellesnevneren ser ut til å være for svak styring og oppfølging.

Hovedmeldingen og hovedfunn fra tilsynsåret 2024 var at:

- Det er ikke alltid samsvar mellom planlagte oppgaver og tilgjengelige ressurser
- Det er eksempler på mangelfull informasjon i forbindelse med planlegging, mangelfulle risikovurderinger, manglende bruk av læring fra tilsvarende hendelser
- Det er avvik knyttet til styring av vedlikehold med utstrakt bruk av replanlegging og flytting av sluttdato
- Flere hendelser knyttet til elektriske anlegg pga. mangler i vedlikeholdsprogrammet
- Manglende oversikt over svekkede barriereelementer

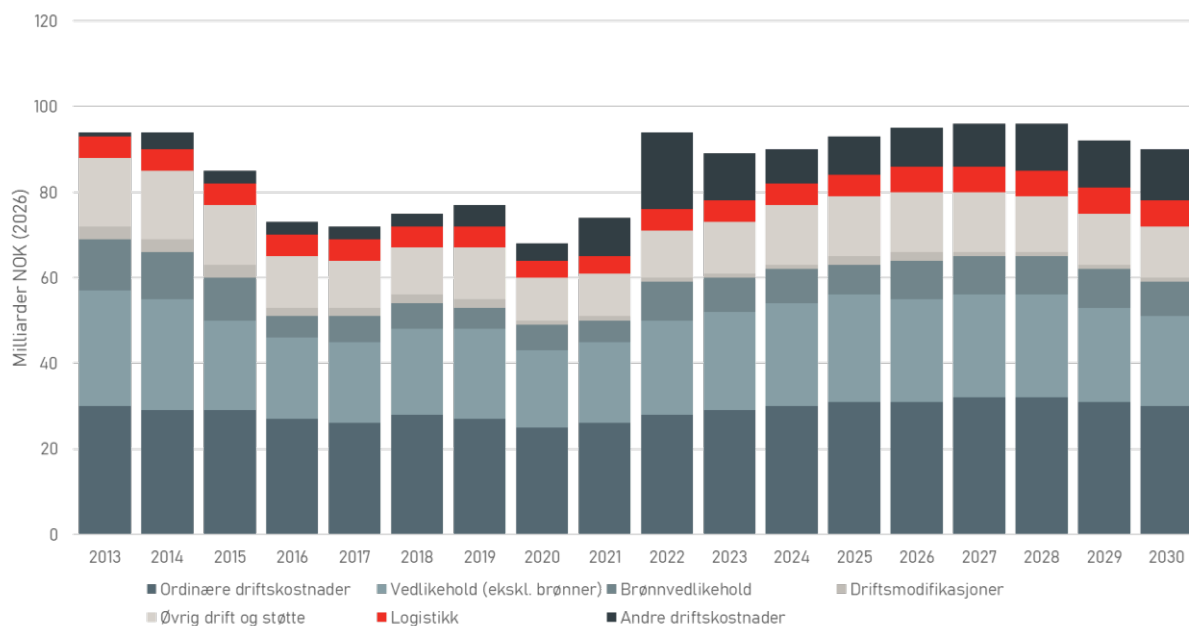
En gjennomlesning av om lag 40 av de senere rapportene ga følgende bilde (se Tabell 2):

Tabell 2 Funn og observasjoner fra Havtil tilsyn

Gjengangere	Observert 2 til 4 ganger
- Arbeidsomfang og planer er ikke godt nok på plass ved oppstart - Mangler i vedlikeholdsprogrammet - Mangelfull planlegging av ressurser - Ikke samsvar mellom krav blant de ulike aktørene - Ikke samsvar mellom «as is» og dokumentasjon - Mangelfull identifisering av ansvar og myndighet - Ikke god nok barrierestyring og kontroll - Mangelfull risikovurdering - Mangler ved sikkerhetsklarering av arbeid - Mangelfull erfaringsoverføring - Manglende regelverkskompetanse	- Ikke fullt ut sikret styring av arbeidsmiljørisiko - Utestående opplæring av verneombud - Mangelfull oppdatering av dokumentasjon og prosedyrer - Mangler ved kriterier for setting av prioritet, inkludert tilhørende tidsfrister for utføring av vedlikeholdsaktiviteter - Ikke god nok styring (og avviksbehandling) av helse, miljø og sikkerhetskrav - Manglende oppfølging og korrigerende av identifiserte avvik - Ikke tilrettelagt for arbeidstakermedvirkning - Mangler i sikkerhetssystemene - Mangelfull oppfølging av kompetanse av leverandører - Mangelfulle beslutningsunderlag og kriterier - Manglende arbeidsmiljøkompetanse

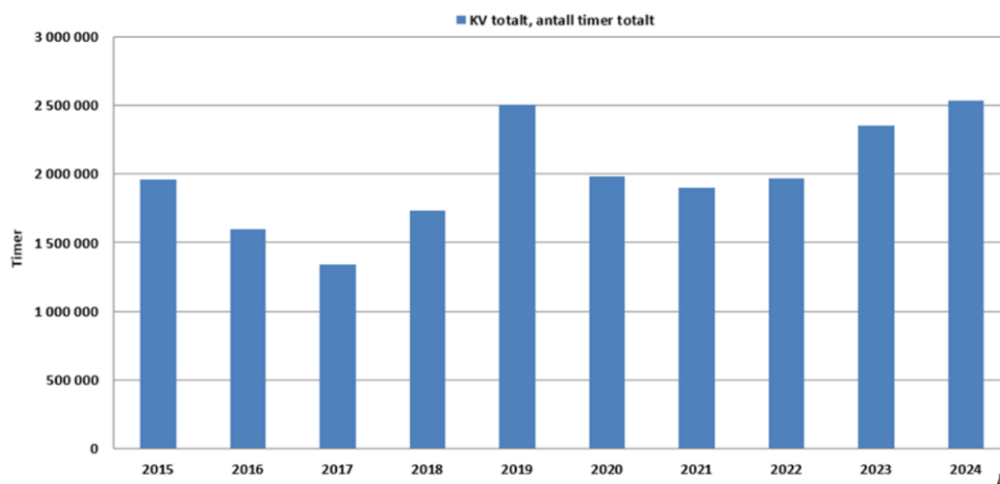
Den økende aktiviteten på sentrale infrastrukturinstallasjoner har medført (RNNP 2024):

- Et større etterslep på forebyggende vedlikehold (FV)
- En økende mengde korrektivt vedlikehold (KV)
- En større del av de uønskede hendelsene skyldes operasjonelle forhold
- Redusert produktivitet på utført arbeid



Figur 9 Aktivitetsnivå på NCS (Kilde: Søkeldirektoratets årsrapport 2025)

Antall timer som brukes på vedlikehold øker (se Figur 9). Årsaksforholdet mellom et økende antall timer brukt på vedlikehold samtidig som etterslepet ser ut til å øke, ser etter prosjektgruppens erfaringer ut til å være en kombinasjon av prosesser som ikke følges, et økende behov på grunn av aldring og dårligere produktivitet på grunn av høyt aktivitetsnivå.



Figur 10 Antall timer til vedlikehold (Kilde: Havtil, RNNP 2024)

Det har videre skjedd en betydelig endring i teknologi og utstyrvalg i løpet av de over 50 årene som er gått siden de første plattformene kom i drift på 1970-tallet. Flere av de eldste anleggene har allerede gjennomført levetidsforlengelsesaktiviteter og mange av de mest sentrale plattformene i infrastrukturen på norsk sokkel må gjennomføre ytterligere levetidsforlengelse i de kommende årene.

Reduksjon i forebyggende vedlikehold har i noen tilfeller gitt ekstra kostnader når levetiden blir ytterligere forlenget. I sum betyr dette at aktivitetsnivået for både vedlikehold og modifikasjoner på de gamle installasjonene er økende parallelt med at produksjonen er minkende.

Imidlertid koster sikkerheten penger og sikkerhetsprosessene tar tid og har åpenbart påvirket og bidratt til at arbeidseffektiviteten offshore er blitt lavere – ofte under 60% av de direkte timene som medgår. Utfordringen nå er å opprettholde sikkerhetsnivået samtidig som effektiviteten økes. Bedre og mer effektiv samhandling aktørene imellom vil her kunne være et viktig virkemiddel.

4.3 Realistisk planlegging

Tids- og kostnadsestimatene for offshore arbeid har de senere årene ofte vist seg å være for lave samtidig som det er absolutte begrensninger på antall sengeplasser og dermed personer om bord (POB). Dette gir store utfordringer for både fremdrift og produktivitet. (Se Tabell 3 under).

Begrensninger sett opp mot det samlede aktivitetsnivået må hensyntas bedre enn det som er tilfelle nå. Slike begrensninger kan i tillegg til POB være helikoptertilgang, lokale område- og plassbegrensninger, samtidige operasjoner og værkriterier. Avhengighet og logikk mellom alle de planlagte aktivitetene i planen må være kjente og på plass. Man må forsøke å få tidlig og god oversikt over POB behovene på installasjonen (6-12 måneders horisont).

Det største forbedringspotensialet ligger i å få god oversikt over arbeidsomfanget tidlig, gjennomføre detaljert planlegging etter samme prinsipper som ved revisjonsstanser, og benytte realistiske estimater for direkte og indirekte timeforbruk samt forventet produktivitet. Dette gir et bedre

grunnlag for å prioritere aktiviteter, styre POB-belastningen og redusere behovet for re-planlegging under gjennomføring.

Tabell 3 Tema og anbefalinger for realistiske estimater for direkte og indirekte timeforbruk

Tema	Risikoe	Indikatorer	Anbefalinger
1. Kvalitet ved oppstart - Teknisk løsning og underlag «Project Control Basis» (PCB)	- Manglende kvalitet på «Project Control Basis» gir mange endringer i gjennomføringen - Urealistiske forutsetninger og planer betyr dårligere kvalitet og økt antall uønskede hendelser (HMS)	- Tid og kostnadsavvik - Mange endringer - Redusert produktivitet - Antall indirekte timer	- Etterse at modning/detaljering er i henhold til Operatørens krav/praksis - Tilgang på operativ erfaring fra dag 1 - Krav til godheten i planer må bli mer lik kvaliteten på planer for revisjonsstanser
2. Integrerte planer - Realistisk ressurssetting og realistiske tidsplaner - Integrerte planer basert på felles databaser - Felles eierskap til plan	- Mangelfull utsjekk av følgekonsekvenser ved endringer forstyrrer plan og øker kostnadene - Mangelfull styring og kontroll i gjennomføringen gir forsinkelser og betydelige kostnadsøkninger - Operatøren har ikke god nok kontroll på det totale arbeidsomfanget på plattformen	- Tid og kostnadsavvik - Mange endringer - Redusert produktivitet - Uklare grensesnitt - Uklar ansvarsfordeling	- Operatøren må gjennomføre en grundig QC av arbeidsomfang, planer og estimater før oppstart - Effektivt bruk av "Peer Assist og Peer Review" - Klare beslutningskriterier - Felles krav til format på input data til planer
3. Gjennomføring - Produktivitet - Indirekte timebruk - Prosjektledelse/kontroll - Tilgang på kapasitet/kompetanse	- Manglende kvalitet på teknisk underlag for prosjekter og modifikasjoner gir mange endringer - Manglende samordning av innspill fra de ulike aktivitetsområdene betyr dårlig integrering - Ulike plansystem gir unødvendige endringer - Mangelfulle erfaringsdatabaser og kompetanse gir urealistiske ressurs- og kostnadsestimater	- Tid og kostnadsavvik - Mange endringer - Redusert produktivitet - Uklare grensesnitt - Uklar ansvarsfordeling	- Tett styring og kontroll av framdriften - Kontroll på hvordan endringer godkjennes og «contingency» styres og brukes - Streng endringskontroll med realistisk vurdering av endringskonsekvenser - Operatøren må ha kontroll på disponering av sengekapasiteten til enhver tid
4. Andre forhold - Kompensasjonsformat - Tidsbruk på ikke avklarte problemstillinger	- Kompensasjonsformat gir incitament for høyt timeforbruk - Timeforbruk på «byråkrati»	- Produktivitet/ effektivitet - Gunstige timerater for regnings-arbeid	Introdusere netto rater i Kontrakten

4.4 Sikring av informasjon og installasjoner

Sikring av informasjon og installasjoner offshore omfatter både fysisk sikring av installasjonene og digital sikring av informasjon. Dette kan oppnås gjennom en kombinasjon av tekniske, organisatoriske og operasjonelle barrierer, fra brannsikring og personellsikkerhet til planlegging, kontroll og bruk av sikringsplaner. Sikringsarbeidet er en kontinuerlig prosess som skal ivareta både personell og utstyr. Personell som utfører oppgaver knyttet til sikring, må ha nødvendig kompetanse og opplæring.

Fra 2023 har Havtil også fått tilsynsansvar etter sikkerhetsloven. Loven skal bidra til å forebygge, avdekke og motvirke sikkerhetstruende virksomhet, det vil si tilsiktede handlinger som direkte eller indirekte kan skade nasjonale sikkerhetsinteresser. Offshore Norge utgir retningslinjer for sikring av informasjon og operasjoner offshore, samt krav til opplæring og kompetanse. Nasjonal sikkerhet blir først og fremst ivaretatt av myndighetene, men med den geopolitiske betydningen energitilgang har, må også oljeindustrien samarbeide tett med myndighetene. Dette kan påvirke driften.

Fysisk og operasjonell sikring

- **Barrierer:** Etablerte barrierer som skal hindre spredning av brann, gass og vann, og er installert i henhold til spesifikke krav.

- **Personellsikkerhet:** Opplæring som «Grunnleggende sikkerhetskurs» dekker førstehjelp, brannvern, evakuering og overlevelse.
- **Helikoptertransport:** Spesifikke krav gjelder for helikoptertransport, inkludert bruk av redningsdrakter i riktig størrelse, hørselvern, og gyldig opplæring.
- **Lastesikring:** Korrekt sikring og kontroll av last er avgjørende for å hindre uhell. Personell må ha dokumentert kompetanse for pakking, sikring og kontroll av last.

Digital sikring

- **Cybersikkerhet:** Det er et økende søkelys på cybersikkerhet for å beskytte industrielle kontrollsystemer og informasjonssystemer.
- **Informasjonssikring:** Fra industriens side er det ønskelig med felles databaser og åpen tilgang til informasjon mellom involverte aktører. Det er en stor utfordring å skjerme informasjon som kan brukes av eksterne aktører til å skade virksomheten.
- **Sikringsplaner:** Operatører skal ha sikringsplaner som beskriver systemer for å hindre uautorisert tilgang til installasjonene og operasjonelle datasystemer. Disse planene skal oppdateres basert på ny kunnskap, erfaringer og hendelser.

4.5 Generelt for plattformer i drift

Med utgangspunkt i den gjennomførte datainnsamlingen, presenteres nedenfor en systematisert oversikt over identifiserte forhold som kan ha påvirkning og betydning for effektiv samhandling. Hensikten er å synliggjøre sammenhenger og gi et helhetlig bilde av de elementene som er mest relevante for den videre drøfting i rapporten.

- Stor andel uforutsette/ uplanlagte aktiviteter som får prioritet ved re-prioritering. Dette betyr som regel utsettelse/ ekskludering av andre planlagte aktiviteter
- Manglende komplementære kontrakter som sikrer total produktivitet
- Etterslep på vedlikehold fører til redefinering av tekniske, operasjonelle akseptkriterier – uforutsett andelen øker
- FV/KV forholdet øker – dette betyr mer korrektivt vedlikehold
- PM arbeidet øker i omfang – problemer med reservedeler som er utgått på dato
- Organisering, kontraktsformer, stillingsrotasjoner, færre kontinuitetsbærere
- Ulike prioriteringer mellom aktørene
- Byråkratiseringskrav kombinert med spissere og smalere fag- og ansvarsområder (ingeniørfagene)
- POB begrensinger, mange aktører og høyt aktivitetsnivå (de eldre plattformene, særlig betongplattformene, hadde LQ med større kapasitet). Etter NORSOK på 90-tallet ble antall sengeplasser pr installasjon vesentlig redusert.
- Avvik mellom dokumentasjon og “as-built” status
- Levetidsforlengelser med ekstra FV og KV arbeidsomfang
- Bemanning og kompetanse- grunnbemanning (Drift) i forhold til ekstra arbeid ved prosjekt gjennomføring
- Innretninger med egen borerigg har stort POB behov for å støtte boring, mekanisk intervensjon og stimuleringsoperasjoner
- Eldre innretninger med lav produksjon har lave hastigheter i hovedrør systemer, dette gir mulig korrosjon osv. Materialvalget på eldre innretninger var mindre robust enn det som kreves i dag.

- Reservoarer som har mottatt injeksjon av sjøvann uten tilstrekkelig behandling for å unngå forsuring med økt H₂S nivå og bakterievekst, vil måtte investere i kompliserte anlegg med både høy Capex og Opex
- Noen eldre felt har hatt og har innsynkning av havbunn. Dette har skapt en økende risiko knyttet til eventuelle skader av bølger
- Økende H₂S nivåer i fluider og gasser grunnet manglende sulfat-fjerning av sjøvanns injeksjon. Dette kan gi personell eksponering.
- Forskjellige kulturer fra felt til felt og også mellom offshore versus landkontor
- Drift baserer sine KPI'er på produksjonsmengde - lite rom for aksept av nedetid

Forhold som kan håndteres bedre enn hva som observeres i dag er:

- **Planer:** Langtidsplaner, årsplaner og månedsplaner bør være integrerte, det vil si at alle aktiviteter på installasjonen inkluderes med avhengigheter og timeestimat. Detaljerte arbeidsplaner på ukenivå utarbeides av de som er ansvarlig for å gjennomføre aktivitetene.
- **Grensesnitthåndtering** i aktivitetssettene gir usikkerhet/ mulige feil
- **Uforutsette hendelser** i anleggsdrift og brønner får for ofte førsteprioritet. Dette gir mange endringer i planene, forstyrrer logistikkflyten og gir tapt produktivitet for andre aktiviteter.
- **Etterslep** på oppdatering av informasjon i dokumentasjonen må unngås.
- **Språk og kulturforskjeller** mellom hav og land og mellom aktører offshore bør forstås bedre.
- **Risikogjennomganger** og tilsyn kan i noen tilfeller være for overfladiske
- **Analyseverktøy** for sikkerhetsarbeidet er kanskje blitt for akademisk
- **Uklare ansvarsforhold** kan skape usikkerhet og øke tidsbruken

4.6 Flytende plattformer

Utfordringer som kommer i tillegg til de generelle listet ovenfor

- Begrensede inntrekningsmuligheter av nye brønner/ felt
- Trykkbegrensninger på fleksible stigerør
- Nødvendige modifikasjoner i svivel (turret) er kompliserte
- Krever rigid vektkontroll og stabilitetskontroll
- Utmatningskontroll og analyser
- POB begrensninger/ gjennomføringskapasitet (mer problematisk med flotell)
- Usikkerheten rundt den reelle tilstanden for flytere er ofte stor. Dette har man erfart når oppgradering av flytere har blitt tatt ved verft.
- Flerfasestrømning med høye gasshastigheter - fare for erosjon, generering av vibrasjoner
- Hydrater i strømningsrør og fleksible stigerør
- Design og operasjon av HIPPS - tilstrekkelig pålitelighet?

4.7 Ubemannede plattformer

Normalt ubemannede innretninger representerer en særskilt driftsmodell hvor lav bemanning og periodisk tilstedeværelse stiller høye krav til planlegging, logistikk, beredskap og samhandling mellom operatør, fartøy og utførende personell. Når arbeid på slike innretninger i økende grad gjennomføres via W2W-løsninger, må forutsetningene for sikker adgang, evakuering og effektiv gjennomføring av arbeid avklares tidlig og følges opp gjennom hele driftsfasen. Det stilles krav til sikker evakuering av personell i beredskapssituasjoner. Gangvei mot DP-fartøy vil ofte være primær evakueringsmetode for plattformer uten helidekk. Uten helidekk må sekundær evakuering foregå på

en annen måte. Maritimt regelverk gir krav til graden av redundans for ulike DP-klasser (se Tabell 4). Hvilken DP-klasse som velges, er basert på en risikovurdering av kritikaliteten til operasjonen. Denne kritikaliteten defineres av operatøren. I dag er det vanlig å bruke DP2-fartøy ved operasjon med W2W. I et voksende marked for vindmøller har det blitt tilgjengelig fartøy som også benyttes i dette markedet.

Dersom det ikke foreligger et klart bilde og tydelige forutsetninger for dette i PUD-fasen, kan dette føre til store kostnader i fremtiden. Dersom operasjonsvinduet blir redusert for DP2 fartøy vil dette ytterligere redusere effektiviteten. Skulle det bli tvil om evakueringsmuligheter ikke er adekvate, kan det bli stilt krav om dette og en må tilføre nytt utstyr på installasjonene. Blir det krav om et fartøy i «standby» i tillegg, vil dette føre til økte kostnader.

Tabell 4 DP-klasser

DP1	Tillater at fartøy mister posisjon ved en enkelt feil. Ingen redundanskrav.	Mindre risikooperasjoner, enklere forsyningsoppdrag.
DP2	Skal ikke miste posisjon ved feil i én aktiv komponent eller system. Krever redundans i kraftforsyning og kontrollsystemer.	Offshore konstruksjon, rørlegging og dykkeroperasjoner.
DP3	Skal ikke miste posisjon ved noen enkeltfeil, inkludert brann eller vanninntrenging. Krever fysisk separasjon av systemer og høyeste grad av redundans.	Kritiske operasjoner nær plattformer, borefartøy og floteller.

Andre registrerte **utfordringer** for NUI plattformer:

- Små (eldre) innretninger har ofte vesentlige større behov for arbeid om bord enn det som var lagt til grunn i design – kan gi stort etterslep
- Brønner, kjemikaliesystem og kraner topper listen over ekstraarbeid
- Skifte fra entring med helikopter til W2W kan redusere produktiviteten
- Krav til minimum fem personer for beredskap – disse må også kunne utføre andre oppgaver
- Mye utstyr for brønnoverhaling og vedlikehold. Ødelegger tilgjengeligheten for andre oppgaver
- Flere innretninger har blitt tvunget til å kjøre sjøvannsløftepumper permanent
- Krav til delugesystem, testing og dekningsgrad bidrar til ekstra (og unødvendig?) arbeid
- Erfaringene viser svært høye tall mhp. produktivitetstap på disse innretningene – i noen perioder er man nede på 4–5 produktive direkte timer på 12 t arbeids skift (dette gir svært høye kostnader pr direkte time utført (20–25.000 NOK– inkludert alle kostnader)
- Stort behov for entring av innretningene gir mye helikopterbruk (økt risikoeksponering)
- Parallelle arbeidsoperasjoner og re-prioriteringer gir mange grensesnitt

4.8 Undervannsinstallasjoner og rørledninger

Flere av de mulige fremtidige mindre Subsea tilknytningene karakteriseres av at de ligger dypt (HP/HT). De har ofte komplekse fluider og kan ha lange avstander til infrastruktur – ofte med ujevn sjøbunn som resulterer i væskelåser.

Dette gir følgende ekstra utfordringer

- Bruk av eksotiske materialer – store utfordringer med kvalitetsoppnåelse (tilgjengelighet og fabrikkasjonsfeil)
- Høye temperaturer medfører store bevegelser av rørledningene (start-stopp) og gradvis utvikling av væskelåser langs rørledningen

- Flerfasestrømning med høye gasshastigheter gir fare for erosjon og generering av vibrasjoner

Utfordringer som gjelder alle nye tilknytninger, er:

- Oppkobling imot eksisterende infrastruktur krever normalt fiskal måling (fordyrende).
- Opprensning og stimulering av undervannsbrønner kan medføre store mengder sand og kjemikalier produsert til mottaksplattformen.
- Hydrater i strømningsrør og fleksible stigerør er noen ganger vanskelige å håndtere
- Design og operasjon av HIPPS – har disse tilstrekkelig pålitelighet?

4.9 Boring og brønnvedlikehold

Boring og brønnvedlikehold utgjør et stort og viktig aktivitetsområde for installasjoner i drift og må ha stor oppmerksomhet fra både plattformledelsen og fra de som planlegger de totale aktivitetene om bord. Det er viktig å forstå følgende forutsetninger:

- Boreriggene er ikke tilrettelagt for parallelle aktiviteter med prosjekter og operasjoner, det er heller ikke kontraktene. Det er derfor ofte liten vilje til samhandling ifølge flere av aktørene i industrien
- SFS Anbefaling 045N/2021 Samtidige Operasjoner, er utformet basert på prioriteringene innen boring og brønn
- Tidsplanene for brønnoperasjoner endres ofte og får nesten alltid høy prioritet
- Kunnskapsnivået om bore- og brønnaktiviteter er begrenset blant øvrige kontraktører om bord
- SIMOPS prosedyrene er forskjellig for de ulike operatørene
- Standarder og TR'er er for detaljerte – dokumentasjonskravene er for omfattende
- Uklarheter rundt myndighet og oppgaver – påse ansvar versus direkte ansvar
- Endringer i forhold til Havtils krav og retningslinjer i NORSOK – fortolkes og praktiseres forskjellig hos operatørene
- Gamle brønner på plattformer har ofte varierende ringromstrykk. Dette er et nøkkelt tema ved nedstengning og oppstart av brønner
- Boreoperasjoner ekskluderer alt annet arbeid på små innretninger – typisk for ubemannede.
- Bruk av kraner – Fallende laster
- Misforståelser i tilknytning til barrierer ved trykktesting osv.

5 Industriens nye utfordringer

De foregående kapitlene viser at risikobildet påvirkes av en kombinasjon av aldrende infrastruktur, økende aktivitetsnivå, nye teknologiske løsninger og flere samtidige aktører på samme installasjon. Dette kapitlet går derfor nærmere inn på hvordan samhandling i praksis kan være et bidrag til å håndtere disse utfordringene på en sikrere og mer effektiv måte.

Industrien går nå inn i en periode hvor tyngden av investeringene vil skje i tilknytning til sidestegsboring på gamle innretninger og tilknytning av mindre felt til eksisterende og aldrende infrastruktur. Samtidig må mange av disse installasjonene gjennomføre økt vedlikehold og betydelige modifikasjoner knyttet til levetidsforlengelse, endrede produksjonsbetingelser, endrede miljøkrav og nye krav knyttet til det grønne skiftet. Mesteparten av disse modifikasjonene, kombinert med omfattende boreoperasjoner og stimuleringsaktiviteter på brønner, må gjennomføres mens innretningene er i drift.

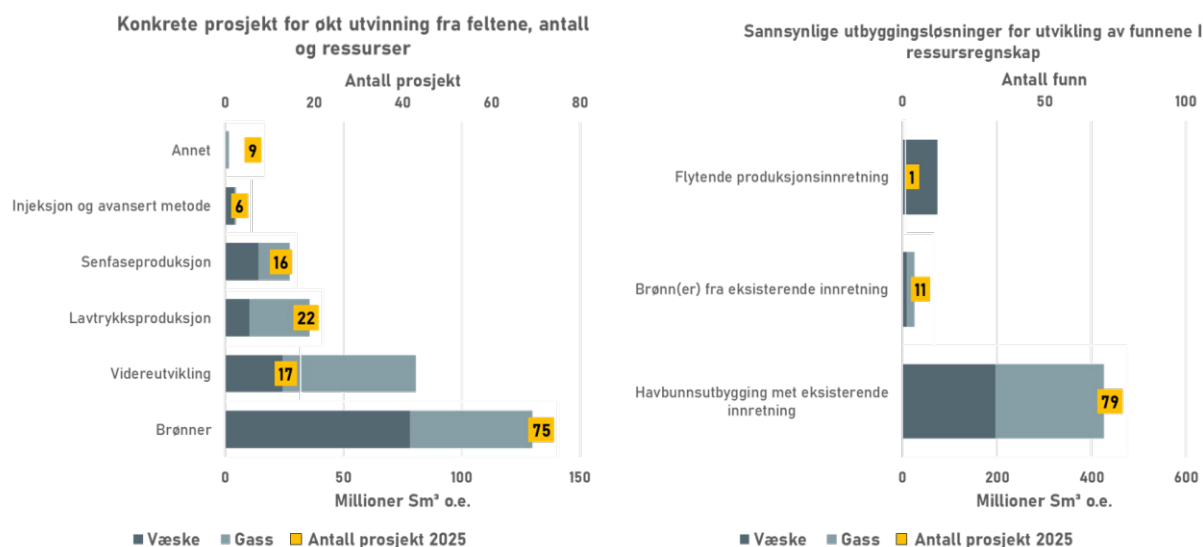
Dette gir en stor portefølje av samtidige aktiviteter med mange aktører, høyt timeforbruk offshore, fallende produktivitet og betydelig forbruk av indirekte timer. Balansen mellom kostnader og sikker drift på norsk sokkel innebærer å håndtere økende kostnader, blant annet knyttet til lønn, vedlikehold og modifikasjoner, samtidig som strenge sikkerhetsstandarder skal opprettholdes for å beskytte liv, miljø og verdier. Dette krever nøye planlegging, investering i teknologi og aktiv risikostyring for å sikre lønnsom og sikker drift.

Det vil også være nødvendig med investeringer for å opprettholde regularitet, redusere vedlikeholdsbehov og kutte operasjonskostnader. Beslutninger om drift må alltid ta hensyn til sikkerhet først, selv om dette kan medføre høyere kostnader. Den riktige balansen krever en helhetlig tilnærming der alle aspekter ved driften vurderes for å sikre at verken sikkerheten eller kostnadene blir uakseptable.

Til tross for et fortsatt fokus på kostnadseffektivitet, er det bred enighet om at sikkerhetsnivået på norsk sokkel er høyt. Kontinuerlig tilsyn fra Havtil, robust regelverk og et godt samarbeid har bidratt til å opprettholde en forsvarlig balanse.

5.1 Mindre og mer kompliserte reservoarer/ «små» prosjekter

Sokkeldirektoratets ressursregnskap per 31.12.2024 viser at det totale ressursvolumet, inkludert det som er solgt og levert, på norsk sokkel er om lag 15,6 milliarder Sm³ oljeekvivalenter (oe). I 2024 var det en økning på 36 millioner Sm³ oe sammenlignet med året før. De påviste ressursene har økt med 16 millioner Sm³ oe sammenlignet med 2023. 56 prosent av de forventede utvinnbare ressursene på sokkelen er produsert, og 22 prosent av de totale ressursene er ennå ikke påvist. De samlede gjenværende reservene er på 858 MSm³ olje og 1260 GSm³ gass. Dette gir følgende portefølje av aktiviteter og prosjekter for årene som kommer (*se Figur 10*).



Figur 11 Oversikt over fremtidig prosjektportefølje på norsk sokkel (Kilde: Sökkeldirektoratet)

Muligheter og utfordringer for norsk sokkel i årene som kommer:

- Økt utvinning fra eksisterende felt og nye teknologier er viktig. Utvikling av avanserte metoder for økt utvinning og teknologier som hydraulisk oppsprekking kan bidra positivt.
- Mye av de gjenværende ressursene vil være i avgrensede «lommer» og mindre reservoarer. Dette gir utfordringer for lønnsomheten.
- Tette reservoarer med lav permeabilitet er vanskelige å gjøre lønnsomme. Relevante teknologier som oppsprekking og kveilerørborring vil særlig være krevende å ta i bruk fra flyterigger for havbunnsbrønner. Tilpasning av brønnskrollutstyr til norske forhold, samt håndtering av forurensede væsketyper, vil kreve betydelig uttesting og oppgradering av utstyr som opprinnelig er utviklet for plattform- og landoperasjoner. Utbygging av manglende infrastruktur (som f.eks. gassinfrastruktur i Barentshavet) kan bli viktig for å realisere alle gjenværende ressurser.

Tabell 5 under viser mulige fremtidige utfordringer slik de fremkommer i samtalen med industrien.

Tabell 5 Fremtidens mulige utfordringer

Tema	Risikoer	Indikatorer	Anbefalinger
1. Aldrende infrastruktur - Eldre installasjoner med levetidsforlengelser - Økt takt i endringer og innføring av ny teknologi - Forsuring av gamle reservoarer	- Teknisk tilstandskontroll kan være mangelfull - Vanskelig å integrere nytt utstyr - HP/HT strømmer inn til gamle installasjoner - Integrering av KI i prosessstyring og sikkerhetssystemer	- Kvalitetssikring - HMS hendelser - Kvalitetshendelser - Produktivitet om bord - Nedetid/regularitet - Vedlikeholdsetterslep	- Sikre tilstrekkelig opplæring når endringer i teknologi og arbeidsprosesser introduseres - Forbedre og tilpasse evaluering av teknisk integritet med bruk av KI - Ha kontroll på vedlikehold og teknisk integritet - Ha fokus på storulykkesindikatorer
2. Nye konseptløsninger - Ubemannede installasjoner (UI) – W2W løsninger - Forenklete tie-in løsninger	- Uklar regelverksforståelse - Beredskapsutfordringer	- Manglende systematisk prosess for ekstern erfaringsinnhenting - Nedetid/regularitet	- Møte krav til evakuering på en sikker måte - Sikre at det gjøres samsvars-målinger for

• Bruk av ny teknologi	3. Risiko nivået kan øke med nye løsninger som W2W (evakuering) 4. Ul installasjonene krever mer besøk enn forutsatt for sikker drift	• Kost og planindikatorer	fartøys operasjoner som er involvert (W2W) • Bedre erfaringsoverføring og læring på tvers av industrien
3. Mindre og vanskeligere nye funn • Mange ulike brønnstrømmer inn til samme prosessanlegg • Nye og mer krevende fluider • HT/HP brønner • Tette reservoarer	1. Kostnadsnivået stopper nye funn 2. Utilstrekkelig reservoarkartlegging 3. Tekniske løsninger som HIPPS, fleksible stigerør osv. 4. Lange avstander / ujevn sjøbunn 5. Ny teknologi for tette reservoarer	• HMS hendelser • Kvalitetshendelser • Produktivitet om bord • Nedetid/regularitet • Mangel på relevant erfaring	• Mer effektive prosessløsninger? • Mer kostnadseffektive tie-in løsninger? • Sett av tilstrekkelig tid til teknologikvalifisering • Stort fokus på utsetting av anlegg og sikker oppstart av produksjon

Små HP/HT-reservoarer med tette formasjoner og krevende fluider krever bruk av ny teknologi for å kunne bli kommersielt utnyttbare. Slik teknologi finnes delvis allerede i dag og brukes andre steder i verden, men må tilpasses norske forhold før den kan tas i bruk her. De tre store globale nedihullsleverandørene, Schlumberger, Baker Hughes og Halliburton, vil være sentrale i dette arbeidet. En betydelig innsats fra disse aktørene vil være nødvendig for å sikre teknologitilpasning. Historisk har NCS vært verdensledende på utvikling og kvalifisering av nedihulls- og subseateknologi.

I dag er situasjonen annerledes. NCS er ressursmessig på hell, og kostnadsnivået for teknologiutvikling og kvalifisering er blitt svært høyt. For de store globale serviceselskapene vil derfor andre områder i verden sannsynligvis fremstå som mer attraktive for teknologisatsing enn norsk sokkel. Nisjebedrifter og gründere vil fortsatt kunne utvikle gode teknologiske løsninger, men evnen til full kommersialisering i dette krevende miljøet er ofte begrenset. Det er derfor viktig at de norske operatørene samhandler tett med nisjebedriftene for å kunne løfte ny teknologi fra prototype til industristandard.

5.2 Aldring og levetidsforlengelser

Aldring medfører nye utfordringer knyttet til feil og feilutvikling. For å sikre god vedlikeholdsstyring ved levetidsforlengelse må alle relevante aktiviteter inngå i selskapets styringsmodell. Styringsmodellen bør i tillegg beskrive en forbedringsprosess som inngår i aktivitetene. Gjennom designlevetiden er vedlikeholdets rolle å kontrollere at tilstanden på utstyr er som forventet, og eventuelt utføre aktiviteter for å oppnå forventet eller forbedret tilstand. Videre drift utover opprinnelig levetid kan være god økonomi for både samfunn og næring, men det er ikke akseptabelt at videre drift går på bekostning av sikkerheten. Ved levetidsforlengelse får derfor vedlikeholdsstrategien en mer aktiv og sentral rolle i dokumenteringen av sikkerhet og integritet (*se Tabell 6 og Tabell 7*).

Tabell 6 Gjennomsnittlig alder på innretninger og totalt KV totalt i 2024 (Kilde: Havtil, RNNP 2024)

Innretningstype (n)	Gj.snitt alder	Gj.snitt totalt KV
Fast produksjon (23)	24,7	32 634
Flytende produksjon (17)	20,7	46 233
Kompleks (27)	24,8	28 018
NUI (7)	23,0	9 103
TOTAL	23,7	31 848

På bakgrunn av evalueringen av kritikaliteten på etterslep kan det fattes beslutning om hvorvidt en levetidsforlengelse er sikkerhetsmessig forsvarlig. Hvis levetidsforlengelse er mulig, må det utarbeides en plan som beskriver hva som må gjøres. Betydningen av riktig kompetanse og kontinuerlig forbedring vil øke i en levetidsforlengelse.

Tabell 7 Fordeling av innretninger kategorisert i trend og i alder (Kilde: Havtil, RNNP 2024)

KV-trend	0 – 15 år	16 – 30 år	Over 30 år
Økende KV trend	29%	52%	33%
Ikke-økende KV trend	71%	48%	67%
TOTAL	100%	100%	100%

Effektiv levetidsforlengelse av offshore olje- og gassfelt oppnås gjennom tiltak som økt utvinning (IOR/EOR), samt ved å utnytte eller bygge om eksisterende infrastruktur og feltkapasitet. Videre kan levetiden forlenges ved å fase inn nye felt.

De viktigste strategiene for økt lønnsomhet (og forlenget levetid) benyttet i industrien for aldrende felt kan defineres og oppsummeres som følger:

- **Økt utvinning (IOR/EOR):** Implementering av teknologiske og operative tiltak for å øke den totale utvinningsgraden fra et felt, for eksempel gjennom nye injeksjonsteknikker eller modifisering av brønner.
- **Gjenbruk og optimalisering:** Gjenbruk eller utnyttelse av eksisterende infrastruktur som plattformer, undervannsutstyr og rørledninger, for å produsere fra nye funn som ellers ville ha for høye kostnader.
- **Produksjonsoptimalisering:** Fortsette produksjonen til ressursene er nesten helt uttømt, noe som kan innebære å finne nye ressurslommer, utnytte felt med lavere produksjon, eller å innfase olje og gass fra andre felt for å utnytte infrastruktur.
- **Risikobasert tilnærming:** I stedet for å gjennomføre dyre og ofte unødvendige forebyggende tiltak, kan man fokusere på tilstandsbaserte målinger og data for systemer, strukturer og komponenter (SSC) som utgjør den største risikoen for anleggets integritet og sikkerhet.

5.3 Ny teknologi, kunstig intelligens (KI) og digitalisering

Balansen mellom kostnader og sikker drift på norsk sokkel innebærer å håndtere økende kostnader, blant annet knyttet til lønn, vedlikehold og modifikasjoner, samtidig som strenge sikkerhetsstandarder skal opprettholdes for å beskytte liv, miljø og verdier. Dette krever nøye planlegging, investering i teknologi og aktiv risikostyring for å sikre lønnsom og sikker drift.

Investeringer i ny og forbedret teknologi er ofte nødvendig for å opprettholde et høyt sikkerhetsnivå. Dette kan være kostbart, men er essensielt.

Ny teknologi på plattformer i drift retter seg primært mot økt utvinning, mer effektive bore- og brønnoperasjoner, digitalisering, automatisering og utslippsreduksjon. Målet er å øke effektiviteten og forlenge levetiden. De viktigste teknologiene det jobbes aktivt med er:

- **Digitale verktøy:** Gir økt forståelse av reservoaret, effektiv brønnstyring og vedlikehold.
- **Autonome droner:** Brukes i økende grad til inspeksjoner av utstyr på vanskelig tilgjengelige steder, som flammetårn og understellet på plattformen.

- **Fjernstyrte roboter:** Roboter utfører rutineoppgaver og inspeksjoner både på plattformen og under vann. Dette reduserer behovet for menneskelig tilstedeværelse i farlige områder på plattformen.
- **Fjernstyring:** Flere funksjoner flyttes fra plattformene til landbaserte kontrollrom. Dette muliggjør drift av ubemannede eller periodisk ubemannede plattformer.
- **Boring og brønntechnologi:** Videreutvikle og etablere nye kostnadseffektive tekniske løsninger som kan gjøre det mulig å produsere mest mulig av gjenværende ressurser.
- **Energieffektivisering:** Forbedre måten vi produserer strøm på og/eller redusere mengden energi offshoreoperasjoner bruker. Varmegjenvinning fra gassturbiner er et slikt eksempel.
- **Utslippsovervåking:** Ny teknologi for mer nøyaktig måling av metanutslipp og energibruk tas i bruk for å nå klimamål.

Digitalisering og bruk av kunstig intelligens (KI)

Industrien mener selv at framtidens energiløsninger og veien mot netto nullutslipp går gjennom digitalisering. Med digitalisering mener vi:

- Erstatning av manuelle eller fysiske oppgaver med digitale løsninger.
- Strømlinjeforming av arbeidsprosesser ved å redusere tid brukt på manuelt og administrativt gjentakende arbeid.
- Avansert dataanalyse for å forstå og utnytte store eksisterende datasett.
- Prediktive og preskriptive analyser ved hjelp av kunstig intelligens.

DNV utarbeidet en rapport for Havtil i 2024 «Kunnskapsoversikt knyttet til forsvarlig bruk av kunstig intelligens i petroleumssektoren». Avsnittet under er hentet fra denne rapporten.

«KI blir i dag brukt av industrien til å etablere ulike typer dokumenter og kildekoder. På lengre sikt forventes KI også å bli brukt i kontrollfunksjoner, for eksempel knyttet til løfteoperasjoner og brønnsk kontroll. Autonome KI-baserte systemer blir i første omgang innført der skadepotensialet er lavt, eksempelvis i undervannsfarkoster og droner. Det er en fare for at informasjon frembrakt ved hjelp av KI-baserte systemer, kan føre til at det blir tatt feil operasjonelle beslutninger, noe som igjen kan føre til en ulykke. Kvalitetskontroll av KI genererte løsninger er derfor helt avgjørende, inkludert operasjonelle restriksjoner som reduserer risikoen for en hendelse dersom de andre barrierene ikke skulle være effektive.»

Det er behov for å kunne detektere utrygge tilstander på en måte som er uavhengig av systemet som inneholder KI. Videre innføring av KI må derfor gjennomgå omfattende kvalitetssikring.

Nye tekniske løsninger med tilgang til nådata krever informasjonsutveksling, samarbeid og samhandling mellom ulike fagdisipliner og aktører for å redusere risikoen for mistolkninger og feiloperasjoner. Eksempler på relevante temaer er:

- Nedihullsstyrte ventiler fra flergrensrør/soner der gass-, væske- og trykkegenskaper kan variere mye. Dette gjelder især for HP/HT reservoarer. Feiloperasjoner kan representere fare for økte strømningshastigheter som igjen kan skape problemer i prosessen på plattformen.
- Ekstra innlegg i fleksible rør for å hindre vibrasjoner grunnet høyt gassinhold i strømmingen. Dette kan skape problemer ved trykkavlastning/hydrater i røret
- HIPPS systemer hvor rask nedstengning kan skape væske slag inn mot prosessutstyret

- Roboter som arbeider autonomt i områder hvor det kan være fare for gasslekkasjer

Industrien har over mange år utviklet gode prosesser for å styre kvalifisering og implementering av ny teknologi. TRL (teknologisk modenhetsnivå) med skala 1-9 brukes her både nasjonalt og internasjonalt.

En ny utfordring oppstår når TRL prosessen også skal sikre at den nye teknologien kan samspille med, eller styres av KI.

5.4 Fjerning av installasjoner og nedstengning av brønner

Fjerning av innretninger gjennomføres når innretningens effektive levetid er over, eller når det ikke lenger er økonomisk lønnsomt å hente ut mer olje og gass fra reservoaret eller reservoarene. Mange av installasjonene på norsk sokkel er tunge, store og befinner seg på betydelige havdyp. Dette gir høye fjerningskostnader. Fjerning av bunnfaste innretninger på norsk sokkel kan per i dag realiseres på to ulike måter:

- Fjerning av alt ned til 55 meter under havoverflaten
- Full fjerning av innretningen

Det forventes at forbedrede fjerningsmetoder og ny teknologi over tid vil redusere dagens høye kostnadsnivå. Dette kan bli et interessant virksomhetsområde for dagens offshore leverandørindustri.

Som hovedregel aksepteres det at rørledninger og kabler kan etterlates etter tømning og rensing. Hensynet til andre brukere av havet kan, etter en konkret vurdering, tilsi behov for nedgraving eller overdekking av disponerte rørledninger og kabler.

Hensikten med å plugge produksjonsbrønner er å isolere de petroleumsførende reservoarene og andre trykksoner for å hindre fremtidig lekkasje av hydrokarboner til andre soner, spesielt soner med ferskvann, eller til sjøbunnen og havet omkring. Pluggene må bli værende på plass og være pålitelige i et evighetsperspektiv.

Materiell, som foringsrør og brønnhoder, skal ifølge NORSOK D-010 kuttes slik at ingen deler stikker opp fra havbunnen og kan være til hinder for marine aktiviteter. Brønnintegritet og sikkerhet er selskapenes ansvar. Det totale antallet borede lete- og produksjonsbrønner på norsk sokkel nærmer seg 7 000. Totalt er det nå nærmere 100 felt i produksjon. Antall aktive brønner er ikke publisert, men det dreier seg om flere tusen brønner. Per 2022 var det 227 innstengte produksjonsbrønner som ikke var permanent plugget. Dette blir et viktig aktivitetsområde for boreselskapene i årene som kommer.

6 Risiko og utfordringer knyttet til samhandling offshore

Samhandling på offshoreinstallasjonene kan være en avgjørende faktor for sikkerhet, effektivitet og et godt arbeidsmiljø. Den unike og krevende situasjonen offshore, med begrenset plass, komplekse og samtidige operasjoner og stort fokus på sikkerhet og risikostyring, stiller spesielt høye krav til kommunikasjon og samarbeid mellom alle involverte parter. Med de nye utfordringene som er beskrevet i kapittel 5, kombinert med at det nå ofte er flere aktører involvert med smalere ansvarsområder enn tidligere, oppstår det mange grensesnitt. Summen av disse forholdene gjør god samhandling enda viktigere enn tidligere.

God samhandling offshore handler om å skape en felles forståelse og tillit i et komplekst og risikofyllt miljø, der mennesker, teknologi og prosedyrer må fungere sømløst sammen for å sikre at alt arbeid utføres på en sikker måte med tilfredsstillende effektivitet og kvalitet.

Dårlig samhandling reduserer arbeidseffektiviteten. Det tar lengre tid å ferdigstille arbeidspakkene. Dette medfører videre lengre oppholdstid offshore, mer personell om bord (POB), flere helikopterturer og følgelig en økning av den totale risikoeksponeringen.

Samhandling er ikke bare et spørsmål om effektivitet og produktivitet. Mangelfull samhandling i grensesnitt mellom organisasjoner, fagdisipliner og aktiviteter er en kjent bidragsfaktor ved flere storulykker internasjonalt. Dårlig koordinering, uklare ansvarsforhold og mangelfull risikoforståelse kan svekke barrierer og øke sannsynligheten for alvorlige hendelser.

6.1 Viktige aspekter ved samhandling offshore

En rekke forhold påvirker kvaliteten på samarbeidet offshore. De viktigste forholdene som må være på plass kan listes som følger:

- **Sikkerhetskultur:** Et felles engasjement for sikkerhet er fundamentalt. Dette innebærer en kultur der alle ansatte er bevisste på risiko, deler kunnskap og erfaringer, og er ansvarlige for å rapportere avvik uten frykt for konsekvenser. Kontinuerlig læring fra hendelser er avgjørende for å forebygge ulykker.
- **Klare roller og ansvar:** På installasjonene jobber ulike fagområder – fra borepersonell og kranførere til prosessteknikere og helikoptermannskap. For å unngå misforståelser og farlige situasjoner, må det være klart hvem som har ansvar for ulike oppgaver.
- **Kompetanse og opplæring.** Alle de intervjuede selskapene har opplæringsmatriser og system for oppfølging av kompetanse. Muligheten for en felles database i industrien, av typen Dawinci, har vært nevnt som et forenklingsforslag, særlig ville dette gi besparelser for personell som utfører arbeid på ulike installasjoner og for ulike operatører.
- **Effektiv kommunikasjon:** Manglende kommunikasjon er en stor utfordring og kan føre til uønskede hendelser. For å motvirke dette, er det viktig med:
 - **Klart språk:** Mange offshoreansatte har engelsk som arbeidsspråk, og det er viktig at alle behersker språket godt nok til å kommunisere effektivt og unngå misforståelser. God kommunikasjon krever struktur. Hva skal det samhandles om? Hvor mange må delta i samhandlingen? Trening på dette er essensielt.
 - **Egnede verktøy:** Bruk av korrekt kommunikasjonsutstyr tilpasset det støyfulle miljøet, inkludert interne systemer og digitale plattformer, er viktig.
 - **Tydelige prosedyrer:** Spesielt ved risikable operasjoner må det være klare prosedyrer for hvordan kommunikasjon skal foregå.

- **Samarbeid i nødsituasjoner:** Beredskap er en kritisk del av offshore operasjonene. Godt samarbeid er essensielt for en effektiv respons i en nødsituasjon.
- **Tverrselskapielig samarbeid:** På en installasjon er det ansatte fra både operatørselskapet og fra flere ulike leverandørselskaper. Godt samarbeid her er nødvendig for å sikre felles forståelse og utførelse av arbeidsoppgaver.
- **Psykososialt arbeidsmiljø:** Et godt psykososialt arbeidsmiljø, hvor ansatte trives og føler seg trygge, legger grunnlaget for god samhandling. Skiftarbeid og avstand fra familie kan være en utfordring, og et positivt og støttende miljø er derfor ekstra viktig.

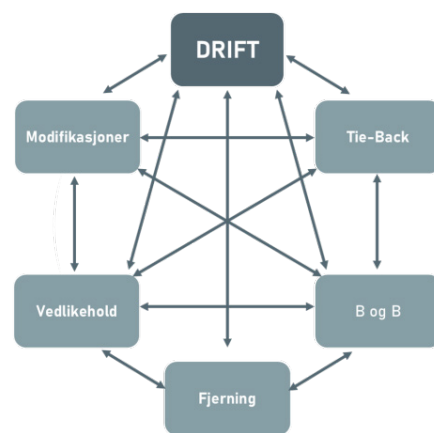
6.2 Grensesnitt og samhandling mellom aktørene

Sentrale aspekter ved grensesnitt offshore

- **Samtidige operasjoner (SIMOPS):** Dette er en vanlig og kompleks type grensesnitt. Det oppstår når flere separate aktiviteter (f.eks. boring, produksjon, vedlikehold, og fartøys operasjoner) foregår samtidig i nærheten av hverandre. Feilkoordinering kan føre til storulykkes potensial.
- **Organisatoriske grensesnitt:** Dette omhandler samhandlingen mellom ulike selskaper (operatører, leverandører, underleverandører) og avdelinger (landorganisasjon vs. offshoreinstallasjon). Utfordringer kan være ulik sikkerhetsforståelse og manglende sikring av overganger mellom ansvarsområder.
- **Tekniske/ systemgrensesnitt:** Dette gjelder fysiske og logiske koblinger mellom ulike tekniske systemer, for eksempel mellom sikkerhetssystemer (nød avstengning, brann- og gassdeteksjon) og andre styringssystemer.

Forhold som påvirker grensesnittene, er:

- **Plassbegrensninger:** Det er ofte svært begrenset plass på eksisterende plattformer, noe som gjør det vanskelig å integrere nytt utstyr og nye systemer.
- **Logistikk og tilgjengelighet:** All transport av personell og utstyr krever helikopter eller fartøy, som er avhengig av værforhold og begrenset av kapasitet.
- **Korrosjon og materialnedbrytning:** Eksisterende utstyr og strukturer er utsatt for konstant slitasje fra saltvann og værforhold, noe som må tas hensyn til ved design og installasjon av nye komponenter.
- **Integrasjon av nye og gamle systemer:** Nytt utstyr og moderne designkoder må integreres med eldre systemer og standarder, noe som kan skape teknisk inkompatibilitet.
- **Operasjonelle forstyrrelser:** Modifikasjonene vil som regel utføres uten å stanse den pågående produksjonen, noe som krever nøye planlegging og minimal nedetid.
- **Kompetansegap:** Det kan være en utfordring å tiltrekke seg og beholde nok kvalifisert personell med spesifikk erfaring fra offshorevirksomhet.



Figur 12 Samhandling offshore

I vedlegg B, «Risiko og samhandling», gis det en oppsummering av risiko knyttet til samhandling i grensesnittene mellom ulike aktører. Vedlegget gir en oversikt over følgende temaer (se Tabell 8):

Tabell 8 Grensesnitt og samhandling mellom aktørene

Samhandling / risiko tema	Definisjon av innhold	Hovedformål og utfordringer
1. Teknisk sikkerhet, integritet og drift	Sikker teknisk tilstand og god integritet for anlegget.	Sikker og regulær drift.
2. Ny teknologi	Implementering av ny teknologi på en sikker måte.	Reduserte kostnader. Sikrere drift. Bedre lønnsomhet.
3. Kunnskap og kompetanse	Kompetansekrav (utdanning), opplæring og læring.	Unngå feil og HMS hendelser. Sikker drift med god lønnsomhet.
4. Arbeidsprosesser, prosedyrer og krav	Lover, regelverk, nasjonale og internasjonale standarder. Selskapsspesifikke krav, arbeidsprosesser og prosedyrer.	Forståelig, klart og gjennomførbart. Redusert «byråkrati». Etterlevelse av gitte krav.
5. Planlegging og styring	Planlegging, styring og kontroll av alle nye og pågående aktiviteter fra dag 1.	Møte tidsplaner og kostnadsestimater for nye investeringer. Sikre at spesifiserte kvalitetskrav blir møtt.
6. Kontrakter og samarbeidsformer	Risikodeling. Kompensasjonsformat. Komplementære og samstemte insentiver. Roller og ansvar. Grensesnitt og samarbeid.	Møte tidsplaner og kostnadsestimater. Sikre spesifiserte kvalitetskrav. Unngå uønskede hendelser.
7. Organisering og gjennomføring	Operasjonsmodeller. Kommunikasjon og samarbeid. Sikre støtte fra «stakeholders». Medarbeiderinvolvering.	Sikker, effektiv og lønnsom drift. «License to Operate».
8. Nye utfordringer	Nye konsepter som krever avklaringer på krav, regelverk og standarder. Endrede prosessbetingelser. Mindre ressurser pr. ny tilknytning. Press på lønnsomhet.	Sikre at så mye som mulig av gjenværende ressurser på sokkelen kan utvinnes på en lønnsom måte.
9. Omstillingsprosess	Nødvendig endring for å sikre god utnyttelse av restreservene på norsk sokkel med tilfredsstillende lønnsomhet.	Øke produktiviteten og redusere kostnadene uten at dette går utover kvalitet og sikkerhet.

Samhandling relatert til arbeid på offshoreinstallasjoner kan deles inn i flere nivåer:

- **Mellom ulike fagdisipliner:** Dette involverer fagfolk som ingeniører, geologer og miljøeksperter som jobber sammen i alle prosjektfaser, fra design til avvikling.
- **Mellom installasjonen (offshore) og landorganisasjonen:** Dette krever tydelige avtaler og effektive kommunikasjonskanaler for å unngå mistillit og misforståelser.
- **Mellom selskaper:** Forholdet mellom operatørselskaper, partnere, leverandører og underleverandører krever standardiserte kontrakter og felles retningslinjer.
- **Mellom myndigheter og aktører:** Dette innebærer tett samarbeid med involverte myndigheter for å sikre overholdelse av regelverk og internasjonale standarder.

Med et høyt aktivitetsnivå og mange samtidige oppgaver på en plattform i drift, vil det oppstå diskusjon og behov for avklaring og prioritering rundt spørsmål om tilkomst, tilrettelegging (stilas o.l.) og disponering av sengeplasser. Da blir det viktig å ha:

- Felles overordnede mål
- Felles risikoforståelse
- Klare grensesnitt beskrivelser
- Klare ansvarsforhold
- Klare beslutningskriterier
- Godt samarbeid og tillit

Driftsorganisasjonen om bord er den organisasjonsenheten som representerer lisenseierne og lisensoperatøren og vil derfor være den som har siste ord når uklarheter oppstår.



Figur 13 Rammebetingelser som kan påvirke aktivitetene

Driftsorganisasjonens overordnede ansvar

Drift og vedlikehold er de organisasjonsenheterne som er permanent til stede på plattformen. På norsk sokkel er det, med noen få unntak, operatøren som bemanner driftsorganisasjonen, mens vedlikeholdsansvaret kan være delt mellom operatøren og en vedlikeholds kontraktør. Tradisjonelt har vedlikeholds aktivitetene vært delt i to grupper: forebyggende vedlikehold (FV) og korrektivt vedlikehold (KV). Driftsorganisasjonen er alltid ansvarlig for:

- Integreerte planer/ POB fordeling
- Teknisk integritet/ Overordnede risikoanalyser
- Beslutningskriterier/ Prioriteringer
- Kommunikasjon/ informasjon

6.3 Risiko relatert til grensesnitt og samhandling mellom aktørene

Under risiko relatert til grensesnitt og samhandling mellom aktørene har vi følgende generelle kategorier:

Operasjonell risiko

- **Hendelser og lekkasjer:** Selv om antall brønnkontrollhendelser og hydrokarbonlekkasjer har vært stabilt og lavt, utgjør de en vedvarende risiko for sikkerhet og miljø.
- **Skade på infrastruktur:** Det er en risiko for skader på bærende konstruksjoner som kan ha alvorlige konsekvenser.
- **Fallende laster** og andre uønskede hendelser fra gjennomføring av operasjoner

Miljørisiko

- **Utslipp til vann:** Produsert vann er den største kilden til oljeutslipp til sjø, men utslippene fra norsk sokkel har blitt redusert over tid.
- **Utslipp til luft og havbunn:** Produksjon, transport og foredling kan føre til utslipp som har lokale, regionale og globale konsekvenser for miljøet.

- **Klimagassutslipp:** Olje- og gassutvinning er en kilde til klimagassutslipp. Dette en viktig del av den totale risikoen.

Økonomisk og sosial risiko

- **Markedsuro:** Bransjen er følsom for olje- og gasspriser, som kan føre til store svingninger i aktivitetsnivå og investeringer.
- **Arbeidsplasser:** Svingninger i oljeprisen kan føre til betydelige tap av arbeidsplasser i leverandørindustrien, selv om erfaring viser at bransjen er relativt motstandsdyktig.

For å redusere overordnet risiko må man:

- Ha kontroll på vedlikehold, barrierer og teknisk integritet
- Forbedre inspeksjonsprogrammer og metoder
- Oppdatere områderisiko jevnlig
- Ha fokus på storulykkes indikatorer

Tabell 9 under er basert på den samlede datainnsamlingen (intervjuer og rapporter) fra denne studien relatert til samhandling/grensesnitt versus risiko.

Tabell 9 Samhandling / Grensesnitt vs Risiko

		Samhandling / Grensesnitt				
		Drift	Vedlikehold (FV og KV)	B&B Inkl. reservoarstimuleringer	Modifikasjoner Inkl. nye tie-in topside	Nye prosjekt Tie-in
Risiko	Drift (må ha kontroll)		• Integrerte planer/ POB • Risikoanalyser • Beslutningskriterier • Kommunikasjon	• Integrerte planer/ POB • Risikoanalyser • Beslutningskriterier • Kommunikasjon	• Integrerte planer/ POB • Teknisk integritet • Risikoanalyser • Beslutningskriterier • Kommunikasjon	• Integrerte planer/ POB • Teknisk integritet • Risikoanalyser • Beslutningskriterier • Kommunikasjon
	Vedlikehold	• Inspeksjonsgodhet for preventivt vedlikehold • Korrektivt vedlikehold • Isoleringskonflikt (ventiler) • Utstyrstetthet/ tilkomst		• Samtidige operasjoner • Logistikk og lagring • Samarbeid og utnyttelse av ressurser	• Samtidige operasjoner • Områdesamarbeid • Vedlikeholdskampanjer • Flytting/ fjerning av utstyr • Arbeidsordre/ SJA • Logistikk/ ISO	• Områdesamarbeid og ressursutnyttelse • Tilpasning av nytt utstyr • Arbeidsordre/ SJA • Logistikk/ ISO
	B & B Inkl. res stimulering og brønnvedlikehold	• Samtidige operasjoner • Brønnoverlevering • SCSSV og ventilere testing • Utsatt produksjon • POB prioritering • Barriereutfall • B&B operasjonshendelser • Tenn kilder og utslipp • Prosess sikkerhet	• Løfteoperasjoner • Fallende gjenstander • Logistikk og lagerplass • Tap av brønnintegritet • Brann/ eksplosjon		• Logistikk og lagerplass • Kranoperasjoner • Samtidige operasjoner	• Operasjoner innenfor sikkerhetssonen • Ankermonster for flyttbare borerigger • Inntrekning av rør og kabler • Kranoperasjoner • Logistikk og lagerplass
	Modifikasjoner Inkl. nye tie-ins Topside arbeidsomfang	• Manglende avsperring • Aktivitetskollisjon • Utslipp/ lekkasjer • Energiisolasjon (EL)	• Vedlikeholds etterslep • Aktivitetskollisjon • Varmt arbeid • Plass begrensning	• Aktivitetskonflikt • Endret barrierefunksjon • Beredskaps redundans • Logistikk og lagerplass		• Logistikk og ISO • Områdekonflikter
	Nye prosjekt (tie-ins)	• Fartøys koordinering • Pull in operasjoner • Kommunikasjon	• Plassbegrensning • Kommunikasjon • Områdesamarbeid	• Logistikk • Arbeid i sikkerhetssonen	• Plassbegrensning/ tilkomst • Kommunikasjon • Inntrekning av rør/kabler	

6.3.1 Grensesnitt mellom drift/ vedlikehold og modifikasjoner

Til tross for et økt timetall brukt på vedlikehold de siste årene, ser vi en økende mengde med etterslep på korrigerende vedlikehold. Det er påvist sammenheng mellom ikke utført korrigerende vedlikehold og hendelsesfrekvenser (Ref. Havtil tilsynsrapporter).

Det største forbedringspotensialet, etter prosjektgruppens syn, ligger i å få god oversikt over arbeidsomfanget tidlig, gjennomføre detaljert planlegging etter samme prinsipper som ved revisjonsstanser, og benytte realistiske estimater for direkte og indirekte timeforbruk samt forventet

produktivitet. Dette vil bedre grunnlaget for å prioritere aktiviteter, styre POB-belastningen og redusere behovet for re-planlegging under gjennomføring når levetiden blir ytterligere forlenget.

Ny teknologi gir nå muligheter for tilstandsbasert vedlikehold. Det vil si at man i stedet for tradisjonelt, tidsbasert preventivt vedlikehold, bruker data fra sensorer og analyser for å utføre vedlikehold og modifikasjoner til rett tid basert på faktisk behov.

Det kommer frem fra samtale med industrien at når aktivitetsnivået på en installasjon blir høyt, blir ofte vedlikehold nedprioritert og tidsfrister for utførsel satt ut i tid. Dette kan være uheldig. Driftsorganisasjonen bør derfor bruke tid på strategisk planlegging av vedlikehold for å håndtere vedlikeholds-etterslep og sikre langsiktig driftssikkerhet. I en slik strategi bør man prøve å redusere etterslepet **før** planlagte høyaktivitetsperioder.

Vesentlige forhold som må ivaretas når nye modifikasjoner skal gjennomføres:

- **Risikostyring og endringsledelse:** Endringer i design, teknologi eller organisering må håndteres gjennom robuste prosesser for risikovurdering for å identifisere og redusere nye farer. Styring av risiko i endringsprosesser er essensielt.
- **Design og planlegging:** Tidlig involvering av relevant kompetanse i planleggingsfasen er viktig for å sikre at HMS-krav ivaretas fra starten, for eksempel knyttet til støyreduksjon eller ergonomi.
- **Teknisk og operasjonell sikkerhet:** Modifikasjoner må ikke kompromittere integriteten til eksisterende sikkerhetssystemer. Det må sikres at alle systemer fungerer effektivt og sikkert etter endringen er iverksatt.
- **Arbeidsmiljø:** Modifikasjonsarbeid kan medføre spesielle utfordringer knyttet til eksponering for farlige stoffer, støy, ergonomi og samhandling mellom ulike aktører (som underleverandører).
- **Kompetanse og opplæring:** Personell som er involvert i modifikasjoner og påfølgende drift må ha nødvendig opplæring og kompetanse for å håndtere de nye eller endrede systemene og rutinene på en sikker måte.

Modifikasjonsprosjekter har stor variasjon i kompleksitet og størrelse. Modifikasjoner på innretninger offshore kan deles inn i følgende hovedkategorier:

- Endringer for operasjonelle tilpasninger, fluider, trykk osv.
- Integritets oppgraderinger og levetids modifikasjoner
- Modifikasjoner på vertsplattformen ved tilknytning (tie-in) av nye reserver
- Generasjonsutskiftninger av komponenter og system
- Robusthetsmodifikasjoner – for å redusere vedlikehold, bedre tilkomst og øke redundans
- Energieffektivisering og oppnåelse av nye utslippskrav

Modifikasjonsprosjektene har grensesnitt mot både drift, vedlikehold, bore- og brønnaktiviteter samt arbeid på utsiden av plattformen ved nye tie-in prosjekter. Kompleksiteten i planlegging og gjennomføring kan bli redusert hvis samme kontraktør er ansvarlig for både vedlikehold og modifikasjonene som skal gjennomføres om bord (færre grensesnitt). En analyse av dataene fra både gjennomgåtte rapporter og samtale med industrien, gir følgende resultat for hva som gir påvirkning på risiko:

- Økonomiske rammebetingelser for drift og bemanning (budsjetter, bemanning osv.)
- Inspeksjonsgodhet for å sikre oversikt av teknisk integritet for alle systemer på plattformen
- Barrierestrategi og redundans
- Kontroll og oversikt over korrektivt vedlikehold/ etterslep

- Vektfordeling/ utstyrstetthet/ plass- og tilkomstbegrensninger
- Mangel på oversikt over fremtidig arbeidsomfang, planer og risiko
- Mangel på portefølje styring
- Tidspress på/ fra planlagte revisjonsstanser
- Aktivitetskollisjoner/ Samtidige operasjoner/ Område samarbeid/ Arbeidsordrer/ SJA
- Utslipp/ lekkasjer
- Isoleringskonflikter/ Energiisolasjon (EL)
- Ferdigstillelse og overlevering til drift

Områder som kan forbedres i framtiden

- Kostnadsfokus i konseptvalg (enkelt og godt nok)/ standardiserte løsninger der dette er mulig
- Etterse at modning/ detaljering er i henhold til operatørens krav/ praksis
- Kortere beslutningsprosesser, raskere gjennomføring
- Nøyaktig/ kompetent integrert planlegging
- Kvalitet i vurderinger av områdesikkerhet
- Sømløst samarbeid på tvers fra dag 1
- Kontraktsmodeller – produktivitetens intensiver
- Mer delegering av beslutningsansvar ned i organisasjonen
- Tett styring og kontroll av framdrift og ressursbruk
- Streng endringskontroll med realistiske vurderinger av endringskonsekvenser

6.3.2 Boring og brønnvedlikehold versus øvrige aktiviteter

Tradisjonelt hadde større bunnfaste plattformer (+ TLP plattformer) egne permanente borerigger om bord. Flytende enheter (som FPSO) er basert på brønner som bores på undervannstemplater. I de senere årene har man fått en rekke installasjoner i Nordsjøen hvor brønnene bores fra en Jack-up som temporært kobles til plattformen.

De tre ulike løsningene gir forskjellige utfordringer for samhandling med andre samtidige aktiviteter på feltet. De viktigste grensesnittområdene som påvirker samhandlingen med andre aktører på plattformen er:

- **Samtidige operasjoner (SIMOPS):** Dette er kanskje det viktigste grensesnittet, der bore- og brønnoperasjoner (f.eks. boring, komplettering eller brønnintervensjon) foregår samtidig med produksjon, kran- og løfteoperasjoner, eller vedlikeholdsarbeid på samme innretning. Risikoen for kollisjoner, utslipp eller andre uønskede hendelser må håndteres gjennom koordinerte prosedyrer og risikovurderinger.
- **Virksomhetsoverdragelse.** Ved skifte av borekontraktør på installasjoner med permanente borerigger er det vanlig at deler av mannskapet endrer arbeidsgiver. Dette kan bety usikkerhet og uklarheter i overgangsperioden.
- **Logistikk og materialhåndtering:** Transport og av utstyr, kjemikalier, borevæsker og avfall til og fra land eller mellom innretninger krever nøye koordinering med forsyningsfartøy og helikopteroperasjoner.

- **Løfteoperasjoner:** Mange løft og mulighet for fallende gjenstander kan begrense adgangen til områder på plattformen for andre aktører.
- **Jack-up rigger:** Samhandling/ sikkerhets- og beredskapsansvar ved Jack-up operasjoner på en permanent plattform. Samhandling/ plassbegrensninger ved Jack-up operasjoner på en NUI.
- **Tenn-kilder og utslipp**
- **Brønnintegritet og barrierestyring:** Overføring av ansvar for brønnen fra boreavdelingen til produksjonsavdelingen (ved ferdigstilling) krever et robust system for styring av brønnintegritet og barrierer gjennom hele brønnens livssyklus.

Boring av nye brønner eller sidestegsboring bør planlegges på lang sikt (inkluderes i årsplaner) og tilpasses i den totale integrerte planen for plattformen. Et boremannskap med alle støttefunksjoner vil som regel være mellom 40 og 60 personer. Det betyr et stort innhugg i POB kapasiteten hvor man har en permanent borerigg.

Brønnintervensjon og brønnvedlikehold kan enten gjennomføres med boreriggen eller med annet lettere utstyr som bringes om bord. Antall personer som trengs varierer, men det vil alltid være utstyr involvert som tar plass og som bruker logistikk kapasitet.

Behovet for brønnoverhaling kan oppstå på kort varsel. Noen ganger (f.eks. ved svekkelse av barrierer) vil det være nødvendig å gjøre noe med problemet straks. Andre ganger kan man bruke tid til å tilpasse inngrepet til øvrige planer. Utsettelse av B&B aktiviteter betyr som regel utsettelse av produksjon og har derfor ofte fått høy prioritet av driftsorganisasjonen.

Anbefalinger fra prosjektgruppen

- Sikre proaktiv dialog mellom boreledelse og drift
- Ha fokus på brønnoverlevering/ Simops prosedyrer
- Forbedre samhandlingen med modifikasjonsprosjekter

6.3.3 Tie-in prosjekters grensesnitt mot vertsplattform

Nye prosjekter defineres i denne rapporten som prosjekter som bringer ny brønnstrøm til plattformen. Dette kan være tilknytning av enkeltbrønner, templater med flere brønner eller brønnhodeplattformer. Løsningene avhenger også av om tilleggsressursene har samme eierfordeling som vertsplattformen eller ikke. Er eierskapet ulikt kreves normalt egne målepakker for brønnstrømmen. Prosjektorganisasjonen har som regel utrednings- og planleggingsansvaret – de er de proaktive. Det vil si at prosjektledelsen disponerer personellressursene, sørger for kontinuitet i teamet og det er de som har best tilgang på teknisk fagekspertise. For øvrig har den delen av nye prosjekter som foregår på plattformen tilsvarende grensesnitt og utfordringer som beskrevet for modifikasjoner.

Tilleggsaktiviteter er inntrekning og innkopling av kabler og nye rør. De største risikoene for disse aktivitetene inkluderer:

- **Samtidige operasjoner (SIMOPS):** Å utføre installasjonsarbeid nær pågående produksjons- og boreoperasjoner øker risikoen for kollisjoner, fallende gjenstander og forstyrrelser av kritisk utstyr.

- **Kontakt med eksisterende infrastruktur:** Fare for å skade eksisterende rørledninger, kabler eller subsea-strukturer under graving eller posisjonering av nytt utstyr. Dette kan føre til tap av integritet i produksjonssystemer, utslipp av hydrokarboner, eller elektrisk sjokk.
- **Elektriske farer:** Arbeid med eller i nærheten av spenningssatte kabler innebærer risiko for elektrisk sjokk og lysbueulykker. Streng overholdelse av sikkerhetsprosedyrer og forskrifter, som bruk av to sikkerhetsbarrierer ved arbeid på spenningssatte anlegg, er avgjørende.
- **Mekaniske farer:** Bruk av vinsjer, taljer og tungt utstyr under kabeltrekking medfører risiko for klempunktskader, manuell håndteringsskader, og skader fra bevegelige deler.
- **Mangel på nøyaktig dokumentasjon:** utfordringer med å vite nøyaktig plassering og tilstand til eksisterende kabler og rør kan føre til uventede problemer under installasjon. God planlegging og stedsvurderinger er nødvendig for å unngå skade på skjulte installasjoner.
- **Miljø- og værforhold:** Offshore operasjoner foregår i et krevende miljø. Høye bølger, sterk vind og dårlig sikt kan komplisere operasjoner og øke risikoen for ulykker.
- **Menneskelig feil og kompetanse:** Mangel på erfaring eller feilvurderinger fra personell kan øke risikoen. Tilstrekkelig opplæring og tydelige ansvarsforhold er sentralt for å minimere feil.

6.3.4 Fjerning – forberedelser og gjennomføring

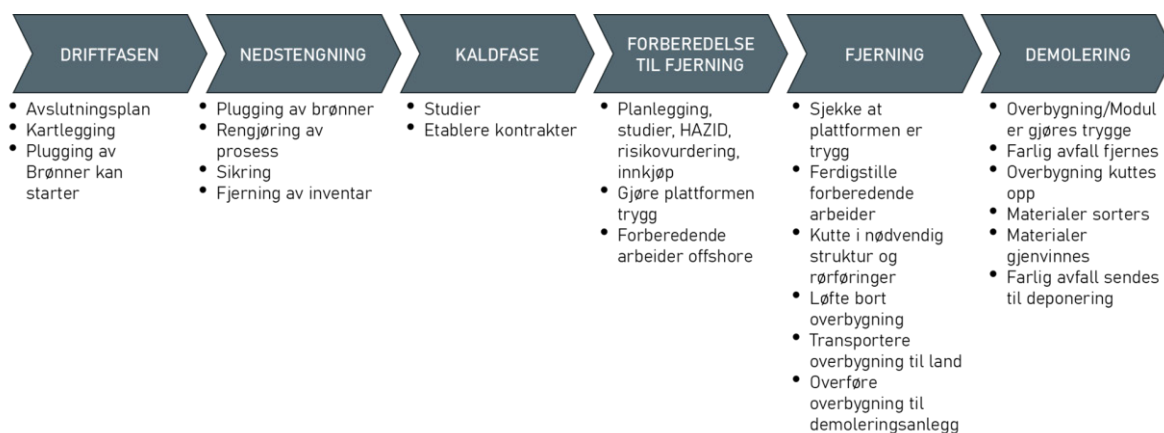
I henhold til Petroleumsloven skal det utarbeides en avslutningsplan 2 til 5 år før utvinningstillatelsen utløper eller bruken av en innretning opphører. Avslutningsplanen skal bestå av en disponeringsdel og en konsekvensutredning. Disponeringsplanen skal beskrive de tekniske og økonomiske sidene ved avslutningsprosjektet. Konsekvensutredningens (KU) formål er å sikre at forhold knyttet til miljø, samfunn og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på lik linje med tekniske, økonomiske og sikkerhetsmessige forhold. Den skal også vurdere mulige positive og negative virkninger på miljø, naturressurser og samfunn som følge av avviklingen, samt forebyggende og avbøtende tiltak. KU skal gi en beskrivelse av vurderte og anbefalt disponeringsalternativer. Mulige risikoområder:

- Hyppige endringer av avslutningsdato for innretninger/ mangel på senfasestrategi
- Endring av operatør og eierskap (tap av kompetanse og historikk)
- Utstyr blir ikke vedlikeholdt godt nok i Decom-fasen
- Uoversiktlig bilde av innretningens integritet (**manglende dokumentasjon**)
- Manglende oversikt over restinnhold i utstyr som ikke er i drift (kvikksølv, forsuring mv.)

For å sikre en trygg nedstengings- og fjernings prosess bør man sikre seg at man har:

- En gjennomtenkt nedstengningsstrategi og en detaljert gjennomføringsplan
- Innretningskompetanse / erfaring fra Decom-prosjekter

Figur under viser overordnede faser i fjerningsprosjekt



Figur 13 Overordnede faser i fjerningsprosjekt. (Kilde: IKM Acona studie. Se vedlegg A)

6.4 Arbeidsprosesser, prosedyrer og krav

God samhandling betyr at man har felles grunnlag i prosedyrer og praksis, en åpen og inkluderende kultur samt at det er tilstrekkelig med ressurser og riktig kompetanse til stede. Prosedyrene må være tilpasset oppgaven og relevante prosedyrer må benyttes. Det er i dag et stort antall av internasjonale standarder, norske standarder (NORSOK), nasjonale veiledninger og retningslinjer samt en rekke ulike selskapsspesifikke krav og prosedyrer. Hierarkiet imellom alle disse må avklares bedre enn i dag. Det er videre viktig at språket i sentrale dokumenter er klart og tydelig og kan forstås av alle brukere.

Aktuelle standarder: DNV/ NORSOK/ selskapskrav/ Offshore Norge (Veiledninger)/ Samarbeid for sikkerhet (SFS) anbefalinger og internasjonale koder. SFS viser til at flere av anbefalingene er erstattet av veiledere hos Offshore Norge, mens deres (ON) oppdaterte liste er fra 2017. Hvordan er samarbeidet mellom aktørene her?

(NB: SFS Anbefaling 045N/2021 Samtidige Operasjoner – Prosjekt er ikke inkludert i dokumentet).

6.5 Medarbeiderinvolvering

Representanter fra verneombudene i både operatør- og kontraktorselskapene ga i intervjuene uttrykk for at de blir involvert på en god måte. Det blir gjennomført fristilling av VO i revisjonsstanser og delvis fristilling av vanlige arbeidsoppgaver under prosjekt i drift. Dette er lagt inn både i planene og ressursoversikten. Samhandling med ledelse og med de forskjellige VO representantene fra de ulike firmaene om bord fungerer godt. Dette samarbeidet har blitt vesentlig bedre de siste 10 – 15 årene.

Oljebransjens trepartssamarbeid mellom arbeidstakere, arbeidsgivere og myndighetene er etablert for å forbedre sikkerhet og arbeidsmiljø på plattformer og installasjoner, med Sikkerhetsforum som den sentrale arenaen. Dette samarbeidet, som også omfatter Regelverksforum, sikrer kontinuerlig dialog og forbedring innen HMS og utformingen av regelverk, og bidrar til en tryggere og mer effektiv drift av norsk petroleumsvirksomhet. Trepertssamarbeidet slik det fungerer i dag har blitt utviklet over lang tid og hvor de store ulykkene vi har hatt (Aleksander Kielland og andre) sterkt har bidratt til ønske om og vilje til å bedre sikkerhetsnivået i bransjen. Sitat fra en tidligere rapport fra en partssammensatt gruppe nedsatt av regjeringen: «*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».

En høy organisasjonsgrad er et viktig premiss for trepartssamarbeidet, noe som også har vært tilfelle i petroleumsnæringen. Fra andre deler av arbeidslivet vet vi imidlertid at det er flere organiserte blant fast ansatte, sammenlignet med midlertidige og at få innleide er organiserte. De utviklingstrekkene vi har sett i næringen med en økt andel av innleide kan tenkes å svekke både to- og trepartssamarbeidet over tid. Samarbeidsformer som gir tilhørighet, inkludering og skaper tillit på tvers av organisasjonen har vist seg å bedre både produktivitet og sikkerhet. Dette krever gode ledere med vilje til å involvere medarbeidere.

Arbeidshverdagen endrer seg raskere nå enn før med hensyn til aktivitet, mengde, variasjon, samtidige oppgaver, alenearbeid, skiftende arbeidstider og så videre. Krav om kostnadskutt er en av de store driverne for denne utviklingen. Kostnadskutt og økt press på bemanning påvirker både fag, sikkerhet og ytterligere eksponering for en rekke arbeidsmiljøfaktorer.

En viktig suksessfaktor fremover vil være å dra enda bedre nytte av den kunnskapen, erfaringen og kompetansen som allerede finnes blant de ansatte både offshore og på land. En rekke ansatte har for eksempel startet med å få betydelig erfaring med både digitalisering og automatisering. Mange opplever at utviklingen og endringene har gått raskere og raskere de siste årene. Dette vil bety store endringer for sikkerhet, eksponeringsutfordringer, psykososiale arbeidsmiljøfaktorer og organisering av den enkeltes arbeid og oppgaver.

Det er sentralt at arbeidstakeres kompetanse utvikles i takt med den teknologiske utviklingen og mer avanserte produksjonsprosesser. Ved omlegging av drift eller endring av prosedyrer som krever oppdatert kompetanse av arbeidstakerne må det gis tilbud om etterutdanning. Bedriften må ha en plan for kompetansevedlikehold.

Den norske arbeidsmiljøloven krever at arbeidsgivere skal sikre et fullt forsvarlig arbeidsmiljø, og nye lovendringer presiserer (med virkning fra 01.01.2026) og styrker kravene til det psykososiale arbeidsmiljøet.

6.6 Omstillingsprosesser

De endringene og utfordringene olje- og gassindustrien nå står over for, krever en ny tilnærming til måten å drifte feltene på. Det blir derfor nødvendig med en endrings- og forbedringsprosess for de aller fleste aktørene i industrien. Dette betyr nye måter å jobbe på hvor organisasjons- og samarbeidsformer må effektiviseres.

Tabellen under er en oppsummering av funn fra prosjektgruppen.

Tabell 10 Risikoer og anbefalinger (Kilde – IKM Acona datainnsamling)

Tema	Risikoer	Indikatorer	Anbefalinger
Aldrende infrastruktur – begrenset tidsvindu	1. Dyre levetidsforlengelser og utstyrskiftninger 2. Ikke tid nok til produksjon av restreservene 3. Ulike prosesser for gammelt og nytt utstyr 4. Parallelle prosesser – dårligere definisjon av arbeidsomfang 5. Færre og mindre detaljerte prosedyrer 6. Produktivitetspress	• Enhetskostnader • HMS hendelser • Kvalitetshendelser • Regularitet • Vedlikeholdsetterslep	• Etablere strategi for slutfasen på installasjonen • Unngå for stort vedlikeholdsetterslep • Utnytt driftskompetansen om bord • Sikre god forståelse av kombinasjon gammelt og nytt utstyr • Forbedre helhetskompetansen i organisasjonen

Mindre og mer kompliserte restreserver	1. Større usikkerhetsspenn, ikke minst på HP/HT funn 2. Ny og/eller ukjent teknologi (for NCS) 3. Implementeringsrisiko endrede arbeidsprosesser 4. Drift- og vedlikeholds risiko – økt aktivitetsnivå 5. Storulykkes potensial?	• Regularitet/produksjon • Uønskede hendelser • Plan og kostnadsindikatorer	• Kompetansebygging / ny teknologi • Grundige konsekvensanalyser for ny teknologi • Standardiserte løsninger der dette er mulig • Kvalitet i vurderinger av områdesikkerhet • Fokus på nytt mulig storulykkes potensial
Økende kostnadsnivå – minkende inntekter	1. For dårlig produktivitet i arbeidsutførelsen 2. Parallell prosesser – større usikkerhetsspenn 3. Lavere produksjon / regularitet enn estimert 4. For mye byråkrati og indirekte arbeid 5. Introduksjon av KI kan medføre helt nye risikoer 6. Manglende evne til læring – sene arbeidsomfang endringer 7. Opex økning kan gi tidligere nedstenging	• Opex (drift og vedlikeholdskostnader) • Produktivitet / tidsbruk • Produksjonsprofil • Lønnsomhet	• Kostnadsfokus i konseptvalg (godt nok) • Korte beslutningsprosesser, rask gjennomføring • Nøyaktig kompetent integrert planlegging • Forbedre bore- og undergrunnsteknologi • Øke forståelsen for totalitet og lønnsomhet • Fokus på å redusere storulykkes risiko • Legge vekt på endring av kultur og holdninger
Endret organisasjon – nye grensesnitt – nye krav og prosedyrer – endret arbeidsprosess	1. Manglende motivasjon, forståelse og eierskap 2. Svekket psykososialt miljø og usikkerhet 3. Mangelfull opplæring i nye måter å jobbe på 4. Manglende forståelse av endret risikobilde 5. For lav kontinuitet i bemanning 6. Økt forekomst av mindre og uønskede hendelser 7. Motstand mot holdnings- og kulturendring 8. Økt arbeidsbelastning for noen i organisasjonen	• Sykefravær • HMS-hendelser • Enhetskostnader • Kvalitetshendelser • Regularitet • AMU resultater	• Sømløst samarbeid på tvers fra dag 1 • Kontraktsmodeller – produktivitets insentiver • Mer delegering av ansvar ned i organisasjonen • Involvere alle i forbedring og endring • Enklere og standardiserte krav og prosedyrer • Endre kultur og holdninger i organisasjonen • Kompetente/komplementære team på tvers • «Alle er på samme lag med felles mål»

Utfordringer for slike forbedringsprosesser er å:

- Skape forståelse i hele organisasjonen for at dette er nødvendig for å «overleve»
- Basere endringene på fakta og måling av utvikling til nå (ikke magefølelse og antagelser)
- Etablere målsettinger for prosessen som blir forstått og akseptert på alle nivåer
- Overvinne motstand mot endringer som finnes i alle organisasjoner
- Sikre synlig ledelse som «walk the talk» og som involverer medarbeiderne
- Etablere en åpen og transparent prosess som sikrer en trygg arbeidskultur
- Ivareta ansatte på en så god som mulig måte gitt dagens rammevilkår
- Etablere gode og komplementære team på alle nivåer

7 Temaer for forbedring av samhandlingsprosessene

Fra møtene med selskapene registrerer vi at alle erkjenner at god samhandling er viktig for resultatet. Selskapene har imidlertid ulik tilnærming til hvordan det bør foregå. De største aktørene er mest fornøyde med egen kultur, situasjon og status. De øvrige ser ut til å ha en noe større vilje til tilpasning og forbedring. Det er mange gode tiltak på gang i industrien knyttet til kontinuerlig forbedring, effektiv bruk av ny teknologi og nye forenklede arbeidsprosesser. Mer effektiv samhandling og læring på tvers av aktørene i industrien vil ytterligere kunne bidra positivt. Noen observasjoner:

Utsagn fra møtene med industrien

- Bedre integrert planlegging har et betydelig forbedringspotensial
- Fordel med få aktører på en og samme plattform. Dette kan gi synergier mellom f.eks. vedlikehold og større/ mindre modifikasjoner
- Mer flerfaglighet kan bidra til bedre produktivitet offshore
- Store organisasjoner betyr flere faglige «siloer»
- Forenkling av myndighetskrav/ regelverk nevnes, men ser ikke ut til å ha høy prioritet (lang prosess?)
- For mange datasystemer som ikke «snakker» sammen. Gir manuell overføring av data som betyr risiko for feil, forsinkelser og økt timebruk
- Operatørene bidrar mindre på teknologiutvikling hos leverandørene enn de gjorde før
- Alle er søkende etter å finne forbedring relatert til bruk av KI og nye digitale løsninger
- Kvalitetsleveranser og gode HMS-resultat bør belønnes bedre
- Burde være mer erfaringsoverføring på «det som har gått bra»
- Operatørene mener det er en «One Team» holdning offshore. Kontraktørene er litt mer nyanserte.
- Endringer av planer inntreffer ofte på plattformer med bore- og brønnaktiviteter

De viktigste utfordringene knyttet til samhandling slik prosjektgruppen vurderer det:

- **Fysisk avstand:** Avstanden mellom land og offshorepersonell kan skape mistillit og dårligere etterlevelse av planer.
- **Silotankegang:** Mangel på tverrfaglig samarbeid kan føre til ineffektivitet og tap av kompetanse.
- **KPI'er med ulike drivere:** Viktig å avstemme de ulike aktørenes KPI'er
- **Digitale grensesnitt:** Koordinering av digitaliseringsløsninger på tvers av ulike selskaper og systemer er en utfordring.
- **Overdreven selvsikkerhet:** Troen på at god sikkerhetshistorikk garanterer fremtidig sikkerhet kan føre til ulykker, ettersom sikkerhet er ferskvare.
- **Kunde – leverandør relasjoner:** Motstridende kommersielle interesser hindrer effektiv samhandling
- **Kommunikasjonsproblemer:** Uklar kommunikasjon og mangel på tilbakemelding kan skape usikkerhet, forvirring og forsinkelser.
- **Tydelige roller og forventninger:** Klare definisjoner av ansvar og forventninger reduserer tvetydighet og øker ansvarligheten.

- **Åpen kommunikasjon og tillit:** Inkluderende kommunikasjon på tvers av ulike kommunikasjonsplattformer er avgjørende for å bygge tillit. Det er viktig å skape en kultur der alle føler seg trygge med å dele informasjon.
- **Digitalisering og teknologi:** Bruk av digitale verktøy effektiviserer datautveksling og prosesser mellom partnere og leverandører.
- **Kulturell bevissthet:** Når man jobber med internasjonale team, er forståelse av kulturelle forskjeller viktig for å fremme et godt samarbeidsmiljø.
- **Erfaringsbasert læring og kompetanseoverføring:** Selskaper må lære av egne og andres erfaringer for å kontinuerlig forbedre sikkerheten.
- **Risikostyring:** Kontinuerlig risikokontroll og bruk av risikobaserte indikatorer er essensielt for å styre risikonivået og kontrollere sikkerheten.
- **Lønnsomhet:** Felles kommersielle insentivmekanismer er en fordel.

Basert på gjennomgangen i de foregående kapitlene har prosjektgruppen plukket ut seks hovedtema som vil bli utdypet i de neste delkapitlene. Temaene har fått følgende overskrifter:

- Kulturendring i industrien og etablering av nye kontrakts- og operasjonsmodeller
- Endring og tilpasning av sikkerhetskulturen
- Kompetanse og kontinuitet i driftsbemanningen
- Integrert planlegging, gjennomføring og kontroll av alle aktiviteter om bord
- Planlegging, gjennomføring og kontroll av det enkelte modifikasjonsprosjekt
- Standardisering, samordning og forenkling av utstyr, krav og prosedyrer

7.1 Kulturendring og etablering av nye kontrakts- og operasjonsmodeller

Operatørene vurderer fortløpende om de bør endre sine operasjonsmodeller basert endringer i rammebetingelser, marked og fremtidsutsikter. Innføringen av nye operasjonsmodeller (virksomhetsmodeller) i de senere årene har medført:

- Gradvis tettere samarbeid mellom operatør og leverandører i planprosesser.
- Etablering av operasjonssentre på land. Redusert bemanning om bord.
- Tettere samhandling mellom borevirksomhet og bore- og brønnservice.
- Realisering av skala-fordeler (ett sentralt plansenter hos enkelte operatører).
- Endring av oppgavefordelingen offshore mellom stillingsgrupper.
- Behov for flerfaglighet/ krysstrening

Læringen fra sokkelen i UK, som er lenger inne i senfasen av industrien enn det NCS er, kan oppsummeres i tre punkter:

- Et tettere samarbeid og kontraktsforhold mellom operatør og kontraktører. Kontraktørene er utførende på en vesentlig større del av aktivitetene.
- Forenkling og strømlinjeforming av arbeidsprosessene
- Forbedret planlegging og kortere beslutningslinjer

Ved valg av gjennomføringsmodell for et prosjekt, et vedlikeholdsoppdrag eller en modifikasjon må man hver gang bestemme seg for hvordan arbeidet skal organiseres, hvordan risiko og gevinst skal fordeles mellom partene og hva slags vederlagsform som velges (fastpris, regningsarbeid, målsum osv.).

Samarbeidsformer

Begrepene allianser, partnering og integrerte organisasjoner er mye brukt. Med integrerte organisasjoner menes at kunde og leverandør(er) arbeider innen samme organisasjon. Dette innebærer at ansvar og arbeidsoppgaver blir knyttet til den enkelte deltager ut fra dennes kunnskaper. Slike integrerte organisasjoner kan innebære at den enkelte parts kontraktsansvar både kan bli litt utydelig og usynlig avhengig av integreringsgraden. Risikodeling og felles målsettinger for kvalitet og timebruk er kanskje de mest sentrale faktorene for kontraktsforholdet. Av den grunn er det viktig for både oppdragsgiver og oppdragstaker å ha en strategi hva risiko angår.

Anbefalt god praksis: Hovedprinsippet for kontraktsutformingen bør være at den av partene som best er i stand til å styre og kontrollere risikoen, bør eie og være ansvarlig for den i kontraktsforholdet. Best mulig kontroll og effektiv styring av risiko gir også lavest potensiell kostnad totalt sett.

Det må tas sikte på å benytte en kontraktstrategi som gir insentiver til effektiv produksjon og god kvalitet. Insentiver som benyttes må være godt definerte og målbare.

Holdningsendring i industrien

Prosjektgruppens vurdering er at et konstant press fra operatørselskapene på reduksjon av leverandørens timerater og overføring av mer risiko til leverandøren i kontrakter ikke nødvendigvis er det som vil gjøre bransjen mer kostnadseffektiv og skape sterkere konkurransekraft på lang sikt. Operatørselskapene bør i utgangspunktet anerkjenne at leverandørselskapene må ha fortjenestemarginer på leveranser. Man bør ta inn kompleksitetsfaktorer for eldre innretninger hvor noen av arbeidsoperasjonene kan være mer tidkrevende. I tillegg må det gis rom og mulighet til å beholde og videreutvikle en bærekraftig leverandørindustri på norsk sokkel.

Erfaringen i dagens situasjon er at regningskontrakter, hvor store deler av arbeidsomfanget ikke er detaljert nok, betyr mange endringer og gir dårlig kontroll av fremdrift og kostnadsutvikling. Leverandørene har små marginer i sine timepriser, men kunden tar all risiko på vekst knyttet til endringer. Dette er etter prosjektgruppens mening en dårlig modell for begge parter. Hvis arbeidsbeskrivelsene var gode nok (møtte operatørens egne krav) kunne deler av arbeidet tas som fastpris og avtalte målsummer kunne bli vesentlig mer realistiske enn de er i dag. Dette ville bidra til økt effektivitet, reduserte kostnader og kortere gjennomføringstid.

Eksempel på god praksis: Velge kontraktsmodeller med balansert risikofordeling, fornuftige insentiver i forhold til kvalitet og tidsfrister samt sikre et tett samarbeid mellom operatør og leverandører.

Det må være en bevisst holdning til kostnadsfokus i alle konseptvalg (enkelt og godt nok) for modifikasjoner. Standardiserte løsninger bør velges der dette er mulig. Ved tilknytning av nye reserver (tie-in) må man legge vekt på å velge konsepter med minst mulig arbeidsomfang (Scope) om bord på vertsplattformen.

Ny og mer effektiv teknologi må tas i bruk. Besparelser i arbeidsprosesser og teknologi som kan gi bedre produktivitet, foreslått av kontraktører/ leverandører, må belønnes bedre enn i dag.

Driftsorganisasjonens ledelse må ansvarliggjøres og ta ansvar for alt som skjer om bord og i nærheten av plattformen. Operasjonelle beslutninger bør tas så nær som praktisk mulig til der problemet har oppstått.

7.2 Endring og tilpasning av sikkerhetskulturen

Total HMS (helse, miljø og sikkerhet) eksponering innen offshore olje- og gassnæringen omfatter en rekke risikofaktorer, inkludert fysiske, kjemiske og biologiske farer, samt ergonomiske og psykososiale belastninger. For å håndtere disse utfordringene, fokuseres det på risikostyring, sikkerhetstiltak og en sterk sikkerhetskultur. Arbeidet utføres gjennom komplekse operatør-leverandørkjeder, det er utstrakt samarbeid mellom hav og land, og mange grupper av ansatte roterer mellom ulike innretninger og mellom arbeid på land og til havs.

Samhandling bør betraktes som en organisatorisk barriere på linje med tekniske og operasjonelle barrierer. Svak samhandling kan bidra til svekkelse av flere barrierer samtidig.

Oversikt og kategorisering av generelle sikkerhetsutfordringer

- **Fysiske farer:** Utsetter arbeidstakere for risiko for fall, kuttskader, brann og eksplosjon.
- **Kjemiske farer:** Innebærer eksponering for giftige gasser som hydrogensulfid (H₂S) og andre kjemikalier som kan forårsake helseproblemer ved innånding eller hudkontakt.
- **Biologiske farer:** Utgjør en risiko for spredning av mikroorganismer som kan påvirke helsen til arbeiderne.
- **Ergonomiske farer:** Oppstår på grunn av tungt arbeid, repeterende bevegelser og ugunstige arbeidsstillinger.
- **Psykososiale farer:** Er knyttet til arbeidspress, lange skift, isolasjon og et høyt stressnivå.

Generelle verktøy/ metoder for håndtering av sikkerhet

- **Sikkerhetstiltak:** Omfatter et bredt spekter av tiltak, inkludert bruk av personlig verneutstyr, brannforebyggende systemer og nødprosedyrer osv.
- **Sikkerhetskultur:** Utvikles gjennom et sterkt engasjement fra både ledelse og ansatte, samt god kommunikasjon, opplæring og rapportering av hendelser.
- **Beredskapsanalyse.** Gir innspill til barrierer som er nødvendig for å respondere ved en storulykke og innspill til beredskapsresponsstrategien.
- **Risikostyring:** Brukes for å identifisere, analysere og vurdere risikoer, samt iverksette tiltak for å eliminere og/eller redusere dem. Viktig å påse at tiltakene er reelle og at det blir effektivt gjennomført.

Den totale eksponeringen er et komplekst bilde av som krever kontinuerlig og helhetlig arbeid for å sikre et trygt og sunt arbeidsmiljø. Regelverk, risikostyring og en proaktiv sikkerhetskultur er sentrale elementer for å beskytte arbeidstakernes helse og sikkerhet.

Ledelsesinspeksjoner offshore er en evaluering av hvordan den lokale ledelsen følger opp helse, miljø og sikkerhet (HMS) om bord på en offshoreinstallasjon, ofte gjennomført av ledelsen selv, eksterne konsulenter eller en kombinasjon av begge. Disse inspeksjonene fokuserer på ledelsens systemer, rutiner og involvering for å sikre et trygt og effektivt arbeidsmiljø. Målet er å identifisere forbedringsområder, avdekke risiko og sørge for at overordnede strategier etterleveres i praksis.

Verneapparatet. Verneombudene offshore er representanter for de ansatte som skal ivareta deres interesser innen helse, miljø og sikkerhet (HMS). Verneombudets oppgaver inkluderer å varsle om kritikkverdige forhold, delta i HMS-arbeid, gjennomføre vernerunder og sørge for at ansatte får nødvendig informasjon og opplæring.

Regelverksendringer. En rekke bedrifter og industrier utfordrer nå den eksisterende tolkningen av regelverket. Dette er nødvendig og vil ikke avta fremover. Problemstillingen er først og fremst gjeldende på topartsnivå lokalt, regionalt og nasjonalt. Det er i tillegg en økende tendens til at både myndigheter og oljeselskaper ønsker at Norge i større grad skal tilpasse seg internasjonale regelverk og standarder. Derfor vil reelt partssamarbeid, involvering av ansatte og fagforeninger, norsk tilsyn og kontroll med offshore operasjoner bli enda viktigere enn før for å beholde og videreutvikle en sikker og lønnsom drift med utgangspunkt i dagens sikkerhetsnivå. Utvikling av en god sikkerhetskultur krever god og tillitsfull samhandling mellom aktørene.

Anbefalt god praksis: I forbindelse med gjennomføring av effektiviserings- og kostnadsreducerende tiltak må næringen arbeide målrettet for å sikre nødvendig kompetanse til å drive forsvarlig, være villig til å dele kunnskap om sikkerhet og arbeidsmiljø og bidra til erfaringsoverføring.

Utviklingen innen digitalisering vil ha stor betydning for petroleumsvirksomheten fremover. Industrien må proaktivt identifisere muligheter og risiko knyttet til digitalisering, samt håndtere endringene knyttet til økt digitalisering.

Risikoanalyser er et sentralt verktøy i alt sikkerhetsarbeid

Typiske metoder som benyttes er analyser av risiko for storulykker og forenklete analyser for å kunne gi beslutningsstøtte i tide. Man kan beregne konsekvenser som lekkasjevarighet, gassspredning, antenning og gi en mulig vurdering av antall omkomne.

Risikoanalyser skal gi forståelse av risikoen på innretningen og hva som er hovedbidragsyterne til risiko. Videre skal den gi innspill til valg av barrierer, redundans, ytelseskrav og driftsbegrensninger. Risikoreducerende tiltak må evalueres, besluttes og iverksettes. Analysen skal gi beslutningsstøtte i alle faser og det er krav til spesifikke resultater som skal rapporteres i de ulike prosjektfasene.

Totalrisikoen innen offshore olje og gass omfatter mange aspekter: operasjonell risiko (som brønnehendelser og lekkasjer), miljørisiko (utslipp til vann og luft), klimaendningsrisiko (utslipp av klimagasser) og økonomisk og sosial risiko (prissvingninger og tap av arbeidsplasser). Bransjen arbeider kontinuerlig for å redusere disse risikoene gjennom regelverk og ny teknologi. Prosessene som styrer risikoidentifisering er beskrevet i NORSOK Z -013 Risiko og beredskapsvurdering.

Denne standarden er nylig revidert og fremstår nå mer brukervennlig enn tidligere versjoner. Hovedpunkter fra den nye revisjonen:

- Formålstjenlige risikoanalyser skal gi beslutningsstøtte – detaljnivå må tilpasses kompleksiteten
- Redusert detaljnivå på deler som ikke gir beslutningsstøtte
- Bruk erfaringer og tidligere kunnskap – ikke se på alt på nytt hver gang
- Beregning av ulykkes laster – tilpass til informasjonen som er tilgjengelig når beslutningen skal tas basert på «worst-credible-scenario»-metodikk. Dette vil sikre sikkerhetsnivået til dagens standard
- Bruk relevant metodikk for barrierestyring (Ref. Petroleumstilsynets Barrierenotat, Integrert og helhetlig risikostyring i petroleumsvirksomheten og Risikobegrepet i petroleumsvirksomheten)
- Tydeliggjør hvordan hovedsikkerhetsfunksjoner skal ivaretas

Et omfattende regelverk, inkludert Petroleumstilsynets lov og Arbeidsmiljøloven, setter rammer for sikkerhet og miljø for norsk petroleumsvirksomhet. Bransjen jobber aktivt med å redusere risiko gjennom teknologisk utvikling og overvåking. Risikovurderinger er et viktig element for også å ivareta HMS. Risiko er konsekvenser av virksomheten med tilhørende usikkerhet.

Anbefalt god praksis: Det er viktig at risikoanalyser, som inneholder innretningsspesifikke forhold, oppdateres jevnlig, og at selskapene kontinuerlig overvåker risikoforholdene for å opprettholde kontroll med den aktuelle situasjonen.

7.3 Kompetanse og kontinuitet i driftsbemanningen

For å ha tilstrekkelig kompetanse innen offshore drift og vedlikehold, kreves det en kombinasjon av formell utdanning, spesifikke sikkerhetskurs, og praktisk erfaring. Nødvendig kompetanse inkluderer helseattest, grunnleggende sikkerhetskurs (GSK for plattform), godkjent utdanning som fagbrev, erfaring fra lignende arbeid og språkkunnskaper i engelsk eller norsk/ skandinavisk. En aldrende arbeidsstyrke reiser spesifikke HMS-problemstillinger, spesielt på eldre installasjoner, og krever fokus på helsebevaring og tilrettelegging for å opprettholde en forsvarlig drift.

At offshore bemanningen er aldrende er en realitet, dagens gjennomsnittsalder er på rundt 54 år. Dette har skapt et behov for rekruttering av nye, yngre krefter, gjerne igjennom lærlingordninger. Det er selvsagt fortsatt muligheter for personell i alderen 35-50 år til å begynne i nye jobber offshore. Mange av de som blir pensjonert de neste 5-10 årene har vært ansatt i 30-40 år i sitt selskap og en del av dem har vært på en og samme installasjon mesteparten av tiden. Det betyr at de er viktige kontinuitetsbærere både med sitt kjennskap til historien og til anlegget. Operatørselskapene bør ha en strategi for hvordan de sikrer seg en rimelig kontinuitet og breddekompetanse også i fremtiden og ikke minst ivareta taus kunnskap. KI kan bidra til å bevare og tilgjengeliggjøre kunnskap, men kan ikke fullt ut erstatte erfaringsbasert dømmekraft og installasjonsspesifikk kompetanse. Bruk av KI og overføring av arbeidsoppgaver til land har et potensial til å kompensere for avgangen av erfarne medarbeidere.

Anbefalt god praksis: Den ansvarlige (operatørselskapet) må sikre at personellet til enhver tid har den kompetansen som er nødvendig for å kunne utføre aktivitetene i henhold til helse-, miljø- og sikkerhetslovgivningen. Operatørene bør også vurdere å styrke den permanente driftsbemanningen om bord i høyaktivitetsperioder for å kunne gi nødvendig hjelp og støtte til «ekstra» aktiviteter. Oppkobling av satellittfelt til eksisterende infrastruktur, samtidig som denne er i drift, krever ekstra oppmerksomhet på sikkerhet, samhandling og effektivitet. Erfaringene som erverves hos nøkkelpersonellet bør i størst mulig grad brukes i planlegging og gjennomføring av nye lignende oppgaver.

7.4 Integrert planlegging, gjennomføring og kontroll av alle aktiviteter om bord

Så lenge det er drifts- og produksjonsaktiviteter som pågår om bord vil det kunne oppstå uplanlagte hendelser som krever endring i gjennomføringsplaner og bemanningsbruk.

De integrerte planene (langtidsplan, årsplan og månedsplaner) for installasjonen samt de mer detaljerte planene for de ulike aktørene må forsøke å bygge inn fleksibilitet for dette. Det kan være nyttig å legge inn et antall POB posisjoner på toppen av definerte ressursaktiviteter som en uforutsett post. Dette kan redusere forstyrrelsen av uforutsette hendelser. På installasjoner med begrenset produksjon kan korte produksjonsstanser avhjelpe forsinkelser og etterslep. Hvis dette gjøres, bør dette tas hensyn til i årsplanen for produksjon. På alle installasjoner med et aktivitetsnivå som gir POB begrensninger bør operatøren ha tilgang på et planleggingssystem som kan integrere og ressurs sette alle aktiviteter om bord samt ha erfarne planleggere med bred bakgrunn fra både drifts-, vedlikeholds- og prosjektarbeid som støtte til driftsledelsen offshore og på land.

Det er viktig å involvere alle aktører om bord når totalplanen for installasjonen blir revidert. Det må være enkel tilgang på reell fremdrift og status. Planoppdateringer må kunne skje raskt og løpende.

Det er viktig å bruke oppdaterte erfaringsdata fra lignende aktiviteter i ressurs- og timeplanleggingen.

Krav til fremtidens integrerte planer for et felt eller en installasjon bør etter prosjektgruppens mening være:

- Planen må inkludere alle aktiviteter som krever timer på feltet
- Planen må inneholde logikk og avhengighet mellom aktiviteter
- Skape tidlig oversikt over et fullstendig POB bilde
- Nødvendige inputdata må kunne hentes ut av eksisterende databaser og delplaner
- KI må kunne brukes sammen med plansystemet (f.eks. ved datafangst i SAP)
- Det må være gode muligheter for filtrering av informasjon og resultater
- Planen må kunne gi god og riktig oversikt over den reelle fremdriften

Anbefalt god praksis:

Den integrerte planen må kunne brukes til:

- Scenario- og optimaliseringsplanlegging
- Områdeplanlegging (for områder på plattformen med begrensning på f.eks. plass)
- Bidra til god oversikt over grensesnitt og risikoeksponering
- Bidra til oversikt over endringer underveis
- Visualisering av gitte begrensninger som POB, SIMOPS, helikopter kapasitet, vær osv.
- Tilstrekkelig og god nok kompetanse i drift
- Standardisering, samordning og forenkling av utstyr, krav og prosedyrer

7.5 Planlegging, gjennomføring og kontroll av det enkelte modifikasjonsprosjektet

Aktiviteten som skaper størst problemer på en plattform i drift er parallelle modifikasjoner av ulike slag. De er i dag gjennomgående for dårlig spesifisert, planlagt og estimert. Jo flere prosjekter som er på gang samtidig dess flere endringer og forstyrrelser blir det. Produktiviteten blir ofte svært dårlig, ferdigstillelsen blir forsinket og man får unødvendig mange uønskede hendelser. Det blir derfor viktig å sørge for:

- «Front end loading» med kvalitet. Det vil si involvering tidlig både av de som er i stand til å definere enkle og gjennomførbare tekniske konsepter i tett samarbeid med personell som kjenner den aktuelle plattformen med eksisterende driftsbetingelser godt.
- Ved oppstart av aktivitetene offshore må man ha et konsept, og en detaljeringsgrad av dette, som sikrer at prosjektet (modifikasjonen) er gjennomførbar uten vesentlige endringer underveis.
- Ved oppstart må man videre ha integrerte, velstrukturerte planer hvor aktivitetene (prosjektene) er prioriterte ut fra gjennomtenkte kriterier for alle pågående aktiviteter på plattformen inklusiv drift, vedlikehold og eventuelt bore- og brønnaktiviteter. (Samtidig som det må gis noe rom for uforutsette aktiviteter basert på uforutsette hendelser fra driften).

Arbeidsomfang. Alle aktører må foreta en detaljert gjennomgang av sitt arbeidsomfang («Scope») og skal deretter detaljere/strukturere arbeidsomfanget på en måte som gjør at det er full oversikt over nytt utstyr som skal installeres, utstyr som må fjernes eller flyttes (midlertidig eller permanent). Det er viktig med gode estimat for alle vektorer og realistiske anslag for timebruk basert på «benchmarking» med lignende aktiviteter.

Fordeling mellom arbeid på land og om bord. Arbeidet med modifikasjonsprosjekter foregår både på land og til havs. Det er viktig å finne en optimal fordeling mellom hva som kan gjøres på land (billigere timer, bedre produktivitet) og det som **må** gjøres til havs (begrenset POB, dårligere effektivitet, høyere timepriser). Antall indirekte timer må i fremtiden reduseres drastisk både for ledelse, prosjektering, innkjøp, fabrikasjon på land og for installasjon til havs.

Gjennomføring. Tidsplanene skal være detaljerte, med kritisk linje og ivareta begrensninger i gjennomføringen av arbeidsomfanget til havs det vil si med forutsetninger om nedstengning, varmt arbeid, tilgjengelige sengeplasser, tilgjengelig adkomst og plass. Effektiv arbeidstid for vinter og sommer må hensyntas. Realistisk produktivitet må være basert på lignende offshore arbeid.

Styring og kontroll. Endringer/ avvik/ forsinkelser skal analyseres og følges opp fra dag 1 med løpende vurderinger av konsekvenser og rask iverksettelse av tiltak som kan gi tilstrekkelig effekt for å opprettholde estimater og tidsplaner.

Kontrakt/ avtale. Kompensasjonsformatet må inneholde «drivere» hvor alle aktørene har felles mål om god produktivitet, lave kostnader og en optimal gjennomføringstid for prosjektet (modifikasjonen).

7.6 Standardisering, samordning og forenkling av utstyr, prosedyrer og krav

Industristandarder. Oljeindustrien er internasjonal – leverandørkjedene som betjener norsk sokkel med utstyr og systemer leverer mesteparten av sine tjenester i henhold til krav og retningslinjer gitt av API. Leveranser basert på NORSOK krav utgjør en veldig liten del av det internasjonale leveransevolumet. Over tid har forskjellen på API og NORSOK standardene økt. De norske kravene har blitt mer og mer detaljerte og angir ofte spesifikke løsninger hvor de internasjonale standard løsningene burde være gode nok. Dette kan ha stor effekt på både kostnader og tidsbruk i hele verdikjeden, ved å:

- **Skape usikkerhet.** Risiko for feil bruk og mulige konsekvenser fra et spesifikt krav inn i et system som er ferdig uttestet og kvalifisert tidligere (f.eks. material kompatibilitet).
- **Vanskeliggjøre samhandling** for tjenesteleveranser over landegrensene (f.eks. fra UK). Dette kan gi misforståelser og en lite effektiv utnyttelse av standard utstyr.

I dag har operatørene på norsk sokkel ulike detaljkrav og dette betyr stor variasjon for kontraktørene/ leverandørene sine leveranser til de ulike kundene. Dette gir usikkerhet og skaper unødvendig ressursbruk og kostnader for alle involverte. Løsningen på dette dilemmaet kan være:

- Revider og forenkle NORSOK (Forskriftskravene må fortsatt møtes).
- Bruk kun NORSOK og/eller API/ISO som standarder.
- Selskapsspesifikke krav brukes kun når det er absolutt nødvendig og det må gå fram at kravene er selskaps spesifikke.

Videre har norsk olje og gassindustri en lang rekke veiledninger og anbefalinger utarbeidet av Offshore Norge, SFS, DNV og andre. I tillegg ser vi at de ulike operatørselskapene har sine egne spesifikke tekniske krav (TR). Her bør den norske industrien gå sammen om å samkjøre eksisterende veiledninger og anbefalinger for konvensjonelle olje og gassfelt på norsk sokkel. Analysen viser at dagens praksis synes å være at kontraktørene vegrer seg for å søke forenkling av de spesifikke selskapskravene, da ressursbruken for dette erfaringsmessig blir stor.

For HP/ HT felt har vi i dag ikke norske relevante retningslinjer og standarder. Vi har for eksempel en annen definisjon av trykk og temperaturgrenser enn API. I USA som har flest felt med HP/ HT

forhold har myndighetene lagt seg på en rigid, men nødvendig linje når det gjelder krav om tredjeparts verifikasjon av design grunnlaget. Alt sikkerhetskritisk utstyr skal dessuten testes til så nærme aktuelle operasjonsforhold som mulig.

Anbefalt god praksis: Tilbakemeldingene fra møtene med industrien viser at effektiv og sikkerhetsmessig god samhandling betinger; oversiktlige, forståelige og standardiserte krav og retningslinjer. Dette er især viktig for leverandørene da de må forholde seg til ulike kunder. Det anbefales derfor å etablere et industrisamarbeid for å sikre at krav, retningslinjer og standarder på norsk sokkel blir bedre samordnet og forenklet.

Operatørenes styringssystemer beskriver alle viktige arbeidsprosesser for deres arbeid til havs. Arbeidsprosessene er som regel standardiserte og generelle og dekkende for de mest risikofylte og krevende aktivitetene. Resultatet blir at selv enkle oppgaver blir «tvunget» inn i en for «tung» og detaljert prosess. Dette bidrar sterkt til økt indirekte timeforbruk. Det bør vurderes om man kan ha mer enn en tilgjengelig arbeidsprosess for ulike oppgaver, hvor kompetente medarbeidere kan beslutte om man skal bruke alternativ A, B eller C før starten av arbeidet. Eksempelet nedenfor viser potensialet for en enkelt prosess som gjentas ofte på alle installasjoner som er i drift. Summen av besparelser som kan gjøres ved forenkling av prosesser (uten å redusere kvaliteten av produktet av prosessen) er svært stor.

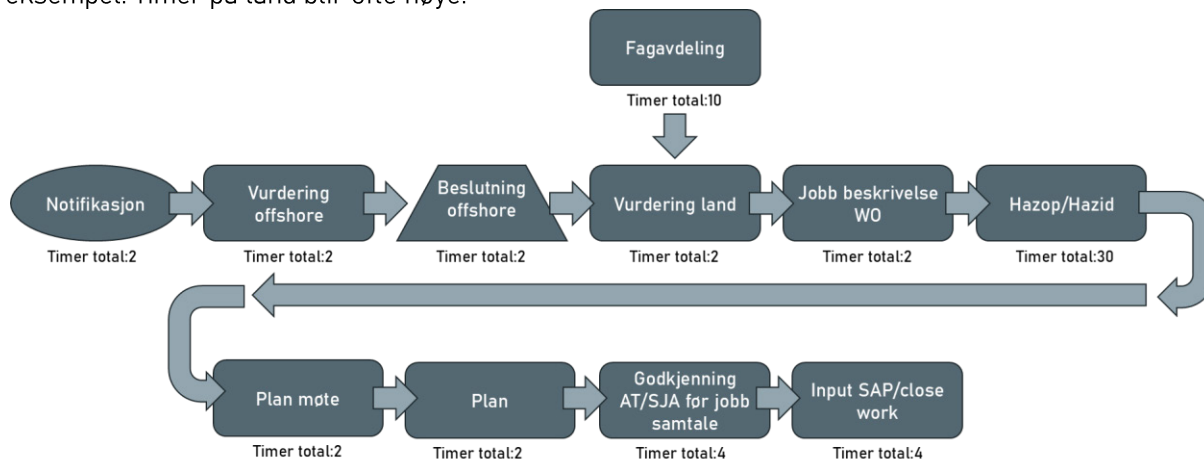
Eksempel

Tabell 11 Samhandling på Land/Hav

Aktivitet	• Samhandling	• Risiko
HAZOP (Utført på land)	- Operativt personell med installasjons, spesifikk kunnskap til stede. - Overføring av HAZOP resultat til involvert personell til havet. - Standarder og regelverk må være synlig for deltagere og i HAZOP rapporten.	- HAZOP utarbeidet i et språk/ format som ikke blir forstått av alle. - Manglende underlag i form av oppdatert tilstand og endringer.
SJA	- Alle deltagere skal ha mulighet for deltagelse og kunne gi innspill. - Involverte må ha en felles forståelse for område risiko og hvilke begrensninger dette gir. - Aktørene må få en felles forståelse for oppgaven. - Leder må sette klar agenda. - Risiko elementer utenom område det skal arbeides. - SJA må presenteres på nytt ved skift bytte.	- Ikke riktig kompetanse. - Den skjulte kunnskapen i laget kommer ikke frem. - Mangler grunnlags data for å få med bakoverliggende risikoer. - Endringer av opprinnelig design, svekkelse av barrierer er ikke synlige i dokument underlag. - SJA blir utarbeidet et skift og blir mangelfull overført til neste skift. - SJA blir gjort etter slutt av arbeidsdag; Deltagere trøtte og lite fokusert.
Område risiko gjennomgang for alle aktiviteter. Kartlegge svekkelse av barrierer. Driftsproblematikk.	- Eksempel. Installasjon av stillas. - Utførelse og omfang er ikke kjent som et teknisk integritets element mellom ledelse hav og land. - Ekspløsjons laster ikke kommunisert fra oppdrags giver til entreprenør.	- Ikke oppdatert risiko kartlegging. Kan føre til: - Eskalering ved eksplosjon. - Sperring av rømningsveier. - Skade på personell /nærliggende fartøy

God praksis: For prosjekter av en viss størrelse er det krav til å identifisere flere mulige løsninger kombinert med grundig kvalitetssikring og gjennomganger ved beslutningspunkt (DG1, 2 og 3). For mer begrensede oppgaver blir dette mye arbeid tidlig i prosjektfasen og bidrar til økt timeforbruk på løsninger som enkelt kunne vært eliminert av kompetente medarbeidere med tilstrekkelig kunnskap om den aktuelle plattformen. Standard løsninger og inngåtte innkjøpsavtaler bør brukes der de er tilgjengelige.

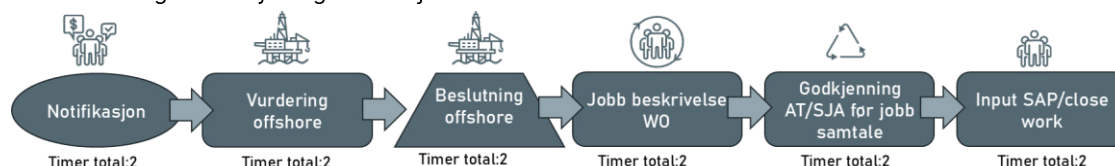
Figuren under viser et eksempel på en typisk flyt for et problem som utløser et behov for en ny aktivitet offshore slik det vil komme frem i styrings systemet. Timebruken er kun ment som eksempel. Timer på land blir ofte høye.



Figur 14 Typisk flyt for et problem som utløser et behov for en ny aktivitet offshore

Med riktig kompetanse og nødvendige ressurser i feltorganisasjonen kan man for mindre kritiske arbeider/ prosjekter redusere timeforbruket vesentlig.

En alternativ prosess for et mindre arbeid som vurderes som mindre kritisk og med en begrenset risikopotensiale kunne se ut som på figuren under. Tiden fra problemet oppstod til det er ferdig løst kan kortes vesentlig ned og timeforbruket i dette eksempelet vil reduseres fra 60 timer til 14 timer. Med antall arbeidsordrer/ nye aktiviteter for vedlikehold og mindre modifikasjoner i løpet av et år vil en slik metodikk gi en betydelig reduksjon i indirekte timeforbruk.



Figur 15 Alternativ prosess for mindre arbeid

8 Ytterligere forbedringer innen drift, boring og modifikasjoner

Olje- og gassindustrien er syklisk og opplever perioder med høye og lave oljepriser. I nedgangstider er det økt søkelys på kostnadskontroll, noe som historisk har skapt bekymring for at sikkerheten kan bli svekket. En stor del av driftskostnadene på norsk sokkel går til vedlikehold av anlegg og brønner. Selskapene må sørge for at vedlikeholdet utføres korrekt for å unngå produksjonsstans og ulykker. Bransjen utforsker nye teknologiske løsninger, som 3D-printing, for å redusere kostnader. Samtidig må den sikre at disse nye metodene oppfyller strenge krav til kvalitet og sikkerhet. Dagens praksis er ofte rettet mot læring gjennom oppfølging av uønskede hendelser og skader. Det kan imidlertid være like viktig å lære av det som går bra, og benytte slike erfaringer til lagbygging og bedret samhandling.

8.1 Drift og vedlikehold

Drift og vedlikehold innen offshore olje- og gassvirksomhet er avgjørende for å redusere kostnader, forbedre sikkerheten, minimere nedetid og oppfylle klimamål. Bransjen må ta i bruk ny teknologi og smarte strategier for å optimalisere prosesser.

Anbefalinger til god praksis:

- **Strategisk vedlikehold:** Bruk tid på strategisk planlegging av vedlikehold for å håndtere vedlikeholdsetterslep og sikre langsiktig driftssikkerhet.
- **Tilstandsbasert vedlikehold:** I stedet for tradisjonelt, tidsbasert vedlikehold, bruk data fra sensorer og analyser for å utføre vedlikehold og modifikasjoner til rett tid basert på faktisk behov.
- **Opplæring og kompetanse:** Kontinuerlig opplæring og kompetanseutvikling av personell (aldrende arbeidsstyrke) er viktig for å utnytte ny teknologi og sikre effektiv drift.
- **Standardisering:** Standardisering av prosesser og utstyr kan bidra til å effektivisere og redusere kostnader på tvers av ulike vedlikeholdsaktiviteter.
- **Digitalisering og automatisering:** Bruk av digitale verktøy og automatisering kan øke effektiviteten, redusere kostnader og forbedre sikkerheten.
- **Digital tvilling:** En virtuell, sanntidsrepresentasjon av en fysisk plattform eller et anlegg. Digital tvilling-teknologi kan simulere ulike scenarier, optimalisere drift og planlegge vedlikeholdsarbeid uten å påvirke den faktiske produksjonen.
- **Fjernstyring og sanntidsovervåking:** Operatører kan overvåke og styre prosesser fra landbaserte kontrollsentre. Dette reduserer behovet for personell offshore, noe som øker sikkerheten og reduserer kostnader.
- **Lær av andre næringer:** Maritim industri og skipsfart har ofte enklere krav og arbeidsprosesser, og kan gi nyttige erfaringer knyttet til standardisering og effektivisering.

8.2 Boring- og brønnvedlikehold

Boring og brønnvedlikehold er kompliserte operasjoner, særlig på faste installasjoner når brønnsliiser gjenbrukes. Reservegrunnlaget er ofte begrenset slik at arbeidet må utføres effektivt samtidig som sikkerheten må opprettholdes. Forbedringer som er på gang:

- **Automatisering og robotisering:** Reduserer den totale operasjonstiden, som igjen fører til lavere energiforbruk og CO₂-utslipp.

- **Ny bore- og brønntechnologi:** Utvikling av innovative løsninger for boring og brønn har fortsatt potensial til å redusere kostnader og øke sikkerheten.
- **Smartere verktøy:** Utvikling av verktøy som TorcPlug for mer effektiv og raskere plugging av brønner, med redusert tid og risiko.
- **Integrerte operasjoner:** Krysstrening og flerfaglighet øker effektiviteten.
- **Testing og kartlegging:** Nye metoder for testing av brønner, som «Down-Hole Mapping tool», kan redusere testetiden fra uker til dager.
- **Flytting av operasjoner:** Flytte enkelte operasjoner fra dyre borerigger til mer kostnadseffektive fartøyer.
- **Flyterigger:** Utnytte «Dual rigs» mer effektivt.
- **Reservoarer med lav permeabilitet:** Utvikling og kvalifisering av teknologier for oppsprekking og økt utvinning fra reservoarer med lav permeabilitet (tette reservoarer)
- **Bedre beslutningsstøtte:** Økt innsikt i operasjonens kompleksitet gir bedre beslutningsgrunnlag for mer effektive og sikre operasjoner.
- **Bedre integrert planlegging:** Samordning av planene aktørene imellom på plattformen vil gi mulighet for bedre samhandling med boring og brønn
- **Brønnstatus:** Sanntidsinformasjon fra brønnen gir bedre beslutningsgrunnlag
- **Digitale tvillinger:** Økt bruk av digitale tvillinger kan øke effektiviteten
- **Operasjonssentre:** Mer effektiv støtte fra integrerte operasjonssentre på land

Anbefalt god praksis: Boring og brønnoperasjoner utføres av borekontraktør i samspill med brønnserviceselskap etter oppdrag og styring av operatør. God samhandling mellom aktørene og effektiv utnyttelse av operasjonssentrene på land vil redusere kostnadene.

NORSOK-standardene for boring og brønn er godt samkjørte med de internasjonale standardene og kan tjene som mal for beste praksis i forhold til internasjonalisering av de øvrige NORSOK-standardene.

8.3 Modifikasjoner

Effektiviseringsmodifikasjoner for olje- og gass offshore innebærer blant annet elektrifisering av plattformer for å kutte utslipp, samt oppgradering av utstyr som pumper og kompressorer til mer energieffektive løsninger. Slike tiltak bidrar til å redusere energiforbruk og klimagassutslipp og dermed forbedre lønnsomheten.

Hjelpemidler som kan bidra til å effektivisere modifikasjonsprosjekter er:

- **Mobil teknologi:** Feltoperatører kan bruke mobil teknologi for å håndtere reparasjonsprosesser og ta beslutninger på plattformen.
- **Digitale tvillinger:** Økt bruk av digitale tvillinger kan øke effektiviteten.
- **Forbedret dataanalyse:** Verktøy for dataanalyse, inkludert maskinlæring, brukes til å overvåke utstyrsytelse og forutsi feil. Ved å analysere data fra modifikasjonsprosjekter, kan man identifisere forbedringsmuligheter og kalibrere prosjektplaner mer nøyaktig.
- **Porteføljestyling:** Se hele porteføljen i sammenheng og tilrettelegg for analyser som kan bidra til prioritering og utjevning mellom prosjekter. Dette vil bidra til bedre ressursutnyttelse på tvers av selskapet.
- **Samhandling:** God kommunikasjon og et tett samarbeid mellom land- og offshoreorganisasjonen er en nøkkelfaktor.

Anbefalt god praksis: Nøyaktig beskrivelse av arbeidsomfang, god planlegging tidlig og «tett-på» prosjektstyring er avgjørende for å håndtere den komplekse naturen til offshore modifikasjonsprosjekter.

8.4 Nye tilknytningsprosjekter

Realisering av de tilgjengelige restressursene på NCS krever en kostnadseffektivitet som kan gjøre disse små volumene lønnsomme. Avstand, vanddyb samt kompleksitet som gjelder fluider og trykkforhold gjør at løsninger for å realisere disse må bli tilknytning til eldre innretninger hvor levetiden kanskje da må forlenges. Tabellen under viser en oversikt over ikke-besluttede funn pr. 4 kvartal 2025.

Tabell 12 Ikke-besluttede funn per 4. kvartal 2025

Feltvolum	Antall funn	Totalt volum
1 – 5 MSm ³ oe.	43	109 MSm ³ oe.
5 – 20 MSm ³ oe.	37	292 MSm ³ oe.
>20 MSm ³ oe.	3	134 MSm ³ oe.

Kostnadseffektivitet kan oppnås ved å bruke standardisering og gjenbruk. Dette vil være med på å forlenge den økonomiske levetiden til de eldre plattformene. Ved å koble seg til eksisterende anlegg reduseres også tiden fra funn til produksjon. Et undervanns transportnett, som omfatter rørledninger, kabler og kontrollsystemer, blir installert for å lede og transportere hydrokarbonene til vertsplattformen. Teknologiske fremskritt muliggjør lengre og dypere tilknytninger. Det er derfor nå mulig å produsere fra felt som tidligere ble ansett som teknisk krevende og/eller uøkonomiske. Utfordringer ved offshore tie-back prosjekter:

- **Teknisk kompleksitet:** Prosjektene innebærer tilkobling av nye komponenter til aldrende infrastruktur, noe som krever avansert ingeniørarbeid for å sikre kompatibilitet, strukturell integritet og sikkerhet. Videre skal anlegget håndtere nye produksjonsvolumer, trykk og kontrollsystemer.
- **Tøffe omgivelser:** Drift på dypt vann eller under vanskelige værforhold skaper risiko knyttet til installasjon, vedlikehold og mulige skader på utstyr. Risiko for signaltap i kabler og problemer med håndtering av termiske effekter i rørledninger.
- **Forskjellig eierstruktur:** Krav om fiskal måling per satellitt felt medfører ekstra utstyr og arbeid på mottaksplattformen. Unitisering kan bidra til forenkling. (Se under).
- **Utfordringer i forsyningskjeden:** Med veksten i offshoresektoren kan det oppstå begrenset kapasitet i forsyningskjeden for spesialisert utstyr og fartøyer.
- **Sikkerhets- og miljørisiko:** En feilfri utførelse av tilkoblingen er avgjørende for å minimere risikoen for lekkasjer eller andre miljøfarer.

«Unitisering» av felter

Dagens regelverk for fiskal måling av olje og gass er laget ut ifra målesystemene toppside – ren olje og ren gass etter separasjon. Dette medfører strenge krav til nøyaktighet: For gass er det typisk tillatt med en maksimal usikkerhet på rundt 1,0 %, mens det for olje kreves en nøyaktighet helt ned mot 0,30 %. Måling av brønnstrøm til slike nøyaktigheter er per dato ikke mulig. Dette er især en utfordring der subseafelter kobles inntil eksisterende anlegg hvor eierstrukturen er forskjellig fra eierstrukturen på subseafeltet. Unitisering av Subsea tie-backs representerer en mulighet til reduksjon og forenkling av utstyrmengden. Store felt som Statfjord, Troll, Oseberg, Åsgard og Ormen Lange samt noen mindre Subsea felt er unitisert, mens flertallet av Subsea tie-ins er det

ikke. Det finnes ifølge Sjøkeldirektoratet mange små subseafelter med marginal lønnsomhet hvor unitisering vil kunne bidra til billigere og enklere utbygginger.

Anbefalt god praksis: Norsk sokkel betjenes i dag av tre hovedleverandører av undervannsanlegg. Disse leverer produktene sine i henhold til NCS17+ – som er en pakkespesifikasjon gjort tilgjengelig for industrien av Equinor. Denne spesifikasjonen danner et godt grunnlag for videre standardisering og samordning av tjenester i driftsfasen.

Samordning på tvers mellom operatørene for bruk av fartøy for installasjon, service og overvåkning vil kunne gi besparelser. Det samme kan gjenbruk av undervannsinnretningene bidra til.

9 anbefalinger for videre arbeid

Hovedutfordringen for norsk sokkel i dag er:

«Å utvinne så mye som mulig av restressursene på norsk sokkel på en lønnsom måte – uten å gå på akkord med å være verdensledende på HMS».

Begrensninger:

- Aldrende infrastruktur – begrenset tidsvindu
- Mindre og mer kompliserte restressurser
- Økende kostnadsnivå – lavere inntekter

Hva må til:

- Vesentlig forbedring av dagens produktivitet
- Enklere krav og arbeidsprosesser
- Mer kostnadseffektive konsepter
- Ny og tilpasset teknologi

Hvordan få det til:

- Større fokus på lønnsomhet (både kostnader og inntekter)
- Nøyaktig og kompetent integrert planlegging
- Kulturendring i industrien og markedet – produktivitetsfokus
- Standardisering, samordning og forenkling av krav
- Tett samarbeid mellom alle aktører med felles mål
- Effektiv utvikling og implementering av ny teknologi
- Kompetansebygging og effektiv læring på tvers
- Tilpasse og videreutvikle sikkerhetskulturen

9.1 Den enkelte operatør og installasjon

9.1.1 Øke kvaliteten på integrerte planer

Forslag: Det enkelte felt og installasjon må etablere planer (Nivå 3) hvor alle aktiviteter og sammenhengene mellom aktiviteter på en installasjon er hensyntatt. Planene må få en kvalitetsheving i forhold til dagens situasjon både for estimert tidsbruk og ressursbruk. KI i kombinasjon med plansystemet vil kunne øke treffsikkerheten og gjøre tidsplaner og ressursplaner mer forventningsrette. Det må tilrettelegges for at akutte endringer fra produksjonen (drift av brønner og prosessanlegg) ikke skaper for store endringer i den integrerte planen.

Alle installasjoner bør videre ha en overordnet og litt mer langsiktig plan over alle mulige aktiviteter og prosjekter. Denne bør aktivt brukes for prioritering av modning for å sikre at prosjektene har god nok forståelse av arbeidsomfang før de igangsettes, at støttetjenester (som ISO-fagene) kan samordne og effektivisere sine aktiviteter. Videre bør en slik plan brukes til aktivt å vurdere hvilke aktiviteter som kan utføres utenom høyaktivitetsperioder.

Bedre planlegging basert på et definert arbeidsomfang har et stort forbedringspotensial.

9.1.2 Bedre samhandling på feltet

De intervjuede selskapene synes alle å være enige om at en god, tillitsbasert samhandling mellom alle aktører på installasjonen vil bidra positivt til gode resultater.

Forslag:

1. Etablere operasjonsmodeller tilpasset ny teknologi og fremtidens utfordringer.
2. Inngå balanserte kontrakter mhp. risiko og gevinstdeling. Belønn HMS, kvalitet og oppnåelse av felles mål.
3. Etablere felles integrerte planer med forventningsrett tidsbruk og ressursbehov inkludert reelle avhengigheter og begrensninger. Planen må kunne brukes til scenario-planlegging og kunne gi en korrekt løpende fremdriftsrapportering.
4. Operatøren må sikre at personellet til enhver tid har den kompetansen som er nødvendig for å kunne utføre aktivitetene i henhold til krav og regelverk.
5. Aktiv arbeid med utvikling av en åpen og inkluderende kultur basert på tilhørighet, felles mål, holdninger og kultur om bord på installasjonen. Dette vil fremme gode resultater, trivsel, åpenhet og tillit.
6. Feir gode resultater og lær av dem. Dette vil bidra til «One Team»-kulturen og styrke trivsel, samhold og fellesskap.

9.1.3 Forenkling og standardisering

Selskapene må sikre forenkling av egne arbeidsprosesser, prosedyrer og reduksjon av selskapsspesifikke krav. Dette gjelder både tekniske krav og arbeidsprosesser i virksomheten. Videre bør man vurdere «beste praksis» for bruk av tilgjengelige standarder i egen virksomhet.

Forslag: Etabler mer oversiktlige (og alternative) arbeidsprosesser. Se til at kompetente medarbeidere, med tilstrekkelig operasjonell erfaring og kravforståelse, vurderer oppgaven før oppstart og dermed sikrer at en «god nok» arbeidsprosess, relativt til oppgavens kritikalitet og omfang, blir valgt.

Bruk KI aktivt til å etablere utkast til HAZID, HAZOP, SJA, arbeidsordrer osv. Bruk deretter en mindre gruppe med høy sikkerhetsmessig ekspertise kombinert med personell som kjenner den aktuelle installasjonen og dens utfordringer til å kvalitetssikre resultatet. Dette vil spare store mengder av indirekte administrasjonsarbeid.

Foreta nødvendig opprydding i egne krav. Fjern alle ikke-kritiske tilleggskrav (Nice-to-have). Bruk i all hovedsak NORSOK-standarder og internasjonale standarder med et minimum av selskaps spesifikke tekniske krav i tillegg.

9.1.4 Strategi for senfase

Aldring medfører nye utfordringer knyttet til opptreden av feil og nødvendig utskifting av komponenter og hele systemer. For å sikre god vedlikeholdsstyring må alle aktivitetene inkluderes i selskapets plan- og styringsmodell. Effektiv levetidsforlengelse av offshore olje- og gassfelt oppnås gjennom tiltak som økt utvinning (IOR), og ved å utnytte eller bygge om eksisterende infrastruktur og feltkapasitet. Mindre volumer i nærhet av innretningene må utvikles parallelt med gjenværende produksjon for å redusere produksjonskostnadene per. fat.

Forslag: Alle operatører bør, sammen med sine partnere, utarbeide en område- og senfasestrategi for egen infrastruktur som har potensial til ytterligere levetidsforlengelse. Feilaktig eller for sen utforming av strategien vil kunne føre til overflødige kostnader, økt risiko og flere tap.

Innføring av proaktive indikatorer er et viktig hjelpemiddel i levetidsforlengelser.

9.1.5 Oppfølging og lukking av funn og pålegg

Som vi har observert er det en rekke generelle tema som er gjengangere i Havtils tilsynsrapporter (se tabell i kapittel 4.2). Dette tyder på at enten er læringen og erfaringsoverføringen i de enkelte selskapene og på tvers av industrien for dårlig, eller at industriens respekt for Havtil sine funn og anbefalinger er for lav.

Forslag: Den enkelte operatør bør sørge for at påpekte funn og observasjoner inkluderes godt nok i de ansattes relevante opplæringsopplegg. Videre bør de sørge for at funn og pålegg lukkes på en slik måte at de ikke dukker opp igjen i neste tilsyn.

Havtil bør vurdere om det er behov for å ta i bruk sterkere reaksjonsmidler når nødvendig læring i et selskap ikke finner sted.

9.2 Operatører og kontraktører (industrisamarbeid)

Oljebransjens trepartssamarbeid mellom arbeidstakere, arbeidsgivere og myndighetene er etablert for å forbedre sikkerhet og arbeidsmiljø på plattformer og installasjoner, med Sikkerhetsforum som den sentrale arenaen. Dette samarbeidet, som også omfatter Regelverksforum, sikrer kontinuerlig dialog og forbedring innen HMS og utformingen av regelverk, og bidrar til en tryggere og mer effektiv drift av norsk petroleumsvirksomhet. Basert på observasjonene i denne rapporten, bør man vurdere å igangsette forbedringsprosjekter innen følgende områder. I prioritert rekkefølge:

1. **Standardisering og forenkling:** Større grad av felles retningslinjer for hele industrien i Norge vil kunne bidra til mer strømlinjeformede prosesser og skape bedre samhandling mellom operatører, kontraktører og leverandører.
2. **Felles verktøy og dataplattformer:** Bruk av standardiserte digitale plattformer hjelper alle parter med å få tilgang til den samme informasjonen.
3. **Kontraktsutforming:** I regi av Offshore Norge bør industrien ta en ny runde på standardisering og harmonisering av kontraktsformatene for arbeid til havs, inkludert konsekvensene av KI og digitale samarbeidsplattformer. Man må sikre at risiko og gevinst fordeles etter evne til å påvirke og håndtere risikoen og samtidig belønne HMS, kvalitet og oppnåelse av tidsfrister og kostnadsestimer.
4. **Kompetanse og kontinuitet:** Øke breddekompetansen hos medarbeiderne i industrien (digitale kurs, seminarer og opplæringsmaterie), for å sikre mulighet for lavere ressursforbruk, økt kvalitet og god virksomhetsforståelse i alle ledd.
5. **Kunstig intelligens:** Industrien bør prioritere arbeidet med å oppdatere KI regelverket med henvisning til nye og oppdaterte standarder.
6. **Kulturell forståelse:** Offshoreteam består ofte av personell fra ulike nasjonaliteter. Opplæring i kulturelle nyanser, forståelse for psykososialt arbeidsmiljø samt bruk av et enkelt og klart språk kan bidra til å unngå misforståelser.

9.3 Havtil – tiltak og tilsyn

Havindustritilsynet (Havtil) skal i henhold til sin formålsparagraf være kompetent, tydelig og konsekvent i utøvelsen av sin rolle som tilsyns- og kontrollmyndighet overfor næringen og det enkelte selskap. Derfor må partene i næringen ha tillit til og respekt for Havtil sin rolle. Basert på de observasjonene prosjektgruppen fra IKM Acona har gjort gjennom denne studien har vi følgende forslag til Havtils videre arbeid.

9.3.1 Områder som kan få større oppmerksomhet i fremtidige tilsyn

Denne rapporten viser at et høyt aktivitetsnivå med mange parallelle aktiviteter utført av ulike kontraktører og/eller ulike organisasjonsenheter hos operatøren på en og samme installasjon, medfører avvik både på kvalitet, kostnadsutvikling og tidsbruk. Dette medfører uønskede hendelser og øker risikoen for å svekke HMS-nivået på installasjonen. Særlig utsatt er de installasjonene hvor mange modifikasjoner med et samlet stort arbeidsomfang blir planlagt og utført parallelt (se anbefalinger i kap. 7.4).

Forslag: Havtil bør i sine fremtidige tilsyn på utvalgte installasjoner følge opp anbefalingene gitt i kap. 7.4 og de forslagene denne rapporten beskriver i kap. 9.1. Det er særlig viktig at operatøren har en tilstrekkelig god konseptbeskrivelse og detaljerte nok planer i planleggingsfasen før gjennomføringen starter opp offshore.

9.3.2 Tilsyn på senfaseprosjekter (haleproduksjon)

En lang rekke installasjoner som er sentrale for produksjonen fra norsk sokkel har nå passert sin opprinnelige designlevetid. Haleproduksjon fra mange av disse installasjonene må til for å utvikle de resterende ressursene på en lønnsom måte. Dette medfører også nye operasjonsmodeller, bruk av KI og andre nye teknologier. Ved tilsyn må man sikre at medarbeidere i den «spisse enden» kommer til orde og formidler sine synspunkter og erfaringer uten tanke på mulige konsekvenser.

Forslag: Operatørens planer for forlenget levetid, nødvendige endringer og endelig nedstenging må ha stor oppmerksomhet. Integritetskontroll, sikkerhet og fare for utslipp blir enda mer sentrale enn før. Det vil bli viktig å avdekke potensielle risikoer, avvik og feil så tidlig som mulig i planprosessen. (se indikatorer i tidligere IKM Acona rapporter).

9.3.3 Ubemannede plattformer og «Walk to work» (W2W)

Nye og forenklete utbyggingsløsninger krever tilpasninger i regelverket. Dagens praksis på NCS med bruk av helikopter, har sørget for at de små eldre ubemannede innretningene (NUI) har kunnet opprettholde en akseptabel regularitet. W2W har tatt i bruk DP-opererte fartøy. Ubemannede installasjoner (UI) skal møte de samme kravene til HMS som bemannede innretninger.

«Alle innretninger, bemannede eller ubemannede, skal utformes og drives slik at risiko for liv, helse, miljø og materielle verdier er redusert til et forsvarlig nivå». (Rammeforskriften)

W2W vil øke responstiden i forhold til å løse oppståtte problemer betraktelig, og vil kreve at nye UI'er sin pålitelighet og robusthet økes for å hindre tapt regularitet. W2W med fartøy (maritimt regelverk) gir også problemstillinger knyttet til grensesnittet mot plattformene og til offshore regelverket. Fartøyene vil fungere som beredskapsfartøy og er førstelinje for evakuering av en UI. Dette vil kreve en gjennomgang av regelverk, grensesnitt og rotasjonsprinsipper ved bytte av personell.

Forslag: Bidra til å avklare og endre regelverket i et felles initiativ med operatørene og relevante reguleringsmyndigheter gjennom vurdering av nødvendige tilleggskrav og klargjøring i regelverket for å få en klar og omforent strategi i den videre utviklingen og bruk av maritime fartøy.

9.4 Videreutvikling av Havtils tilsynsmetodikk

Basert på funnene i denne studien foreslår IKM Acona en videreutvikling av Havtils tilsynsmetodikk rettet mot samhandling og styring av samtidige aktiviteter på innretninger i drift. Hensikten er å styrke tilsynenes evne til å identifisere risiko i grensesnitt mellom aktiviteter, samt bidra til mer effektiv læring og forbedring i næringen.

Tabell B.14 i Vedlegg B gir en oversikt over temaer, mulige risikoer og spørsmål som kan stilles. Den foreslåtte metodikken bygger på tre hovedprinsipper:

- **Risikobasert prioritering.** Hvilke installasjoner og aktiviteter bør følges opp med hensyn til samtidige aktiviteter
- **Systematisk vurdering av grensesnitt** mellom samtidige aktiviteter
- **Operasjonell verifikasjon** av hvordan systemer og planer fungerer i praksis offshore

9.4.1 Risikobasert utvelgelse av tilsynsobjekter

For et målrettet tilsyn foreslås det å etablere en strukturert modell for prioritering av tilsynsobjekter.

- Omfang av samtidige aktiviteter
- Grad av modifikasjoner og endringer
- Vedlikeholdsetterslep (FV/KV)
- Historikk fra tidligere tilsyn (avvik og gjentakelser)
- Endringer i kontrakts- og samarbeidsmodeller
- Teknisk tilstand og levetidsfase

9.4.2 Strukturert tilsynsmodell i tre nivåer

Strategisk nivå. Vurdere om selskapene har robuste rammer for å håndtere kompleksitet.

- Styringssystemer
- Kontraktsmodeller og risikofordeling
- Overordnet risikostyring

Taktisk nivå. Vurdere om planlegging og styring er realistisk og koordinert.

- Integrerte planer (nivå 3-planer)
- Prioriteringskriterier mellom aktiviteter
- Endringshåndtering

Operasjonelt nivå (offshore). Verifisere at planer og systemer fungerer i virkeligheten.

- Faktisk gjennomføring
- Samhandling i praksis
- Barriere- og risikostyring

9.4.3 Systematisk vurdering av grensesnitt

Et sentralt element i metodikken er en strukturert vurdering av alle grensesnitt mellom aktører og aktiviteter. Det vil si stille spørsmål om uplanlagte endringer, avvik mellom planlagt og faktisk fremdrift og omfanget av samtidige kritiske aktiviteter. Oppsummert kan en slik tilnærming gi Havtil et mer strukturert og operasjonelt rammeverk for å:

- forstå økt kompleksitet i industrien
- identifisere risiko i grensesnitt

- styrke koblingen mellom system og praksis
- bidra til læring og forbedring i næringen

A. Vedlegg A – Oppsummering fra Havtil rapporter utarbeidet av IKM Acona

IKM Acona har tidligere produsert fem rapporter på vegne av Havtil (tidligere Ptil) relatert til utfordringene med utvikling, gjennomføring og oppstart av offshore olje og gass prosjekter.

- Den første rapporten (2019) gikk i dybden på og omfattet **erfaring og læring** fra tre tidligere utbyggingsprosjekt på norsk sokkel.
- Rapport nummer 2 (2022) så på og identifiserte indikatorer for problemstillinger i **planleggingsfasen** frem til utbyggingsbeslutning (DG3) med relevans for helse, miljø og sikkerhet relatert til oppstart og drift.
- Rapport nummer 3 (2023) så på tilsvarende indikatorer og problemstillinger i **gjennomføringsfasen**, fra DG3 til oppstart av anlegget.
- Rapport nummer 4 (2024) vurderer **risiko ved tilknytning** av nye undervannsanlegg til eksisterende installasjoner.
- Rapport nummer 5 (2024) identifiserer aktiviteter med fare for ulykker ved **avslutning og fjerning** av installasjoner.

Alle rapportene understreker at selskapenes arbeid i planlegging og gjennomføring av prosjekter har betydning for kvalitet, sikkerhet og arbeidsmiljø i det ferdige produktet.

A.1«Utredning av feltutbyggingsprosjekter på norsk sokkel»

Utredningen var ett av flere oppfølgingspunkt etter stortingsmeldingen om HMS som kom i 2017 (Meld. St. 12 (2017-2018) Helse, miljø og sikkerhet i petroleums virksomheten). Målet med utredningen var å identifisere utfordringer, bakenforliggende årsaker og anbefalinger til forbedringstiltak i selskapenes gjennomføringsmetodikk og myndighetenes oppfølging.

Utbyggingsprosjektene som ble undersøkt var Goliat, Aasta Hansteen og Ivar Aasen.

Sammendrag – Prosjektutviklingens «10 bud»

Prosjektutvikling på norsk sokkel har forbedret seg mye siden starten i 1970, og er i dag på et høyt internasjonalt nivå med hensyn til både HMS og verdiskaping. I denne utredningen har en derfor valgt å oppsummere den akkumulerte erfaringen fra industrien i de 10 budene nedenfor. Dette gjør vi fordi det i dag er mange nye aktører, både som operatører og partnere, på vei inn på norsk sokkel. Det er viktig at disse starter så langt oppe på eksisterende lærekurve som overhodet mulig.

1. Gode HMS-resultat = høy verdiskaping
2. En god, grundig konseptvalgs prosess, uavhengig av selskapspolitiske hensyn, legger grunnlaget for all framtidig verdiskaping (og for god HMS)
3. «Riktig» teknisk detaljering/modning ved DG2 og DG3 samt fornuftig bruk av ny teknologi er de viktigste forutsetningene for et vellykket prosjekt
4. Prosjektorganisasjonen må sikre læring og erfaringsoverføring og ha et klart definert ansvar med tilhørende delegering av myndighet og en gjennomgående «One team» holdning
5. Tidlig involvering av verneapparat og framtidig driftspersonell er avgjørende for HMS kvaliteten i sluttproduktet
6. Prosjekt- og kontrakts gjennomføringsstrategier må være tilpasset prosjektets kompleksitet og markedets kapabilitet (endres over tid)
7. Prekvalifisering og kontrakts evaluering for nøkkelkontrakter, må i langt større grad enn i dag, vektlegge kontraktors gjennomføringsevne, risikoforståelse og kompetansenivå

8. Oppfølgingsteamet må ha god kompetanse på risiko- og prosjektstyring, kontraktens arbeidsinnhold, kontraktors kultur og holdninger samt sikre kontinuitet i nøkkelposisjoner (hos kontraktor og i eget team)

9. Teknisk dokumentasjon og prosjektstatus må alltid være 100 % sannferdig og tilgjengelig for partnerskapet og myndighetene

10. Prinsipper, kriterier og ansvarsfordeling for uttesting av anlegget, overlevering til drift og for oppstart av produksjonen må etableres tidlig for å oppnå en sikker oppstart

Utredningen er dokumentert i to selvstendige rapporter. En hovedrapport hvor forhold rundt de tre vurderte prosjektene (Goliat, Aasta Hansteen og Ivar Aasen) er grundig dokumentert og evaluert og i tillegg oppsummeringsrapporten, som er ment å formidle de viktigste budskapene på en mer oppsummerende og kortfattet måte.

A.2 «Indikatorer på HMS-utfordringer i utbyggingsprosjekter»

HMS i gjennomføring og drift henger nøye sammen med planlegging. I tidligere rapporter har IKM Acona vist at det er en sterk sammenheng mellom modenhet av beslutningsunderlag og HMS-ytelse og kvalitet i prosjektet. Umodenhet viser seg i gjennomføringen i form av kostnadsoverskridelser og forsinkelse og det følger ofte med dårlig HMS-standard i slike prosjekter. Slett HMS i seg selv, f.eks. i form av lav brukervennlighet, feil design, osv. påfører prosjektet økte kostnader og forsinkelser.

Rapporten presenterer en rekke ulike indikatorer som kan være med på å karakterisere utbyggingsprosjekter. Disse er valgt for å kunne peke ut områder innen et prosjekt som krever ekstra oppfølging eller som framstår som krevende. Indikatorene kan benyttes for enkeltprosjekter og til å vise forskjeller og sammenhenger i en portefølje av prosjekter. Indikatorene dekker ulike områder og gir sammen en oversikt over prosjektet sett fra flere vinkler:

- HMS
- Prosjektets kompleksitet
- Modenhet ved beslutningstidspunkt
- Kompetanse
- Realisme i mål og ambisjoner
- Involvering av stakeholdere
- Styringssystem
- System for oppfølging
- Rammevilkår

Det er lagt vekt på at det skal være mulig å benytte denne tilnærmingen uten å ha tilgang på detaljert dokumentasjon om prosjektet. Rapporten gir definisjon på de ulike indikatorene og forslag til tolkning av status slik at resultatet kan visualiseres f.eks. ved hjelp av trafikklys. Videre presenterer vi i rapporten informasjon som kan brukes til å sammenligne et nytt prosjekt med allerede gjennomførte prosjekter som har lignende karakteristikk. Dette er data fra en lang rekke prosjekter på norsk sokkel gjennom en årrekke.

A.3 «HMS-utfordringer for sikker oppstart og drift av utbyggings-prosjekter»

Rapporten foreslår indikatorer knyttet til typiske sjekkpunkter i prosjektgjennomføring. Indikatorene er i form av spørsmål som er relevante ved det enkelte sjekkpunkt og er knyttet til temaene:

1. **Kultur** – Systemer som sikrer at en organisasjon har en god kultur hvor personell er oppfordret til åpen kommunikasjon, følges opp og ønsker å gjøre de riktige tingene til rett tid.
2. **Kompetanse/ turn-over** – Systemer som sikrer at en organisasjon har riktig kompetanse og at det er kontinuitet i enhver posisjon
3. **Grensesnitt** – Systemer som sikrer at en organisasjon har en metodikk for at alle grensesnitt blir behandlet
4. **Endringer/Avvik** – Systemer som sikrer at en organisasjon har en metodikk for at alle endringer og avvik blir risikoevaluert, behandlet og dokumentert
5. **Risikosystemer** som sikrer at en organisasjon har en metodikk for at alle risikoer er definert, vurdert, behandlet og dokumentert
6. **Underleverandører** – Systemer som sikrer at en organisasjon ivaretar oppfølging av alle leverandører og underleverandører som en del av den overordnede prosjektorganisasjonen.
7. **Stakeholders involvering** – Systemer som sikrer at en organisasjon har en metodikk for at alle stakeholdere er involvert og hvor nødvendig kommunikasjon er ivaretatt under de forskjellige fasene av prosjektet
8. **Norsk regelverk/utenlandske aktører** – Systemer som sikrer at en organisasjon har forstått at det norske regelverket er forstått og at dette blir etterfulgt i hele prosjekt organisasjonen, inkludert leverandører og underleverandører
9. **Ny teknologi** – Systemer som sikrer at en organisasjon har en metodikk for at enhver ny teknologi som tas i bruk er grundig evaluert, risikovurdert, dokumentert og kommunisert til prosjekt organisasjonen
10. **Involvering av drift** – Systemer som sikrer at en organisasjon har ivaretatt at driftsorganisasjonen er tilstrekkelig involvert i prosjektet og er med på avgjørelser som kan ha påvirkning på driften
11. **Klargjøring for drift** – Systemer som sikrer at en organisasjon kan starte opp installasjonen med alle systemer på en effektiv og sikker måte.

A.4 «Risiko ved integrering av nye undervannsanlegg»

A.4.1 Kategorisering av risikoelementer

Risikoelementer identifisert og presentert i kapitlene; 5–6–7–8 og 9 danner et godt grunnlag for videre arbeid med dette tema. Dybdeintervjuene bekrefter at tema og risikoelementer som er listet i **tabellene, er gjenkjennbare og stort sett er dekkende for status og situasjonen på norsk sokkel.** Risikoelementene i tabellene er generiske og generelle.

Risikoelementer/indikatorer bør kategoriseres i forhold til feltløsninger samt inndeling mot type felt; gass, gass kondensat og olje for å kunne gi et godt bilde på den totale risikoeksponeringen. Det kan vurderes om kategorisering av risikoelementer kan kobles mot hendelsesindikatorer som registreres i Havtil sine tilsyn og granskinger. Dette vil kunne danne grunnlag for spesifikke industri engasjementer (tema) hvor aktørene inkludert myndighetene samarbeider.

A.4.2 HP/HT reservoar

Ekstra oppmerksomhet bør vies til satellittfelt med høyt trykk og høy temperatur. Disse feltene har vist seg å gi store operasjonelle utfordringer på norsk sokkel:

- Kritisk utstyrsfeil (for eksempel kollaps av strupeventil)
- Store bevegelser i grensesnittet brønn/havbunnsramme
- Rørledninger som beveger seg mye på havbunnen
- Feltene inneholder ofte komplekse forbindelser inklusive tunge mineraler/salter, CO₂, H₂S, Hg osv.

Erfaringene fra denne typen felt holdes vanligvis internt i selskapene. Især gjelder dette på den internasjonale arenaen hvor kompetanse på HP/HT felter sees på som et konkurransefortrinn de store oljeselskapene. Dette innebærer at for norske middels store og små oljeselskaper så vil erfaring og kompetanse på dette området være vanskelig tilgjengelig.

A.4.3 Erfaringsoverføring

Under arbeidet ble det registrert at det er vanskelig å finne og søke fram relevant informasjon fra de tilgjengelige kildene. Vi betrakter tilsynsrapporter og granskninger som den viktigste og mest troverdige informasjonskilden i arbeidet.

Ved gjennomgang av informasjon i RNNP, savnet vi muligheten til å identifisere spesifikke hendelser når man beveger pekeren over stolpene i diagrammet. Ved å legge til lenker til konkrete hendelser kunne man gi spesielt interesserte brukere en dypere forståelse og øke den pedagogiske verdien av rapporten.

Bruk av Kunstig intelligens (KI/AI) vil kunne bli et verktøy som bidrar til mer effektiv erfaringsoverføring. Det er viktig at en slik modell skal kunne søke i flere tilgjengelige databaser samtidig, og kunne foreslå relevante hendelser/prosjekter basert på tilgjengelig informasjon fra ulike kilder. En slik modell bør i første omgang utarbeides med utgangspunkt i databaser som er tilgjengelig for Havtil.

A.4.4 Standarder

Standarder eksisterer for de forskjellige delprosjektene i et typisk prosjekt for satellittfelt. Igjen ser vi en segmentering av relevante standarder som ikke tilstrekkelig tar hensyn til ivaretagelse av

grensesnitt og den totale systemforståelsen. I forbindelse med forstudiet og de gjennomførte dybdeintervjuene, ble det påpekt at flere forskjellige standarder omhandler bruken av HIPPS og dette kan eventuelt skape forvirring. Havtil kan vurdere å gi økt oppmerksomhet til arbeidet med standarder og især for nærmere definering av kritiske grensesnitt.

A.5 «Identifisering av aktiviteter med fare for ulykker ved avslutning og fjerning av installasjoner»

Det er forventet at omfanget av fjerningsaktivitet vil være høyt i mange år framover. Denne rapporten er utarbeidet av Acona på oppdrag fra Petroleumstilsynet for å gi en oversikt over aktiviteter med fare og ulykkesrisiko i fjerningsprosjekter. Dette er beskrevet ved å identifisere risikoelementer og risikoreduserende tiltak i forbindelse med avslutning av aktiviteten og fjerning av overbygningen på faste olje og gassinstallasjoner. De tre vanligste fjerningsmetodene som brukes på norsk sektor er dekket. Beskrivelsen følger de naturlige fasene i et fjerningsprosjekt og begynner med de siste årene i driftsfasen og inkluderer fjerning av overbygning.

Sluttdisponering av overbygning eller fjerning av understell er ikke en del av denne rapporten. Usikkerhet i planleggingsfasen om valg av fjerningsmetode kan påvirke den videre aktivitet. Rapporten inkluderer derfor en betraktning om omfang av vedlikehold av plattformen i påvente av at fjerningsaktiviteten kan starte. Rapporten er strukturert på en slik måte at den kan være en referanse for planlegging og oppfølging i de ulike fasene av nye nedstengningsprosjekter.

Hensikten med dette arbeidet har vært å identifisere aktiviteter med fare og ulykkesrisiko, risikoelementer, risikoreduserende tiltak og sikkerhetsmessige forhold ved avslutning av felt og fjerning av overbygningen (topsides) på faste installasjoner. Prosjektet har sett på følgende:

- Hvilke fjerningsmetoder som er mest relevant på norsk sokkel – kortfattet oversikt
- Hvilke faser/ aktiviteter som inngår i et fjerningsprosjekt
- Hvilke fare- og risikoelementer og risikoreduserende tiltak som karakteriserer de forskjellige fasene
- Hvilke fagområder som er involvert i aktivitetene
- Ulikheter og fellestrekk mellom de ulike fjerningsmetodene
- Eksempler fra faktiske hendelser er brukt som illustrasjon

Fokus har vært på perioden fram til overbygningen er fjernet fra understellet. Risiko relatert til sikring, fjerning av gjenværende utstyr i understell og videre vedlikehold er ikke omfattet av denne rapporten.

B. Vedlegg B – Grensesnitt samtidige operasjoner, regelverkskrav og offshore samhandling

B.1 Hovedutfordring for norsk sokkel

Utvinne så mye som mulig av restressursene på norsk sokkel på en lønnsom måte – uten å gå på akkord med å være verdensledende på HMS

Begrensninger:

- Aldrende infrastruktur – begrenset tidsvindu
- Mindre og mer kompliserte restressurser
- Økende kostnadsnivå – lavere inntekter

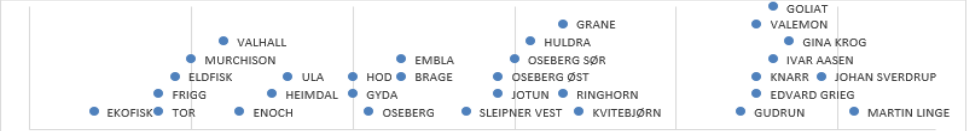
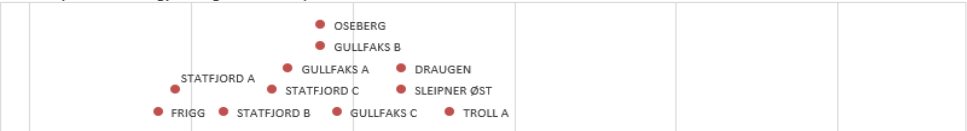
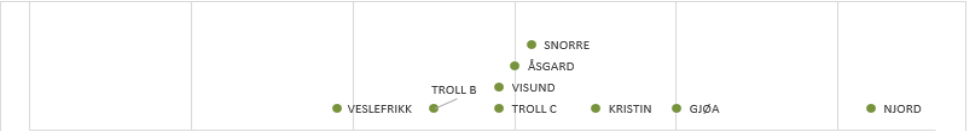
Hva må til:

- **Vesentlig** forbedring av dagens produktivitet
- Enklere og standardiserte krav og arbeidsprosesser
- Mer kostnadseffektive konsepter
- Ny og/eller tilpasset teknologi

Hvordan få det til:

- Større fokus på lønnsomhet (både kostnader og inntekter)
- Nøyaktig og kompetent integrert planlegging
- Kulturendring i industrien og markedet – produktivitetsfokus
- Standardisering, samordning og forenkling av krav
- Tett samarbeid mellom alle aktører mot felles mål
- Effektiv utvikling og implementering av ny teknologi
- Kompetansebygging og effektiv læring på tvers
- Tilpasse og videreutvikle sikkerhetskulturen

B.2 Definisjoner – plattformtype og aktivitetsområder

Plattformtype	Definisjon		1970	1980	1990	2000	2010	2020
Plattform med eget boreanlegg	Betongplattformer (GBS) Stålplattformer Jacket Strekstagplattformer (TLP), Jack-up							
Plattform uten eget boreanlegg	Flytende: FPSO, Semi Nedsenkbare: SPAR, Sevan Stålplattformer: Jacket							
Ubemannede plattformer	Brønnhodeplattformer Prosessplattformer (Munin)							
Aktivitetsområde	Definisjon av innhold							
1. Drift av anlegg	Operatørens styring og drift av anlegget							
2. Vedlikehold av eksisterende anlegg	Forebyggende vedlikehold (FV) Korrektivt vedlikehold (KV)							
3. Boring og brønnoperasjoner	Nye brønner og sidesteg Brønnintervensjoner							
4. Modifikasjoner og nye investeringer	Endringer og ombygginger Levetidsforlengelse Større vedlikeholdsarbeid Tilknytning av ny brønnstrøm							
5. Arbeid på utsiden av vertsplattformen	Subseainstallasjoner, kabler, strømningsrør, stigerør og brønnhodeplattformer							
			DRIVERS: proven technology, drilling and well completions, shallow water DRIVERS: Integrated oil storage, maximum at/inshore construction, long life robustness DRIVERS: Proven technology, low structural costs, construction flexibility DRIVERS: Integrated oil storage, low cost, construction flexibility DRIVERS: Deep water, well completion, riser design					
			INFRASTRUCTURE: Statpipe/Kåstø Troll/Kolsnes ÅTS Nyhamna SUBSEA TECHNOLOGY: New Technology Mature Technology OFFSHORE LIFTING: Lifts < 1000 t Heavy lift vessels > 10.000 t					
			1970	1980	1990	2000	2010	2020

B.3 Grensesnitt for samhandlingsaktiviteter offshore

Samhandling / Grensesnitt						
Risiko		Drift	Vedlikehold (FV og KV)	B&B Inkl. res stimuleringer	Modifikasjoner Inkl. nye tie-in topside	Nye prosjekter Tie-in
	Drift (må ha kontroll)		- Integrerte planer/ POB - Risikoanalyser - Beslutningskriterier - Kommunikasjon	- Integrerte planer/ POB - Risikoanalyser - Beslutningskriterier - Kommunikasjon	- Integrerte planer/ POB - Teknisk integritet - Risikoanalyser - Beslutningskriterier - Kommunikasjon	- Integrerte planer/ POB - Teknisk integritet - Risikoanalyser - Beslutningskriterier - Kommunikasjon
	Vedlikehold	- Inspeksjonsgodhet for preventivt vedlikehold - Korrektivt vedlikehold - Isoleringskonflikt (ventiler) - Utstyrstetthet/ tilkomst		- Samtidige operasjoner - Logistikk og lagring - Samarbeid og utnyttelse av ressurser	- Samtidige operasjoner - Område samarbeid - Vedlikeholds kampanje - Flytting/ fjerning av utstyr - Arbeidsordre/ SJA - Logistikk/ ISO	- Område samarbeid og ressursutnyttelse - Tilpasning av nytt utstyr - Arbeidsordre/ SJA - Logistikk/ ISO
	B & B Inkl. res stimulering og brønnvedlikehold	- Samtidige operasjoner - Brønn overlevering - SCSSV og ventiler testing - Utsatt produksjon - Barriereutfall - B&B operasjonshendelser - Tennkilder og utslipp - Prosesssikkerhet	- Løfteoperasjoner - Fallende gjenstander - Logistikk og lagerplass - Tap av brønnintegritet - Brann/ eksplosjon		- Logistikk og lagerplass - Kranoperasjoner - Samtidige operasjoner	- Operasjoner innenfor sikkerhetssonen - Ankremønster for flytbare borerigger - Inntrekning av rør og kabler - Kranoperasjoner - Logistikk og lagerplass
	Modifikasjoner Inkl. nye tie-ins Topside arbeidsomfang	- Vektfordeling / utstyrstetthet - Aktivitetskollisjon - Utslipp/ lekkasjer - Energiisolasjon (EL)	- Vedlikeholdsetterstlep - Logistikk / ISO - Samarbeid ressurser - Plassbegrensning	- Aktivitetskonflikt - Endret barrierefunksjon - Beredskaps redundans - Logistikk og lagerplass		- Logistikk og ISO - Områdekonflikter
	Nye prosjekt (tie-ins)	- Fartøys koordinering - Pull in operasjoner - Kommunikasjon	- Plassbegrensning - Kommunikasjon - Område samarbeid	- Logistikk - Arbeid i sikkerhetssone	- Plassbegrensning/ tilkomst - Kommunikasjon - Inntrekning av rør/kabler	

B.4 Samhandling/risiko tema – definisjon av innhold

Samhandling/risiko tema	Definisjon av innhold	Hovedformål og utfordringer
1. Teknisk sikkerhet, integritet og drift	Sikker teknisk tilstand og god integritet for anlegget.	Sikker og regulær drift,
2. Ny teknologi	Implementering av ny teknologi på en sikker måte.	Reduserte kostnader. Sikrere drift. Bedre lønnsomhet.
3. Kunnskap og kompetanse	Kompetansekrav (utdanning), opplæring og læring	Unngå feil og HMS-hendelser. Sikker drift med god lønnsomhet.
4. Arbeidsprosesser, prosedyrer og krav	Lover, regelverk, nasjonale og internasjonale standarder. Selskappsspesifikke krav, arbeidsprosesser og prosedyrer.	Forståelig, klart og gjennomførbart. Redusert «byråkrati». Etterlevelse av gitte krav.
5. Planlegging og styring	Planlegging, styring og kontroll av alle nye og pågående aktiviteter fra dag 1.	Møte tidsplaner og kostnadsestimater for nye investeringer. Sikre at spesifiserte kvalitetskrav blir møtt.
6. Kontrakter og samarbeidsformer	Risikodeling. Kompensasjonsformat. Komplementære og samstemte insentiver. Roller og ansvar. Grensesnitt og samarbeid.	Møte tidsplaner og kostnadsestimater. Sikre spesifiserte kvalitetskrav. Unngå uønskede hendelser.
7. Organisering og gjennomføring	Operasjonsmodeller. Kommunikasjon og samarbeid. Sikre støtte fra «stakeholders». Medarbeiderinkludering.	Sikker, effektiv og lønnsom drift. «License to operate»
8. Nye utfordringer	Nye konsepter som krever avklaring på krav, regelverk og standarder. Endrede prosess betingelser. Mindre ressurser pr. ny tilknytning. Press på lønnsomhet.	Sikre at så mye som mulig av gjenværende ressurser på sokkelen kan utvinnes på en lønnsom måte.

B.5 Teknisk sikkerhet, integritet og drift

Tema	Risikoer	Indikatorer	Anbefalinger
1. Aldring av anlegget - Vedlikehold - Teknisk kompleksitet - Utstyr fra ulike generasjoner - Vekt- og plassbegrensninger	- Etterslep FV- stigende KV - Teknisk tilstand/ integritet (no1) - Inspeksjonsprogram fanger ikke opp aldringsproblematikk - Ikke oppdatert dokumentasjon - Mangler på reservedeler	- Økning i HMS hendelser - Økende vedlikehold - Uavklart bruk av standarder - Økende KV/FV forhold	- Proaktivt vedlikehold, unngå etterslep - Forbedre inspeksjonsprogram/ metoder - Benytte Havtil (og andre eksterne aktører) sine databaser for erfaringsinnhenting - Ta i bruk nye tekniske løsninger og KI, basert på tilstrekkelig opplæring og kompetanse i teamet
2. Endring av prosessanlegg - Nye systemer og utstyr - Flere prosesssteg - HP/HT – HIPPS - Endring av strømningshastigheter - Vann og død-legger - Fleksible stigerør (?)	- Uklar bruk av relevante standarder - Utskifting/ flytting av gamle systemer og utstyr - Høyt aktivitetsnivå/ mange aktører - Hyppig rotasjon av personell - Lite erfaring med HP/HT felt i drift - Hydrater/ nye fluider	- Økning i HMS hendelser - Uavklart bruk av standarder - Mangelfull avvik- og fravik behandling - Manglende/ «ikke god nok» lukking av funn og observasjoner	- Sikre innspill fra operativt personell fra dag 1 i prosjekterings- og planprosessen - Utarbeide og jevnlig oppdatere integrerte planer som inkluderer alle fremtidige aktiviteter om bord - Oppdaterer den totale risikoanalysen i tidligfasen for alle nye modifikasjoner - Basert på gode erfaringsdata, sikre realistiske anslag av offshore tidsbruk og arbeidstimer
3. Endring av reservoarforhold - Endring av komposisjon - Forsuring av reservoarer - Innsynkning - Økt degradering av anlegg	- Korrosjon/ slitasje på utstyr - Forsuring pga. manglende sulfatfjerning i vanninjeksjon - Møter ikke produktspesifikasjon - H2S eksponering av personell - Kvikksølv eksponering	- Utilstrekkelig med PVT prøver – soner per felt - Økning av KV utstyr	Ta i bruk nye tekniske løsninger og KI, basert på tilstrekkelig opplæring og kompetanse i teamet
4. Brønner og boreanlegg - Plattform med boreanlegg - Bruk av jack-ups - Brønnintegritet/annulus - Run to failure» strategier	- Ringromslekkasjer - Riggforflytting/brønnslett - Forflytting Jack-up - Svikt i brønnbarrierer - Skjult etterslep i FV	- Kvalitet på Simops planer - Ny borekontraktor - Status på riggvedlikehold - Økt KV aktivitet - Reduksjon i brønnproduktivitet	- Sikre god kvalitet i levetidsforlengelses arbeidsomfang - Sikre proaktiv dialog med boreledelsen - Ha stort fokus på brønnoverlevering og Simops prosedyrer - Forbedre samhandling med modifikasjonsprosjekter
5. Marine operasjoner - Nær vertsinstallasjon - Ved ubemannede anlegg - Nærhet til innretning og størrelse på arbeidsomfang	- Ved FPSO får man to dynamiske systemer - Skade på utstyr pga. ROV treff - Skade på utstyr ved fartøy i avdrift - Endring i plan gir uheldige endringer i aktivitetssett på innretningen	- Endring av rammebetingelser - Carry-over-arbeidsomfang - HMS hendelser	- Sikre god kvalitet og forventningsrette planer i marine aktivitetene - Gjennomgang av DP krav

B.6 Ny teknologi

Tema	Risikoer	Indikatorer	Anbefalinger
1. Ny teknologi – Utstyr og systemer - HMS-Energieffektive løsninger/Reduserte utslipp - Forbedret sikkerhet og teknisk kvalitet om bord - Roboter og droner - Endrede designkoder, mindre marginer	- Ufullstendig/ forsinket teknologikvalifisering - Erfaringsinnhenting og læring - Manglende opplæring i ny teknologi og arbeidsprosesser - Økte krav til kunnskap og kompetanse	- Økning i HMS hendelser - TRL ikke definert med tilstrekkelig slakk i plan - Mangelfull opplæring og kravforståelse - Mangelfull teknisk detaljert dokumentasjon før oppstart	- Etabler mer oversiktlige og klare arbeidsprosesser - Se til at kompetente medarbeidere, med tilstrekkelig kravforståelse, vurderer nye løsninger før oppstart - Sikre relevant opplæring av de som skal drifte og vedlikeholde de nye løsningene
2. Digitalisering - Fjernstyring og sanntids-overvåkning - Andre digitale løsninger	- Ufullstendig/ for dårlig kvalitetssikring av løsningen - Manglende erfaringsinnhenting - Manglende opplæring - Ufullstendig konsekvens og risikovurdering - Økte krav til IT kompetanse	- Reduksjon i indirekte timer - Endring i driftsregularitet - Uklar strategi for fjernstyring/ automasjon - Antall feil og HMS hendelser - Manglende kravforståelse	- Bruk personell med høy sikkerhetsmessig ekspertise og digital forståelse til kvalitetskontroll - Sikre relevant opplæring av de som skal drifte og vedlikeholde de nye løsningene
3. Kunstig intelligens (KI)	- Ufullstendig konsekvens og risikovurdering - Økte krav til IT kompetanse - KI introduksjon kan gi usikkerhet og derved feil	- Uklar KI strategi - Forbedret produktivitet - Reduksjon i indirekte timer	- Bruk KI aktivt til å etablere forslag til Hazid, Hazop, SJA, arbeidsordrer osv. - Bruk deretter en mindre gruppe med høy sikkerhetsmessig ekspertise kombinert med personell som kjenner den aktuelle installasjonen til kvalitetskontroll

B.7 Kunnskap og kompetanse

Tema	Risikoer	Indikatorer	Anbefalinger
1. Tilgang på nok kvalifiserte ressurser • Opprettholde og forvalte kunnskap og kompetanse i organisasjonen • Optimal fordeling av ressurser mellom land/ hav • Kontinuerlig forbedring og tilpasning til ny teknologi • Bruk av kunstig intelligens (KI)	• Ikke nok tilgjengelige ressurser offshore i høyaktivitetsperioder for samhandling med land (planlegging og risikovurdering) • Mangel på operativ erfaring hos ledende personell (hav/ land) skaper merbelastning for utøvende personell. • Den skjulte kunnskapen (erfaringene) i organisasjonen blir ikke benyttet godt nok • Ufullstendig kvalitetssikring av KI	• Synkende kvalitet på utført arbeid • Økende antall HMS hendelser • Lite praktisk erfaring/ innsikt i bruk av "lessons learned" systemene • Ikke tilstrekkelig/ god nok ledelsesbemanning • Svak kontroll av grensesnitt og endringshåndtering	• Bedre bruk av den praktiske kompetansen i felten ved definering av nye oppgaver. • Operative beslutninger må tas så nær som mulig til der problemet oppstod. • Sørg for å ha medarbeidere med bredde og virksomhetskompetanse i nøkkelstillinger. • Sikre komplementær kompetanse i lederteam og fagteam • Bruk tid på å sikre kontinuitet og læring i organisasjonen • Den skjulte kunnskapen er viktig å få med i sikkerhetsgjennomganger.

B.8 Arbeidsprosesser, prosedyrer og krav

Tema	Risikoer	Indikatorer	Anbefalinger
1. Komplekse arbeidsprosesser • Mange og detaljerte prosedyrer og krav • Byråkrati i gjennomførelsen – tids- og timetyver • Selskapsspesifikke krav (TR osv.) • Hva er godt nok? • Hvordan bruke spiss- og breddekompetanse	• Uklare roller og ansvar • Manglende kunnskap og opplæring • Komplekse krav og prosedyrer gir usikkerhet/ feil • Uklare hierarkier av standarder og krav • For mange og ulike selskaps spesifikke krav • «Beste» løsning blir ikke valgt	• Kvalitet av utført arbeid • Bruk av indirekte timer • Bruk av timer for QC av selskapsspesifikke krav. • Manglende insentiver for samhandling i kontraktene • Antall avvik fra NORSOK og TR'er • Vi og de holdninger ute i felten	• Effektiv og sikkerhetsmessig god samhandling betinger; oversiktlige, forståelige og standardiserte krav og retningslinjer. • Foreta nødvendig opprydding i egne krav. Fjern alle «Nice-to-have». • Bruk i all hovedsak NORSOK standarder og internasjonale standarder med et minimum av selskaps spesifikke tekniske krav. • Etabler et industrisamarbeid for å sikre at kravene på norsk sokkel blir bedre samordnet • Opplæring tilpasset reelle arbeidssituasjoner • Utnytte KI – opplæring hvor samhandling mellom kollegaer får fokus • Arbeidsprosessene er ofte etablert for å dekke de mest komplekse oppgavene. Gir unødvendig arbeid for enklere oppgaver. Etabler enklere prosesser der det er mulig

B.9 Planlegging og styring

Tema	Risikoeer	Indikatorer	Anbefalinger
1. Kvalitet ved oppstart • Teknisk løsning og underlag • «Project Control Basis» (PCB)	• Manglende kvalitet på «Project Control Basis» gir mange endringer i gjennomføringen • Urealistiske forutsetninger og planer betyr dårligere kvalitet og økt antall uønskede hendelser (HMS)	• Kostnadsøkninger • Tidsforsinkelser • Mange endringer • Redusert produktivitet • Antall indirekte timer	• Etterse at modningen/ detaljering er i henhold til Operatørens krav/ praksis • Tilgang på operativ erfaring i utarbeidelse av planer i driftsfasen vil øke kvaliteten • Krav til kvaliteten på planer må bli mer lik kvaliteten på planer i revisjonsstanser
2. Integrerte planer • Realistisk ressurssetting • Realisme i tidsplan/ forutsetninger • Integrerte planer basert på felles databaser • Felles eierskap til plan	• Mangelfull utsjekk av følgekonsekvenser ved endringer forstyrrer plan og øker kostnadene • Mangelfull styring og kontroll i gjennomføringen gir forsinkelser og betydelige kostnadsøkninger • Operatøren har ikke god nok kontroll på det totale arbeidsomfanget på plattformen • Manglende forståelse for riktig nivå på uspesifisert og «contingency» gir feil POB plan • Alle oppfølgingskostnader er ikke inkludert i PCB	• Kostnadsøkninger • Tidsforsinkelser • Mange endringer • Redusert produktivitet • Antall indirekte timer • Integrerte planer er ikke iverksatt • Uklare grensesnitt • Uklar ansvarsfordeling	• Operatøren må gjennomføre en grundig QC av arbeidsomfang, planer og estimater før oppstart • Effektiv bruk av "Peer Assist og Peer Review" prosesser • Klare beslutningskriterier • Felles krav til format på input data til planer med mest mulig automatisk import (Bruk av KI?)
3. Gjennomføring • Produktivitet • Indirekte timebruk • Prosjektledelse/ kontroll • Tilgang på kapasitet/ kompetanse	• Manglende kvalitet på teknisk underlag for prosjekter og modifikasjoner gir mange endringer • Manglende samordning av innspill fra de ulike aktivitetsområdene betyr dårlig integrering • Ulike plansystemer gir unødvendige endringer. • Mangelfulle erfaringsdatabaser og kompetanse gir urealistiske ressurs- og kostnadsestimater	• Kostnadsøkninger • Tidsforsinkelser • Mange endringer • Redusert produktivitet • Antall indirekte timer • Uklare grensesnitt • Uklar ansvarsfordeling	• Tett styring og kontroll av framdriften • Kontroll på hvordan endringer godkjennes og «contingency» styres og brukes • Streng endringskontroll med realistiske vurderinger av endringskonsekvenser • Operatøren må ha kontroll på disponering av sengekapasiteten til enhver tid
4. Andre forhold • Kompensasjonsformat • Økende HMS krav • Tidsbruk på ikke avklarte problemstillinger	• Kompensasjonsformat gir insentiv for høyt timeforbruk • Timeforbruk på «byråkrati» • Redusert produktivitet	• Produktivitet/ effektivitet • Gunstige timerater for regningsarbeid	• Introdusere netto rater i kontrakten

B.10 Kontrakter og samarbeidsformer

Tema	Risikoer	Indikatorer	Anbefalinger
1. Målsettinger - Felles målsettinger - KPI'er som støtter opp om felles mål	Dagens kontrakter gir ikke gode nok felles målsettinger og kommersielle drivere for effektivitet og produktivitet. - Motstridende målsettinger og insentiver - Manglende motivasjon for produktivitet	- Kostnadsøkninger - Tidsforsinkelser - Avvik fra KPI'er - Effektivitet og produktivitet	- Etabler felles ambisjon, gjennomføringsstrategi og målsettinger fra dag 1 - Implementer ny og mer effektiv teknologi og arbeidsprosesser - Påse at beskrivelsen av arbeidsomfanget møter alle krav før planene «fryses» og den fysiske gjennomføringen starter opp
2. Kompensasjonsformat - Risikofordeling - Insentivordninger - Produktivitetsbelønning - Bruk av ny teknologi	Dagens kontrakter ender i praksis opp som regningsarbeid. Dette betyr: - Ukontrollert vekst i timeforbruk - Dårlig styring av fremdrift - Liten motivasjon for effektivisering	- Kontrakts kompetanse - Mengde og størrelse av implementerte endringer - Effektivitet og produktivitet	- Velg kontraktsmodeller med balansert risikofordeling og fornuftige insentiver i forhold til HMS, kvalitet og tidsfrister - Fordeling av risikoen for «veksten i arbeidsomfanget - Fordeling av risikoen for «dårlig produktivitet og høy indirekte» - Fordeling av risikoen for «forsinkelser i planen» - Belønn kvaliteten i sluttproduktet
3. Samarbeidsform - Ansvar og risikodeling - Samarbeid/ integrering - Forbedring, innovasjon og kreativitet	Manglende samarbeid og integrering mellom operatør og kontraktør. Dette betyr: - Misforståelser som gir feil - Beste løsning blir ikke valgt - Synkende produktivitet	- Kostnadsøkninger - Lang gjennomføringsfase - Endringer i grensesnitt «De og vi» holdninger	- Sikre et tett samarbeid mellom operatør og alle kontraktører/ leverandører. - Forbedringer foreslått av kontraktører/ leverandører, bør belønnes. - Operasjonelle beslutninger må tas så nær som praktisk mulig til der problemet har oppstått.

B.11 Organisering og gjennomføring

Tema	Risikoe	Indikatorer	Anbefalinger
1. Organisering • Klare roller og ansvar • Sikkerhetskultur • Utnytte komplementær kompetanse	• Nye operasjonsmodeller – mangel på kontinuitet og/eller opplæring • Ikke gode nok sikkerhetsvurderinger/ risikoanalyser • Ikke god nok samordning av planer • Nye leverandører	• Manglende (møte)arenaer for samhandling • Mangler i teknisk underlag og beskrivelse av «Arbeidsomfang» • Endringer i planer uten tilstrekkelig kvalitetssikring • Antall endringer (MoC) • Svak/ uklar ressursstyring	• Etablere operasjonsmodeller tilpasset ny teknologi og fremtidens utfordringer inkludert opplæring. • Belønn HMS, kvalitet og oppnåelse av felles mål. • Etabler felles integrerte planer med forventningsrett tidsbruk og ressursbehov inkl. reelle avhengigheter og begrensninger. Planen må kunne gi en korrekt løpende fremdriftsrapportering.
2. Godt arbeidsmiljø • Medarbeidermedvirkning/ respektet verneapparat • Effektiv kommunikasjon • Effektive arbeidsprosesser • Erfaringsoverføring og læring og opplæring	• Silotankegang internt i selskapene fører til suboptimale løsninger • Mangel på tilhørighet og motivasjon • Ikke god nok samordning av planer • Svak ressursstyring	• Vi og de holdninger i felten • Sen/ manglende oppfølging og informasjon relatert til HMS og kvalitet • AMU resultater	• Aktivt arbeid med utvikling av en åpen og inkluderende kultur basert på tilhørighet og felles mål for å få gode resultater, trivsel, åpenhet og tillit • Tilstreb integrert planlegging og gjennomføring
3. Kultur og kommunikasjon • «Stakeholder» synspunkter ivaretas • Kulturforskjeller forstås • Kommunikasjon/ ulike språk ivaretas	• «Stakeholder» uenighet/ påvirkning (NGOs, partnere, lokale og sentrale myndigheter) • Uklar kommunikasjon hav/ land - mellom aktører/ disipliner/ fag • Viktig informasjon når ikke frem til alle	• Uenighet mellom «stakeholdere» • Merkbare språk og kulturforskjeller	• Inkluder alle – «One-team» • Feir gode resultater og lær av dem. • Lære av, tilpasse og implementere beste praksis resultater fra andre industrier.

B.12 Nye utfordringer

Tema	Risikoer	Indikatorer	Anbefalinger
1. Aldrende infrastruktur - Eldre installasjoner med levetidsforlengelser - Økt takt i endringer og ny teknologi - Forsuring av gamle reservoarer	- Teknisk tilstandskontroll kan bli mangelfull (Ref. FPSO'er som er tatt inn til verft) - HP/HT inn til gamle installasjoner - Integrering av KI i prosessstyring og sikkerhetssystemer	- Begrenset tid til kvalitetssikring av eksotiske materialer - Økning i HMS hendelser - Nedetid/regularitet - Vedlikeholdsetterslep	- Sikre tilstrekkelig opplæring når endringer i teknologi og arbeidsprosesser introduseres - Tilpass evaluering av teknisk integritet med bruk av KI - Bruk av KI. Industrien bør følge internasjonale standarder og retningslinjer og ikke bygge opp egne spesifikke krav
2. Nye konseptløsninger - Ubemannede installasjoner (UI) – W2W løsninger - Beredskapsutfordringer - Økende bruk av ny teknologi	- Uklar regelverksforståelse - Risikonivået kan bli svekket med nye løsninger som W2W (evakuering) - UI installasjonene krever mer besøk enn forutsatt for sikker drift	- Manglende systematisk prosess for ekstern erfaringsinnhenting - Nedetid/regularitet - Vedlikeholdsetterslep	- Sikre at krav til evakuering på en sikker måte blir ivaretatt i design og at det er god involvering fra arbeidstakere. - Sikre at det er gjort samsvars-målinger for fartøys operasjoner som er involvert (W2W)
Mindre og vanskeligere nye funn - Mange ulike brønnstrømmer inn til samme prosessanlegg - Nye og mer krevende fluider - HT/ HP brønner - Tette reservoarer	- Kostnadsnivået stopper nye funn - Utilstrekkelig reservoarkartlegging - HIPPS - Fleksible stigerør - Lange avstander/ujevn sjøbunn - Ny teknologi for tette reservoarer	- Økning i HMS hendelser - Nedetid/regularitet - Mangel på relevant erfaring	- Mer effektive prosessløsninger? - Mer kostnadseffektive tie-in løsninger? - Sett av tilstrekkelig tid til teknologikvalifisering - Stort fokus på uttesting av anlegg og oppstart av produksjon

B.13 Omstillingsprosess

Tema	Risikoer	Indikatorer	Anbefalinger
• Aldrende infrastruktur – begrenset tidsvindu	• Kostbare levetidsforlengelser og utstyrsutskiftninger • Ikke tid nok til produksjon av restreservene • Ulike prosesser for gammelt og nytt utstyr	• Kostnader • HMS hendelser • Kvalitetshendelser • Regularitet • Vedlikeholdsetterslep	• Etablere strategi for sluttfasen på installasjonen • Unngå for stort vedlikeholdsetterslep • Utnytt driftskompetansen om bord • Sikre god forståelse av samspillet mellom eksisterende og nytt utstyr
• Mindre og mer kompliserte restreserver	• Ny og ukjent teknologi • Implementeringsrisiko • Drift- og vedlikeholdsrisiko • Storulykkespotensial	• Regularitet/produksjon • Uønskede hendelser • Plan og kostnadsindikatorer	• Kompetansebygging og implementering av ny teknologi • Grundige konsekvensanalyser for ny teknologi • Implementering av ny og krevende teknologi • Standardiserte løsninger der dette er mulig
• Økende kostnadsnivå – reduserte inntekter	• For dårlig produktivitet • For mye byråkrati og indirekte arbeid	• Kostnader (drift og vedlikehold) • Oppfølging av tidsbruk • Produksjonsprofil • Lønnsomhet	• Kostnadsfokus i konseptvalg (godt nok) • Korte beslutningsprosesser, rask gjennomføring • Nøyaktig og kompetent integrert planlegging • Forbedre bore- og undergrunnsteknologi • Øke forståelsen for helhet, verdikjede og lønnsomhet
• Endret organisasjon Endret organisasjon, nye grensesnitt, nye krav og prosedyrer samt endrede arbeidsprosesser	• Manglende motivasjon, forståelse og eierskap • Mangelfull opplæring i nye måter å jobbe på • Manglende forståelse av endret risikobilde • Motstand mot holdnings- og kulturendring • Økt arbeidsbelastning for noen i organisasjonen	• Sykefravær • HMS-hendelser • Kostnader • Kvalitetshendelser • Regularitet • AMU resultater	• Sømløst samarbeid på tvers fra dag 1 • Kontraktsmodeller – produktivitetsintensiver • Mer delegering av ansvar ned i organisasjonen • Involvere alle i forbedring og endring • Enklere og standardiserte krav og prosedyrer • Endre kultur og holdninger i organisasjonen • Kompetente og komplementære team på tvers • Skape en kultur der alle aktører arbeider mot felles mål og prioriteringer

B.14 Anbefaling til temaer Havtil bør undersøke i fremtidige tilsyn

Tema og beskrivelse	Hva bør undersøkes i tilsyn	Typiske risikoer
Integrert planlegging Samordning av alle aktiviteter på innretningen	Finnes det én samlet plan (nivå 3)? Er avhengigheter og begrensninger synlige?	Urealistiske planer, forsinkelser og konflikter
Prioritering mellom aktiviteter Hvordan drift, vedlikehold og prosjekter prioriteres	Er prioriteringskriterier tydelige og forstått? Hvem tar beslutninger?	Feil prioriteringer, sikkerhetsrisiko
Grensesnitt mellom aktører Samhandling mellom operatør, kontraktør og leverandører	Er roller og ansvar tydelig definert i praksis? Antall endringer som følge av grensesnittproblemer	Ansvarsuklarhet, fragmentert styring
Endringshåndtering Håndtering av endringer underveis i prosjekter	Hvordan håndteres sene endringer? Er konsekvenser vurdert?	Scope-vekst, kostnadsøkning og forsinkelser
Vedlikeholdsstyring Status og håndtering av FV/KV	Er vedlikeholdsetterslep kjent og prioritert?	Økt sannsynlighet for feil og hendelser
Ressursstyring Tilgjengelighet og bruk av personell og kapasitet	Er bemanning tilpasset aktivitetsnivået?	Overbelastning, redusert kvalitet
Kompetanse og kontinuitet Kompetanse hos personell offshore og på land	Er kritisk kompetanse tilgjengelig og stabil?	Feilvurderinger, mangelfull risikoforståelse

Samhandling mellom land og offshore Informasjonsflyt mellom landorganisasjon og offshore	Er "as-is" dokumentasjon oppdatert og tilgjengelig?	Feil beslutningsgrunnlag
Kontraktsmodeller Hvordan kontrakter påvirker samhandling	Gir kontraktene riktige insentiver for HMS, kvalitet og effektivitet?	Suboptimal adferd, konflikter
Barriere- og risikostyring Oppfølging av tekniske og organisatoriske barrierer	Er barrierer identifisert, forstått og fulgt opp?	Svekket sikkerhetsnivå
Samtidige operasjoner (SIMOPS) Håndtering av parallelle aktiviteter	Er risiko ved samtidige operasjoner identifisert og kontrollert?	Kollisjoner mellom aktiviteter
Beslutningsprosesser Hvordan beslutninger tas i praksis	Tas beslutninger på riktig nivå og med riktig grunnlag?	Forsinkede eller feil beslutninger
Bruk av ny teknologi Implementering av digitalisering og KI	Er ny teknologi tilpasset drift og kompetanse?	Feil bruk, nye risikobilder
Senfase / levetidsforlengelse Håndtering av aldrende installasjoner	Finnes det en tydelig strategi for senfase?	Økt teknisk og operasjonell risiko
Læring og erfaringsoverføring Systemer for læring fra hendelser og erfaring	Blir erfaringer systematisk samlet og brukt?	Gjentakelse av feil