

# Rapport etter tilsyn

Rapport	
Rapporttittel <b>Tilsyn med drift og vedlikehold av rørleidningar, undervassanlegg og landanlegg for Ormen Lange og Nyhamna</b>	Aktivitetsnummer 005209010
Gradering	
<input checked="" type="checkbox"/> Offentleg	<input type="checkbox"/> Begrensa
<input type="checkbox"/> Unntatt offentlegheit	<input type="checkbox"/> Fortruleg
<input type="checkbox"/> Strengt fortruleg	
Involverte	
Hovudgruppe T-2	Oppgåveleiar Trond Sundby
Deltakarar i revisjonslaget Kenneth Skogen, Morten A. Langøy, Eirik Duesten, Trond Sundby	Dato 20.10.2020

## 1 Innleiing

Vi gjennomførte eit tilsyn med Shell med drift og vedlikehold av rørleidningar, undervassanlegg og landanlegg for Ormen Lange og Nyhamna 7.-10. september 2020. Tilsynet var opprinneleg planlagt gjennomført som ein revisjon over 3,5 dagar der 2,5 dagar var tenkt med fysisk frammøte i Shell sine lokale i Kristiansund medan 1 dag var sett av til fysisk frammøte, gjennomgang og verifikasjon med relevante deler på Nyhamna. På grunn av pandemisituasjonen vart tilsynet gjennomført utan fysisk frammøte, men med digitale løysingar (nettmøte) der gjennomføringsplanen vart noko justert til dette.

## 2 Bakgrunn

Tilsynet er forankra i Arbeids- og sosialdepartementet sitt tildelingsbrev til Petroleumstilsynet, kapittel 3.1 om at risikoen for storulykker i petroleumsværksemda skal reduserast. Bakgrunnen for tilsynet er blant anna tidlegare oppfølgingsaktivitetar med landdel, røyr og undervassanlegg for Ormen Lange og den integrerte drifta av røyrsystem og undervassanlegg offshore og landanlegget.

Tilsynet fokuserte på korleis Shell styrer aktivitetar for drift og vedlikehold av innretningane i havet og landanlegget. Det er eit grensesnitt mellom drift og vedlikehold av offshoredelen og landdelen av anlegget.

## 3 Mål

Målet med tilsynet var å følgje opp drift av rørleidningar og undervassanlegg som ein integrert del av landanlegget på Nyhamna, inkludert tekniske støttefunksjonar i

andre deler av selskapet. I tillegg følgde vi opp at Shell har ein driftsmodell med tilstrekkeleg kapasitet til å handtere normale drifts- og vedlikehaldsoppgåver i tillegg til eventuelle uføresette oppgåver. Til sist følgde vi opp korleis selskapet fører kontroll med eiga verksemd og ser til at krava i forskrifter om helse, miljø og sikkerheit er ivareteke.

#### **4 Resultat**

Tilsynet omfatta drift av røyrleidningar og undervassanlegg som ein integrert del av landanlegget på Nyhamna. Tilsynet vart gjennomført med presentasjonar, samtalar og verifikasjonar med representantar frå Norske Shell knytt til drift av Ormen Lange røyrsystem og undervassanlegg med relevante støttesystem og -funksjonar på Nyhamna, i Kristiansund og i Tananger.

Deler av Shellorganisasjonen (personell) i Norge vart virksomheitsoverdrege til OKEA i forbindelse med salet av Draugen 1. desember 2018. Vi har gjennom samtalar og verifikasjonar følgd opp korleis den nye organisasjonen ivaretek drift og vedlikehald av Ormen Lange gjennom tema som kompetanseoppfølging og kapasitet i organisasjonen og styring av vedlikehald. Vi har blant anna sett på evna til å få utført dei oppgåvene som er, til rett tid og med rett kvalitet. Det er verdt å merke seg at vi har sett overordna på dette innan grensesnittet for tilsynet.

Tilsynsaktiviteten tok for seg følgjande tema:

- Organisering av drift av innretningar (land og offshore Shell)
- Relevant styrande dokumentasjon og krav for drift og vedlikehald
- Risiko- og barrierestyling
- Vedlikehaldsstyring og inspeksjonsaktivitetar
- Styring av endringar og avvikshandtering
- Integritetsstatus for system for trykksikring og nødavstenging
- Verifikasjonsaktivitetar (planlagde og gjennomførte)
- Handtering av hendingar
- Læring og erfaringsdeling
- Oppfølging av prosjekt og modifikasjonar og integrering i eksisterande anlegg inkludert framtidige fasar av Ormen Lange

Det vart ikkje varsla om oppfølging av tidlegare avvik i dette tilsynet.

Vi har påvist tre avvik knytt til styring av vedlikehald, handtering av avvik og styrande dokumentasjon.

Vi har vidare identifisert fire område med potensial for forbetring. Desse områda er integritetsstyring av røyrsystem, klassifisering og prioritering, kompetansestyring og risikostyring og beslutningsunderlag.

## 5 Observasjonar

Vi har to hovudkategoriar av observasjonar:

*Avvik:* Observasjonar der vi *påviser* brot på/manglande oppfylling av regelverket.

*Forbetringspunkt:* Observasjonar der vi *meiner å sjå* brot på/manglande oppfylling av regelverket, men ikkje har nok opplysningar til å kunne påvise det.

### 5.1 Avvik

#### 5.1.1 Styring av vedlikehald

##### Avvik

Manglande sikring av at innretningar eller deler av desse blir halde ved like, slik at dei er i stand til å utføre sine kravde funksjonar i alle fasar av levetida og manglande førebygging av sviktmoder som kan utgjere ei helse-, miljø- eller sikkerheitsrisiko.

##### Grunngjeving

Gjennom samtaler, presentasjonar og verifikasjonar har Shell skildra ein ambisjon om at alt vedlikehald som blir gjennomført skal vere i vedlikehaldssystemet SAP (100% SAP). Tilsynet viser at det er sett inn fleire tiltak og gjort forbetringar dei seinare åra som skal sikre at jobbar i hovudsak startar og sluttar i SAP og såleis skal vere sporbart og dokumentert der. Observasjonar i tilsynet viser at dette ikkje er fullt ut gjennomført, spesielt ikkje for røyr og subsea der ein har hatt, og framleis har ei noko annan bruk av vedlikehaldssystemet enn andre deler av organisasjonen.

I verifikasjonsdelane av tilsynet såg vi på Shell sine system for identifisering av utstyr og system, barriereidentifisering, vedlikehaldsprogram og vedlikehaldshistorikk. Nedanfor er eksempel på observerte manglar i vår verifikasjon i vedlikehaldssystemet SAP:

- For piggesluser (NO.NYH.VM-16-1001 og 16-2001) var det i SAP historikk som viste at utstyret hadde hatt eit vedlikehaldsprogram, men programmet hadde blitt stoppa / fjerna. Siste aktivitet såg ut til å vere i 2009. Det var ikkje etablert noko preserveringsprogram eller anna oppfølging i perioden det har stått utan vedlikehaldsprogram, eller noko etablert program for å verifisere nødvendige funksjonar før utstyret skal takast i bruk igjen.
- Vedlikehaldsprogrammet for ventilar (16-1005, -1009, -1010 og -1013 – sikkerheitsklassifisering A - sikkerheitskritiske) på eller tilhøyrande ovannemnde piggesluser. Det var ikkje noko vedlikehaldsprogram for desse ventilane.
- Subsea manifoldventilar på Ormen Langefeltet (Eksempel: branchventil HV-18-0308) hadde ikkje etablert vedlikehaldsprogram. Ventilen har vore nytta ved eit byte av chokemodul. Ved byte av chokemodul blir manifoldventil nytta som

singel barriere mot sjø. Det vart sagt i samtalar at ventilen blir testa. Testen før chokemodulbyte av ventilen vart ikkje funnen i vedlikehaldssystemet.

- I verifiseringa i SAP fann vi at førebyggjande vedlikehald (årleg test) var skriven inn i ein korrektiv vedlikehaldsjobb (KV) – eksempelvis årleg sjekk knytt til Naxys lekkasjedetektorar.
- Ein del sikkerheitskritisk utstyr har i selskapet sine vedlikehaldsanalysar blitt identifisert med barriererefunksjon (merka som sikkerheitskritisk element ). Vi fann fleire eksempel der det ikkje var FV-program på barriererefunksjonane.
- Det vart gjort observasjonar der førebyggjande vedlikehald ikkje blir knytt opp mot objekta som blir vedlikehalde. Eksempel på dette er Roxar multifasemålarar på brønnane – *'meter mesurement at the well og årlig helsesjekk av våtgassmeter'*. Frå samtalar kom det fram at manglande knytingar gjorde det vanskeleg å finne vedlikehaldshistorikk på utstyret.

### **Krav**

*For det som er omfatta av petroleumsregelverket til havs:*

*Aktivitetsforskrifta § 45 om vedlikehald*

*Aktivitetsforskrifta § 49 om vedlikehaldsprogram*

*For det som er omfatta av petroleumsregelverket på land:*

*Teknisk og operasjonell forskrift § 58 om vedlikehald*

## **5.1.2 Handtering av avvik**

### **Avvik**

Manglar ved handtering av avvik knytt til drift av røyreledningssystem

### **Grunngjeving**

Med bakgrunn i dokumentasjon motteke i forkant av tilsynet, og presentasjonar, samtalar og verifikasjonar i tilsynet vart det avdekket at føresetnader for drift av røyreledningssystema på Ormen Lange ikkje er i samsvar med det som er nedfelt i grunnlagsdokumentasjon (designbasis og liknande). Ved verifikasjonar i dokumentasjon for risikobasert inspeksjonsstrategi (RBI) for innvendig inspeksjon og ytelsestandardar for røyrsystem (Performance standards 006) som er frå 2012 er det heller ikkje teke høgde for at desse føresetnadane ikkje stemmer med dei faktiske driftstilhøva. Nokre eksempel på dette er partiklar i MEG-sløyfe og akkumulering av injeksjonskemikaliar (mot korrosjon og scale) i MEG.

Utfordringane med desse endra føresetnadene og innverknad på integriteten for systema er forsøkt handtert i selskapet sitt avvikssystem (FSR). Vi gjorde verifikasjonar av fleire avvik tilbake til 2012-2013 som omhandla utfordringar med MEG-systemet der vi ba om informasjon på korleis dette var handtert. Vi mottok i første omgang følgjande avvik:

- 387864 – MEG increase in partial pH stabilisation to accommodate temporary higher formate levels (30.10.2012 – 1.12.2013)
- 487904 – High formate/acetate in MEG. Corrosion in import pipelines. – dette avviket er gyldig til (6.6.2013 – 4.6.2014)
- 549020 – Solid particles in MEG loop (28.11.2014 – 26.1.2016)
- 559407 – Formate from well D5. Operating at elevated alkalinity in MEG (6.7.2015 – 11.1.2017)

I tillegg ba vi om følgjande avvik:

- Avvik 526879 – MEG increase in partial pH stabilisation to accommodate temporary higher formate levels (27.11.2013 – 1.4.2014)
- Avvik 567890 – Solid particles in MEG loop (21.1.2016 – 26.1.2017)

Gjennom denne avvikshandteringa så har ein blant anna identifisert og prøvd å handtere utfordringar med partiklar i MEG, høgare format- / acetatnivå (format er her ein del av brønnskletteringsvæska), akkumulering av injeksjonskjemikaliar og auka surheitsgrad i røyr/MEG. Identifiserte truslar er blant anna redusert effekt av injeksjonskjemikaliar og auka korrosjon i røyrret. Så langt vi har følgd saksgangen så har ein lukka siste avvik i 2017, men det ser ikkje for oss ut til at ein har handtert problemstillingar med endra føresetnader for drift av røyrsystema.

## **Krav**

*Styringsforskrifta § 22 om avviksbehandling*

### **5.1.3 Styrande dokumentasjon**

#### **Avvik**

Manglar ved handtering av styrande dokumentasjon

#### **Grunngjeving**

I tilsynet etterspurde vi dokumentasjon knytt til oppdatering av eigen styrande dokumentasjon som til dømes grunnlagsdokumentasjon og inspeksjon- og vedlikehaldsdokumentasjon – kva krav eksisterer i selskapet til å oppdatere dokumentasjon? Vi fekk nokre tilbakemeldingar gjennom samtalar at det var krav til vurdering av oppdatering av dokumentasjon ved visse intervall og eventuelt ved betydelege endringar. Vi har ikkje motteke dokumentasjon der dette er formalisert. Ved gjennomgang av konkrete dokument – RBI-dokument for røyr innvending og performance standard for røyr observerte vi at desse ikkje hadde vore oppdaterte sidan 2012. Vi vart forklart at det var driftsforhold i røyrsystema som ikkje er handtert i design-/grunnlagsdokumentasjon og heller ikkje er handtert idokumentasjon for inspeksjon og ytelsevurderingar.

## **Krav**

*For det som er omfatta av petroleumsregelverket til havs:*

*Aktivitetsforskrifta § 20 om oppstart og drift av innretninger*

*For det som er omfatta av petroleumsregelverket på land:*

*Teknisk og operasjonell forskrift § 40 om oppstart og drift av landanlegg*

## **5.2 Forbetringspunkt**

### **5.2.1 Integritetsstyring av rørsystem**

#### **Forbetringspunkt**

Den tekniske tilstanden og integriteten for rørsystem på Ormen Lange og føresetnader for bruk som er lagt til grunn for forsvarleg verksemd ser ut til å vere mangelfull.

#### **Grunngjeving**

I tilsynet prøvde vi gjennom presentasjonar, samtalar, diskusjonar og verifikasjonar å få ein oversikt over korleis Shell Opererer røyr og undervassanlegg med nødvendige tekniske og organisatoriske støttefunksjonar på Nyhamna, frå kontor i Kristiansund og kontor i Tananger. Gjennom dette ville vi og få ein oversikt over korleis selskapet sikrar integriteten for desse delene av anlegget og at dei er i samsvar med krav i forskrifter.

Vi mottok noko dokumentasjon i forkant av tilsynet, knytt til inspeksjon og vedlikehald av rørsystem (produksjons- og MEG-røyr) og kontrollkabel. Dokumentasjonen for innvendig risikobasert inspeksjonsprogram (RBI) og performance standards - ytelsekrav/ytelseindikatorar for rørsystem vi har fått oversendt er sist oppdatert i 2012. Gjennomgang i tilsynet viser at det er føresetnader som ligg i designdokumentasjon og i basis for inspeksjonsdokumentasjonen som ikkje er gjeldande. Eksempel på endra føresetnader er at det er partiklar i MEG-loop, akkumulering av inhibitor mot korrosjon og scale i MEG, svart stoff i røyret som kan endre den innvendige korrosjonsdegraderinga og redusere effekten av scale- og korrosjonsinhibitor, syre i brønnstraumen som og kan gi auka korrosjon og korrosjon under avsetningar (UDC) i røyret. Utfordringane med desse endra føresetnadene og integritetsutfordringar er forsøkt handtert i Shell sitt avvikssystem (FSR).

Hovudrøyr var sist gang inspisert innvendig i 2007 og ein hadde med opprinnelege føresetnader vurdert eit innvendig inspeksjonsintervall på 20 år. Vi fekk gjennom verifikasjonar og samtalar dokumentert at føresetnadane ikkje stemmer. I avvikshandteringa som er gjort frå 2013 til 2017 er det vurdert og anbefalt eit inspeksjonsintervall på 15 år, men denne vurderinga har ikkje i tilstrekkeleg grad teke omsyn til dei endra føresetnadane og dei aktuelle utfordringane ein har i rørsystema. Dette medfører at korrosjonsmodelleringa, som har 2007 som basis,

gradvis får større usikkerheit og det er heller ikkje i tilstrekkeleg grad vurdert konsekvensane av dette.

### **Krav**

*For det som er omfatta av petroleumsregelverket til havs:  
Aktivitetsforskrifta § 25 om bruk av innretninger*

*For det som er omfatta av petroleumsregelverket på land:  
Teknisk og operasjonell forskrift § 41 om bruk av landanlegg*

## **5.2.2 Klassifisering og prioritering**

### **Forbetringspunkt**

Klassifisering som grunnlag for val av vedlikehaldsaktivitetar og vedlikehaldsfrekvens, ved prioritering av ulike vedlikehaldsaktivitetar ser ut til å vere mangelfull.

### **Grunngjeving**

Gjennom dokumentgjennomgang, verifikasjonar i system og samtalar har vi ikkje fått ei eintydig forklaring på korleis klassifisering har samanheng med vedlikehaldsprogrammet.

Frå verifikasjonar i vedlikehaldssystemet.

- Piggesluser (NO.NYH.VM-16-1001 og 16-2001) har sikkerheitsklassifisering C som er lavaste nivå i klassifiseringa.
- Subsea manifoldventilar på Ormen Langefeltet (Branch-ventilar – HV-18-0308) var ikkje klassifisert.
- Noko utstyr har lav klassifisering (C som er lavast), sjølv om det er beskrive som viktig for å oppretthalde korrekt sikkerheitsnivå

Oversikt over planlagd og uteståande arbeid i form av KPIar knytt til målstyring av vedlikehald var mangelfulle

- Inspeksjonsfunn blir registrert som ein Z8-notifikasjon. Desse blir behandla på utsida av Z1-notifikasjonar, og dei funna kjem då ikkje med i uteståande arbeid, og eventuelt etterslep / uteståande arbeid på sikkerheitskritisk utstyr blir ikkje vist som svekkingar i barrierepanel.
- Dei delene av subsea vedlikehald som ikkje er i SAP eller har mangelfull timeestimering er på arbeidsordrenivå vil ikkje bli vist igjen i Shell sine system. Det kjem då ikkje med i den totale oversikten over planlagd eller uteståande arbeid.
- Nokre arbeidsordrar har lavt timetal estimert. Blir desse arbeidsordrane forseinka, vil det vise lavare tal på timar i selskapet sin KPI for uteståande vedlikehald enn det reelle behovet for vedlikehald.

**Krav**

*For det som er omfatta av petroleumsregelverket til havs:*

*Aktivitetsforskrifta § 46 om klassifisering*

*Aktivitetsforskrifta § 48 om planlegging og prioritering*

*For det som er omfatta av petroleumsregelverket på land:*

*Teknisk og operasjonell forskrift § 59 om klassifisering*

*Teknisk og operasjonell forskrift § 55 om planlegging*

**5.2.3 Kompetansestyring****Forbetringspunkt**

Manglar ved oppfølging av kompetanse og kvalifisering for flensetrekking

**Grunngjeving**

Vi fekk i tilsynet ein oversikt over kva personar som var identifisert at skulle ha spesifikk kvalifisering for tiltrekking av flensar. I oversikten som og viste statusen på opplæringa for kvar enkelt var det fleire som ikkje hadde godkjent kurs. Fleire av desse hadde tidlegare gjennomført opplæring, men fristen for ny opplæring og re-kvalifisering var gått ut. Det var og enkelte tilfelle der personell mangla opplæring over fleire år. Videre kunne ikkje Shell vise korleis dei sikra at personell utan nødvendig dokumentert kompetanse utførte arbeid med flensetrekking.

**Krav**

*For det som er omfatta av petroleumsregelverket til havs:*

*Aktivitetsforskrifta § 21 om kompetanse*

*For det som er omfatta av petroleumsregelverket på land:*

*Teknisk og operasjonell forskrift § 50 om kompetanse*

**5.2.4 Risikostyring og beslutningsunderlag****Forbetringspunkt**

Manglar ved risikovurderingar og beslutningsunderlag for røyrspoolar på Ormen Lange

**Grunngjeving**

I forkant av tilsynet fekk vi oversendt dokumentasjon som viste integritetsutfordringar med spoolar på Ormen Langefeltet. For fleire av spoolane var understøttinga svekka eller manglande. I dokumentasjonen vi mottok kunne vi spore dette tilbake til 2015, men noko av svekkingane og manglane ser ut til å ha eksistert lenger enn det. Dårlig eller manglande understøtting kan medføre ei større utmatting av enkeltdelene pga. vibrasjonar og det kan og spele ei rolle i utfordringar knytt til hydrogenforsprøing



(HISC) av røyrelement. I oppsummeringa vi mottok frå mars 2020 var det nytta fargekodar for å illustrere alvorlegheit av dei ulike funna. Fleire av spoolane var vurdert med fargekode gul, medan enkelte av dei hadde fargekode oransj. Dei hadde stort sett vore vurdert med degraderingar sidan 2015, men det såg ut til at lite var gjort dei siste åra. Vi gjekk og gjennom risikovurderingar knytt til Ormen Lange og til dei akutelle spoolane. Det var her manglande samsvar mellom truslar og vurderingar i MTO-biletet, vedlikehaldssystemet og motteken dokumentasjon.

## Krav

*Styringsforskrifta § 11 om beslutningsgrunnlag og beslutningskriterie*

## 6 Deltakarar frå oss

Morten A. Langøy	Fagområde konstruksjonssikkerheit
Kenneth Skogen	Fagområde HMS-styring
Eirik Duesten	Fagområde konstruksjonssikkerheit
Trond Sundby	Fagområde konstruksjonssikkerheit (oppgåveleiar)

## 7 Dokument

Følgjande dokument vart nytta under planlegginga og gjennomføringa av tilsynet:

- Organisasjonskart for Shell Norge
- Presentasjonar vist i tilsyn
- Ormen Lange Annual subsea and Pipeline Asset Class summary report 2020; Dokument: 37.1B-NS-P15-00103, versjon 2M, 20.5.2020
- Monthly Subsea and Pipeline asset class report, mai 2020
- Oversikt over relevant dokumentasjon for drift av Ormen Lange røyr og subsea
- Oversikt over verifikasjonsaktivitetar Ormen Lange subsea siste 4 år
- NSEP72MA01 Subsea Integrity Management System (SIMS)
- NSEP72MA02 Pipeline Integrity Management Manual (PIMM)
- NSEP72MA03 NSEP Subsea Integrity Management Manual (SIMM)
- Z8-notifications; 16642538, 16642530, 16642560, og 16642561
- 37-00-NS-F12-00010 Ormen Lange Performance Standard PC006 Pipelines
- MEC\_RP\_04-04.8\_v1 AMS Pipeline and Subsea Integrity Recommended Practice, februar 2018
- Annual Assurance Plan 2019 – LOD1 Report DISCIPLINE REVIEW SUBSEA ORMEN LANGE, 5.6.2019
- Systemsjekkar i SAP i tilsyn
- 37-1B-NS-N15-00008 Rev 10 - RBI plans for OL subsea external inspection
- 37-1B-NS-N15-00007 04M Internal Inspection Programme for Subsea Pipelines
- Skjerm bilde MTO-verktøy
- Oversikt kompetansestatus flensearbeid
- Presentasjon Vedlikehald og barrierestyring – sikkerheitskritisk utstyr

- Presentasjon planlegging og SAP

## **Vedlegg A - oversikt over personell i tilsynet**