



Revisjonsrapport

Rapport	
Rapporttittel Tilsyn med teknisk sikkerhet, prosessikkerhet og fleksible stigerør på Balder FPU	Aktivetsnummer 007001021
Gradering	
<input checked="" type="checkbox"/> Offentlig	<input type="checkbox"/> Begrenset
<input type="checkbox"/> Unntatt offentlighet	<input type="checkbox"/> Fortrolig
<input type="checkbox"/> Strengt fortrolig	
Involverte	
Hovedgruppe T-3	Oppgaveleder Bjørnar André Haug
Deltakere i revisjonslaget Roger L. Leonhardsen, Ove Hundseid og Bjørnar André Haug	Dato 20.5.2015

1 Innledning

Petroleumstilsynet (Ptil) gjennomførte i perioden 10.–28.4.2015 tilsyn med produksjonsskipet Balder FPU. I tilsynet ble det fulgt opp hvordan ExxonMobil ivaretar og sikrer etterlevelse av krav til barrierer og barrierestyling innenfor fagdisiplinene teknisk sikkerhet, prosessikkerhet og fleksible stigerør. Tilsynsaktiviteten ble gjennomført i form av møter i ExxonMobil sine lokaler på Forus den 10.4.2015 og 28.4.2015 og offshore på Balder i perioden 13.-15.4.2015.

2 Bakgrunn

Aktiviteten er forankret i Ptils hovedprioriteringer for 2015, med spesiell vekt på selskapets system for styring av barrierer. Summen av tekniske, operasjonelle og organisatoriske forhold er avgjørende for om etablerte barrierer fungerer og er effektive til enhver tid, og vi anser det som viktig at industrien bruker og videreutvikler sin kunnskap om og styring av forhold som er relevante for å ivareta sine barrierer.

3 Mål

Målsettingen med tilsynet var å vurdere hvordan ExxonMobil sikrer etterlevelse av myndighetskrav, anerkjente standarder og egne krav innenfor nevnte fagområder ved drift og vedlikehold av Balder FPU. Følgende fokusområder var definert for tilsynet:

- Barrierestyling i drift
- Ivaretagelse av forutsetninger fra design
- Rutiner offshore for å ivareta sikker drift

4 Resultat

Tilsynet omfattet utvalgte temaer innenfor fagdisiplinene teknisk sikkerhet og prosessikkerhet. Tilsynet ble gjennomført i form av presentasjoner, samtaler, befaring og dokumentgjennomgang.

Det generelle inntrykket fra samtalen er at man om bord på Balder i stor grad etterlever prosedyrer og retningslinjer, det er lav terskel for å ta opp eventuelle utfordringer, det er

erfaren bemanning og at arbeidsmiljøet er godt. Vi fikk også tydelige og sammenfallende svar på land og offshore, også når det gjelder utfordringer. Gjennomføringen av tilsynet var godt tilrettelagt inkludert tilgang på dokumentasjon og personell relevant for tilsynet.

Både i oppstartsmøte og i samtale ombord på Balder ble korrosjon trukket fram som en utfordring. Dette ble også bekreftet gjennom vår befaring, ref. kapittel 6.3.

Balder ble satt i drift i 1999 som et av de første produksjonsskipene på norsk sokkel. Vi observerer at det har noen andre løsninger enn det som er etablert praksis for produksjonsskip i dag:

- Dreieskive og prosess i samme brannområde
- Både nødavstengings- og prosessikringsventiler betegnes som «shut down valves» (SDV), ref. kapittel 6.4.

Det ble identifisert 3 avvik innenfor følgende system/områder:

- System for barrierestyring
- Sikring av ventiler
- Akseptkriterier og risikoanalyse

Videre ble det identifisert 6 forbedringspunkter knyttet til følgende system/områder:

- Drenering på connectordekk i dreieskiven
- Vedlikeholdssystemet
- Nødavstengningssystemet
- Passiv brannbeskyttelse av gassutslippssystemet
- Automatisk brannvannsutløsning ved bekreftet gassdeteksjon
- Manglende oppdatering av dokumentasjon

5 Observasjoner

Ptils observasjoner deles generelt i to kategorier:

- Avvik: Knyttes til de observasjonene hvor vi mener å påvise brudd på regelverket.
- Forbedringspunkt: Knyttes til observasjoner hvor vi ser mangler, men ikke har nok opplysninger til å kunne påvise brudd på regelverket.

5.1 Avvik

5.1.1 System for barrierestyring

Avvik:

Det er ingen klar sammenheng mellom risikoanalyser og strategi og videre til spesifikke ytelseskrav til barriereelementer.

Begrunnelse:

På bakgrunn av oversendte dokumenter og gjennomførte møter har Ptil vurdert om Balder møter kravene i styringsforskriften § 5 der det framkommer at operatøren skal fastsette de strategiene og prinsippene som skal legges til grunn for utforming, bruk og vedlikehold av barrierer, slik at barrierens funksjon blir ivaretatt gjennom hele innretningens levetid. Det skal være kjent hvilke barrierer som er etablert og hvilken funksjon de skal ivareta, samt hvilke krav til ytelse som er satt til de tekniske, operasjonelle eller organisatoriske elementene som er nødvendig for at den enkelte barriere skal være effektiv.

I veiledningen fremkommer det at strategiene og prinsippene bør utformes slik at de medvirker til å gi alle involverte en felles forståelse av grunnlaget for kravene til de enkelte barrierene, deriblant hvilken sammenheng det er mellom risiko- og farevurderinger og kravene til barrierer.

Vi vil understreke at ordet *strategi* har en spesiell betydning når det brukes i barrieresammenheng. Basert på NS-EN ISO 13702 har Ptil i notatet «Prinsipper for barrierestyling i petroleumsvirksomheten» definert ordet *barrierestrategi* på følgende måte: «Resultatet av prosess som med utgangspunkt i risikobildet beskriver og avklarer hvilke barriererefunksjoner og barriereelementer som skal implementeres for å redusere risiko».

ExxonMobil har ikke utarbeidet et eget barrierestrategidokument, men baserer seg på at «Operations Integrity Management System» (OIMS) med tilhørende systemer og beskrivelser angir barrierestrategien. Vår vurdering er at OIMS ikke i tilstrekkelig grad viser en synlig og klar overgang fra risikoanalyser, via barrierestrategi og videre til spesifikke ytelseskrav til barriereelementer.

ExxonMobil har selv identifisert dette som en utfordring og er i forbindelse med pågående oppdatering av totalrisikoanalyse (TRA) for Ringhorne i ferd med å utvikle barrierediagram som bedre skal synliggjøre koblingene mellom elementene i barrierestylingssystemet. Videre plan er å utvikle barrierediagram for Balder i forbindelse med oppdatering av TRA i 2. halvår 2015.

Et konkret eksempel på mangelfull barrierestrategi er hvilke vurderinger som ligger til grunn for design av passiv brannbeskyttelse, ref. kapittel 5.2.4.

Det er utarbeidet innretningsspesifikke ytelsesstandarder for Balder. ExxonMobil har selv identifisert behov for oppdatering av ytelsesstandardene og har definert dette som et fokusområde for 2015. Ytelseskrav må være spesifikke for at de skal kunne verifiseres.

Gjennom stikkprøver av ytelsesstandardene observerte vi både lite spesifikke krav og utdatert informasjon:

- I ytelsesstandard for «Topside-struktur» (4.8) er et av kravene «opprettholde strukturell integritet» med følgende veiledning: «Degraderingen av en gitt hovedstruktur bør ikke være mer enn til minimum akseptabel designgrense»
- Ytelsesstandard for «Hydrokarbon stigerør og rørledninger» (4.3) omtaler SSIV-er og at «stigerør er lokalisert innenfor jacketstrukturen». Balder har hverken SSIV eller jacketstruktur.
- Ytelsesstandard for «Stasjonært anlegg for brannbekjempelse» (4.21) inneholder krav til sprinklersystemet. Sprinklersystemet på Balder er tatt ut av drift.

Stikkprøver i vedlikeholdssystemet (SAP) viste at ytelseskrav i varierende grad er implementert og vi observerte også eksempel på ytelse ikke ble registrert selv om det var spesifisert i vedlikeholdsprosedyre:

- Ytelsesstandard for «Stasjonært anlegg for brannbekjempelse» (4.21) angir 30 sekund som responstid for deluge. Ifølge SAP (WO: 21452349 Tag: NOBA-813-ADV-301) er kravet «...the specified time period, usually 10-20 sec.»
- I testprosedyre for deluge er det definert at blant annet responstid (også trykk, blokkerte dyser etc.) skal registreres, men for WO 21452349 er kun trykk registrert.

- I ytelsesstandarden «Antennelsesforhindring» (4.14) er det definert at lukketid for spjeld ikke skal overstige 6 sekund. I SAP er dette kravet ikke inkludert i prosedyre og heller ikke registrert i vedlikeholdshistorikk.

Krav:

Styringsforskriften § 5 om barrierer

5.1.2 Sikring av ventiler**Avvik:**

Det er mangler i filosofien for sikring av ventiler i prosesssikrings- og nødavstengningssystemet.

Begrunnelse:

P&ID angir hvilke ventiler som skal sikres i korrekt posisjon og angitt som LO/LC (locked open/locked closed) og CSO/CSC (car seal open/car seal closed). Vi fikk opplyst at det gjøres 3-månedlig sjekk av ventiler for å sjekke korrekt posisjon i henhold til lister basert på informasjonen på P&ID. Ved sjekk i felt og på P&ID ser vi at kravene til sikring ikke omfatter alle ventiler i prosesssikrings- og nødavstengningssystemet:

- Trykktransmitteren for PAHH 075 på 1st Stage Separator kan isoleres fra separatorene med to ventiler på linjen fra separatorene. Disse er tegnet inn på P&IDen: én 2" ventil (920-146) og én ¾" ventil (920/940). Det er kun 2" ventilen som er merket CSO. Det er ingen krav til sikring av den andre ventilen som også kan sette PAHH ut av funksjon dersom den settes i feil posisjon.
- Nivåtransmitter LAHH 1001 på HP Flare K.O. Drum skal stenge ned prosessanlegget ved høyt væsknivå i tanken ved å aktivere nødavstengningssystemet. Transmitteren er koblet via to 1 ½" ventiler. Disse var sikret og merket CSO i felt, men det er ikke tatt med krav til sikring på P&ID.
- Nødavstengningsventilene for stigerørene holdes åpne av en hydraulikksylinder. Det er installert en isoleringsventil på hydraulikksylinderen som kan isolere hydraulikklinjen til sylinderen. Dersom denne settes i stengt posisjon vil ikke nødavstengningsventilen stenge ved aktivering av nødavstengningssystemet. Denne er ikke tatt med på P&ID og ventilen var ikke sikret i korrekt posisjon.
- Instrumenter som trykktransmittere er typisk koblet til prosessanlegget via instrumentventiler. Disse er ikke tegnet inn på P&ID. Dette er vanlig praksis, men på grunn av at sjekklister er basert på LO/LC på P&ID er disse ventilene ikke tatt med i lister over ventiler som skal sjekkes eller sikret på annen måte i korrekt posisjon.

Krav:

Innretningsforskriften § 82 nr. 2, jf. forskrift om sikkerhets- og kommunikasjonssystemer på innretninger i petroleumsvirksomheten (1992) § 19 om prosessikringssystem h) Blokkeringsventiler som inngår i systemet, skal være sikret i riktig posisjon.

5.1.3 Akseptkriterier og risikoanalyse**Avvik:**

Akseptkriterier og presentasjon av frekvens for bortfall av hovedsikkerhetsfunksjoner er mangelfull. Eksplosjonsstudie er ikke oppdatert siden 1998.

Begrunnelse:

Regelverket krever at det skal settes akseptkriterier og at det skal utføres risikoanalyser som gir et nyansert og mest mulig helhetlig bilde av risikoen forbundet med virksomheten.

Ifølge totalrisikoanalysen (97-3352, rev.05), kap. 3 har ikke ExxonMobil definert akseptkriterier for bortfall av andre hovedsikkerhetsfunksjoner enn rømning og evakuering. I kap. 8.1.2 blir årlig frekvens for tap av rømningstunell presentert, men resterende evakueringsveier er ikke nevnt.

I totalrisikoanalysen kap. 1.4.4 påpekte DNV i 2010 at eksplosjonsstudien er fra 1998 og at erfaring viser at dagens oppdaterte modeller resulterer i høyere trykk. Basert på dette anbefaler DNV at eksplosjonsstudien blir oppdatert. Ifølge ExxonMobil vil dette bli vurdert i forbindelse med oppdatering av totalrisikoanalysen i 2. halvår 2015.

Krav:

Styringsforskriften § 9 om akseptkriterier

Styringsforskriften §17 om risikoanalyser

5.2 Forbedringspunkter**5.2.1 Drenering på connectordekk i dreieskiven****Forbedringspunkt:**

Deler av det åpne dreneringssystemet på connectordekk i dreieskiven var satt ut av funksjon.

Begrunnelse:

Inspeksjon av slukene i det åpne dreneringssystemet viste at:

- en sluk var tett (full av vann)
- det lå en ekspansjonsplugg i en sluk (benyttes antagelig til å plugge sluken ved behov)
- det lå avfall i en sluk som kan tette sluken

Krav:

Innretningsforskriften § 82 nr. 2, jf. forskrift om sikkerhets- og kommunikasjonssystemer på innretninger i petroleumsvirksomheten (1992) § 16 om sikkerhetssystemer generelt

b) Sikkerhetssystemene skal til enhver tid være funksjonsdyktige.

c) Sikkerhetssystemene skal vedlikeholdes slik at funksjonsdyktigheten opprettholdes.

5.2.2 Vedlikeholdssystemet**Forbedringspunkt:**

Endring av testintervall uten å vurdere påvirkning på risikobildet og mangelfull registrering av historikk.

Begrunnelse:

Gjennomførte stikkprøver i vedlikeholdssystemet (SAP) indikerer mangelfull registrering av historikk for gjennomførte aktiviteter:

- Uttak av polymer-kuponger for analyse
- Nedblåsningsventil 920-BDV-132

Testintervall for nødavstengningsventiler ble i 2010 endret fra halvårlig til årlig. Endringen var blant annet basert på historiske testresultater for nødavstengningsventilene på Balder.

Imidlertid er det en forutsetning i totalrisikoanalysen at testintervallet er halvårlig. Innvirkningen denne endringen har på risikobildet er ikke vurdert.

Krav:

*Aktivitetsforskriften § 49 om vedlikeholdseffektivitet
Styringsforskriften §17 om risikoanalyser*

5.2.3 Nødavstengningssystemet

Forbedringspunkt:

Det er uklart om innretningen kan motstå at hydrokarbonene fra segmentene avgrenset av nødavstengningsventiler lekker ut med mest ugunstig lekkasjerate og brenner opp uten at det resulterer i at brannen eskalerer ut av brannområdet.

Begrunnelse:

Det er installert nødavstengningsventiler på utløpet for olje og produsert vann fra førstetrinnsseparator for å hindre at oljen i separatorene lekker ut ved en brann. Ventilene og flensene mellom ventilene og separatorene er ikke påført passiv brannbeskyttelse. Flenser uten passiv brannbeskyttelse vil typisk svikte etter kort tid dersom de utsettes for en hydrokarbonbrann. Det er derfor uklart om designet slik det er i dag har evne til å isolere væskesegmentet i separatorene.

Innretningen skal kunne motstå at hydrokarbonene fra segmentene avgrenset av nødavstengningsventiler lekker ut med mest ugunstig lekkasjerate og brenner opp uten at det resulterer i at brannen eskalerer ut av brannområdet. Dette kravet gjelder uavhengig av frekvens. Dersom brann fra lekkasje fra et segment kan resultere i spredning innen brannområdet, dvs lekkasje fra ytterligere segment, må også dette tas hensyn til. De valgte designlastene må være tilstrekkelige for å motstå disse scenarioene. Vi har ikke mottatt informasjon som dokumenterer at dette kravet er ivaretatt på Balder FPU.

Krav:

*Innretningsforskriften § 82 nr. 2, jf. forskrift om sikkerhets- og kommunikasjonssystemer på innretninger i petroleumsvirksomheten (1992) § 18 om nødavstengningssystem, punkt b)
Seksjoneringsventiler tilkoblet systemet skal installeres i prosessanlegget slik at den dimensjonerende brannbelastningen ikke overskrider brannmotstanden for de enkelte brannceller.*

5.2.4 Passiv brannbeskyttelse av gassutslippssystemet

Forbedringspunkt:

Det er ikke dokumentert at design av passiv brannbeskyttelse på flenser og rørstøtter i gassutslippssystemet og understøttelse av høytrykksvæskeutskiller for fakkell er tilstrekkelig vurdert.

Begrunnelse:

Det er ikke installert passiv brannbeskyttelse på understøttelse av høytrykksvæskeutskiller for fakkell, flenser i gassutslippssystemet og heller ikke på alle rørstøtter. Det er viktig at fakkelsystemet er intakt til trykkavlastning er gjennomført. Dette resulterer ofte i passiv brannbeskyttelse. I dokumentasjonen vi har mottatt har vi ikke identifisert vurderingene som ligger til grunn for omfanget av passiv brannbeskyttelse i gassutslippssystemet.

Krav:

Innretningsforskriften § 82 nr. 2, jf. forskrift om eksplosjons og brannbeskyttelse av innretninger i petroleumsvirksomheten (1992) § 19 om generelle krav til passiv brannbeskyttelse
Styringsforskriften § 5 om barrierer

5.2.5 Automatisk brannvannsutløsning ved bekreftet gassdeteksjon**Forbedringspunkt:**

Effekten brannvann kan ha for å redusere eksplosjonstrykk er ikke dokumentert.

Begrunnelse:

Balder har ikke automatisk utløsning av brannvann ved bekreftet gassdeteksjon. Det ble ikke fremlagt dokumentasjon som viser effekten brannvann vil kunne ha for å redusere eksplosjonstrykk på Balder.

Krav:

Rammeforskriften § 11 om prinsipper for risikoreduksjon
Styringsforskriften § 16 om generelle krav til analyser

5.2.6 Manglende oppdatering av dokumentasjon**Forbedringspunkt:**

Manglende oppdatering av driftsdokumentasjon.

Begrunnelse:

«Steam»-systemet er tatt ut av drift, men står fortsatt på P&ID for «HP Flare KO drum».

Krav:

Aktivitetsforskriften § 20 om oppstart og drift av innretninger

6 Andre kommentarer**6.1 Merking av rør og ventiler**

Under befaring i anlegget observerte vi at noen ventiler er merket og at noen ventiler mangler merking. Vi fikk inntrykk av generelt lite merking av rør og dette ble også bekreftet av personellet som arbeider om bord.

6.2 Fleksible stigerør

Stigerør har registrerte avvik fra selskapets ytelsesstandard knyttet til skade på ytterkappe, polymer degradering, forbrukte anoder og marin groe. Egen risikovurdering og barriereverifikasjon er gjennomført for polymer degradering og ytterkappeskaden på gassløftstigerøret til C-klyngen.

Selskapets avvikhåndtering av ytterkappeskaden ble verifisert for gjeldende eMOC.

Vi ble opplyst om analyser og inspeksjonsaktivitet utført for å bekrefte integritet til stigerør med skade på ytterkappe, herunder boroskopiinspeksjoner, MAPS inspeksjon, utmattingsanalyser og korrosjonsvurdering. Et eget prosjekt er iverksatt hvor dagens gassløftsystem til C og D klyngen skal erstattes. Videre planlegges utskifting av forbrukte anoder.

Degradering av polymer overvåkes og modelleres med de metodene som er tilgjengelige. Vi fikk opplyst at testutstyr for ringromsovervåkning er installert om bord. Under befaringen verifiserte vi utstyret og rutinen for daglig avlesning og innrapportering ved alarm. På forespørsel ble vi forelagt drifts- og vedlikehold manualen for utstyret. Polymerkupper er installert og skal analyseres ved fastsatte intervall. På forespørsel fikk vi forelagt liste over kritisk vedlikehold som var utsatt deriblant polymerkupper. Vi fikk opplyst at denne aktiviteten var utsatt i forhold til oppsatt plan, men gjennomført i uke 16.

6.3 Korrosjon

Korrosjon, både utvendig og innvendig, ble av selskapet trukket fram som utfordrende. Utvendig korrosjon er i hovedsak degradering av overflatebeskyttelse under påvirkning av marint miljø. Under befaring om bord observerte vi blant annet ventilratt som er i ferd med å korrodere bort, posisjonsindikator på ventiler er korrodert bort og manuelle ventiler som er sterkt korrodert. Vi observerte også områder, for eksempel struktur over aktre livbåt, som var utbedret med bakgrunn i det pågående program for reetablering av overflatebelegg. Vi fikk opplyst at prioritert overflateutbedring er planlagt utført i forbindelse med nedstengingen (shut-down) i år.

Endret analysemetode for bakterier har vist høyere nivå enn terskelverdi, både av sessile og planktoniske bakterier, hvilket øker muligheten for korrosjon i prosess systemene. Vi fikk opplyst at ny vurdering av korrosjonskontrollprogrammet er gjennomført. Dette innebærer blant annet kvalifisering av nye korrosjonshemmende kjemikalier og ferdigstilling av modifikasjon for kjemikalieinjeksjon.

Sveiser i marine rørsystem har påviste defekter fra byggefasen. Ett inspeksjons- og utbedringsprogram ble iverksatt i 2011 for kartlegging av korrosjon i sveiser. Utbedringsarbeidet pågår og forventes ferdigstilt i år. Under befaring i anlegget observerte vi midlertidige reparasjoner på rør. Under samtalene om bord ble korrosjon trukket fram som et område man er opptatt av for ivaretagelsen av integriteten.

6.4 Nødavstengningsventiler og prosessikringsventiler

I forbindelse med design og bygging av Balder er både nødavstengningsventiler og prosessikringsventiler omtalt som Shut Down Valves (SDV). Dette gjelder både merking på P&ID og i felt. Nødavstengningsventiler og prosessikringsventiler har ulike funksjoner. Nødavstengningsventilene skal begrense og hindre eskalering av brann mens prosessikringsventiler skal hindre at utstyr utsettes for trykk/temperatur ut over designgrensene. Det er viktig å være bevisst på at SDV har ulike roller ved vurdering av kompensierende tiltak dersom en har bortfall eller svekkelse av barrierene i drift.

På grunn av at ventilene kalles SDV er det også vanskelig å få oversikt over hvilke segmenter prosessanlegget deles opp ved en nødavstengning.

6.5 Respons ved gassdeteksjon

Ved deteksjon av gass sendes uteoperatør til området for å sjekke ut og rapportere til kontrollrommet. Dette er vanlig praksis for produksjonsinnretningene på sokkelen. Uteoperatørene er imidlertid instruert om at de ikke skal gå inn i områder med gass eller sette seg selv i fare. Vi har likevel sett i granskinger, som vi har utført ved større gasslekkasjer, at uteoperatører som et resultat av denne praksisen har befunnet seg i eller i umiddelbar nærhet

av området med gass. Ved antenning av gassen kunne dette resultert i alvorlig skade eller død. Dersom en gasslekkasje antennes, skjer det typisk kort tid etter at lekkasjen har startet.

I perioden fra uteoperatøren blir sendt ut for å sjekke til han kommer til området kan en liten lekkasje ha utviklet seg til en større lekkasje. Med mindre uteoperatøren blir informert av kontrollrommet, kan det være vanskelig for ham å vurdere om det er sikkert å gå inn i området. Det er viktig å ha en bevisst strategi for når uteoperatør sendes til området for å sjekke, og om det er hensiktsmessig å sende inn operatøren umiddelbart etter en gassdeteksjon. Ved detektorfeil eller små lekkasjer vil en for eksempel kunne få dette bekreftet ved at kontrollromsoperatør over tid ser at det ikke er flere detektorer som detekterer gass.

7 Deltagere fra Petroleumstilsynet

Roger L. Leonhardsen - konstruksjonssikkerhet

Ove Hundseid - prosessintegritet

Bjørnar André Haug - prosessintegritet (oppgaveleder)

8 Dokumenter

Følgende dokumenter ble benyttet under planlegging og gjennomføringen av aktiviteten:

1. Presentasjon i oppstartsmøte og oppfølgingsmøte
2. eMOC GL riser to C-3H, breach in outer sheath #201502012
3. AMOS 3 Jotun and Balder Operation and Maintenance Manual, rev 2.0, 17.1.2014
4. Work Orders Details for Critical PMs Past LACD order 21659641 IP@24M Polymer Coupon Retrieval
5. Presentasjon av OIMS
6. OIMS 6-1 Balder FPU systembeskrivelser - 6.0 sikkerhetssystem
7. OIMS 6-6 Pipeline Integrity Manual – FIMS
8. OIMS 6-6 Ytelsesstandarder engelsk
9. OIMS 6-6 Ytelsesstandarder norsk
10. Operasjonsprosedyre oppstart oljeseparasjon og stabilisering - system 920 engelsk
11. Operasjonsprosedyre oppstart oljeseparasjon og stabilisering - system 920 norsk
12. Organisasjonskart
13. Rapport 96-3567 Balder TRA - Fire and Explosion Study rev. 04
14. Rapport 96-3567 Balder TRA - Fire and Explosion study rev. 07
15. Rapport 97-3352 Balder TRA
16. Rapport 99-3320 DFI Resume kap. 2.5.3 PBB

Vedlegg A

Oversikt over intervjuet personell.