



Universitetet
i Stavanger

DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

MASTEROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering:
Offshore teknologi, Industriell teknologi og
driftsledelse

Vårsemesteret, 2009

Åpen

Forfatter: Bjarne Syre

.....
(signatur forfatter)

Faglig ansvarlig: Professor Jayanatha P. Liyanage

Veileder: Anita Rimereit, BP Norge

Tittel på masteroppgaven:

Muligheter og utfordringer i forbindelse med videre utvikling av Tilstandsbasert Vedlikehold på Ula og Tambar.

Engelsk tittel:

Possibilities and challenges in connection with further development of Condition Based Maintenance on Ula and Tambar

Studiepoeng: 30

Emneord:

Tilstandsbasert vedlikehold
(Condition Based Maintenance)
Tilstandsovervåking
(Condition Monitoring)
Integrerte operasjoner
(Integrated Operations)

Sidetall: 98

+ vedlegg/annet: 6

Stavanger, 15.06.2009

Forord

Denne masteroppgaven er den avsluttende delen av en masterstudie i Offshoreteknologi – Industriell teknologi og driftsledelse. Oppgaven er normert til 30 studiepoeng.

Oppgaven er utført i kombinasjon med min stilling i BP som måleteknisk ansvarlig offshore på Ula og Tambar feltet. Etter å ha jobbet offshore i ti år innen drifts- og vedlikeholdsfagene er det et spørsmål som har dukket opp mange ganger. ”Burde ikke det vært mulig å ha unngått dette reparasjonsarbeidet ved å ha et system som kunne tolket de signalene som ble gitt fra utstyret før det feilet”. Da jeg så fikk muligheten til å skrive om tilstandsbasert vedlikehold på Ula kunne jeg ikke la denne gå fra meg.

Jeg vil først og fremst takke min veileder ved BP, Anita Rimereit, og faglig ansvarlig ved Universitetet i Stavanger, professor Jayanatha P. Liyanage, som begge har kommet med gode kommentarer og innspill underveis. Takker også vedlikeholdsleder for Ula og Tambar, Holgeir Stabell, som kom opp med forslag til oppgave samt resten av gjengen i Ula og Tambar onshore support team for å stille opp når jeg har hatt spørsmål.

Må også få rette en takk til mine kolleger på Ula installasjonen for å komme med gode innspill. En ekstra takk til mine to kollegaer, Per Ole og Svenn, for å ha hjulpet til med å dekke opp mine vakter når det har vært nødvendig på grunn av studiene mine.

Til slutt vil jeg takke min familie for å ha hatt tålmodighet med meg når jeg har holdt på med studiene.

Sandnes 15.juni 2009

Bjarne Syre

Sammendrag

Tilstandsbasert vedlikehold er gjennom de siste årene blitt en foretrukket type vedlikehold hvor målet er å utføre vedlikehold når det er nødvendig. Ved en suksessfull utførelse av tilstandsovervåking og tolking av data så vil det kunne oppnås mindre nedetid på utstyr, bedre planlegging av jobber, mindre kalenderbasert vedlikehold og ikke minst mindre korrektivt vedlikehold. På Ula og Tambar installasjonene blir en begrenset del av vedlikeholdet utført som en konsekvens av tilstandsovervåking. Dette tilstandsbaserte vedlikeholdet er hovedsakelig basert på vibrasjonsmålinger, oljeanalyser og termografi.

Formålet med denne oppgaven er å se på mulighetene og utfordringene i forbindelse med å utvide bruken av tilstandsbasert vedlikehold på Ula og Tambar installasjonene. Ula ble bygget og installert i 1985-86 og er dermed ikke utrustet med all den instrumenteringen som er nødvendig for å kunne utføre en god tilstandsovervåking. Det er gjennom årene som har gått etter at Ula ble satt i drift blitt utført utskifting av både utstyr og instrumentering, fortsatt uten at det har blitt fokusert noe særlig på muligheter for tilstandsovervåking.

Forskjellige sider ved vedlikehold, tilstandsbasert vedlikehold og tilstandsovervåking blir beskrevet. Det blir også tatt en gjennomgang av prosessen fra å måle prosessvariabler til tolkingen av data og beslutningstaking. Datasikkerhet er noe som blir vektlagt i denne prosessen. Teori rundt metoder og anvendelser av tilstandsovervåking som vil være aktuelle for Ula og Tambar blir beskrevet sammen med anbefalinger for mulig bruk av disse metodene.

Innsamling av nødvendig data er blitt hentet inn fra databaser, rapporter, vedlikeholdsprogram og gjennom intervjuer og samtaler med personell både internt i BP og fra eksterne firma. Denne informasjonen er blitt benyttet for å finne områder hvor det vil være fornuftig å benytte seg av tilstandsbasert vedlikehold.

Oppgaven konkluderer med at det først og fremst må etableres en strategi for tilstandsbasert vedlikehold og tilstandsovervåking. Basert på denne må det etableres rutiner og prosedyrer som beskriver de forskjellige arbeidsprosessene med å implementere og utføre tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold. Det må også legges opp til en standardisering av enkelte av verktøyene og leverandørene som brukes innen tilstandsbasert vedlikehold i samarbeid med andre produksjonsanlegg innen BP Norge.

Innhold

Forord	i
Sammendrag	ii
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.1.1 BP Gruppen og BP Norge	3
1.2 Problemstilling	4
1.3 Oppgavens målsetning	5
1.4 Metode	6
1.5 Avgrensning og antagelser	6
1.5.1 Ytre avgrensninger	7
1.5.2 Indre avgrensninger	7
1.5.3 Antagelser	7
1.6 Oppgavens struktur	8
1.7 Begreper og forkortelser	8
1.7.1 Sentrale begreper	8
1.7.2 Forkortelser	9
2 Teori	12
2.1 Vedlikehold	12
2.1.1 Vedlikeholdsstyring innen offshoreindustrien på norsk sokkel	14
2.1.2 Utvikling og valg av vedlikeholdsstrategi	16
2.1.3 Bruk av RCM som vedlikeholdsstrategi	16
2.1.4 “Risk based inspection (RBI)” og “Risk based maintenance (RBM)”	17
2.1.5 Klassifisering av feil	18
2.2 Tilstandsbasert vedlikehold	19
2.2.1 Integrerte Operasjoner og tilstandsbasert vedlikehold	21
2.2.2 Integrerte Operasjoner og e-Vedlikehold	23
2.3 Tilstandsovervåking	24
2.3.1 Periodisk og kontinuerlig tilstandsovervåking	25
2.4 Strategivalg ved tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold	27

2.5	Fra målte data til kunnskap om tilstand.....	29
2.5.1	Bruk av instrumentering ved tilstandsovervåking.....	29
2.5.2	Innhenting av data	30
2.5.3	Overføring av data.....	32
2.5.4	Oppbygging av et datanettverk og datasikkerhet	33
2.5.5	Tolking av data i forbindelse med tilstandsovervåkingen.....	35
2.6	Fremgangsmåte ved benyttelse av tilstandsbasert vedlikehold	38
2.6.1	Tilstandsovervåking som en del av industrielle tjenester.....	39
2.7	Bruk av kriterier ved valg av utstyr for tilstandsbasert vedlikehold.....	40
2.7.1	Kritikalitet til utstyr og systemer.....	41
2.7.2	Bruk av historikk over produksjonstap	41
2.7.3	Vedlikeholdshistorikk	42
2.7.4	Erfaringer fra driften av et anlegg	42
2.8	Prestasjonsmåling i forbindelse med tilstandsbasert vedlikehold	43
2.9	Mulige metoder for å utføre tilstandsovervåking	44
2.9.1	Vibrasjonsmåling på roterende utstyr	45
2.9.2	Tribologi.....	46
2.9.3	Termografi.....	47
2.9.4	Overvåking av prosessparametere.....	48
2.9.5	Avvik mellom instrumenter som måler samme prosessvariabel.....	48
2.10	Forskjellige anvendelser av metoder for tilstandsovervåking.....	48
2.10.1	Separatorer	49
2.10.2	Pumper	49
2.10.3	Varmevekslere.....	50
2.10.4	Instrumenter	51
2.10.5	Ventiler.....	53
2.11	Kompetanse til personell involvert i tilstandsbasert vedlikehold	54
3	Nåværende bruk av tilstandsbasert vedlikehold på Ula	56
3.1	Vedlikeholdsstyring på Ula	56
3.2	Status på tilstandsbasert vedlikehold på Ula	57
3.2.1	Vibrasjonsovervåking.....	57
3.2.2	Oljeanalyser.....	58
3.2.3	Analyse av kjølevæske	59

3.2.4	Bruk av portabelt instrument for logging (PROLOG)	59
3.2.5	Ytelsestest av brannpumper	60
3.2.6	Termografering.....	60
3.2.7	Bruk av dobbel instrumentering for tilstandsovervåking.....	60
3.2.8	Deteksjon av små gasslekkasjer (svettinger).....	61
3.2.9	Overvåking av korrosjon	61
3.2.10	Tilstandsovervåking av UGU gass kompressor	62
4	Muligheter for å utvide bruken av tilstandsbasert vedlikehold	63
4.1	Funn som ble gjort ved gjennomgang av data.....	64
4.2	Erfaringsoverføring fra andre produksjonsanlegg i BP Norge	65
4.3	Overholdelse av “Management of Change” ved endring av vedlikehold	66
4.4	En organisasjon tilpasset tilstandsbasert vedlikehold.....	67
4.4.1	Technical Authority (TA) for tilstandsovervåking.....	68
4.4.2	Eierskap til Processnet i BP Norge	69
4.4.3	IT & S ansvarlig i forbindelse med tilstandsovervåking.....	69
4.4.4	Kontraktsavdelingen sin oppgave ved tilstandsovervåking	70
4.5	Forbedre utnyttelsen av eksisterende tilstandsovervåking	70
4.6	Dataverktøy for utførelse av tilstandsbasert vedlikehold	72
4.7	Kriterier for valg av utstyr som skal tilstandsovervåkes på Ula/Tambar	72
4.7.1	Kritikalitet	73
4.7.2	Vedlikeholdshistorikk	73
4.7.3	Historikk over utsatt produksjon og tapt produksjon	73
4.7.4	Erfaringer hentet fra Ula og Tambar offshore og onshore personell	75
4.8	Oppsett av nødvendig instrumentering.....	75
4.8.1	Vedlikehold av utstyr for tilstandsovervåking	76
4.9	Benytte FoTF og Processnet for å utføre tilstandsovervåking på Ula og Tambar	76
4.10	Mulige kandidater til tilstandsbasert vedlikehold	77
4.10.1	Bruk av dataverktøy for å kunne håndtere HART status informasjon.....	78
4.10.2	Sikkerhetskritisk og kritisk instrumentering	78
4.10.3	Kritiske ventiler.....	79
4.10.4	Differansetrykk over filtre og tørker	80
4.10.5	Kompaktvarmevekslere.....	80
4.10.6	Ula multifasemåler	81

4.10.7	Små gasslekkasjer (svettinger)	82
4.10.8	Pumper	83
4.10.9	Separatorer	83
4.10.10	Gasskompressorer og turbiner	83
4.10.11	Liste over anbefalte kandidater for tilstandsbasert vedlikehold	84
4.11	Kompetanse og opplæring	87
4.12	Hvordan utnytte WorkMate ved tilstandsbasert vedlikehold.....	87
5	Erfaringer som er gjort og videre arbeid	89
5.1	Tilstandsbasert vedlikehold og videre arbeid	89
5.2	Nye prosjekter og ombygginger på Ula og Tambar	91
5.2.1	Blane og UGU modul tilkoblet ABB 800xA systemet	91
5.3	Egne erfaringer og utfordringer i forbindelse med oppgaven	92
6	Konklusjon	93
	Litteraturliste	95
	VEDLEGG A AKTIVITETSFORSKRIFTEN KAPITTEL IX §§ 42-48	I
	VEDLEGG B RCM TASK SELECTION FLOW DIAGRAM.....	III
	VEDLEGG C PRIORITERTE OMRÅDER ULA & TAMBAR 2008-2010	IV
	VEDLEGG D FLYTSKJEMA FOR VIBRASJONSOVERVÅKING	V
	VEDLEGG E EMERSON PROCESS AMS SUITE DEVICE MANAGER	VI
	VEDLEGG F EKSEMPLER PÅ SKJERMBILDER FOR TILSTANDSOVERVÅKING .	VIII

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Som en del av masterstudiet ved Universitet i Stavanger skal det i siste semesteret gjennomføres en masteroppgave som teller 30 studiepoeng. Dette prosjektet som omhandler tilstandsbasert vedlikehold på Ula og Tambar er gjennomført som en slik masteroppgave

Vedlikehold er en viktig faktor gjennom hele levetiden til en offshore installasjon. Gjennom alle årene etter at oljevirksomheten startet i Norge har det vært en utvikling i hvordan vedlikehold har blitt styrt og hvilket fokus vedlikehold har fått i et anlegg eller på en installasjon. Dette gjelder både innen offshore industrien og annen industri. I løpet av årene fra ca 1950 til dags dato har holdningene til vedlikehold endret seg fra å bli sett på som et nødvendig onde til å bli sett på som en viktig del av et anleggs inntektsmuligheter (Erlandsen Tofte et al., 2008). Og fra 1980 tallet har det generelt blitt et økende fokus på tilstandsbasert vedlikehold som en erstatning for kalenderbasert forebyggende vedlikehold. Denne praksisen er de senere årene blitt adoptert av oljeindustrien som har sett muligheter for store besparelser ved å innføre tilstandsbasert vedlikehold, spesielt i forbindelse med innføringen og videreutviklingen av integrerte operasjoner.

Denne oppgaven tar for seg Ula installasjonen med tilknyttede felt. For de eldre oljeinstallasjonene på norsk sokkel, slik som Ula installasjonen, så ble disse konstruert og bygget før det ble satt fokus på bruk av tilstandsbasert vedlikehold som et alternativ til kalenderbasert forebyggende vedlikehold. På denne tiden var det heller ikke, i så stor grad som nå, utviklet smarte instrumenter og dataoverføringsløsninger som gjorde tilstandsbasert vedlikehold særlig aktuelt. I tiden fra Ula ble satt i drift frem til i dag så er mye av det opprinnelige utstyret på installasjonen blitt oppgradert eller skiftet ut. Men i forbindelse med dette arbeidet ikke blitt lagt særlig vekt på å få utstyret og anlegget tilpasset tilstandsbasert vedlikehold.

Etter at Ula ble satt i drift så er to nærliggende olje- og gassfelt blitt knyttet til Ula. Det er også blitt installert nye moduler på Ula for å kunne utføre oppgavene som dagens situasjon krever for behandling av olje og gass samt injeksjon av gass og vann til reservoarene. Et av de nærliggende feltene er Tambar. Feltet er utbygd med en enkel ubemannet plattform og er installert ca 16 km fra Ula. Tambar plattformen ble installert i 2001 og er uten eget prosessanlegg. Olje og gass fra Tambar feltet blir transportert til Ula for prosessering og benytter seg av Ula testseparator for den første delen av prosesseringen. Det andre feltet som er knyttet opp mot Ula er Blane. Dette feltet er bygd ut med en undervannsinstallasjon og er plassert ca 34 km fra Ula og kom i drift i 2007. BP har ingen eierinteresser i Blane feltet men har en avtale med operatøren, Talisman, om mottak og prosessering av olje og gass på Ula før videre eksport. På Ula er det installert en modul for mottak og prosessering av olje og gass fra

Blane feltet. I 2008 ble det installert en modul for gassbehandling og kompresjon (UGU). Hensikten med denne er å øke mengden gass som blir injisert i Ula reservoaret og å gi gassløftstøtte til brønnene på Blane feltet

Denne oppgaven inkluderer også Tambar som egen installasjon og modulene som er montert på Ula for å prosessere Blane og for å øke gassinjeksjonskapasiteten.

Vedlikeholdsingeniøren for Ula og Tambar ønsker å endre deler av vedlikeholdet fra kalenderbasert forebyggende vedlikehold til tilstandsbasert/prediktivt vedlikehold der hvor dette er mulig og fornuftig. At det er fokus på endringen fra preventivt vedlikehold til tilstandsbasert/prediktivt vedlikehold vises blant annet i oversikten over prioriterte områder, 2008-2010, vedlikeholdsforbedringer for Ula og Tambar som vist i vedlegg C. Her er følgende punkter inkludert, som alle angår tilstandsbasert vedlikehold:

- Endre vedlikehold fra åpning av utstyr til tilstandskontroll.
- Følge opp leverandørene for å sikre en sikker bruk av leverandørbasert vedlikehold.
- Etablere og oppdatere utstyr- og systemstrategier for å gi status på teknisk tilstand og funksjonalitet.

Dette viser at vedlikeholdsprosessen for Ula & Tambar tar hensyn til at tilstandsbasert vedlikehold er blitt en viktig del av vedlikeholdet etter hvert som teknologien har utviklet seg, og at det er ønskelig å utnytte de fordelene dette kan gi. For å kunne innføre tilstandsbasert vedlikehold på Ula og Tambar er det et selvsagt krav at konsekvensen av dette gir positiv utviklingen innen en eller flere av følgende områder og dermed gir en positiv kost-nytte verdi:

- Reduserer risikoen innen HMS.
- Reduserte vedlikeholdskostnader.
- Redusert nedetid på utstyr og anlegg.
- Redusere behovet for kalenderbasert forebyggende vedlikehold.
- Redusere behovet for korrektivt vedlikehold.

For Ula som en eldre og godt innkjørt installasjon er disse punktene veldig viktige for å kunne forsvare innføring av tilstandsbasert vedlikehold på utstyr. Det har gjennom alle årene anlegget har vært i drift vært gjennomført erfaringsoverføringer som har medført at vedlikeholdet blir utført som det blir per dags dato. For å gå over fra et etablert og langt på vei optimalisert forebyggende vedlikehold, som hovedsakelig er kalenderbasert, til et prediktivt vedlikehold basert på tilstandsovervåking krever gode argumenter basert på punktene over.

For selve rapporten er det et ønske fra oppdragsgiver om at denne skal være pragmatisk med tanke på at eventuelle forslag om mulige kandidater til tilstandsbasert vedlikehold skal være enkle å omsette til praksis. Dette ønsket gjenspeiler seg også i det som er beskrevet over med kost-nytte gevinster. Krever tiltakene store ombygginger, utvidelser, er arbeidskrevende osv, så blir de med en gang vanskeligere å argumentere for. Slik som Ula og Tambar organisasjonen er bygget opp så vil større jobber kreve ingeniørressurser utenfra og dette fører til høyere kostnader enn om jobben i all hovedsak var blitt utført innen Ula og Tambar

organisasjonen. Fra oppdragsgiver er det også ønskelig å se på hva som blir brukt innen BP Norge av verktøy i forbindelse med tilstandsovervåking og implementering av tilstandsbasert vedlikehold og om det er mulighet for å bruke disse på Ula og Tambar.

1.1.1 BP Gruppen og BP Norge

BP er et av verdens største energiselskap og opererer i over 100 land over hele kloden. Per desember 2008 var det 92.000 ansatte (BP, 2009). Hovedkontoret til BP er plassert i London. Selskapet er delt inn i to virksomhetsområder henholdsvis Produksjon og Utvikling (E&P) og Raffinering og Markedsføring. Selskapet forsyner kunder med blant annet drivstoff til transport og energi til lys og oppvarming.

I Norge startet BP sin letevirsomhet i 1974, og i 1976 ble Ula feltet oppdaget mens produksjonsstart skjedde i 1986. I 1980 ble Gyda feltet oppdaget og produksjonsstart for dette feltet ble i 1990. I 1997 annonserer BP og Amoco fusjon og i løpet av 1999 blir BPAmoco etablert som et selskap i Norge. Før fusjonen var Amoco operatør på Valhall feltet og Hod feltet. Amoco navnet forsvinner i 2001 og selskapet blir hetende BP. I 2003 blir Gyda solgt til Talisman, så for tiden er BP Norge operatør på Ula/Tambar og Valhall/Hod. I tillegg er det startet en utbygging av Skarv feltet utenfor Nordland hvor BP vil bli operatør. Per februar 2009 er det 579 lokal ansatte i BP Norge, i tillegg så er det 90 BP ansatte fra andre land som er utstasjonert i Norge. Det er også 23 BP Norge ansatte som er utstasjonert i andre land.

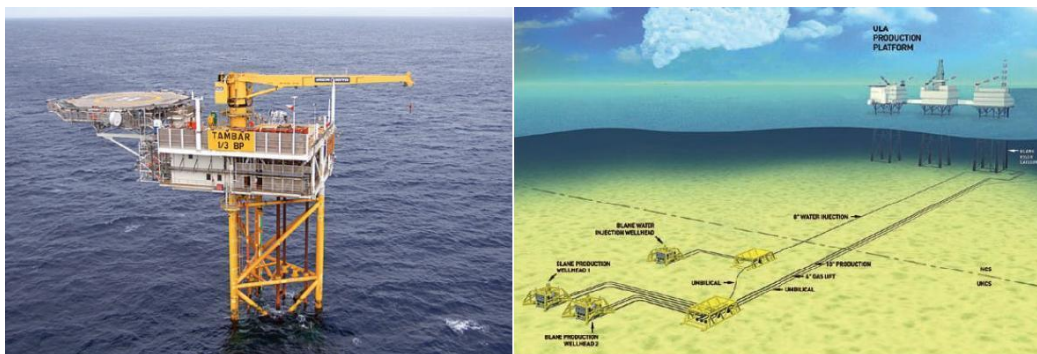
For tiden har BP to store pågående prosjekter. Det ene er 'Nye Valhall' (Valhall ReDevelopment, VRD) som er planlagt ferdig installert i 2011. Dette prosjektet er etablert som en erstatning for eksisterende Valhall installasjon som har opplevd problemer med innsynkning i havbunnen. Det andre store prosjektet er Skarv utbyggingen som er en FPSO som skal installeres på Skarv feltet utenfor Nordland. Skarv er, som den nye Valhall installasjonen, forventet ferdig installert i 2011.

I tillegg er det under planlegging en feltutbygging av Oselvar med undervannsinstallasjon og multifaserørledning til Ula for prosessering og eksport av olje videre til Teeside. Gassen fra Oselvar vil bli injisert i Ula reservoaret, og vil være en viktig bidragsyter for en planlagt levetidsforlengelse for Ula feltet. I perioder hvor det ikke er mulig å injisere all gassen fra Oselvar vil overskytende bli eksportert til Emden via Norpipe gasseksport rørledning. BP Norge har ingen eierinteresser i Oselvar men vil levere tjenester til Oselvar lisensen som inkluderer drift og vedlikehold av prosesseringsmodulen som blir installert på Ula. Planlagt oppstart for dette feltet er 2011.

Figur 1 nedenfor viser Ula feltet med sine tre plattformer. Fra venstre er boligplattformen (Ula Q plattform), boreplattformen (Ula D plattform) og prosessplattformen (Ula P plattform). For Ula er rettighetshavere BP Norge AS (60 %) og Dong Energy Norge AS (40 %).



Figur 1: Ula feltet



Figur 2: Tambar feltet og Blane feltet

Figur 2 ovenfor viser til venstre Tambar installasjonen hvor rettighetshavere er BP Norge AS (55 %) og Dong Energy Norge AS (45 %). Til høyre vises Blane undervannsinstallasjon med rørledninger tilknyttet Ula feltet. Blane feltet strekker seg ut over både norsk og britisk sokkel og for den norske delen av feltet er det kun Talisman Energy Norge AS som er rettighetshaver. For rettighetshavere på britisk del av Blane vises det til Fakta – Norsk Petroleumsverksemd (2009).

1.2 Problemstilling

Godt vedlikehold er viktig i petroleumsvirksomheten. Og fra tidligere å være noe som ble betraktet som et nødvendig onde, så blir vedlikehold nå betraktet som en viktig del av inntektsmulighetene. Den økte fokus på miljø, sikkerhet, økt regularitet, lavere levetidskostnader og maksimal verdiskaping har ført til at vedlikeholdsstyring og utvikling av vedlikeholdsmetoder har fått økt fokus og en høyere prioritert. Tilstandsbasert vedlikehold er

en viktig metode som, hvis den blir brukt korrekt, kan redusere vedlikeholdskostnader. Videre så kan metoden også redusere risikoen for havari, øke regulariteten på utstyr, redusere risikoen for produksjonstap samt øke sikkerhetsnivået med tanke på både personsikkerhet, miljø og utstyrssikkerhet.

Basert på dette skal det tas en gjennomgang av Ula installasjonen sammen med Tambar installasjonen og se på hvilke muligheter det er for å øke bruken av tilstandsbasert vedlikehold. Det skal ses på hvilket utstyr som bør inkluderes i tilstandsbasert vedlikehold og muligheten til å innføre dette basert på de systemer og verktøy BP har tilgjengelig. Å benytte seg av eksterne firmaer og eksperter er også et mulig valg ved innføring av tilstandsbasert vedlikehold og denne muligheten skal også vurderes. Resultatet av oppgaven skal ende opp i en anbefaling på hvor det vil være fornuftig å innføre tilstandsbasert vedlikehold samt hvorfor. Det blir også sett på utfordringer og forslag til videre arbeid

Dette kan summeres opp i følgende problemstillinger:

- *Hvilke muligheter er det for å kunne utvide bruken av tilstandsbasert vedlikehold på Ula og Tambar.*
- *Hvordan skal tilstandsovervåking og tolking av data utføres, og hvem skal utføre den?*
- *Hvilket utstyr er det fornuftig å bruke tilstandsbasert vedlikehold på?*

1.3 Oppgavens målsetning

Hovedmålet for denne oppgaven er å se på mulighetene for å kunne øke omfanget av tilstandsbasert vedlikehold på Ula og Tambar. Hensikten med dette er å:

- Kunne redusere omfanget av kalenderbasert vedlikehold og korrektivt vedlikehold.
- Kunne oppdage mulige feil før de skjer og dermed redusere nedetid i tillegg til å øke sikkerheten.
- Kunne planlegge vedlikeholdet bedre.

Disse punktene har et fellestrekk som er at det skal være mulig å kunne utføre korrekt vedlikehold til rett tid. Videre så vil eksisterende bruk av tilstandskontroll og tilstandsbasert vedlikehold blir også vurdert med tanke på forbedringer og muligheter til å øke utnyttelsen og bedre effekten av disse. Dette fører frem til at hvis man klarer å etablere et tilstandsbasert vedlikeholdsprogram basert på mer og bedre tilstandsovervåking og vurderinger av tilstanden vil dette gi et mer optimalt vedlikehold. Dette igjen vil bidra til økt tilgjengelighet og reduserte kostnader.

Oppgaven som en helhet baserer seg på flere delmål og aktiviteter, som vist nedenfor:

- Gjennomgang av forskjellige typer vedlikeholdsstyring og organisering av vedlikehold.
- Gjennomgang av hensikten med tilstandsbasert vedlikehold og hvordan denne baserer seg på målinger og tilstandsovervåking.

- Beskrivelse av nødvendig verktøy for å analysere og tolke målingene og dermed kunne si noe om tilstanden til utstyret eller systemet.
- Beskrivelse av eksisterende bruk av tilstandsbasert vedlikehold på Ula og hvordan dette utføres. Det tas også med kommentarer fra disiplineringeniører og andre involverte angående bruken og oppfatningen av det eksisterende tilstandsbaserte vedlikeholdet.
- Identifisering av utstyr hvor det kan være muligheter for gevinst ved innføring av tilstandsbasert vedlikehold. Gjennomgang av mulige metoder for å identifisere disse og kriterier som kan brukes ved utvelgelse.
- Tilstandskontroll vil kreve bruk av instrumentering. Bruken av instrumentering blir beskrevet samt en beskrivelse av instrumentering som trengs i tillegg til eksisterende. Overføring av nødvendige målte data til ønsket database og databehandlingsverktøy eller manuell behandling blir gjennomgått.
- For å analysere og tolke data kreves det bruk av dataverktøy. Oppgaven vil ta for seg muligheten til å benytte eksisterende dataverktøy i BP systemet. Det vil også bli beskrevet muligheter til å benytte eksterne spesialister til å analysere og tolke data.

1.4 Metode

For å løse problemstillingen til oppgaven er riktig valg av metode viktig. Metode er en fremgangsmåte for å komme frem til ny kunnskap om og denne velges ut fra oppgavens problemstilling, det som skal undersøkes, tilgjengelig tid osv. Det er to metoder som er mest utbredt, nemlig kvalitativ metode og kvantitativ metode (Sunde, 2001).

- Kvalitativ metode: Sier noe om størrelser som det ikke er mulig å tallfeste. Typiske fremgangsmåter er gjennomgang av rapporter og dokumenter, databaser, observasjoner og intervjuer.
- Kvantitativ metode: Det er mulig å tallfeste data (kvantifisere). Typiske eksempler er spørreskjema, bruk av statistikk osv.

Denne studien er basert på en "real case" i BP Norge som er begrenset til Ula installasjonen inkludert tilknyttede felt. Metoden som er brukt i oppgaven er kvalitativ. Data som er brukt i oppgaven består av observasjoner, bruk av forskjellige bedriftsinterne databaser, rapporter, samt samtaler med personell både fra BP og fra eksterne firmaer.

1.5 Avgrensning og antagelser

Avgrensningene for denne rapporten deles opp i ytre og indre avgrensninger. Ytre avgrensninger er en avgrensning i bredde. Det vil si at det settes en grense for mye rapporten vil omfavne. Indre avgrensninger er en avgrensning i dybde. Det vil si at det settes en grense for hvor dypt inn i kompleksiteten rapporten vil gå.

1.5.1 Ytre avgrensninger

- Oppgaven avgrenses til å omhandle Ula og Tambar installasjonene. På Ula er det installert en modul for prosessering av olje og gass fra Blane feltet og denne modulen er inkludert i oppgaven. Også den nylig installerte UGU modulen inngår i oppgaven.
- Oppgaven omhandler ikke undervannsinstallasjonene som er installert i forbindelse med utbyggingen av Blane feltet.
- Oppgaven inkluderer ikke nedihullsutstyr. Dette er utstyr som ikke er inkludert i vedlikeholdsavdelingen sitt ansvarsområde.
- Rørledninger og undervannskabler mellom installasjoner og mellom installasjoner og land er ikke inkludert i denne oppgaven.
- Boreriggen og utstyr som naturlig hører med i boreoperasjonene blir vedlikeholdt av borekontraktør, som for tiden er Seawell, og er ikke inkludert i denne oppgaven.

1.5.2 Indre avgrensninger

Oppgaven har til hensikt å komme med forslag til veien videre angående tilstandsbasert vedlikehold for Ula og Tambar. Forskjellige metoder for tilstandsovervåking vil bli beskrevet, men det vil ikke bli gjennomført noen detaljert beskrivelse av teknikken som ligger bak metodene. Den vil heller ikke ta for seg forslag til nye metoder innen tilstandsovervåking men ta utgangspunkt i kjente og etablerte metoder.

Det vil ikke bli tatt en gjennomgang over hvilke forebyggende jobber i vedlikeholdsprogrammet som vil bli fjernet som en konsekvens av å gå over til tilstandsbasert vedlikehold. Forslagene som blir gitt vil heller ikke gå ned på hvert enkel enhet men omhandle grupper av utstyr.

Det vil ikke bli gjennomført risiko og kritikalitetsanalyser av systemer og utstyr i denne oppgaven, det vil istedenfor bli tatt utgangspunkt i de analyser og vurderinger som er blitt gjennomført tidligere og som ligger til grunn for det vedlikeholdet som gjennomføres per dags dato.

Det vil heller ikke gjort nye analyser av årsakene til tap av produksjon og til utsatt produksjon, men det vil bli brukt eksisterende databaser med de data som allerede er lagt inn der.

1.5.3 Antagelser

Det blir antatt at de gjeldende kritikalitetsanalyser som er gjennomført er reflektert i BP Norge sitt CMMS system, WorkMate. Oppgaven tar derfor utgangspunkt i informasjon om kritikalitet som er hentet fra WorkMate.

Det blir også antatt at data som er hentet fra gjeldende databaser som brukes i forbindelse med driften av Ula og Tambar er korrekte. Dette betyr at det vil ikke bli gjennomført nye

innsamlinger av, eller oppretting av data, hvor databasene er mangelfulle eller data har åpenbare feil. Det vil i stedet for bli kommentert at datagrunnlaget er mangelfullt eller feilaktig i forhold til å kunne bruke de til den aktuelle oppgaven.

Det vil i oppgaven også være andre spesifikke tilfeller hvor det blir gjort antakelser. Disse vil være beskrevet i hvert enkelt tilfelle.

1.6 Oppgavens struktur

Oppgaven tar først for seg en del litteratur omkring vedlikehold generelt og tilstandsbasert vedlikehold. Dette kapitlet er viktig for å kunne forstå hvorfor vi gjør vedlikehold og hvordan dette er organisert. Delen om tilstandsbasert vedlikehold er basert både på litteratur som forklarer tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold. Det blir inkludert egne avsnitt om datainnsamling, dataoverføring og tolking av data. utfordringer og muligheter for prestasjonsmåling i forbindelse med tilstandsbasert vedlikehold blir også tatt med i dette kapitlet.

Det blir så tatt en gjennomgang av forskjellige typer tilstandsovervåking som kan brukes i forbindelse med tilstandsbasert vedlikehold. Det blir i dette kapitlet tatt utgangspunkt i det faktum at Ula og Tambar er eldre offshoreinstallasjoner og metodene som blir beskrevet er valgt ut fra at disse er aktuelle for å bruke her.

Videre så beskrives dagens situasjon vedrørende tilstandsbasert vedlikehold på Ula og Tambar. Her blir det gitt en oversikt over hvilke typer utstyr som er inkludert i et allerede eksisterende tilstandsbasert vedlikeholdssystem og hvilke metoder som er i bruk. Ut fra intervjuer med forskjellige disiplineringer for Ula og Tambar så blir det også tatt opp hva de ser som problemer med det eksisterende systemet.

1.7 Begreper og forkortelser

Det blir brukt en del begreper og forkortelser i oppgaven som det er viktig å kjenne til og disse blir forklart her.

1.7.1 Sentrale begreper

Korrektivt vedlikehold	Vedlikehold utført etter gjenkjennelse av feil og med hensikt å sette enheten tilbake til en tilstand hvor den kan utføre sin påkrevde funksjon (ISO, 2001)
Nedetid	Tiden et utstyr er ute av stand til å utføre sin tiltenkte oppgave (ISO, 2001)
Prediktivt vedlikehold	Tilstandsbasert vedlikehold gjennomført som følge av en forutsigelse utledet fra analyser og evaluering av de viktige parametere for svekkelse av en enhet (ISO, 2001).
Preventivt vedlikehold	Vedlikehold utført med forhåndsdefinert intervall eller i henhold til forhåndsdefinerte kriterier med den hensikt å redusere

	sannsynligheten for feil eller svekkelse av funksjon til en enhet (ISO, 2001)
Revisjonsstans	Anlegget er under rutinemessig kontroll og vedlikehold. Hele anlegget blir stengt ned for å utføre revisjonsstans.
Tilstandsbasert vedlikehold	Preventivt vedlikehold basert på ytelsen og/eller parameter kontroll og påfølgende aksjoner. Ytelses- og parameter kontroll kan være planlagt, etter anmodning eller kontinuerlig (ISO, 2001).
Tilstandsovervåking	En aktivitet, utført enten manuelt eller automatisk, med den hensikt å observere den aktuelle tilstanden til en enhet (ISO, 2001).
Vedlikehold	En kombinasjon av alle tekniske, administrative og ledelses aktiviteter, inkludert overvåkingsaktiviteter, som har til hensikt å opprettholde eller gjenvinne en tilstand som gjør en enhet i stand til å utføre en krevd funksjon gjennom hele dens levetid (ISO, 2001).
Vedlikeholdsstyring	Alle ledelsesaktiviteter som fastsetter vedlikeholdsmålene, strategiene og ansvar, og implementerer dem gjennom tiltak som vedlikeholdsplanlegging, vedlikeholdskontroll og tilsyn, og forbedringer av metoder i organisasjonen, inkludert økonomiske aspekter (Øien og Schjøberg, 2007).

1.7.2 Forkortelser

AMS	Asset Management Solution System utviklet av Emerson for å holde oversikt over tilstanden til utstyret i et anlegg. Er mulig å sette opp for å ha oversikt over både selve instrumenteringen og utstyret som instrumenteringen overvåker
B2B	Business-to-Business Omsetning av varer eller tjenester mellom virksomheter.
CBM	Condition Based Maintenance Tilstandsbasert Vedlikehold
CMMS	Computerized Maintenance Management System IT-basert vedlikeholdsprogram, for BP Norge brukes WorkMate.
CPSR	Critical Protective System Register (critical tag setting) Register som inneholder settpunkter og dimensjonerende størrelser for sikkerhetskritiske funksjoner på Ula (BP, 2006)
D2D	Data to desktop Eget prosjekt i Field of the future avdelingen som har til hensikt å komme opp med løsninger og applikasjoner som vil gjøre viktig informasjon om utstyr og anlegg tilgjengelig på den enkelte ansatte sin datamaskin.
DE	Drive end
E&P	Exploration and production Foretningseenhet innen BP for Leting og Produksjon.
F&G	Fire & Gas
FMEA	Failure modes and effects analysis Prosedyre for å analysere et system for potensielle feil og konsekvenser
FMECA	Failure Mode, Effects, and Criticality Analysis Samme som for FMEA men inkluderer også en kritikalitetsanalyse
FoTF	Field of the future En egen avdeling i BP som har som oppgave å jobbe for utvikling innen integrerte operasjoner.
FPSO	Floating, Production, Storage and Offloading.

	Flytende produksjonsinnretning hvor olje lagres om bord og losses over til tankbåt ved hjelp av losseslange.
HART®	Highway Adressable Remote Transducer Hart er en industriell felt protokoll som blir brukt til å kommunisere mellom intelligente (smarte) felt instrumenter og et vertssystem slik som kontrollsystem, PLS, AMS, sikkerhetssystemer, håndholdt terminal osv.
HIPPS	High Integrity Pressure Protection System System for overtrykksbeskyttelse basert på trykktransmittere med ekstra høy integritet, for eksempel 2 av 3 trykktransmittere i alarmområdet gir aksjon.
HP	High Pressure For Ula definert som trykkområdet over 18 barg
IKT	Informasjons- og kommunikasjonsteknologi Begrep som omfatter teknologi for innsamling, lagring, behandling, overføring og presentasjon av informasjon (kilde: www.wikipedia.no)
IO	Integrerte Operasjoner
ISO	International Standards Organization
IT & S	Information Technology & Services
LER	Local Equipment Room Lokalt utstyrsrom som er plassert nær utstyret det er dedikert til. Det blir i dette rommet/rommene plassert kontrollsystem noder, lokal operatørstasjon, MCC, HVAC osv. som trengs for å kjøre og overvåke utstyret. Kan i enkelte tilfeller brukes som en lokal operatørstasjon i tilfelle testkjøring, feilsøking og lignende.
LOPA	Layer of Protection Analysis Beskyttelseslag analyse, semi-kvalitativ metode for å få oversikt over risikobildet og brukes på Ula for å identifisere SIL nivå.
LP	Low Pressure For Ula definert som trykkområdet under 11 barg
MCC	Motor Control Center Elektrisk tavle med kapsling som inneholder standard kontrollutstyr for elektriske motorer. En tavle kan inneholde kapslinger for flere motorer.
MoC	Management of Change Et verktøy for analyse av endringsledelse for å sikre at alle foreslåtte endringer blir behandlet på en systematisk måte for å sikre at risiko blir evaluert, formidlet og kontrollert på et akseptabelt nivå (BP, 2008b)
MP	Medium Pressure For Ula definert som trykkområdet 11 til 18 barg
MPFM	Multi Phase Flow Meter Multifase strømningsmåler
MPP	Multi Phase Pump Multifasepumpe prosjekt, installert på Tambar i 2008 for å kunne øke produksjonen fra Tambar.
NDE	Non Drive End
NPSH-A	Net Positive Suction Head Available. Det nettotrykk som er tilgjengelig inn på pumpen.
NPSH-R	Net Positive Suction Head Required Det nettotrykk som pumpen krever.
OD	Oljedirektoratet
OLF	Oljeindustriens Landsforening
P-F intervall	Potential failure – Functional failure Tiden mellom en potensiell feil kan oppdages til funksjonen feiler.
PI	Plant Information

	Server som lagrer historiske data fra de forskjellige kontrollsystemene på Ula og brukes som en database for datasystemer som trenger informasjon.
PLS	Programmerbar Logisk Styring
PST	Partial Stroke Testing Test av ventiler hvor den beveges kun en liten del av slaglengden. Medfører at prosessen ikke må stanses for å teste ventilen
RBI	Risk Based Inspection
RBM	Risk Based Maintenance
RCM	Reliability Centered Maintenance Pålitelighetsstyrt vedlikehold
SAS	Sikkerhets- og automatiseringssystem Se SCADA
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition På Ula er SCADA systemet levert av ABB. Det benyttes to forskjellige systemer, nemlig system 400ADVANT (installert i 1994/95) og 800Xa (installert f.o.m. 2007)
SIL	Safety Integrity Levels Instrumentering i SIS systemer skal gjennomgå en analyse for å kvantifisere hvor kritiske de forskjellige instrumentene er. Dette fører til at funksjonen til hvert enkelt instrument i slike systemer får et eget SIL nivå fra 1-4. SIL nivået må tas hensyn ved design av systemet og det aktuelle instrumentet må være sertifisert til aktuell eller høyere SIL nivå
SIS	Safety Instrumented Systems. Sikkerhetssystemet som er basert på bruk av instrumenter for å oppnå ønsket sikkerhetsnivå. Eksemplet på slike systemer er automatisk nødnedstenging hvor trykktransmittere, ventiler, magnetventiler er en viktig del for at systemet skal kunne fungere.
SOIL	Secure Oil Information Link
TA	Technical Authority BP Norge har innført en funksjon innen de fleste disipliner som kalles teknisk kravsetter. Innehavere av denne funksjonen skal sørge for at det innen sitt fagområde er etablert tekniske krav basert på gjeldende forskrifter, spesifikasjoner og prosedyrer.
UGU	Ula Gas Upgrade Modul montert på Ula i 2008 for å kunne behandle og komprimere gass for gass injeksjon inn i Ula reservoaret.
UPS	Uninterruptable Power Supply Uavbrutt strømforsyning som sørger for at strømforsyning til utstyr opprettholdes selv om hovedtilførselen svikter
UTOS	Ula/Tambar Onshore Support Team
VRD	Valhall ReDevelopment Et pågående prosjekt hvor eksisterende Valhall installasjon skal erstattes av en ny integrert plattform (boligkvarter, boring og prosess). Planlagt installert i 2011.
WAG	Water Alternating Gas Injeksjon til reservoaret som skifter mellom gassinjeksjon og vanninjeksjon for å øke utvinningsgraden.
WIU	Water Injection Upgrade Består av 2 vanninjeksjonspumper hvor en er installert i 2008 og den andre er planlagt installert i 2010. Sørger for vann til injeksjon i Ula og Blane reservoaret.

2 Teori

I dette kapitlet blir det først gitt en gjennomgang av vedlikehold og hva som er vanlig innen olje og gass industrien. Deretter blir tilstandsbasert vedlikehold og tilstandsovervåking gjennomgått. Forskjellige metoder for tilstandsovervåking blir også gjennomgått.

2.1 Vedlikehold

Det har gjennom tiden vært flere paradigmeskifter innen vedlikehold. Vedlikehold ble tidligere oppfattet som et nødvendig onde og ble utført først etter at hendelser hadde skjedd med de kostnader det medførte. Senere så ble vedlikehold oppfattet som en viktig støttefunksjon til drift og produksjon med den holdningen om at vedlikehold kan planlegges og kontrolleres. Det siste paradigmeskiftet kom i løpet av 1990-tallet hvor vedlikehold ble sett på som en integrert del av forretningsprosessen og holdningen var at vedlikehold genererer tilleggsverdier til virksomheten. Gjennom hele 1990-tallet og dette i neste årtusen har det vært en kontinuerlig utvikling innen vedlikehold. Denne er i hovedsak blitt drevet fremover av ledende industriselskaper som har erkjent betydningen av vedlikehold når det gjelder å skape verdier. Det er blitt utviklet nye vedlikeholdsprosesser og vedlikeholdsmetoder med den hensikt å forbedre effektiviteten av utført vedlikehold og redusere vedlikeholdskostnadene (AAD, 2001).

For å kunne diskutere videre rundt vedlikehold er det viktig å ha en definisjon, og det er vanlig at vedlikehold blir definert som (NORSOK, 2001; ISO, 2001):

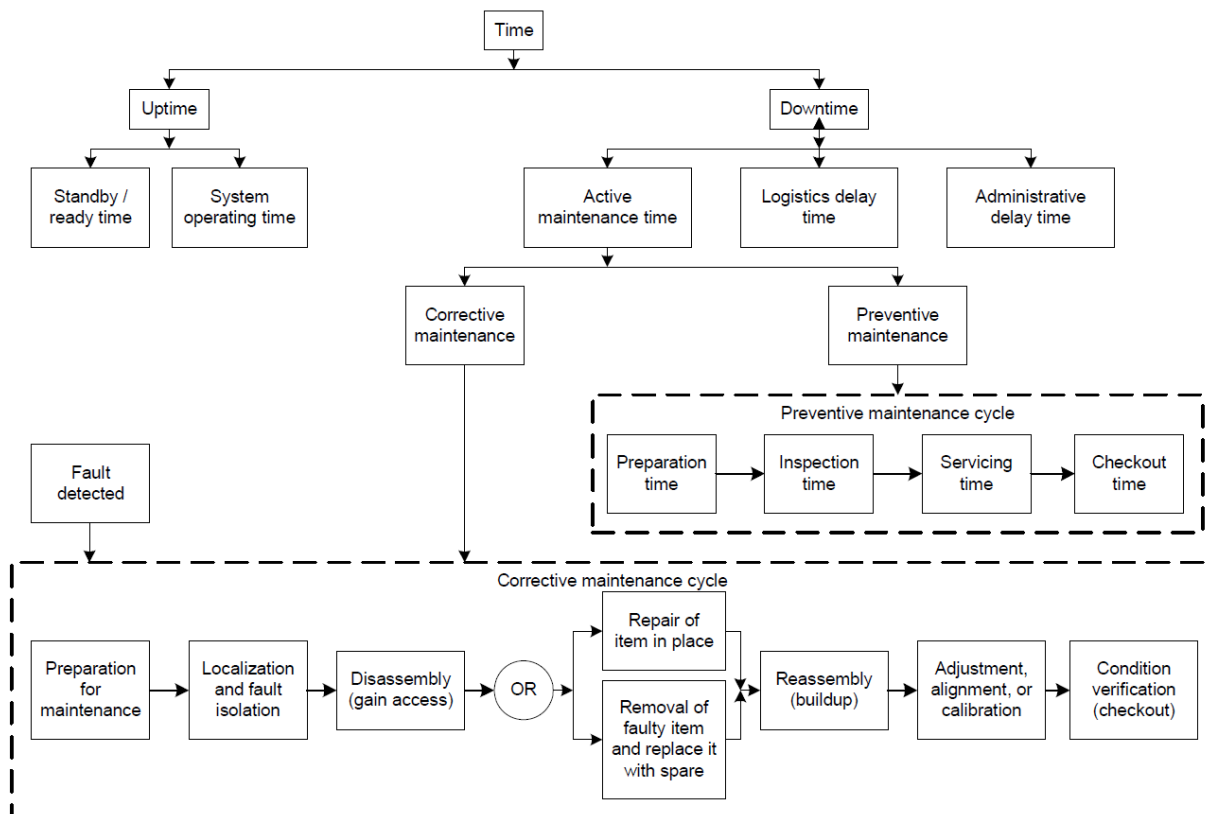
”En kombinasjon av alle tekniske, administrative og ledelsesaktiviteter, inkludert overvåkingsaktiviteter, som har til hensikt å opprettholde eller gjenvinne en tilstand som gjør en enhet i stand til å utføre en krevd funksjon gjennom hele dens levetid.”

Vedlikehold har en hovedhensikt som er å redusere virksomhetens risiko, slik som å redusere sikkerhetsrisiko for personell og utstyr, helserisiko for personell, miljørelatert risiko og økonomisk risiko.

Innen vedlikehold og vedlikeholdsstyring er nedetid er et sentralt begrep som blir definert som den tiden et utstyr er ute av stand til å utføre sin tiltenkte oppgave, enten på grunn av en feil/svikt eller på grunn av preventivt vedlikehold (ISO, 2001). Og nettopp nedetid er noe som det er ønskelig å redusere så mye som mulig, spesielt nedetid som forårsaker tap i produksjonen. Det er her en av mulighetene til verdiskapning innen vedlikehold ligger. Figur 3 nedenfor illustrerer oppetid og nedetid til systemer og utstyr (Markeset, 2009). Den viser at planlagt vedlikehold gir en mye enklere prosess enn korrektivt og dermed også en kortere nedetid. Den til enhver tid valgte vedlikeholdsstrategien vil ofte inneholde momenter som kan redusere nedetiden, og ved å se på de strategiene som er blitt valgt er det mulig å si noe om muligheten til å redusere nedetiden. I ethvert anlegg vil det være en kombinasjon av forskjellige vedlikeholdsstrategier, et eksempel på dette er anlegg hvor det for noe av utstyret

ikke er kritisk om det stopper på grunn av feil, mens for annet utstyr så er det viktig å sørge for at det ikke stopper uventet. Eksempler på mulige strategivalg er listet nedenfor:

- Proaktiv eller Reaktiv
- Planlagt vedlikehold eller ikke planlagt vedlikehold
- Behovsbasert vedlikehold eller mulighetsbasert vedlikehold
- Korrektivt vedlikehold eller kalenderbasert vedlikehold eller tilstandsbasert vedlikehold.



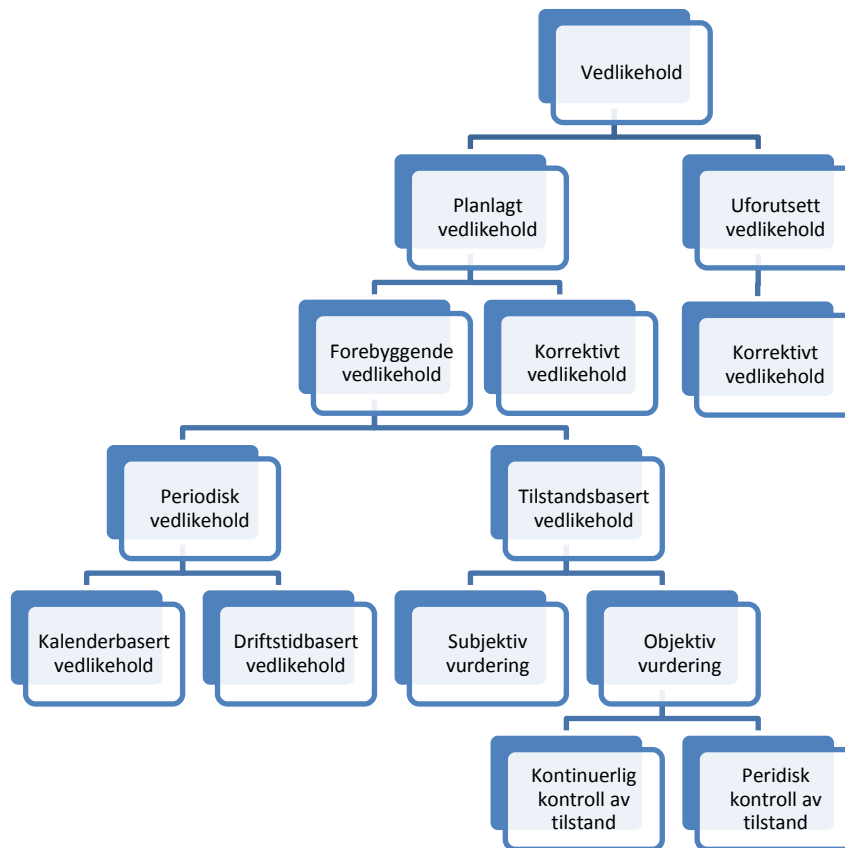
Figur 3: System/Equipment Uptime and Downtime (Markeset, 2009).

Selve vedlikeholdet blir gjerne delt inn i to hovedgrupper, nemlig planlagt og uforutsett vedlikehold. Det uforutsette vedlikeholdet genereres av uforutsette hendelser, dette kan både være som et resultat av manglende eller mangelfullt forebyggende vedlikehold. Det uforutsette vedlikeholdet kalles gjerne korrektivt vedlikehold.

Det planlagte vedlikeholdet kan være både forebyggende og korrektivt vedlikehold. Hvis vedlikeholdet utføres etter et utstyrshavari som en konsekvens av en strategi om å kjøre utstyret til det havarerer blir dette utført som et korrektivt vedlikehold. Denne typen vedlikehold blir bestemt ut fra utstyrets kritikalitet og kostnader ved ikke å utføre vedlikehold mot kostnader for preventivt vedlikehold.

Det forebyggende vedlikeholdet, også kalt preventivt vedlikehold, utføres i henhold til et fastsatt program og hensikten er å opprettholde funksjonsevnen til utstyret. Programmet er lagt opp slik at vedlikeholdet utføres for å forebygge skade og hindre utviklingen av en

svekkelse som kan medføre skade. Dette programmet er enten basert på periodisk vedlikehold, såkalt kalenderbasert vedlikehold, eller på tilstandsbasert vedlikehold. Figur 4 viser de forskjellige vedlikeholdstypene og klassifisering.



Figur 4: Vedlikeholdstyper og klassifisering

2.1.1 Vedlikeholdsstyring innen offshoreindustrien på norsk sokkel

Hensikten med vedlikeholdsfunksjonen er å overføre målene for vedlikeholdet til selve vedlikeholdsaktivitetene gjennom vedlikeholdsstrategi. Dette kan illustreres som vist i figur 5.



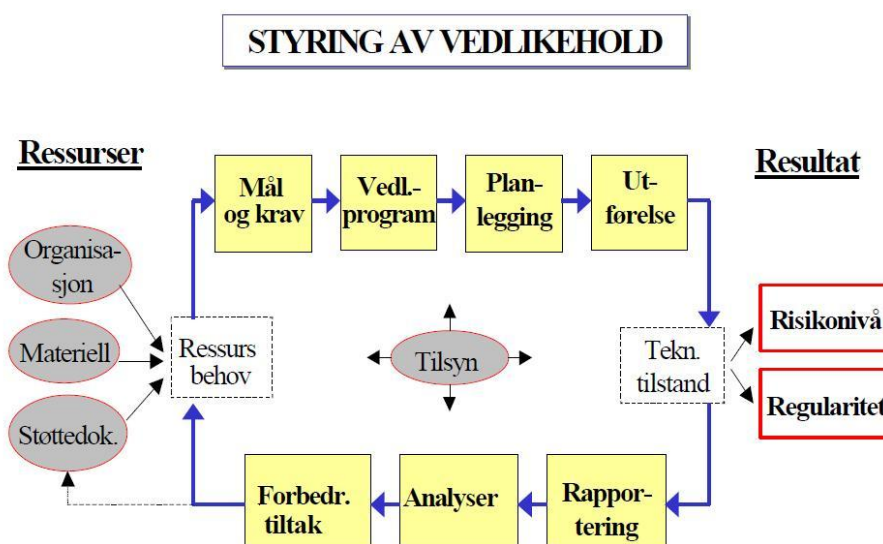
Figur 5: Vedlikeholdsfunksjonen

Vedlikeholdsmålene blir definert av ledelsen hvorpå det etableres en vedlikeholdsstrategi som inneholder metoder som blir brukt for å oppnå selve målene. Dette blir utøvd ved hjelp av vedlikeholdsaktiviteter som har som oppgave å vedlikeholde anlegget eller tilbakestille anlegget slik at det kan utøve sin tiltenkte oppgave eller oppgaver.

Utviklingen gjennom 1990 årene og videre inn i 2000-tallet har vært at det har blitt utviklet fleksible vedlikeholdssystemer hvor disse er blitt skreddersydd for de enkelte installasjonen med blant annet følgende hensikter (AAD, 2001):

- Å tilpasse vedlikeholdet til utstyrets kritikalitet. Kritikalitet blir definert for helse, miljø og sikkerhet.
- Bruk av tilstandsovervåking for å få tidligere deteksjon av feil.
- Fjerne årsakene til feil på utstyr, ikke kun å korrigere symptomene.

I 1998 gjennomførte Oljedirektoratet en basisstudie vedlikeholdsstyring med mål å utvikle en metode for systematisk og helhetlig vurdering av vedlikeholdsstyringssystemer tilhørende de forskjellige selskapene. I forbindelse med denne studien ble det utviklet en generell veiledning som næringen som helhet kunne bruke. Et sentralt punkt i denne studien er vedlikeholdsstyringssløyfa, vist i figur 6 nedenfor, som er blitt velkjent i petroleumsvirksomheten (AAD, 2001; Øien og Schjøberg, 2007; Oljedirektoratet, 1998; Øxnevad og Nielsen, 2000).



Figur 6: Vedlikeholdsstyringssløyfa (Oljedirektoratet, 1998)

Vedlikeholdsstyring er definert som (Øien og Schjøberg, 2007; ISO, 2001):

”Alle ledelsesaktiviteter som fastsetter vedlikeholdsmålene, strategiene og ansvar, og implementerer dem gjennom tiltak som vedlikeholdsplanlegging, vedlikeholdskontroll og tilsyn, og forbedring av metoder i organisasjonen, inkludert økonomiske aspekter.”

I forskriftene til Oljedirektoratet er det flere forskriftskrav som omhandler vedlikehold og vedlikeholdsstyring både direkte og indirekte. Styringsforskriften (Oljedirektoratet, 2001b), aktivitetsforskriften (Oljedirektoratet, 2001d) og innretningsforskriften (Oljedirektoratet, 2001c) har alle forskriftskrav som omhandler vedlikehold og styring av vedlikehold, men de forskriftskrav som direkte omhandler vedlikehold er angitt i aktivitetsforskriften §§ 42-48 under kapittel IX om vedlikehold og er gjengitt i vedlegg A.

2.1.2 Utvikling og valg av vedlikeholdsstrategi

Innen vedlikeholdsstyring er valg av vedlikeholdsstrategi et sentralt emne. En god vedlikeholdsstrategi må forankres i den øverste ledelsen og mellomledelsen. Årsaken til dette er at en vedlikeholdsstrategi i tillegg til å være en støttefunksjon til produksjonen også er viktig sett fra flere sider av en virksomhets inntekt. I all hovedsak er det å velge en strategi å velge en av flere mulige alternative løsninger på et problem. Og akkurat dette alternativet er valgt ut fra de forventede fordelaktige konsekvensene i forhold til alternativene. Når det skal utarbeides en vedlikeholdsstrategi tas det utgangspunkt i målene og strategiene til den øverste ledelsen. I tillegg så må målene og strategien til driftsavdelingen også brukes som et grunnlag da denne forteller noe om hva som forventes av anlegget. Dette vil få konsekvenser for hvordan vedlikeholdet skal styres. (Malmholt, 1997).

2.1.3 Bruk av RCM som vedlikeholdsstrategi

Pålitelighetsstyrt vedlikehold (RCM) er et konsept brukt til å bestemme vedlikeholds krav for et anlegg slik at det kan opprettholde sin funksjon. Det vil si at det er utstyrets funksjoner og konsekvenser hvis utstyret svikter som bestemmer hvilket vedlikehold som skal utføres. Dermed så kan det for likt utstyr være lagt opp til forskjellig vedlikehold basert på funksjonen til utstyret og konsekvensen hvis utstyret svikter (Sæbø og Schjølberg, 1998).

Ved å utføre en analyse basert på en RCM prosess på et system får man en forståelse for:

- Funksjonen til systemet og konsekvensen ved feil.
- Mulige feiltilstander og feilårsaker til utstyr som kan resultere i funksjonsfeil.
- Den optimale strategi for å kontrollere potensielle feil, inkludert vedlikehold som er nødvendig for å forhindre feil å oppstå og å oppdage potensielle feil før feilen oppstår.
- Reservedelsbehov.

For å komme frem til denne forståelsen blir det gjennomført en analyse som svarer på følgende syv spørsmål (Moubray, 1997; Conachey og Montgomery, 2003):

1. Hva er funksjonen til systemet og hvilke prestasjonsstandarder/krav skal det oppfylle?
2. På hvilke måter kan systemet mislykkes i å oppfylle disse funksjonene?
3. Hvilke feil kan forårsake funksjonsfeil?
4. Hva skjer når en feil oppstår?
5. Hva kan konsekvensen bli når feilen oppstår?
6. Hva kan gjøres for å detektere og forebygge feilen?
7. Hva skal gjøres hvis det ikke er mulig å identifisere en vedlikeholdsaktivitet?

Det finnes også andre metoder for gjennomføring av analyser av vedlikeholdsbehov basert på RCM konseptet, men de er alle bygget opp med den hensikt å oppnå samme mål. Eksempler på andre måter å gjennomføre analysene på er beskrevet av Sæbø og Schjølberg (1998). For å gjennomføre disse analysene på en god og effektiv måte og kunne svare på spørsmålene som

stilles er det viktig å ha med ekspertise på det systemet som skal analyseres innenfor følgende kompetanseområder:

- Design, ingeniørarbeid og operasjonell kunnskap om systemet.
- Tilstandsovervåkingsteknikker.
- Proaktive vedlikeholdsteknikker.

Et flyskjema for valg av RCM metoder er blitt utarbeidet av Conachey og Montgomery (2003) og blir vist i vedlegg B. Ved vurdering av vedlikeholdsaktiviteter skal mulighetene for tilstandsovervåking vurderes først fordi denne vedlikeholdsstrategien vil være det beste valget teknisk sett og vil også normalt være det mest kostnadseffektive. Ved vurdering om mulige feilscenarier kan detekteres av metoder basert på tilstandsovervåking må det først vurderes om metodene er mulig å innføre og om de er effektive. Dette betyr at for en aktuell metode så må følgende tas i betraktning før metoden implementeres (Conachey og Montgomery, 2003; Sæbø og Schjøllberg, 1998):

- Den må være pratisk mulig å implementere.
- Den må ha en stor grad av sannsynlighet i å detektere den aktuelle feilen.
- Den må være kost effektiv.

Hvis RCM analysen viser at tilstandsovervåking ikke gir en effektiv kontroll av mulige feil så må andre proaktive vedlikeholdsaktiviteter vurderes.

2.1.4 “Risk based inspection (RBI)” og “Risk based maintenance (RBM)”

Inspeksjoner og vedlikehold kan utføres basert på risiko. Det tas da i følgende stikkord:

- De viktigste områdene
- Prioritering
- Kritiske for å oppnå suksess

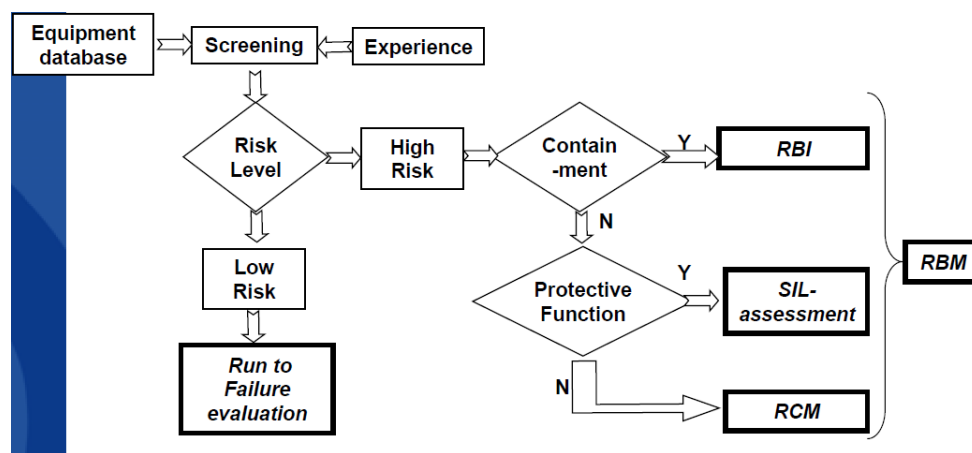
Fokus er på de viktigste områdene og å prioritere faktorene som er kritiske for å oppnå suksess.

RBI er en risiko vurdering og styringsprosess som fokuserer på å identifisere kritiske systemer med hensyn til feil og konsekvensen av feil. Innen RBI blir det hovedsakelig fokusert på trykksatte rør og utstyr og mulighetene for lekkasjer ut til omgivelsene fra disse. Håndteringen av denne risikoen blir primært basert på inspeksjoner (RIMAP Consortium, 2001). En anbefalt fremgangsmåte ved gjennomføring av RBI analyser er som følger (Tirabosco, 2001):

- Datainnsamling
- Utvelgelse av utstyr
- Identifisere feiltyper for utstyr
- Vurdere sannsynlighet for feil

- Vurdere konsekvens av feil
- Vurdere risiko
- Styre risiko

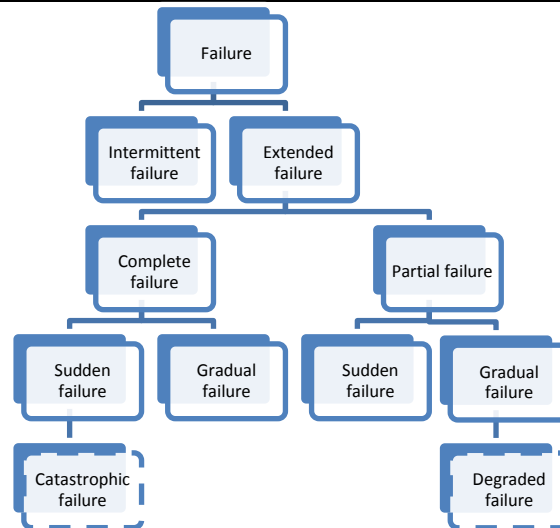
Utgangspunktet for RBM er å integrere styringsprosesser for risiko med vedlikehold. Hensikten med RBM er å bestemme de vedlikeholdsaktivitetene og det vedlikeholdsarbeidet som er nødvendig for å kunne styre og kontrollere risikoen slik at den er på et akseptabelt nivå. Et viktig punkt i forbindelse med både RBI og RBM er at det må risikoanalysene på gjentas i løpet av anleggets levetid. Dette fordi det hele tiden blir ny informasjon tilgjengelig og utstyr som er montert vil svekkes over tid. Den gjentatte risikovurderingen vil medføre at prosessen fungerer som en kontinuerlig forbedringsprosess (Tirabosco, 2001). Som en mulig fremgangsmåte for implementering av RBM kan skjemaet vist i figur 7 nedenfor brukes.



Figur 7: Risk based maintenance (kilde: Tore Markeset 2008)

2.1.5 Klassifisering av feil

Ved bruk av både RCM, RBI og RBM er det helt nødvendig å kjenne til feilene som kan oppstå for det aktuelle utstyret. Ved gjennomføring av FMEA eller FMECA vil de forskjellige feilene som kan oppstå bli analysert og dette vil bli registrert. Resultatene herfra kan brukes til å vurdere mulighetene for tilstandsbasert vedlikehold. Det er da viktig å se hvilke feil som kan avdekkes og håndteres ved bruk av tilstandsbasert vedlikehold og hvilke feil som vil medføre andre typer av planlagt vedlikehold (Rausand og Høyland, 2004). Figur 8 nedenfor viser klassifisering av feil, og for å kunne utnytte tilstandsbasert vedlikehold er det påkrevd at det er mulig å detektere en gradvis svekkelse av funksjonen. Er dette tilfelle så vil det være mulighet til å utføre nødvendig vedlikehold før feilen blir så alvorlig at utstyret svikter fullstendig.



Figur 8: Klassifisering av feil (Rausand og Høyland, 2004)

2.2 Tilstandsbasert vedlikehold

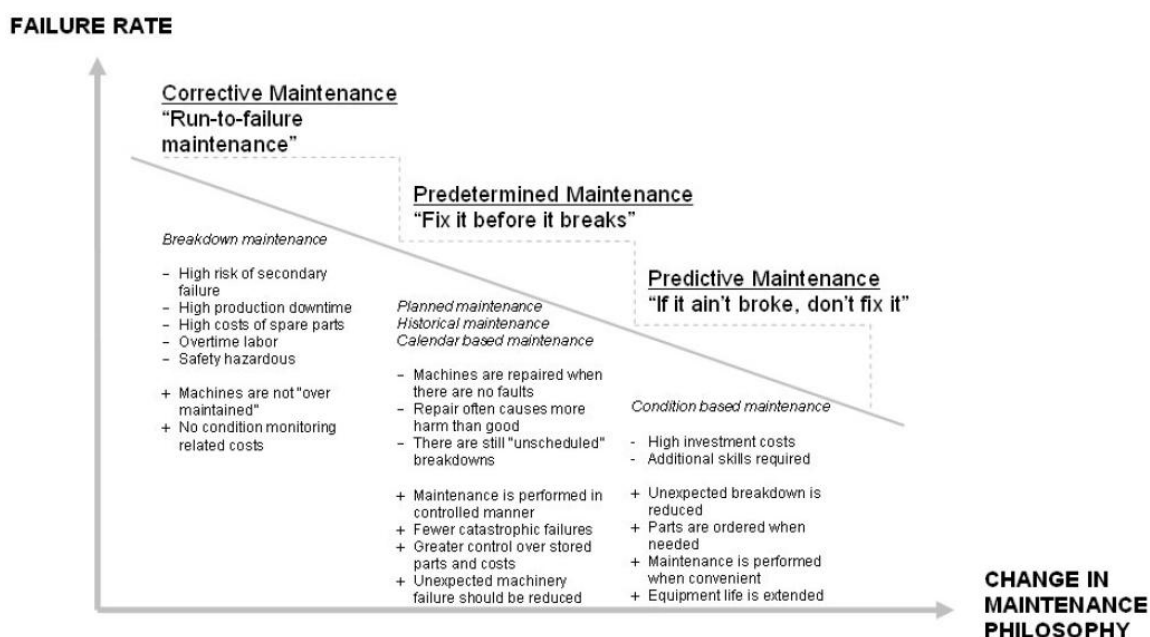
Tilstandsbasert vedlikehold betyr at vedlikeholdsaksjoner igangsettes basert på en vurdering av tilstanden til det bestemte utstyret. En av fordelene med tilstandsbasert vedlikehold er at denne medfører liten eller ingen inngrep på utstyret som det skal utføres tilstandsovervåking på. Tolkede data fra tilstandsovervåkingen sier noe om tilstanden til utstyret og det er denne tilstanden som bestemmer om det skal planlegges for vedlikehold eller om utstyret skal forsette i drift. Trenden for komponentens tilstand gir muligheter til å planlegge når arbeidet skal utføres. Alt dette gir oss flere fordeler (Bårtvedt, 2006):

- Sikkerheten økes.
- Komponentens levetid økes.
- Følgeskader på utstyr forebygges.
- Antall korrektive vedlikeholdsaksjoner reduseres.
- Behovet for reservedeler på lager reduseres.
- Tilgjengelige vedlikeholdsressurser utnyttes bedre.

Tilstandsbasert vedlikehold blir også referert til som prediktivt vedlikehold (Bengtson et al., 2004).

Tilstandsbasert vedlikehold er som tidligere nevnt en metode hvor vedlikeholdet blir utført i overensstemmelse med behovet til utstyret eller systemet basert på dets tilstand. Og den blir brukt for å redusere usikkerheten som finnes når det skal tas beslutninger angående vedlikehold. For å kunne bruke tilstandsbasert vedlikehold forutsettes det at det finnes målbare parametere som kan detekteres og brukes til å kvantisere mulige feil på utstyr før de oppstår (Yam et al., 2001). Formålet med tilstandsbasert vedlikehold er å kunne utføre korrekt vedlikehold til korrekt tid ved hjelp av å vurdere tilstanden til utstyret. Dette gjøres uten å måtte utføre arbeid på utstyret som medfører at det settes ut av drift. Ved å ha en formening om tilstanden til utstyret er det mulig å planlegge vedlikeholdet slik at det kan utføres i

perioder hvor det har minst mulig negative innvirkninger på driften til anlegget. Det vil også være enklere å planlegge for nødvendig personell, reservedeler og andre ressurser som er nødvendig for å kunne utføre jobben. Tilstandsovervåkingen vil også kunne avsløre kommende kritiske feil som må utbedres umiddelbart, og som hvis det ikke utføres umiddelbare tiltak kan medføre havari på utstyret. I slike tilfeller vil det være nødvendig å stenge hele eller deler av anlegget, men det er likevel å foretrekke fremfor havari som vil medføre større kostnader. Skadene på utstyret blir da begrenset og reparasjonskostnadene begrenses. Dette viser at det ved å innføre tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold så er det mulig å hindre havarier og driftsstand samt at det er en kostnadseffektiv vedlikeholdsmetode. Figur 9 nedenfor viser hvordan det er forventet at feilraten skal minske ut fra at vedlikeholdsfilosofien endres fra korrektivt vedlikehold til forhåndsbestemt forebyggende vedlikehold og videre til prediktivt vedlikehold.



Figur 9: Fordeler og ulemper ved forskjellige vedlikeholdstyper (Bengtson et al., 2004)

Men alle vedlikeholdstyper har sine fordeler og de har også svakheter, og her er tilstandsbasert vedlikehold intet unntak. Sammenlignet med korrektivt vedlikehold og kalenderbasert forebyggende vedlikehold er tilstandsbasert vedlikehold forholdsvis komplisert å implementere. Det kreves også betydelige investeringer for å kunne benytte seg av tilstandsbasert vedlikehold sammenlignet med andre strategier (Malmholt, 1997), og det vil kreve tilleggskompetanse hos det personellet som blir involvert i tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold (Bengtson et al., 2004). For nyere installasjoner vil mye av investeringskostnadene for å oppnå den nødvendige instrumenteringen i anlegget, som muliggjør tilstandsbasert vedlikehold, falle bort da de er inkludert i den generelle prosessutrustningen. Men for eksisterende installasjoner så vil det ofte være nødvendig å installere ekstra instrumentering for å kunne utføre tilstandsovervåking og dette vil kreve investeringer. Dermed så vil det i slike tilfeller være nødvendig å evaluere behovet for tilstandsovervåking og sette kriterier for valg av utstyr hvor tilstandsovervåking skal implementeres. Fordelen med tilstandsbasert vedlikehold er at muligheten for å forebygge feil

er god i forhold til korrektivt og kalenderbasert forebyggende vedlikehold. Tabell 1 gir en beskrivende oversikt over alternative vedlikeholdsstrategier og hva de forskjellige alternativene medfører og krever med hensyn på implementering (Malmholt, 1997).

Mulig strategi	Implementering	Mulighet for å kunne forebygge feil	Kunnskapsbehov	Investeringsbehov	Driftskostnad
Korrektivt vedlikehold	Enkelt	Liten	Liten	Ingen	Liten
Kalenderbasert forebyggende vedlikehold	Forholdsvis enkelt	Forholdsvis god	Kompetanse til å kunne observere	Begrenset, planlegging av intervall osv.	Begrenset
Tilstandsbasert vedlikehold	Forholdsvis komplisert	God	Kunnskap om å overvåke utstyr	Betydelig	Begrenset
”Design out” behovet for vedlikehold	Vanskelig	Utmerket	Design kunnskap	Betydelig	-----

Tabell 1: Mulige strategier

Vedlikeholdsstyring og bruken av tilstandsbasert vedlikehold har hatt fokus hos myndighetene det siste tiåret. Sintef gjorde i 2007 en undersøkelse på oppdrag for petroleumstilsynet for å beskrive status og utfordringer i petroleumsvirksomheten med hensyn på vedlikeholdsstyring. De gjennomførte blant annet intervjuer med forskjellige operatører og i rapporten blir blant annet bruken av tilstandsbasert vedlikehold beskrevet som ikke optimal. Det vises til at det ikke er optimal balanse mellom forebyggende vedlikehold, korrektivt vedlikehold og tilstandsbaser vedlikehold samt at det i vedlikeholdsprogrammene kun skilles mellom forebyggende vedlikehold og korrektivt vedlikehold (Øien og Schjølberg, 2007). Dette viser at petroleumindustrien har en vei å gå for å utnytte potensialet som tilstandsbasert vedlikehold gir.

2.2.1 Integrerte Operasjoner og tilstandsbasert vedlikehold

OLF har gjennom en rekke år hatt gående et prosjekt som har sett på mulighetene som finnes innen såkalte Integrerte Operasjoner (IO). Oljeselskapene på norsk sokkel har vurdert IO som et av de prioriterte strategiske verktøy for å sikre en bærekraftig utvikling på norsk sokkel. I tillegg til det som skjer i hvert oljeselskap så har OLF og OD satt i gang egne prosjekter for å øke fokus på og hastigheten på implementeringen av IO i industrien (OLF, 2006). Blant fordelene som industrien ser i integrerte operasjoner er følgende nevnt i OLF rapport om verdipotensialet for integrerte operasjoner på norsk sokkel (2006):

- Økt utvinning
- Akselerert og økt produksjon
- Reduserte driftskostnader
- Lengre levetid
- Høyere sikkerhet

Det er en oppfatning blant flere at utvikling og innføring av IKT støttede driftskonsepter vil gjøre det mulig å forbedre HMS-resultatene, øke utvinningsgraden og redusere driftskostnadene, herunder vedlikeholdskostnader, vesentlig. Det har vært brukt forskjellige navn på slike konsepter blant de forskjellige operatørene. I den første rapporten fra OLF (2003) blir konseptet kalt eDrift. Dette blir senere endret til Integrerte Operasjoner og i Stortingsmelding 38 – 2004 blir integrerte operasjoner definert til å være (OLF, 2006):

”Bruk av informasjonsteknologi til å endre arbeidsprosesser for å oppnå bedre beslutninger, fjernstyre utstyr og prosesser, og til å flytte funksjoner og personell til land.”

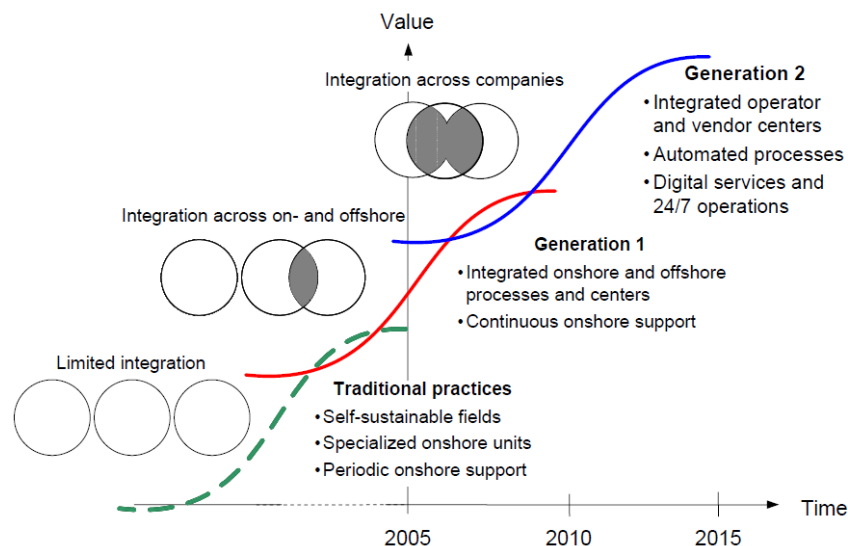
Men fortsatt er det forskjellige begreper i bruk i de forskjellige virksomhetene som opererer, har eierinteresser eller på annen måte driver virksomhet på norsk sokkel. I BP brukes begrepet ’Field of the future (FoTF)’.

I rapporten fra OLF (2003) blir eDrift beskrevet som det tredje effektiviseringspranget på norsk sokkel. Innen vedlikehold ble det poengtert at eDrift ville føre til smartere vedlikeholdsprosesser. Dette blir begrunnet med bedre tilgang til sanntidsinformasjon fra land og effekten ville bli en betydelig avlastning av sokkelorganisasjonen, bedre prioritering av vedlikehold og redusert nedetid på utstyret. Noen av hovedforholdene som skulle kunne tilskrives disse endringene var at utstyret på feltene skulle, i tillegg til å gjøre sin tiltenkte oppgave, også overvåke tilstand og slitasje til forskjellig utstyr. I tillegg blir det beskrevet at feltbussteknologien ville gjøre det enklere og billigere å instrumentere utstyret. Men det blir også tatt med momenter som viser at det ikke vil være så enkelt å innføre eDrift. Et av punktene som nevnes er at i forhold til det å ta i bruk ny teknologi, altså skifte ut utstyr, på eldre anlegg er barrieren ofte å kunne dokumentere nytteverdien av dette. Dette betyr at det for eldre felt kan bli vanskelig å argumentere for å skifte til de nye teknologiene som er nødvendig for å utnytte eDrift (OLF, 2003).

Etter denne rapporten blir det i OLF regi initiert et program som skulle forbedre verdipotensialet på norsk sokkel ved bruk av integrerte operasjoner. Det ble satt ned en styringsgruppe og flere arbeidsgrupper hvor den ene skulle beskrive integrerte arbeidsprosesser. Denne gruppen så for seg to generasjoner av arbeidsprosesser som begge ville forbedre kvaliteten og hastigheten på beslutninger og verdigenerering. Figur 10 nedenfor viser disse generasjonene samt tradisjonell praksis, i figuren blir også tidslinjen som arbeidsgruppen forventet for overgangen mellom generasjonene vist. Det blir sagt fra arbeidsgruppen at implementering av IO vil gi lavere vedlikeholdskostnader på grunn av automatisk overvåkingssystemer som vil kunne detektere degradering og gir mulighet til å utføre tiltak før utstyret feiler. Integrasjonen mellom operatørens driftsstøtte sentre på land, leverandørene sine løsninger for å kunne overvåke tilstanden til utstyret og offshore organisasjonen vil også bidra til å redusere vedlikeholdskostnadene. Det nevnes flere faktorer for å kunne lykkes i å implementere IO som igjen vil gi lavere vedlikeholdskostnader. Disse summeres opp i (OLF, 2005b):

”Å ha team med reell beslutningsmyndighet og verktøy for sanntidssamarbeid og automatisk analyse av informasjon er kritisk for å gjennomføre en vellykket implementering av IO.”

Det blir etter dette gjennomført flere møteserier og gitt ut dokumenter basert på disse for å dokumentere fremdriften til innføring av IO innen bransjen. Det blir i disse dokumentene argumentert for at endringstakten er lav, men at arbeidet med IO går i rett retning. Spesielt blir det poengtert at det som blir gjennomført av tiltak er basert på overgang fra tradisjonell praksis til generasjon 1. De større sprangene for å komme kunne utnytte potensialet i generasjon 2 er ikke blitt tatt. For å komme videre i prosessen blir det sett på tre områder hvor det kan dokumenteres klare gevinster (gjennombruddscase). For området drift og vedlikehold blir tilstandsbasert vedlikehold identifisert som det området med størst gevinstpotensiale. Ifølge styringsgruppen vil potensialet være reduserte drifts- og vedlikeholdskostnader opp mot 30 % ved å bedre blant annet utnyttelsen av tilstandsdata (OLF, 2007a). Det også blitt laget flere rapporter som tar for seg et oppdatert verdipotensiale for IO basert på funn hos forskjellige operatører. Blant de observasjonene som bemerkes er at mange felt ligger bak planene som er lagt for implementering av IO og det stilles spørsmål om innsatsen gjenspeiler ambisjonene (OLF, 2007b).



Figur 10: IO utvikling i to generasjoner (OLF, 2005b)

Sintef har også gjennomført en kartlegging av bruken av IO i vedlikeholdsstyringen som baserer seg på OLF rapporten fra 2003. Denne kartleggingen ble gjennomført i 2008 og konkluderer med at mange av forventningen som operatørene hadde til IO var blitt innfridd (Øien og Schjøberg, 2008).

2.2.2 Integreerte Operasjoner og e-Vedlikehold

I forbindelse med integrerte operasjoner og tilstandsbasert vedlikehold er det også blitt utviklet et begrep som kalles e-Vedlikehold. I denne sammenheng kan e-Vedlikehold defineres som (Liyanage et al., 2009):

"A concept based on an extended application of CBM where the technical condition of systems and equipment can remotely and jointly be monitored through active sharing of technical data and expertise between geographically dispersed locations enhancing

diagnostic and prognostic capabilities by means of advanced information and communication technologies and networks so that well-coordinated decisions and actions can be taken through an organizational and service network to achieve near-zero down time performance.”

Det dette begrepet tar for seg er mulighetene til å kombinere tilstandsbasert vedlikehold med integrerte operasjoner og utnytte de muligheter dette gir. I forbindelse med IO så er det blitt brukt ressurser på å få til samhandling mellom drift og vedlikeholdsorganisasjonen offshore og organisasjonen på land. I e-Vedlikehold sammenheng så vil informasjonen fra tilstandsovervåkingen bli distribuert samtidig til et autorisert nettverk av personell som til sammen har den kompetansen som er nødvendig for å kunne ta gode beslutninger. Slikt personell kan være eksperter på tilstandsbasert vedlikehold, planleggere og lager og logistikk personell. Dette blir beskrevet som en integrert løsning med parallell kommunikasjon og informasjons og kunnskapsutveksling mellom forretningspartnere (Liyanage et al., 2009).

En av årsakene for å gå over til e-Vedlikehold er at innen tilstandsovervåking så vil det i mange tilfeller ikke være tilfredsstillende å ta beslutninger basert på kun en enkel måling, informasjonen som brukes må representere en trend og ikke kun en status. Det vil også være nødvendig med muligheter for å generere en prognose for utstyret som overvåkes. Dette kan gjøres ved å bruke programvare beregnet for tilstandsbasert vedlikehold og overvåking. Eksempler på slik programvare blir beskrevet i avsnitt 2.5.5 nedenfor. For å kunne benytte seg av e-Vedlikehold blir det beskrevet fire faktorer som må være tilstede og programvare inngår i en av disse. De fire faktorer som må være tilstede er (Liyanage, 2008; Liyanage et al., 2009):

- Avansert teknologi
- Digital infrastruktur
- Aktive operasjonelle nettverk som inneholder personell fra drift og vedlikehold, kontraktører, utstysleverandører, logistikkpersonell, eksternt personell etc.
- Business-to-Business (B2B) samarbeid som legger grunnlag for et pålitelig og fungerende nettverk av informasjons- og kunnskapsdeling.

De tre siste punktene er en vesentlig del av IO konseptet og dermed så er det naturlig å se på muligheten for å knytte e-Vedlikehold opp mot IO. Den avanserte teknologien som behøves for å kunne implementere e-Vedlikehold er under utvikling konstant og for nye installasjoner vil det som regel ikke være noe problem med utstyret som er montert offshore. For eldre installasjoner er dette noe som må vurderes i forbindelse med utskifting av utstyr og montering av nytt utstyr.

2.3 Tilstandsovervåking

For å kunne utføre tilstandsbasert vedlikehold er det nødvendig å ha en fungerende tilstandsovervåking. Det har i løpet av 1980-90 årene vært en økning i bruken av tilstandsovervåking og ifølge Rao (1996) så er det mulig å se på denne økningen fra to forskjellige vinklinger:

- Industrien har kommet med krav til et mer effektivt vedlikehold.
- Utvikling og forbedringer i måleutstyr og medvirkende programvare til å behandle og presentere måldata.

Og det er ingenting som tilsier at utviklingen av overnevnte har stagnert de siste 10 årene, snarere tvert imot. Dermed så bør forutsetningene for å kunne utnytte tilstandsovervåking innen tilstandsbasert vedlikehold være gode.

Kravet til tilstandsovervåking har økt etter hvert som industrien har forsøkt å minimere konsekvensene av feil og havari på utstyr, samt et ønske om å utnytte de tilgjengelige ressursene mer effektivt. Noen av faktorene som har bidratt til økningen i kravet til tilstandsovervåking er:

- Økt forventning til kvalitet reflektert i lovpålagte produktkrav.
- Økt grad av automatisering for å øke inntjeningen og konkurranseevnen.
- Økt forventning til sikkerhet og pålitelighet som er blitt forsterket av produktlovgivning.
- Økte vedlikeholdskostnader både når det gjelder personell og materiell kost.

Videre så har den teknologiske utviklingen ført til at tilgangen til kostnadseffektive verktøy for tilstandsovervåking har blitt bedre. Noen av de teknologiske fremskrittene som kan nevnes er:

- Redusert innkjøpskostnad på instrumenter.
- Økt kapasitet i instrumenteringen slik at data presentasjon og lagring er blitt muliggjort.
- Stadig økende lagringskapasitet for data.
- Bruk av standardiserte datamaskiner til stadig lavere kostnader.
- Utvikling av programmer for raskere og mer effektive analyseringer av data.

Industrien har hatt en rivende utvikling over mange tiår og maskiner og utstyr har hele tiden blitt mer og mer komplekse. Hele produksjonslinjen er avhengig av at maskinene og utstyret virker. I tillegg så har ofte krav til produktene og kompleksiteten til utstyret ført til aksepterte avvik blir mindre og mindre. Dette har ført til at det hele tiden er et press for å minimalisere tiden utstyret forårsaker nedetid enten på grunn av planlagt vedlikehold eller havari. Som en respons på dette så har det blitt påkrevd at vedlikeholdssystemer er bygget opp slik at risiko for havari og uønsket nedetid er så lav som mulig. Dermed så er vedlikehold basert på tilstanden til utstyret blitt utviklet som en mulig erstatning for å kjøre maskiner og utstyr til de havarerer eller periodisk basert vedlikehold (Rao, 1996).

2.3.1 Periodisk og kontinuerlig tilstandsovervåking

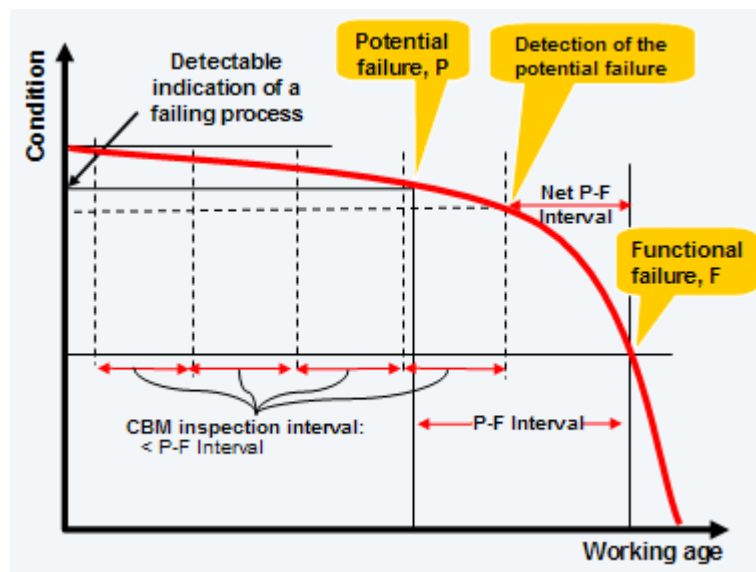
For i det hele tatt kunne utføre tilstandsbasert vedlikehold må man først få en formening av tilstanden til det aktuelle utstyret. Dette gjøres ved å utføre tilstandsovervåking. Det er mulig å gjennomføre tilstandsovervåking både periodisk og kontinuerlig. Ved periodisk

tilstandsovervåking så blir det utført måling og inspeksjoner enten basert på en periode mellom hver gang samt at de kan være basert på spesielle hendelser. For kontinuerlig tilstandsovervåking så blir det målt verdier kontinuerlig og dataene blir kontinuerlig overført for videre behandling.

Ved bruk av tilstandsbasert vedlikehold er P-F intervall et essensielt uttrykk. P-F intervallet er tiden fra en potensiell feil kan detekteres til selve feilen oppstår, det vil si at utstyret ikke er i stand til å utføre den tiltenkte funksjonen. P-F intervallet er illustrert i figur 11 (Wiseman et al., 2009).

Ved gjennomføring av periodisk tilstandsovervåking er tiden mellom hver kontroll viktig. Ifølge Conachey og Montgomery (2003) skal denne tiden være maksimalt ett $\frac{1}{2}$ P-F intervall. Dette er for å sikre at feilen blir oppdaget i tide slik at det er mulig å utføre korrigerende tiltak før feilen oppstår. Figur 11 nedenfor forutsetter ifølge Wiseman et al. (2009) at følgende betingelser er oppfylt:

- Punktet for den potensielle feilen P basert på en målbar variabel er kjent.
- Intervallet P-F er kjent og forholdsvis konsistent.
- Det er praktisk mulig å måle den ønskede variabelen i intervaller som er mindre enn intervallet P-F.



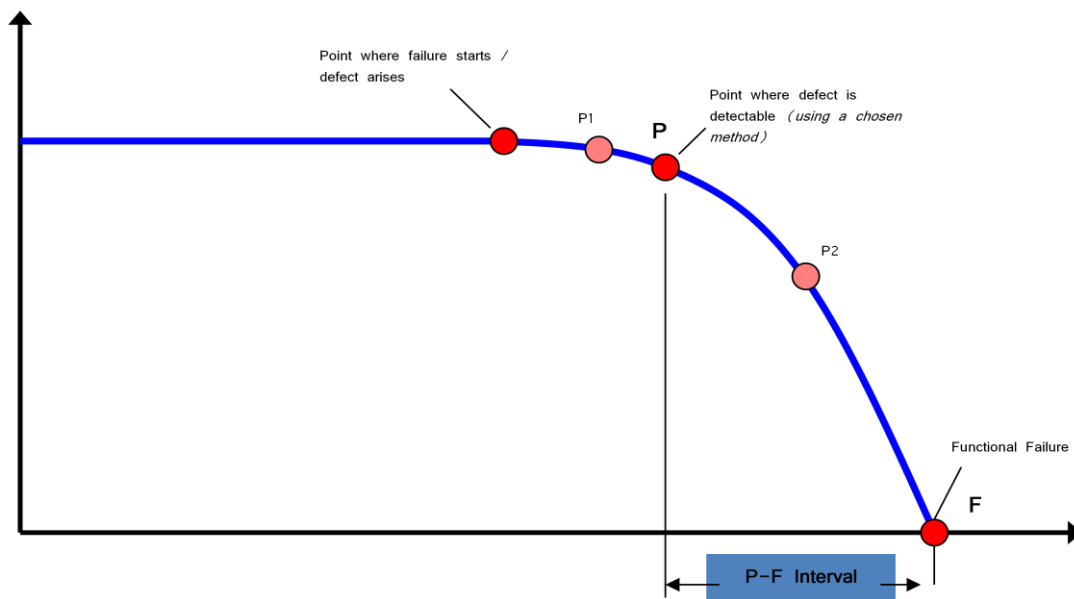
Figur 11: P-F intervall

Hvis de nevnte betingelsene ikke er oppfylt så sier Moubray (1997) at det ikke vil være teknisk gjennomførbart å bruke tilstandsbasert vedlikehold.

Ifølge Wiseman et al. (2009) vil en slik tilnærming utelukke et stort antall eksisterende tilstandsovervåkingsprogrammer. De påstår at det viktigste, og det som medfører størst utfordring er å finne en metode å detektere en potensiell feil, altså punktet P i figur 11. Når punktet for potensiell feil er definert beskriver Wiseman et al. (2009) flere analytiske metoder for å finne resterende levetid til utstyret, de vektlegger også et eget dataverktøy, EXAKT, for

å kunne ta beslutninger innen tilstandsbasert vedlikehold som blant annet bruker de analytiske metodene. Dataverktøyet er utviklet av en gruppe ingeniører på universitetet i Toronto og blir beskrevet i avsnitt 2.5.5 nedenfor

For kontinuerlig tilstandsovervåking vil også P-F intervallet spille en rolle. Punktet P er et teoretisk punkt hvor det påstås at en potensiell feil skal kunne oppdages ved en gitt metode. Ved valg av utstyr og metode for å detektere denne potensielle feilen vil sensitiviteten til metoden bestemme hvor på kurven punktet P detekteres. Figur 12 nedenfor viser hvordan P1 representerer bruken av en mer sensitiv metode mens P2 viser bruken av en mindre sensitiv metode. Det kan virke attraktivt å bruke en sensitiv metode som P1 men det er viktig å være klar over muligheten for ”falske alarmer” og kostnadene dette kan medføre.



Figur 12: P-F intervall for kontinuerlig overvåking (Bjugn og Henderson, 2009)

2.4 Strategivalg ved tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold

Ved innføring av tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold er det viktig at selve prosessen forankres i den øverste ledelsen for å sikre nødvendig støtte og ressurser gjennom selve prosessen med å implementere dette. Hensikten med dette er at uten forankring og støtte fra den øverste ledelsen vil det bli vanskelig å få tilgang til nødvendige ressurser og finansiering. Som vist i avsnitt 2.2 ovenfor så vil innføring av tilstandsbasert vedlikehold kreve investeringer som er høye i forhold til innføring av periodisk vedlikehold.

Når det skal implementeres tilstandsbasert vedlikehold på et anlegg må det lages en strategi i forkant av implementeringen som vil fungere som et hjelpemiddel for de som skal jobbe med implementeringen. Strategien vil gi avklaringer på mange punkter og vil sørge for at tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold blir bygd opp mest mulig uniformt gjennom hele anlegget uavhengig av leverandører og systemer. Strategien bør inneholde

følgende hovedpunkter (Markeset, 2008). De enkelte underpunktene viser eksempler under hvert hovedpunkt:

1. Formål med tilstandsbasert vedlikehold:
 - Forebygge driftsstans.
 - Bedre planlegging av vedlikehold.
 - Analyse av feilårsaker og opprette forebyggende tiltak.
2. Kriterier for anvendelse av tilstandsovervåking:
 - På hvilket utstyr skal tilstandsovervåking anvendes?
 - Hvilke metoder skal benyttes for tilstandsovervåking?
3. Gjennomføring av målinger:
 - Referansemålinger etter installasjon av utstyr og vedlikehold av utstyr.
 - Kontinuerlige målinger eller periodiske målinger.
 - Målinger før/etter overhalinger.
 - Spesielle målinger.
4. Bedømmelse av tilstand (diagnose):
 - Hva kreves av informasjon for å kunne si noe om tilstanden?
 - Hvilke metoder skal brukes for å bedømme tilstanden?
 - Hvilket dataverktøy skal brukes for å bedømme tilstanden?
 - Skal bedømmelse av tilstand settes ut til eksterne eksperter?
5. Rapportering til vedlikeholdsplanlegging og drift:
 - Hvem skal ha melding om unormal tilstand?
 - Generering av jobber i CMMS.
 - Hvordan planlegge tilstandsbaserte jobber.
6. Oppfølging av utført vedlikehold:
 - Rapportering av historikk i CMMS.
 - Kartlegging av faktisk feil og vurdering av konsekvenser.
 - Gjennomgang av valgt metode og bedømmelse av tilstand. Skal det utføres endringer i valgt metode eller grenseverdier for å optimalisere tilstandsovervåkingen?
7. Nytteverdi/tilpasning av tilstandsovervåking program:
 - Utføre kost/nytte verdier. Er det hensiktsmessig å fortsette tilstandsovervåking?
 - Evaluering av tilstandsovervåking programmets omfang.
8. Organisering, kompetanse og opplæring:
 - Kompetanse til vedlikeholdspersonell.
 - Kompetanse til drifts- og planleggingsingeniører.
 - Kompetanse til eksterne eksperter.

Ved å innføre tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold vil det dukke opp mange utfordringer som må løses. Noen av utfordringene som det er sannsynlig at prosessen vil møte på er:

- Få teknologien rundt tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold til å fungere.

- Få gjennomslag for nødvendig budsjett og følge dette.
- Eksisterende paradigmer innenfor vedlikehold i bedriften og dets ansatte.
- Få organisasjonen rundt tilstandsbasert vedlikehold til å fungere.
- Den enkelte sin rolle og ansvarsområde.
- Få CMMS til å fungere sammen med tilstandsbasert vedlikehold.
- Opplæring av personell.

Dette er utfordringer som vil kreve ressurser og oppmerksomhet fra flere disipliner og involverer personell både på land og offshore.

2.5 Fra målte data til kunnskap om tilstand

For å kunne fortelle noe om tilstanden til utstyret og videre kunne bestemme om det er nødvendig å utføre vedlikehold er det mange prosesser som skal fungere. Disse prosessene kan være manuelle, helt automatiserte eller en mellomting mellom disse. I forbindelse med innhenting og overføring av pålitelighetsdata og vedlikeholdsdata for utstyr innen petroleumsindustrien er det utarbeidet en internasjonal standard, ISO 14224:2006, som beskriver hvordan en slik prosess kan fungere.

2.5.1 Bruk av instrumentering ved tilstandsovervåking

Instrumenteringsteknikk er et eget fagområde hvis oppgave er å legge til rette for at prosesser skal kunne reguleres. En mulig definisjon på instrumenteringsteknikk er (Olsen, 2005):

”Instrumenteringsteknikken befatter seg med alt som skal til for å transportere, lagre og behandle informasjon for regulering og overvåking av en prosess. Det innbefatter måling og pådrag til prosessen, nødvendig datautstyr og programmer, men ikke utvikling av reguleringsalgoritme.”

Feltinstrumenter, også kalt bare instrumenter, er et begrep som blir mye bruk og omfatter både utstyr for måling av prosessvariabler (f.eks. trykk og temperatur) og pådrag til prosessen (f.eks. reguleringsventiler).

For å kunne utføre tilstandsovervåking er det helt nødvendig å bruke forskjellige typer feltinstrumenter og sensorer. Et måleinstrument sørger for å omforme et karakteristisk trekk ved en fysisk tilstand til en måleverdi. Måleverdien blir da et uttrykk for tilstanden bortsett fra den målefeil som måleinstrumentet har. Betegnelsen som blir brukt på utstyr for å omforme en målevariabel til et målesignal er måleomformer (transmitter). Og en måleomformer består av en føler (sensor) og nødvendig omsetningsutstyr for å få målesignalet over på en hensiktsmessig form. Den målbare størrelsen, som for eksempel kan være et spenningssignal, frekvens, strømsignal, blir lest av en enhet som bruker denne størrelsen til ønsket oppgaver slik som indikering, regulering, innsamling osv. Det er forskjellige internasjonale standarder for normerte signalområder og en signaltipe som er blitt benyttet mye for transmittere er strøm. Det normerte signalområdet for strøm er 4-20 mA. En vanlig konfigurasjon å la 4 mA

tilsvare 0 % av den målte variabels område og 20 mA tilsvare 100 % av området. Etter utvikling av smarte transmittere er det også blitt vanlig å bruke digital overføring av signalet fra transmitteren, dette betyr at transmitteren sender ut en digital kode som tilkjenner verdien til den målte variabelen. Det er utviklet flere typer protokoller¹ for digital overføring og det er viktig å være sikker på at utstyret kan håndtere den valgte protokollen for systemet eller anlegget (Olsen, 2005). Eksempler på instrumenter og sensorer som brukes mye i olje og gass industrien er trykktransmittere, temperaturtransmittere, vibrasjonssensorer og strømningsmålere. Den teknologiske utviklingen innen instrumenter og sensorer har medført at det er blitt enklere å kunne utføre en god og nøyaktig tilstandsovervåking.

I petroleumsindustrien er instrumenter en viktig del av anlegget og helt nødvendig for å få dette til å fungere. Instrumentene blir brukt både for å kunne operere og regulere anlegget som ønsket. Instrumentene er koblet inn mot prosesskontrollsystemer som bruker informasjonen til å styre prosessen slik som operatøren ønsker. Instrumentering brukes også innen sikkerhetssystemer for å overvåke anlegget og utføre nødvendige aksjoner hvis det er nødvendig slik som å stenge det ned, trykkavlaste det, aktivere brannslukkingsanlegg osv. Dette betyr at det ved et offshore anlegg allerede eksisterer en masse data som det er mulig å bruke innen tilstandsovervåking. For de anleggene som er blitt bygget den senere tid er det blitt mer fokus på dette med tilstandsovervåking og mengden av instrumentering er mye høyere enn det som var vanlig tidligere. Men det er allikevel mulig å drive tilstandsovervåking på eldre anlegg med det som er tilgjengelig av instrumentering, samt at det ofte er mulig å installere ekstra instrumentering på en relativ enkel måte ved å bruke trådløs nettverksteknologi. Men dette krever at nødvendig trådløst nettverk er tilgjengelig for å kunne motta de trådløse signalene.

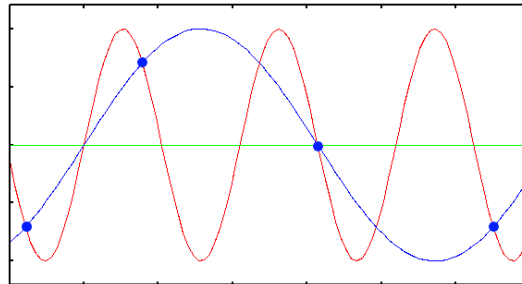
2.5.2 Innhenting av data

Innhenting av data er en av hovedprosessene i tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold. Selve innhenting kan være kontinuerlig eller periodisk, automatisk eller manuell.

Kontinuerlig innsamling av data er som oftest automatisert og foregår ved at instrumenteringen leser av den fysiske størrelsen kontinuerlig. Den målbare verdien som blir sendt fra instrumentet blir lagret i en egnet database server hvor den er tilgjengelig for de som ønsker det. Det som lagres er som oftest ikke en kontinuerlig verdi men kan for eksempel være en verdi som lagres hvert 1/10 sekund, hver 5 sekund, hvert minutt. Det som bestemmer hvor ofte verdien må lagres er hvor rask den fysiske størrelsen endrer seg, som beskrives av båndbredden til systemet eller prosessen som måles. For noen anvendelsesområder er det viktig at intervallet mellom hver verdi som lagres må være så kort at aliasing unngås for å kunne bruke signalet til tilstandsovervåking. Aliasing, eller nedfolding som det også kalles, er en virkning som oppstår når det tas periodiske prøver av et kontinuerlig signal, og som

¹ En protokoll i denne sammenheng er et konvensjonelt eller standardisert sett med regler som bestemmer tilkobling, kommunikasjon og dataoverføring mellom to endepunkter (Kilde: www.wikipedia.no)

forårsaker at det ikke blir mulig å gjenkjenne det kontinuerlige signalet etter at prøvene er tatt. For å sikre at all tilgjengelig informasjon fra det kontinuerlige signalet blir inkludert så sier Nyquist teoremet at frekvensen som prøvene blir tatt med må være minst 2 ganger båndbredden til variabelen som måles (Haykin og Van Veen, 2003). Figur 13 nedenfor viser hvordan for lang tid mellom hver prøvetaking (blå graf) kan forårsake aliasing og at dermed så vil ikke det lagrede signalet gjenspeile det kontinuerlige signalet.



Figur 13: Plot som viser aliasing. Kilde: [http://support.svi.nl/wiki/hilite=\(wide|field\)&show=NyquistRate](http://support.svi.nl/wiki/hilite=(wide|field)&show=NyquistRate)

Temperatur endrer seg langsomt men trykk kan endre seg meget raskt og derfor må intervallet mellom hver verdi ved trykkmåling være kort mens for temperatur er kan det ofte være mulig å sette et lenger intervall.

Innsamling av periodiske data kan også være automatisert og prinsippet blir likt som for kontinuerlig måling med den endringen at det nå vil være lenger mellom hver måling. En trådløs temperaturtransmitter kan settes opp til å sende inn målt verdi hver 12 time. I dette tilfellet er man ikke interessert i hvordan den målte variabelen varierer i det korte løp, men hvordan den endrer seg over lenger tid. Det vil i disse tilfellene ikke være nødvendig å tenke på aliasing.

Manuell innsamling av periodiske data skjer ved at personell går rundt i anlegget og samler inn data fra ferdige definerte punkter enten i henhold til en forhåndsdefinert kalenderplan eller basert på hendelser som medfører at målinger må tas. Eksempler på manuell måling er trykkavlesning på pumper som kun har trykkindikator, vibrasjonsmålinger på utstyr uten fast montert sensorer, oljeprøver, vannprøver, termografering osv. Dataene fra disse målingene kan legges inn i en database for videre behandling samt for å ha tilgjengelig en historikk som kan brukes ved tolking av data. De kan også behandles manuelt og resulterer i en rapport etter innsamling av data.

Ut fra metoder som blir valgt for innsamling og valg av leverandører til å utføre innsamling av dataene vil disse ende opp i forskjellige databaser. Det kan også være at noen data blir ikke tatt vare på etter at rapporten er laget. Dette vil være en uheldig situasjon og det bør tilstrebes å få alle innsamlede data inn i en felles database som sikrer at det er historiske data tilgjengelig selv ved skifte av leverandører av tjenestene.

2.5.3 Overføring av data

De data som blir samlet inn automatisk offshore lagres på en egne servere offshore og blir derfra overført til en egen server som står på land. De forskjellige systemene som skal bruke data fra den automatiske innsamlingen må da hente disse på den aktuelle serveren. Dette er et system med flere tilgangsnivåer og brannmurer. Det er da viktig å få konfigurert de forskjellige data- og nettverkssystemene på en slik måte at dataoverføringen går smertefritt uten tap av data og uakseptabel tidsbruk i tillegg til at det skal sikres mot datainnbrudd og datavirus.

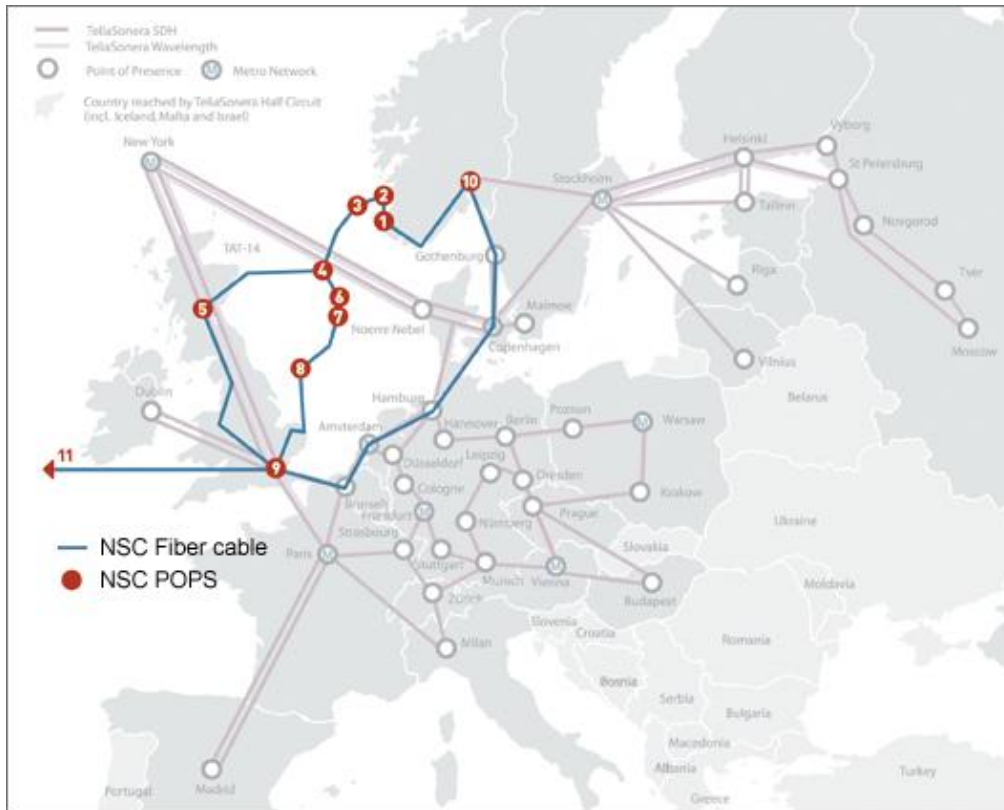
For å sikre at det er mulig for de forskjellige aktørene innen tilstandsovervåking å lese dataene som blir hentet er det viktig å standardisere dataene i et format som er velkjent og vanlig innen industrien. Ved å innføre dette kan det oppnås økt kvalitet på data som brukes for tilstandsovervåkingen og dermed øker kvaliteten på vedlikeholdet (ISO, 2006).

Når det tas i bruk overføring av data intern i selskapet og mellom flere selskaper med den hensikt å utføre tilstandsovervåking er det viktig å vurdere følgende punkter (ISO, 2006):

- Skal det overføres rådata (detaljerte data) eller behandlede data. Basert på hvilken informasjon dataene gir og hva de skal brukes til er det forskjell på hvor detaljerte data som må overføres. Mange databaser har muligheten til å prosessere data slik at det blir overført gjennomsnittsdata, laveste/høyeste verdi i løpet av en periode, en verdi for hver periode osv. Dermed så er det muligheter for å begrense trafikken på nettverket ved at det ikke sendes mer informasjon enn det som er nødvendig.
- Sensitive data. Noe av informasjonen som samles inn i et anlegg er det ikke ønskelig at eksterne selskaper skal ha tilgang til, det være seg av kommersiell verdi, utvikling av utstyr osv. For å unngå at slik informasjon kommer uvedkommende i hende så er det mulig og ”blanke” ut slik informasjon eller å kode den slik at det ikke er mulig for andre å tolke informasjonen.
- Datasikkerhet. Informasjonen som blir samlet inn forteller mye om egenskapene til anlegget og er av stor verdi for de som eier anlegget. Denne informasjonen må ikke gjøres tilgjengelig for utenforstående og det er derfor viktig at informasjonen er sikret. Dette innebærer blant annet fysisk lagring av data i sikre lokaliteter, sikker overføring av data over interne nettverk og internett og tilgang til data sikres ved hjelp av personlig identifisering.
- Verdien av data. I enkelte tilfeller hvor det er samarbeid mellom forskjellige parter innen et prosjekt kan det være nødvendig å sette en verdi på informasjonen som samles inn for å kunne fordele kostnader mellom partene. Det kan gjøres ved å bruke aktuelle kostnader for å samle informasjon for hver av partene eller ved å kombinere mengden data med antallet personer som bruker informasjonen fra hver av partene.

Ved tilstandsovervåking på olje og gassinstallasjoner som er plassert offshore kan kapasiteten på datalinjer være noe som begrenser mulighetene tilstandsovervåkingen gir. Etablering av en felles digital infrastruktur blir sett på som et tiltak som muliggjør utvidet bruk av tilstandsovervåking. På norsk sokkel er det for tiden 4 nettverk som er etablert, 3 av disse

basert på fiberkabel og det siste på radiolink (Ormen Lange offshore operations) (OLF, 2005a). I den sørlige delen av Nordsjøen er det North Sea Communication (NSC) som har etablert et nettverk fra Forus og Kårstø via flere installasjoner til Lowestoft og London som vist på figur 14 nedenfor.



Figur 14: NSC Point of Presence (Kilde: www.norseacom.com)

Markeringene på kartet er følgende lokasjoner:

- 1 Forus (Norway)
- 2 Kårstø (Norway)
- 3 Draupner (offshore)
- 4 Ula (offshore)
- 5 Aberdeen (UK)
- 6 Ekofisk (offshore)
- 7 Valhall (offshore)
- 8 Murdoc (offshore)
- 9 London Telehouse 1(UK)
- 10 Oslo (Norway)
- 11 Houston (USA)

2.5.4 Oppbygging av et datanettverk og datasikkerhet

For å overføre data internt på installasjonen, mellom installasjonen og organisasjonens datamaskiner på land samt videre ut til eksterne leverandører av tilstandsovervåking trengs

det et datanettverk. Det er som regel et ønske at en slik overføring av data skal skje så enkelt som mulig med minst mulig menneskelig innblanding og støtte. Men alle operatørselskaper kan være aktuelle mål for datainnbrudd og sabotasje og dermed så er det nødvendig med et datanettverk med tilstrekkelig sikkerhet mot datainnbrudd, virus, ormer osv.

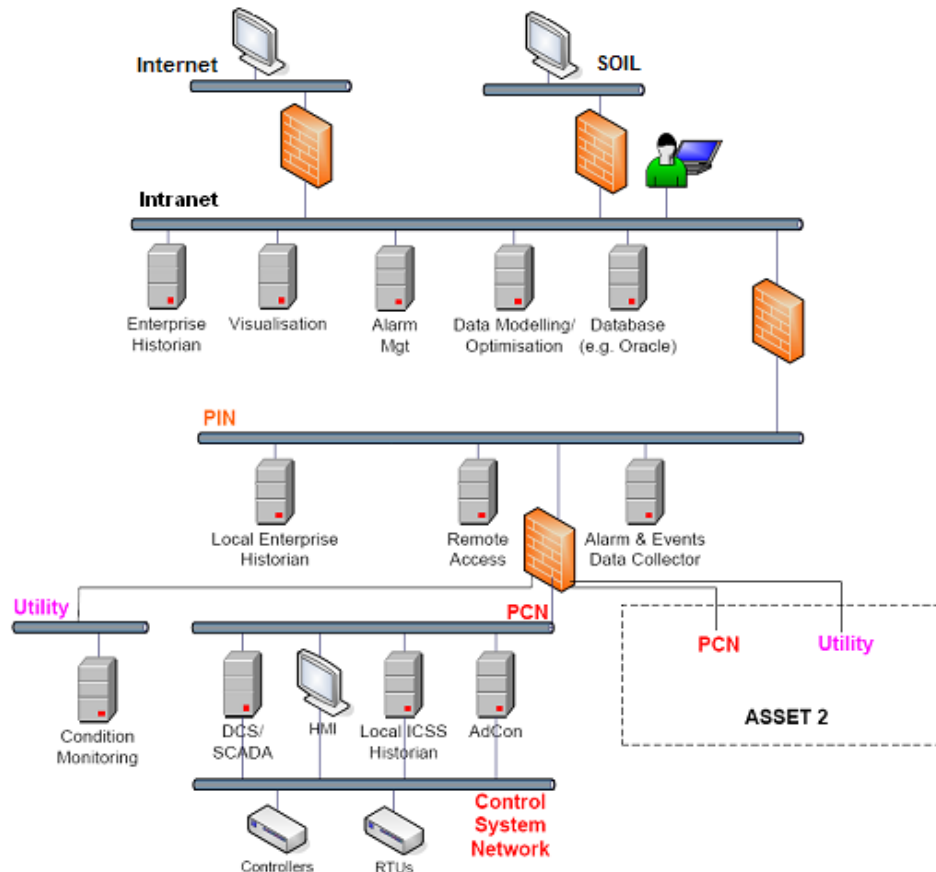
I en studie gjennomført av Sintef kommer det frem at Integreerte Operasjoner har ført til at oljeplattformene er blitt mer sårbar for hackere. Noe av årsaken til dette er behovet for å sende tilstandsdata til eksterne leverandører av tilstandsovervåking. Med en gang data fra kontrollsystemet blir sendt ut av virksomheten sitt interne nettverk og ut på Internett så blir virksomheten sårbar for inntrenging utenfra. Hvis det da mangler datasikkerhetssystemer eller det er svakheter ved disse så vil det være mulig for eventuelle inntrengere å kunne skaffe seg tilgang helt inn til plattformens kontrollsystem.

Rapporten til Sintef sier at oljeselskapene har gjort mye godt i helse, miljø og sikkerhetsarbeidet på plattformene, men de har ikke vært like flinke på informasjonssikkerhet. Gjennom intervju av personell i operatør og serviceselskaper har Sintef fått stadfestet at det har vært flere sikkerhetshendelser i forbindelse med IKT de siste årene (Dragland, 2009). Dette viser at datasikkerhet er noe som må tas på alvor.

På norsk sokkel har det vært gjennomført et samarbeid innen nettverk som har resultert i et utstrakt IKT nettverk som kalles SOIL (Secure Oil Information Link). SOIL ble introdusert i 1998 og var blitt til som en konsekvens av et økende behov for overføring og deling av data og B2B løsninger. SOIL hjelper til med deling av informasjon mellom operatør, kontraktører, ingeniørfirma, tjenesteleverandører, logistikk leverandører osv. som er involvert i olje og gass industrien på norsk sokkel. Figur 15 viser et eksempel på et nettverk fra kontrollsystemet til internett og SOIL.

De forskjellige forkortelsene som er brukt i skissen er:

PCN	Process Control Network
PIN	Plant Information Network
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SOIL	Secure Oil Information Link
HMI	Human Machine Interface
DCS	Distributed Control System
ICSS	Integrated Control & Safety System



Figur 15: Nettverkstopologi, fra kontrollsystem til Internett og SOIL

2.5.5 Tolking av data i forbindelse med tilstandsovervåkingen

Tolking av data er en oppgave som kan både utføres automatisk og manuelt, og ofte vil det være en kombinasjon av disse to metodene som er den mest aktuelle. Det er utviklet flere spesialiserte dataprogrammer for tolking av data for å gi en beskrivelse av tilstanden til forskjellige typer utstyr og disse har muligheten til automatisk varsling ved unormale tilstander. Men det er uansett viktig å kunne vurdere riktigheten av den varslingen som blir generert. Det er flere muligheter for såkalt falske varslinger og ved å vurdere disse manuelt så vil varselet bli kvalitetssikret før det genereres en arbeidsordre.

Det finnes flere dataprogrammer som er utviklet for å kunne tolke data, gi en beskrivelse av tilstanden til utstyr og for å gi hjelp i beslutningsprosessen vedrørende vedlikehold.

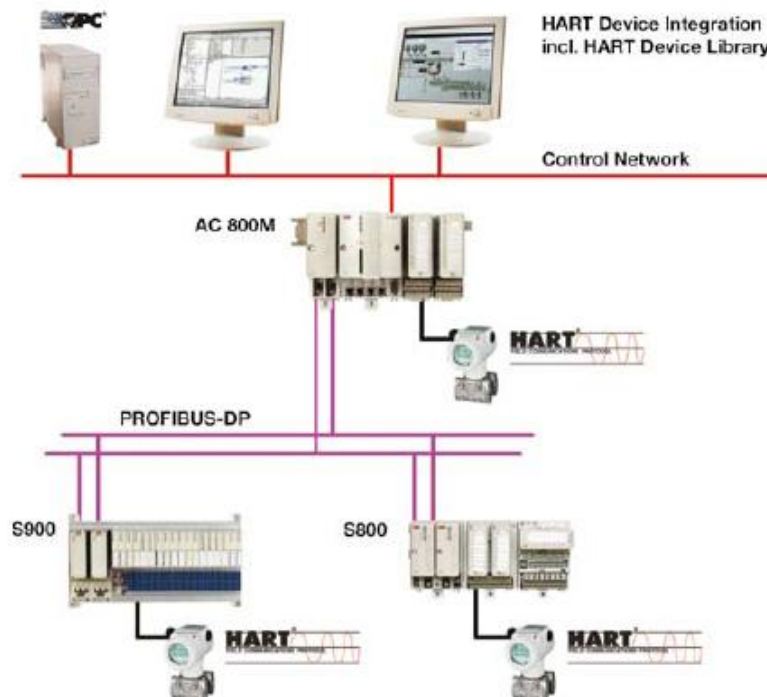
Noen av disse dataprogrammer er utviklet av eller i nært samarbeid med utstyrproduzenten. Hensikten til disse programmene er å tilby en mulighet til å kunne overvåke tilstanden til utstyret levert av produsenten. Slike programmer er bygd opp med mange forskjellige mål for øyet, og nytteverdien til de vil variere kraftig. Programmene strekker seg over et stort spekter innen flere områder og programmene kan ha mange forskjellige egenskaper slik som at programmet:

- Er beregnet for å hente data med tilkobling direkte fra utstyret.

- Er beregnet for å hente data fra et nettverk som utstyret er tilkoblet.
- Håndterer en enhet om gangen.
- Håndterer mange enheter.
- Er beregnet til å overvåke utstyr kontinuerlig.
- Er beregnet for periodisk kontroll av utstyr.
- Er beregnet for bruk av vanlig teknisk og operasjonelt personell.
- Er beregnet for personell med utvidet kjennskap til programmet.
- Har et fornuftig og godt brukergrensesnitt.
- Er vanskelig å bruke, har ingen fornuftig struktur i programmet.
- Overvåker kun tilstand.
- Assisterer i forbindelse med beslutningstaking.

Det finnes mange eksempler på programmer for tilstandsovervåking og de som kan være aktuelle innen tilstandsbasert vedlikehold på et offshore anlegg vil blant annet være Emerson sin AMS Suite løsning og ValveLink. Disse programmene er modulbaserte og kan settes opp til å overvåke tilstanden til hele anlegg. Nødvendig informasjon hentes fra instrumentene og ventilene som er montert i anlegget. Ved å bruke HART informasjonen vil det da bli enkelt å få en oversikt over tilstanden til dette utstyret. Ytelsen til utstyr som pumper og kjølere vil det være mulig å overvåke ved å bruke prosessdataene som instrumentene er montert for å måle. Dermed så vil et slikt system kunne brukes for å holde oversikten over mesteparten av anlegget.

En annen løsning er å bruke tilleggsprogrammer i et ABB kontrollsystem som muliggjør tilstandsovervåking av HART kompatibel utstyr.



Figur 16: ABB HART Device manager

For roterende utstyr så er Bentley Nevada System 1 et alternativ. Dette er en programvare som er utviklet av GE Energy for sanntidsoptimalisering av utstyr og utvalgte prosesser. I tillegg så utfører programvaren tilstandsovervåking og diagnostisering.

System 1[®]

Optimization and
Diagnostic Platform

Figur 17: Bentley Nevada System 1

I tillegg til programmene som er nevnt ovenfor, som alle er for tilstandsovervåking av bestemt type utstyr, så finnes det programmer som kan brukes som et beslutningsstøtte verktøy for tilstandsbasert vedlikehold. Et eksempel er EXAKT som utviklet ved universitetet i Toronto. I EXAKT blir tiden til en feil vil oppstå etter at en potensiell feil er detektert estimert og dermed hjelper til i forbindelse med beslutninger om når vedlikeholdet skal utføres. Programmet kan benyttes på flere typer utstyr og systemer, men det krever en god del konfigurering for at det skal kunne benyttes.

PURPOSE OF SOFTWARE

EXAKT - What is it ...?

A decision support tool for predicting reliability and optimizing condition based maintenance.

EXAKT - What can it do ...?

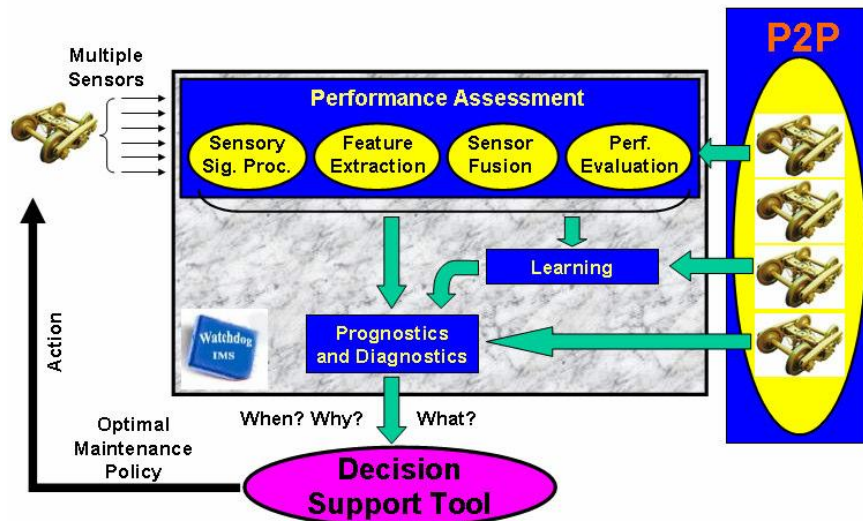
Predict equipment failure. Estimate remaining useful life of equipment. Define the mix of preventive replacement & run to failure in order to:

- Optimize costs
- Optimize reliability
- Achieve the optimum risk/cost/reliability balance

Figur 18: EXAKT software for CBM decision

Det finnes også andre dataverktøy til bruk innen tilstandsbasert vedlikehold. Watchdog Agents fra Intelligent Maintenance System Center ved University of Wisconsin-Milwaukee er et annet alternativ. Watchdog Agents vurderer og forutser ytelsen til en prosess eller utstyr basert på signaler fra instrumenter som er blitt montert. Basert på den forventede ytelsen kan vedlikehold planlegges og utføres før potensielle feil oppstår.

Jardine og Liyanage (2006) anbefaler en kombinasjon av Watchdog Agent og EXAKT som en løsning for å få til en plattform for å varsle feil og diagnostisering. De skriver videre at ved å bruke en slik integrert plattform så vil det tilrettelegge for at brukerne av tilstandsbasert vedlikehold får et avansert verktøy for signal prosessering og beslutninger (Jardine og Liyanage, 2006).



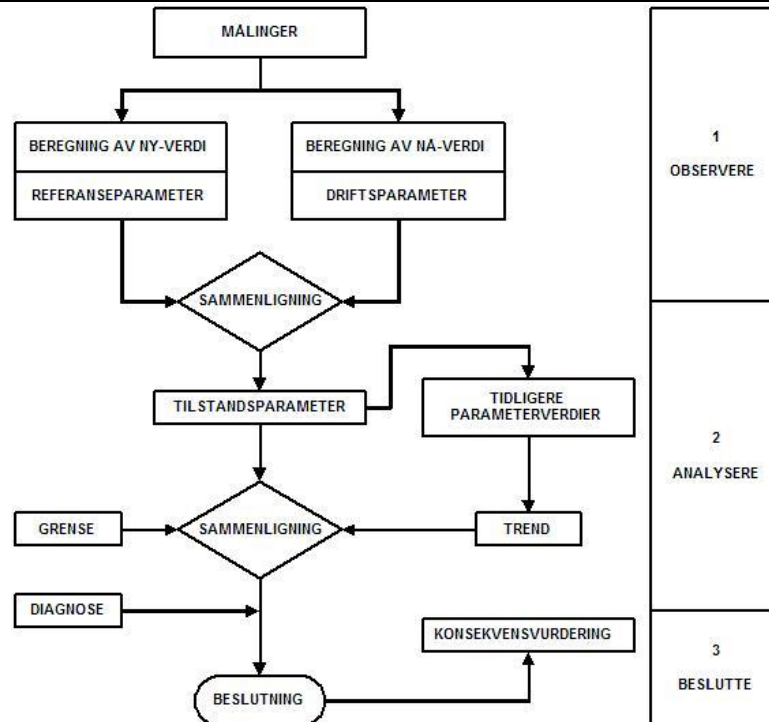
Figur 19: Funksjonaliteten til Watchdog Agents

2.6 Fremgangsmåte ved benyttelse av tilstandsbasert vedlikehold

I forbindelse med bruk av tilstandsbasert vedlikehold må det først tas noen strategiske valg basert på målene som er satt. Teknisk tilstand til anlegget, kapasitet på nettverkene, økonomi osv vil være faktorer som vil påvirke valgene som blir tatt.

Det er viktig å få en oversikt over om det er verktøy og ressurser internt i organisasjonen som kan utføre tilstandsovervåking og tolke data. Hvis ikke vil alternativene være enten å sette oppgavene ut til en ekstern leverandør eller å skaffe tilveie nødvendig verktøy og ressurser.

For selve tilstandsovervåkingen viser figur 20 nedenfor hvordan denne foregår. Første trinn er innsamling av målte verdier som danner grunnlag for beregning av driftsparameter. Denne sammenlignes med referanseparameter som kan være en fast verdi. Men det kan være, ut fra forskjell i belastning og ytre forhold, at referanseparameter må korrigeres for å unngå beslutninger på feil grunnlag. Selve korrigerings utføres i en matematisk modell som tar hensyn til variasjoner i driftsforhold. Den beregnede differansen utgjør en tilstandsparameter som blir sjekket opp mot en grenseverdi for dermed å få en beskrivelse av tilstand. For å få en metode for beregning av når grenseverdien overskrides kan det brukes en trend som består av tidligere parameterverdier. Ved å se på trenden kan man se om tilstanden har stabilisert seg, forverrer seg i samme tempo eller i et akselererende tempo, og dermed så er det mulig å komme med en prognose på forventet levetid. Hvis grenseverdien overstiges må det settes en diagnose og basert på dette tas det en beslutning om tiltak basert på konsekvensene (Bårtvedt, 2006).



Figur 20: Flytskjema for tilstandsovervåking (Bårtvedt, 2006)

2.6.1 Tilstandsovervåking som en del av industrielle tjenester

Gjennom de siste årene er begrepet ”Industrielle Tjenester” blitt aktuelt. Leverandører som tidligere så på leveranse av utstyr som sin viktigste inntektskilde har skiftet fokus til å se på tjenester til sine kunder som en meget viktig del av virksomheten. Tjenestene det kan være snakk om er alt fra støttetjenester før leveranse av utstyr til reservedelshåndtering etter at utstyret er levert og montert. ABB beskriver i sin rapport viktigheten av å kunne levere tjenester som sørger for at systemene de har levert presterer best mulig. Det blir sagt at kundene ikke bare ser på innkjøpsprisen men også hvilke påvirkninger produktet kan få på prestasjonene og driften til anlegget gjennom dets levetid. Skal en leverandør være med videre i konkurransen så forventer flere av kundene at de skal kunne tilby løsninger som blant annet sørger for at systemer som er levert fungerer optimalt, RBI som optimaliserer vedlikeholdet og reduserer risiko osv (ABB, 2004). En av årsakene til at det er kommet fokus på dette innen industrielle tjenester er trenden som går mot mer avanserte systemer, mer bruk av datamaskinsystemer og elektronikk og sensorer. Dette sørger for en stor mengde data som kan brukes til å diagnostisere utstyr og systemer. Dermed så vil tilstandsovervåking være en naturlig tjeneste å tilby for mange av leverandørene av komplekse og avanserte systemer og utstyr. Dette vises igjen i at mange leverandører av avansert utstyr og systemer nå tilbyr fjernovervåking av utstyret med tanke på å oppdage feil så tidlig som mulig og sørge for at utstyret og anlegget presterer best mulig.

En av konsekvensene av dette er at kunden bør sette seg inn i muligheten til å få tilstandsovervåking utført av leverandøren samtidig med at systemet eller utstyret bestilles. Det bør også klargjøres for å få installert nødvendig nettverk med datasikkerhetsløsninger

som en del av prosjektet for å unngå større kostnader ved å utføre dette etter at utstyret er satt i drift.

2.7 Bruk av kriterier ved valg av utstyr for tilstandsbasert vedlikehold

For nyere olje og gass installasjoner med en stabil og god kommunikasjonsløsning til land kan det være mulig å utføre tilstandsovervåking for det utstyret hvor det er ønskelig. Dette uten at det er nødvendig å måtte prioritere hvilket utstyr som skal inkluderes. Dette er mulig fordi dagens standarder for design av prosesssystemer og andre systemer på en offshoreinstallasjon inkluderer en stor grad instrumentering som også muliggjør tilstandsovervåking. For installasjoner som har valgt å benytte seg av tilstandsbasert vedlikehold så vil det dermed ikke være nødvendig med ekstra instrumentering.

For eldre installasjoner er ofte situasjonen en annen. Der vil ikke graden av instrumentering tilfredsstillende kravene som stille for å kunne utføre tilstandsovervåking av utstyr. Det medfører at det må gjøres investeringer i ny instrumentering samt arbeid og utstyr som er nødvendig for å få signalet fra de nye instrumentene inn til ønsket datasystem. Det vil også være nødvendig med datasystemer for håndtering, prosessering og overføring av data mellom nødvendige systemer. Hvis det ikke er et slikt system på plass vil dette kreve investeringer i servere, brannmurer, databaser og annet utstyr som kreves for å bygge en god nettverksstruktur for tilstandsovervåking. Programvare for tilstandsovervåking er også nødvendig for å kunne benytte seg av tilstandsbasert vedlikehold. Både for databaser, servere, og programvare vil investeringskostnadene være avhengig hvor mye utstyr som skal inkluderes i programmet for tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold. I tillegg så kan kapasiteten for overføring av data mellom installasjonen plassert offshore og dataservert på land kan medføre en begrensning i hvor mye utstyr som kan inkluderes i tilstandsovervåkingen.

Er en eller flere av situasjonene som blir beskrevet over gjeldende vil det være nødvendig å utføre en utvelgelse av utstyr som skal inkluderes i programmet for tilstandsbasert vedlikehold. Det vil være naturlig å se på de områdene hvor nytten er størst ved å ha en bedre kontroll på vedlikeholdet som må utføres og en kontroll på tilstanden til utstyret. De områdene som det vil være naturlig å kategorisere utstyret innen er de samme som blir bruk ved risikoklassifisering:

- Sikkerhetsrisiko
- Miljømessige risiko
- Risiko for produksjonstap
- Risiko for reparasjonskostnader

Ved innføring av tilstandsbasert vedlikehold er det fornuftige å gå gjennom disse kategoriene og se hvilke utstyr og systemer som har størst risiko innen hver kategori. Hensikten med tilstandsbasert vedlikehold er å:

- Redusere risikoen for havari på utstyret ved å sjekke tilstanden

- Begrense nedetid ved å planlegge arbeidet
- Unngå utslipp ved å sjekke at utstyret fungerer
- Begrense reparasjonskostnader ved å avdekke feil før utstyret havarerer.

Dermed så vil det være utstyret og systemene med de største konsekvensene som først bør vurderes for bruk av tilstandsbasert vedlikehold.

2.7.1 Kritikalitet til utstyr og systemer

Kritikalitet er et naturlig kriterium når det skal etableres vedlikeholdsprogram for systemer og utstyr. Det er vanlig å utføre kritikalitetsanalyser som gir en kode på utstyret som forteller konsekvensen hvis utstyret feiler. Innen olje og gass industrien er det flere forskjellige metoder som brukes for å vurdere kritikalitet til systemer og utstyr og valget av metode er ofte avhengig av typen systemer og utstyr som skal vurderes. Kritikalitet sier noe om hvor kritisk et utstyr er for anlegget og dermed noe om konsekvensen hvis utstyret svikter. Det er ønskelig å være sikker på at kritisk utstyr fungerer til enhver tid og mye av vedlikeholdet som utføres er basert på kritikalitet. For kalenderbasert vedlikehold blir intervallet mellom hver gang vedlikehold skal utføres satt på grunnlag av forventet tid mellom hver feil. Ved å tilstandsovervåke kritisk utstyr så er det mulig å oppnå flere fordeler, blant annet å få indikasjon på potensiell feil og dermed utføre nødvendige tiltak. I tillegg så er det mulig å utsette vedlikeholdsaktiviteter basert på at tilstandsovervåkingen gir en status på tilstand. Dermed så blir ikke vedlikeholdet utført før det er nødvendig.

2.7.2 Bruk av historikk over produksjonstap

Noe av det oljeselskapene ønsker å unngå er ikke-planlagte produksjonstap. Produksjonstapene kan oppstå ved at installasjonen slutter å produsere på grunn av utstyrssvikt, kapasiteten til anlegget reduseres på grunn av utstyrssvikt eller at kapasiteten reduseres på grunn av ikke optimal drift av anlegget.

Produksjonstap kan klassifiseres som et isolert tap basert på en enkeltstående hendelse eller som et akkumulert tap basert på gjentakende hendelser av samme type. For å kunne identifisere produksjonstap er det viktig å vite årsaken til hendelsen. Dette kan være situasjoner, tilstander, karakteristikk eller egenskaper som muliggjør uønskede konsekvenser, som for eksempel ESD/PSD på produksjonsanlegget. Det vil alltid være muligheter for hendelser i et produksjonsanlegg som medfører produksjonstap, men det er mulighet for å sette inn beskyttelseslag som gjør anlegget sikrere og mindre sårbart. En mulighet for å beskytte seg mot uønskede produksjonstap er å overvåke for tilstander som kan, hvis de ikke blir korrigert, medføre uønskede tap av produksjon (Raza og Liyanage, 2007).

For å få oversikt over indikatorer som kan fortelle noe om tilstanden og som det er mulig å benytte seg av er det viktig å samle inn data om tidligere hendelser og analysere disse. Hos olje og gass operatørene er det vanlig å opprette databaser over produksjonstap hvor tapet

kategoriseres i henhold til en forhåndsdefinert liste. Og ideelt sett så skal denne kunne brukes for å identifisere utstyr og systemer som forårsaker produksjonstap og årsakene til produksjonstapene. Ved å bruke denne kunnskapen kan det opprettes indikatorer som kan tilstandsovervåkes, og når verdien til indikatoren kommer utenfor en satt grenseverdi så kan tiltak iverksettes for å unngå produksjonstap.

Raza og Liyanage (2007) har tatt utgangspunkt i en produksjonstapsdatabase for et operatørselskap på norsk sokkel og sett på analysert denne for å identifisere mulige indikatorer. De funnene som ble gjort var at registrering av data, spesielt med hensyn til årsaker, var mangelfull. Av anbefalingene som blir gitt går det klart frem at det trengs en klar og god strategi for å behandle hendelser med tap på en mer systematisk måte. Det er et klart behov for en bedre oversikt over hendelser som blir forårsaket av tekniske problemer for å kunne få et korrekt bilde over situasjonen og for å kunne fokusere på de viktige områdene. Spesielt må bakenforliggende årsaker registreres på en systematisk måte.

2.7.3 Vedlikeholdshistorikk

For en offshoreinstallasjon så vil det over tid bygge seg opp en historisk database over vedlikehold som er blitt utført, både korrektivt og preventivt. Data fra denne databasen kan hjelpe til med å identifisere hvilket utstyr som bidrar til relativt store vedlikeholdskostnader, det seg være både personellkostnader og reservedelskostnader. Ved å bruke disse dataene så kan det være mulig å finne de systemene og det utstyret hvor det kan være fornuftig å se på mulighetene for å bruke tilstandsbasert vedlikehold. Men et stort problem ved slike historiske databaser er at kvaliteten på historikken som blir lagt inn kan være mangelfull eller feilaktig. Det kan derfor kreve en del ekstra arbeid for å kvalitetssikre at data som hentes ut er til å stole på og forteller det som er reelt.

2.7.4 Erfaringer fra driften av et anlegg

For en offshore installasjon som har vært i drift over en lengre periode vil det være opparbeidet en mengde erfaring. Denne finnes både blant operatører og vedlikeholdsteknikere som er stasjonert offshore og blant driftsstøtte personell som er plassert på land. Ved å samle inn erfaringsdata og systematisere den i utstyrgrupper så vil det være mulig å få en oversikt over utstyr som medfører både mye ressursbruk fra ingeniørene, operatørene og teknikerne i driftsorganisasjonen samt utstyr som de mener bidrar til tapt produksjon og øker risikoen innen sikkerhet, utslipp, kostnader osv. Ved å bruke disse erfaringene og samkjøre med vedlikeholdshistorikk, produksjonstap og kritikalitet så blir det mulig å få en formening om det vil være hensiktsmessig og mulig å innføre tilstandsovervåking for å ha en kontroll over vedlikeholdsbehovet til utstyret.

2.8 Prestasjonsmåling i forbindelse med tilstandsbasert vedlikehold

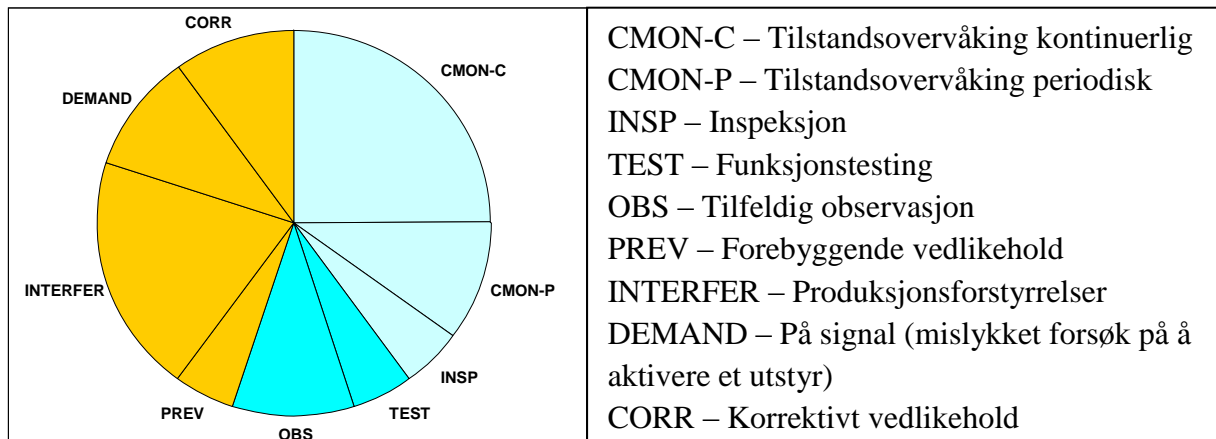
Bruk av såkalte KPIer har vært utbredt i forbindelse med vedlikeholdsstyring og kontroll. Disse KPIene har ofte vært antall jobber utført, antall jobber som har forfalt på dato for utførelse, antall utestående jobber, antall korrektive jobber versus preventive jobber osv. Ved innføring av tilstandsbasert vedlikehold er det viktig å kunne måle hvor godt prosessene fungerer og om organisasjonen er optimalisert for denne type vedlikehold. Dette er viktig for å kunne si noe om mulige forbedringspunkter både innen tilstandsovervåking, tolking av data, prosessene rundt tilstandsbasert vedlikehold, opplæring av onshore og offshore personell osv. En annen fordel en god og fornuftig prestasjonsmåling vil gi oss er å si oss når vi presterer på et topp nivå. Dette kan gi grunnlag for erfaringsoverføring til andre grupper som ønsker å oppnå tilsvarende resultater.

Men for tilstandsbasert vedlikehold er det ikke mulig å bruke alle de samme KPIene som for preventivt vedlikehold. For å kunne måle hvor god prestasjonen er inne tilstandsbasert vedlikehold forslås det å bruke blant annet følgende metoder:

- Etter arbeid på utstyr som er inkludert i tilstandsbasert vedlikehold må det registreres historikk i CMMS systemet. Det må i denne sammenheng legges inn en kode som sier noe om hvordan tilstandsovervåkingen fungerte i det gitte tilfellet. Etter hvert som det blir mer historikk tilgjengelig er det mulig å hente ut KPIer for hele installasjonen eller for spesifikke utstyrstyper. Kodene som kan brukes er som følger:

Kode	Beskrivelse
1	Degradering av utstyret ble detektert som forventet av metode beregnet for dette.
2	Degradering av utstyret ble detektert men ikke av forventet metode.
3	Indikert degrading av utstyr viste seg å ikke stemme, feilindikasjon.
4	Utstyret svikter uten at degrading blir indikert, selv om dette var forventet.
5	Utstyret svikter uten at degrading blir indikert og det var heller ikke forventet å kunne indikere denne svikten. Ikke inkludert i tilstandsovervåkingen.

- I CMMS systemet eksisterer det allerede koder for å kunne rapportere hvorfor preventive og korrektive jobber ble laget. Blant kodene som kan brukes er kontinuerlig tilstandsovervåking og periodisk tilstandsovervåking. Ved å liste ut antall jobber på en type utstyr og se hvorfor jobbene ble laget er det mulig å få et inntrykk på om tilstandsovervåkingen på utstyret medfører at øker bruken av tilstandsgenererte jobber og minsker bruken av periodiske jobber og korrektive jobber.



Figur 21: Koder for observasjons metode. Årsak til at korrektiv jobb er opprettet (Kilde: BP Norge Work Mate)

Figur 21 viser et eksempel på koder som kan brukes og omfanget av bruken til de forskjellige kodene. Kodene som er vist her blir brukt på jobber som blir registrert som korrektive jobber. Avhengig av egenskapene til CMMS så vil det være forskjellig hva tilstandsbasert vedlikehold registreres som, forebyggende eller korrektivt, og det er viktig å være klar over dette før KPI etableres.

I tillegg så blir det i ISO 14224 (2006) beskrevet to KPI som brukes for tilstandsbasert vedlikehold:

- Ferdigstillelse av prediktivt vedlikehold som inspeksjoner, tester, periodisk tilstandsovervåking. Denne KPI oppgis i hvor mange prosent av jobbene som angår tilstandsovervåking som er utført. Det må defineres hvilke aktiviteter som skal inkluderes i KPI. Kan for eksempel defineres antall målepunkter det skal hentes informasjon fra, antall inspeksjonsruter eller antall utstyr som inkluderes.
- Antall prediktivt vedlikeholdsaktiviteter som ikke er utført innen fastsatt dato. Dette vil indikere hvor stor etterslep det er på innsamling av informasjon for tilstandsbasert vedlikehold.

I tillegg så kan flere av de KPI som blir benyttet for korrektivt og forebyggende vedlikehold benyttes for tilstandsbasert vedlikehold.

2.9 Mulige metoder for å utføre tilstandsovervåking

Det finnes mange forskjellige metoder og teknikker som kan brukes for å overvåke forskjellige typer utstyr. Valg av metode baserer seg blant annet på hvilken feilårsak som ønskes overvåket og hvilke type utstyr det er snakk om. Det finnes flere retningslinjer for hvordan forskjellige typer utstyr kan overvåkes, både inkludert i litteratur om tilstandsovervåking og som kommersielle produkter. Det er da mulig å kjøpe en pakke som inneholder metoder for tilstandsovervåking av forskjellige typer av utstyr og beskrivelse av hvilke typer av degradering av utstyret som det er aktuelt å overvåke ved hjelp av tilstandsovervåking. Et eksempel på dette er www.idcon.com. Men for de fleste som innfører

tilstandsovervåking er det mest aktuelle enten å dra nytte av eksterne eksperter til å både beskrive feiltyper og hvordan utstyret kan overvåkes og gjennomføre overvåkingen. Eller de benytter seg av egne disiplineringeniører som kommer med beskrivelse på feilårsaker og degraderingsprosessen for forskjellig utstyr. For eksisterende anlegg er det en fordel med å bruke egne disiplineringeniører og teknikere i forbindelse med innføring av tilstandsovervåking på utstyr siden de ofte har god kjennskap til anlegget og utstyret og vet hva som kan være nyttig å overvåke.

Nedenfor er det listet opp forskjellige metoder som det er vanlig å bruke innen tilstandsovervåking. Videre så blir det beskrevet mulige overvåkingsmetoder for forskjellig type utstyr som er vanlig på en petroleumsinstallasjon. De faktiske mulige metodene for overvåking begrenser seg ikke til bare de som er beskrevet her, det finnes også andre muligheter for overvåking. Og det blir hele tiden sett på muligheten for nye metoder for tilstandsovervåking og muligheten for tilstandsovervåking av utstyr hvor det ikke har vært mulig tidligere.

2.9.1 Vibrasjonsmåling på roterende utstyr

Vibrasjonsmåling kan benyttes til å detektere materialtretthet, slitasje, ubalanse, feiljustering, deler som har løsnet, turbulens osv i systemer med roterende eller oscillerende deler. Slike systemer avgir energi i form av vibrasjoner og disse har frekvenser som kan gjøre det mulig å spore vibrasjonene til bestemt utstyr og deler. Amplituden på de målte vibrasjonene vil være konstant så lenge det ikke skjer endringer i dynamikken til systemet. Det er mulig å karakterisere vibrasjonene ved hjelp av tre forskjellige parametere, nemlig amplitude, hastighet og akselerasjon (Tsang, 1995). Disse parametrene måles ved hjelp av vibrasjonssensorer, enten akselerometere, hastighetsprober eller forskyvningsprober. For å analysere vibrasjoner brukes det forskjellige metoder som i all hovedsak kan klassifiseres i tre domener (Bårtvedt, 2006):

- Tidsdomene
- Frekvensdomene
- Orbitdomene

Ved å kombinere disse metodene er det mulig å gi en oversikt over tilstanden til utstyret. For å måle den totale vibrasjonen i utstyret brukes tidsdomenet. Data herfra sammenlignes med data som ble hentet ut når utstyret var nytt eller nylig overhaldt, samt med data fra forrige målinger. Dette vil kunne si noe om den generelle tilstanden til utstyret. Skulle det bli identifisert vibrasjoner vil det være mulig, ved å utføre analyser som beskrevet over, å si noe om hvilke deler som forårsaker vibrasjonene og hvorfor. Figuren som vises i vedlegg D er hentet fra ISO 13373-1 (2002) og viser et flytskjema som viser hvordan tilstandsovervåking ved hjelp av vibrasjonsmåling kan gjennomføres.

Blir vibrasjonsmålingene gjennomført kontinuerlig så vil det i tillegg til å bruke vibrasjonsmålinger være en fordel å bruke prosessparametere og operasjonsbetingelser når det

gjennomføres vibrasjonsanalyser. Dette vil gi et bedre analyse- og beslutningsunderlag ved at det da er mulig å se om det er spesielle forhold i prosessen som kan forårsake eventuelle vibrasjoner. Ved bruk av trending av data er det viktig at operasjonsbetingelsene er de samme for at denne skal kunne benyttes (ISO, 2002). For periodiske målinger vil også prosessparametere og operasjonsbetingelser være viktig men muligheten til å utnytte de helt ut vil være mindre enn ved kontinuerlige vibrasjonsmålinger.

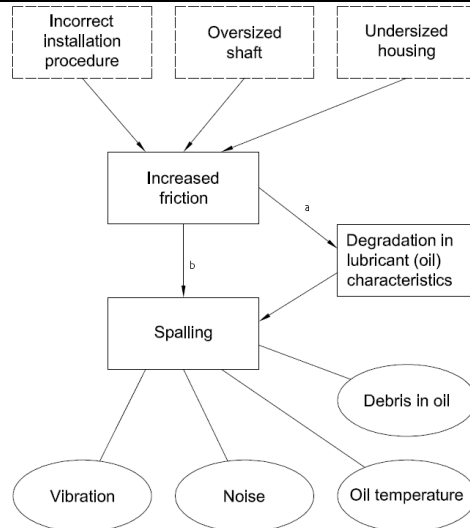
2.9.2 Tribologi

Faget tribologi går ut på å forstå hva som skjer når det er kontakt mellom overflater som er i relativ bevegelse. Et annet ord på tribologi er friksjonslære (Guttu, 1995). Tribologi omhandler områdene friksjon, slitasje og smøring og gjelder for alle maskiner der hvor det er maskindeler som beveger seg relativt i forhold til hverandre. I slike tilfeller med maskindeler som er i relativ bevegelse vil det automatisk bli et slitasjeproblem som forsøkes å løses ved å velge rett materialer, rett utforming og rett valg av smøremidler.

Ved å gjennomføre tribologianalyser er det mulig å få en oversikt over tilstanden til utstyret. Tribologianalyser omfatter flere typer analyser, blant annet analyse av tilstanden til smøreoljer, analyse av smøreoljer for å sjekke for slitasjepartikler, analyse av partikler funnet i olje for å identifisere feilkilde. Ved å kombinere de forskjellige analysene som blir funnet nødvendig å gjennomføre så er det mulig å komme med en beskrivelse av tilstanden til utstyret og dermed også kunne komme med anbefalinger om oljeskift, endring av type olje, skifte av slitasjedeler osv. Ved å kombinere tribologi med vibrasjonsmåling, temperaturmåling og andre tilstandsovervåkingsmetoder vil det være muligheter for å kunne lettere identifisere potensielle feil. Et eksempel vil være et lager som ikke er montert korrekt. Som figur 22 nedenfor viser så vil problemene først vise seg som en svekkelse av egenskapene til smøreoljen før det oppstår vibrasjoner, temperaturøkning, partikler i oljen og støy fra lageret. Hvis dette ikke oppdages og problemet rettes opp så vil de over tid medføre havari på utstyret (ISO, 2003).

For et offshore anlegg er en ofte valgt metode å definere det utstyret hvor det ønskes å utføre tribologi samt hvilke analyser som ønskes utført og som en kalenderbasert aktivitet blir det tatt oljeprøver som sendes til et laboratorium som kan utføre de ønskede analysene. Ved behov vil det bli tatt oljeprøver utenom kalenderplanen eller utført analyser som ikke inngår i den ordinære planen. Resultatet av prøvene blir formidlet i henhold til en distribusjonsliste og noen operatører har inkludert et eksternt firma på denne listen for at de skal kunne vurdere prøvene over tid samt at det også er ønskelig at prøveresultatene samkjøres med andre tilstandsparametere slik som vibrasjonsmålinger.

For noe større utstyr hvor det er montert egne smøreoljesystemer som distribuerer smøreoljen til de nødvendige punktene vil det ofte være montert diverse instrumentering som gjør det mulig å ha en viss kontroll med tilstanden til oljen. Slike instrumenter kan være vann-i-olje deteksjon og partikkelsensor.



^a Probability $p = 1$.
^b The delay is 3 months.

Figur 22: Lagerproblemer (ISO, 2003)

2.9.3 Termografi

Ved termografi blir et infrarødt kamera brukt for å avdekke unormale temperaturer. Et infrarødt kamera virker ved at det detekterer infrarød energi, varme, og konverterer det til et elektrisk signal, som igjen blir prosessert til å vise et termisk bilde på en skjerm og å utføre temperatur kalkulasjoner. Et infrarødt kamera vil kunne kvantifisere energien som blir avgitt veldig presist, og dermed kunne beregne en nøyaktig temperatur på det som det blir tatt bilde av. Dette gjør at et infrarødt kamera egner seg godt innen prediktivt vedlikehold og tilstandsovervåking. Nesten alt utstyr avgir varme før det svikter og ved å bruke termografi er det mulig å observere denne energien før utstyret svikter. En av fordelene til et infrarødt kamera er at det som regel ikke krever stans i produksjon siden det som skal undersøkes blir tatt bilde av på avstand. Men en effektiv bruk av apparatet vil kreve fjerning av for eksempel isolasjon og deksler.

Termografi har blitt mest brukt på elektriske installasjoner for å avdekke løse forbindelser, dårlig kontakt, underdimensjoneringer, slitasje på grunn av aldring og fabrikkfeil. Hvis slike feil blir stående over tid i elektriske anlegg kan de føre til både uønskede stopp og brann.

Men termografering er også blitt tatt i bruk inne prosess for å identifisere avleiringer i rørsystemer og i statisk utstyr som separatorer. Også for roterende utstyr er termografering blitt et stadig viktigere verktøy innen det prediktive vedlikeholdet. Det vil være mulig å observere unormale temperaturer på koblinger, gir, motorer, lagrer osv.

Et viktig poeng ved bruk av termografering er at utstyret som skal sjekkes, det være en transformator, starterskuffe i en fordelingstavle eller et gir på en motor, er at utstyret må være i drift og det bør ha vært i drift en minimumstid for å sikre at driftstemperaturer er oppnådd.

Termografering har også blitt tatt i bruk for å detektere gasslekkasjer, noe som er meget aktuelt i olje og gass industrien.

2.9.4 Overvåking av prosessparametere

I prosessen er det et stort antall parametere som blir målt ved hjelp av instrumenter og sensorer samt avlest og registrert av operatører. Disse parametrene blir vanligvis brukt for å kontrollere og regulere prosessen. Men det er også mulig å utnytte disse dataene til tilstandsovervåking for forskjellig type utstyr som finnes i et prosessanlegg, både roterende og statisk. Typiske data som kan brukes er strøm, trykk, temperatur og turtall (Tsang, 1995).

Overvåking av prosessparametere blir også brukt ved termodynamisk tilstandsovervåking av turbiner og kompressorer. Ut fra forskjellige målte verdier blir det beregnet løftehøyder, virkningsgrad, svekkelse i termisk effektivitet, utslipp til luft, etc. Dermed så blir det mulig å sette inn tiltak for å få best mulig ytelse ut fra utstyret med minst mulig utslipp til omgivelsene (Carstensen, 2008b).

2.9.5 Avvik mellom instrumenter som måler samme prosessvariabel

For sikkerhetskritisk utstyr og systemer som krever en høy nøyaktighet på den målte variabelen så er det en vanlig metode å bruke to eller flere instrumenter for å måle samme variabel. Avhengig av type system dette blir brukt på er det mulig å velge å bruke verdien fra et av instrumentene eller et gjennomsnitt av de målte verdiene. Ved å utføre en kontinuerlig sammenligning av instrumentene er det mulig å si noe om kvaliteten på signalet fra instrumentet og ut fra dette beslutte om det må gjennomføres kalibrering eller annen type vedlikehold. Typiske systemer hvor slike løsninger er brukt er fiskale målesystem, overtrykksbeskyttelse (HIPPS systemer), og ESD/PSD systemer. For ESD/PSD systemer er den vanlige instrumenteringsfilosofien å bruke dedikerte transmittere for ESD/PSD mens måling av samme variabel for prosesskontroll skjer med en annen transmitter. Dermed så er det tilgjengelig to transmittere som måler samme variabel. Ved å sammenligne transmitterne er det mulig å ha en oversikt over kvaliteten på den målte verdien, og dermed beslutte om det er nødvendig med vedlikeholdsaktivitet, for eksempel kalibrering.

2.10 Forskjellige anvendelser av metoder for tilstandsovervåking

Metodene som blir beskrevet i de forrige avsnittene kan brukes på forskjellige systemer og utstyr. Aktuell bruk for denne oppgaven blir beskrevet nedenfor. I tillegg så blir det beskrevet anvendelser nedenfor hvor metoden ikke er beskrevet i de foregående avsnitt. Dette er anvendelser som gjelder for spesifikke utstyrstyper.

2.10.1 Separatorer

Separatorer blir brukt i olje og gassindustrien for å separere multifasestrømmen som kommer fra brønnene. Dette skjer ved at væsken får en oppholdstid i en separator som er lang nok til at olje, gass og vann separeres, og tas ut hvert sitt uttak fra separatorene. Sammen med oljestrømmen ut fra separatorene vil det fortsatt være gass og vann som ikke er blitt separert. Derfor er det vanlig å montere to eller flere separatorer i serie for å få ut så mye gass og vann fra olje som er påkrevd før lastning til tanker eller eksport på rørledning.

I den første separatorene som brønnstrømmen kommer til vil det også kunne bli separert ut sand og andre faste partikler. Dette vil over tid bygge seg opp fra bunnen av separatorene og medføre at den ikke fungerer som den skal. I de tilfellene hvor det ikke er montert spyleanlegg i separatorene som kan fjerne det faste stoffet vil det være nødvendig med åpning av separatorene. Dette er arbeid som i all hovedsak blir gjennomført i planlagte revisjonsstanser.

Ved å gjennomføre termografering når en separator nettopp er blitt rengjort så vil det bli opprettet en referansemåling. Dermed så kan en ny termografering utført senere sammenlignes med referansemålingen. Det vil da være mulig å si noe om mengden fast stoff i bunnen av separatorene og det vil være mulig å beslutte om separatorene må åpnes ved neste hovednedstenging eller om det går greit å kjøre videre.

2.10.2 Pumper

På enhver offshoreinstallasjon er det montert pumper som har den oppgave å forflytte et medium fra en plass til en annen. Pumpene hører inn under gruppen roterende maskineri, strømningsmaskiner og de finnes i et betraktelig antall konstruksjonsvarianter og kapasitetsområde. For en offshoreinstallasjon utgjør sentrifugalpumper sammen med små stempelpumper broarten av pumper (Carstensen, 2008a).

For hver pumpe er det en egen pumpekaraktistikk som beskriver forventet ytelse til pumpen ved gitte betingelser. Da denne er beregnet teoretisk kan det være problematisk å benytte denne for tilstandsovervåking, men ved å utføre en test av pumpen når den nettopp er installert etter innkjøp eller overhaling kan det lages en testkurve som viser ytelsen til pumpen. Ved å sammenligne aktuell ytelse mot testkurven vil det være mulig å bestemme når det er tid for å utføre vedlikehold og overhaling. Det vil også være mulig å oppdage uønskede driftssituasjoner og ved å korrigere disse så vil det være mulig å øke levetiden til pumpen.

Tidlig deteksjon av svekkelse i ytelsen i pumper vil ofte være viktig for sørge for optimal utnyttelse av utstyr og anlegg. For pumper så vil dette, som tidligere nevnt, være å sammenligne aktuell parametere/karakteristikker mot testkurvene. Ved å gjøre dette er det mulig å avdekke følgende potensielle feiltilstander for pumper:

- Lav strømming, blokkering, erosjon, korrosjon
- For høy/lav hastighet, feil på styreenhet

- Endringer i løftehøyde/kapasitet karakteristikk
- Endringer i effekt/kapasitet karakteristikk
- Endringer i marginer mellom NPSH-A og NPSH-R

For å kunne utføre tilstandsovervåking som nevnt over så kreves det informasjon om de forskjellige variabler som er listet opp under.

- Innløpstrykk og temperatur
- Utløpstrykk og temperatur
- Strømningsmengde
- Posisjon til minimum strømningsventil/resirkulasjonsventil
- Hastighet på aksling (hvis det er hastighetsstyring på motor/pumpe)
- Strømtrekk til motor

Deretter brukes et program for prosessering og tolking av de overnevnte data for å utføre tilstandsovervåking på pumpen. Det vil også være mulig å utøve noe tilstandsovervåking selv om det ikke er tilgang til alle data som vist her, men det vil da bli begrensninger i hva som er mulig å detektere av ytelsesreduksjon.

For pumper vil det også være aktuelt med tilstandsovervåking med tanke på deteksjon av tidlige tegn på feil på pumpen. Dette gjøres ved hjelp av vibrasjonsovervåking og sensorene som brukes de aktuelle metodene.

2.10.3 Varmevekslere

Hensikten til en varmeveksler er å overføre varme fra et medium til et annet. De blir ofte brukt som kjølere for olje og gass med sjøvann eller en vann-glykol væske som kjølemedium (Carstensen, 2008a). Det finnes flere typer varmevekslere og de som er vanligst å finne i petroleumsanlegg er rørsats-, plate- og kompaktvarmevekslere. Etter at varmeveksleren er satt i drift vil virkningsgraden svekkes, det vil si at den krever gjennomstrømning av mer varme- eller kjølemedium for å oppnå samme endring i temperatur på prosessmediet. Årsaken til at virkningsgraden svekkes kan være avleiringer, skader og lekkasje i varmeveksleren. For å kunne utføre tilstandsovervåking på en varmeveksler så trengs det temperaturmåling inn og ut av varmeveksleren på både prosessiden og varme/kjøle mediet. Det vil også være en mulighet å gjennomføre periodisk tilstandsovervåking ved hjelp av termografering.

De senere årene er det blitt utviklet kompakt varmevekslere som har den fordel at de er mindre og lettere enn de konvensjonelle rørsatsvarmevekslere. Dette hovedsakelig på grunn av den reduserte størrelsen på strømningskanalene som gir en mye større varmeovergangsareal per volum varmeveksler. Men dette medfører utfordringer når det gjelder vedlikehold. Den reduserte størrelsen på strømningskanalene medfører at kravene til renhet i både prosessmediet og kjølevæsken øker. Dette igjen medfører at varmeveksleren vil lettere gå tett. For å kunne forutse problemer vil det være nyttig å tilstandsovervåke disse.

Følgende potensielle feiltilstander vil kunne avdekkes ved bruk av tilstandsovervåking:

- Blokkering
- Avleiringer

For å få til dette må kreves det informasjon om følgende variabler:

- Innløps og utløpstemperatur prosesside
- Innløps og utløpstemperatur kjølemedieside
- Differensialtrykk prosesside
- Differensialtrykk kjølemedieside

Deretter så blir det å gjennomføre prosessering og tolking av den gitte informasjonen ved hjelp av et egnet program.

2.10.4 Instrumenter

For instrumenter er det flere metoder for tilstandsovervåking som kan velges. I hovedtrekk er det som overvåkes enten kvaliteten på jobben instrumentet utfører eller helsetilstanden til instrumentet.

Når det gjelder kvaliteten vil det for transmittere vil det si hvor godt instrumentet gjenspeiler den fysiske variabelen som det måler, altså hvor bra kalibreringen² av instrumentet er. For instrumenter som fungerer som pådragsorgan vil kvaliteten fortelle hvor bra instrumentet klarer å gjengi det pådraget det blir satt til å utføre. For å sjekke dette er det vanlig å gjennomføre en kalibrering av instrumentet og hvis nødvendig så blir transmitteren justert slik at den gir en bedre gjengiving av den målte variabelen. Kalibreringen utføres som oftest ved å ta instrumentet ut av drift og montere til et kalibreringsinstrument.

En metode som er aktuell å bruke for instrumenter som gjengir en fysisk variabel er bruk av sammenligning mellom to eller flere instrumenter som måler den samme variabelen som beskrevet i avsnitt 2.9.5. Det er da mulig å legge alarmer direkte i SAS eller SCADA systemet eller å utføre en sammenligning i et egnet program som informere ønsket personell ved bruk av e-post eller SMS.

Helsetilstanden til instrumentet sier noe om hvor godt det fungerer for den gitte oppgaven det skal utføre. Det er blitt vanlig å bruke instrumenter med HART teknologi. Disse instrumentene er utstyrt med en mikroprosessor og er i stand til å utføre en selvsjekk og diagnostisering av egen helsetilstand. Denne status informasjonen kan hentes ut ved hjelp av forskjellige metoder. Et alternativ er å bruke en egen håndterminal som kobles direkte til instrumentet eller inn på signalledningene mellom instrument og inngangskort.

Hva det er mulig å få informasjon om variere for forskjellige typer instrumenter og fra forskjellige fabrikater. Det vil ofte være nødvendig med en utstyrenhetsbeskrivelse (DD) for det aktuelle instrumentet installert enten på den håndholdte HART terminalen eller i

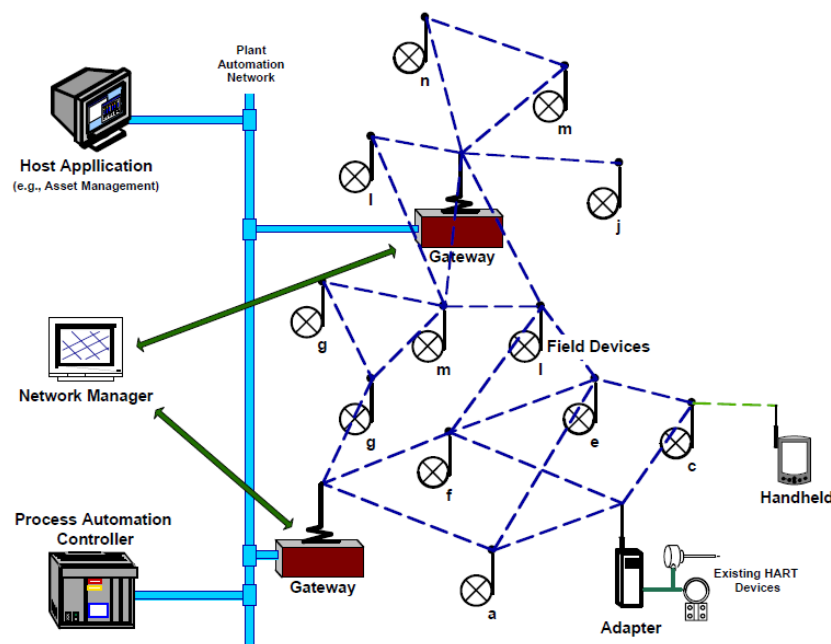
² Fastleggelse av sammenheng mellom målt verdi og referanseverdi med kjent usikkerhet (Kilde: Oljedirektoratet)

programvaren som brukes for å lese HART informasjon. DD er i mange tilfeller forhåndsinstallert i programvaren som brukes eller den kan lastes ned fra nettsiden til leverandøren eller fra HART Communication Foundation (www.hartcomm2.org). Eksempler på informasjon som kan hentes fra HART kompatible instrumenter er:

- Sensorfeil
- Elektronikkfeil
- Sløyfefeil
- Tette impulsrør til transmittere
- Temperaturelement avvik

Istedenfor å bruke håndterminal kan HART status informasjonen leses av i kontrollsystemet og distribueres derfra til ønsket lokasjon. Det er muligheter for å ta ut signalet ved inngangskortet ved hjelp av multipleksing og lese av informasjonen direkte i en applikasjon for tilstandsovervåking, som for eksempel Emerson AMS Suite. Wireless HART kan også brukes for å overføre status informasjonen sammen med prosessverdien, eller bare status informasjonen.

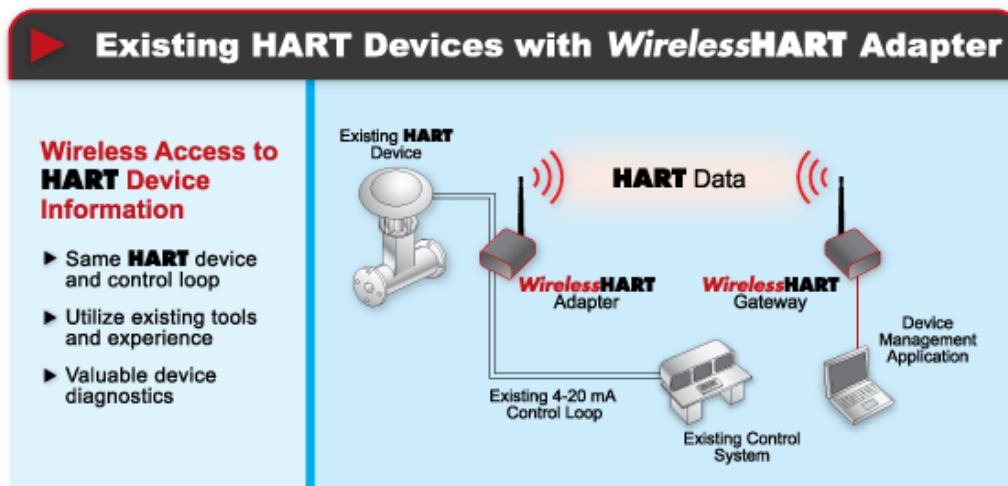
Ved bruk av Wireless HART så må det settes opp basestasjoner som kan motta signaler fra instrumentene. Fordelen med Wireless HART er at instrumentene kan kommunisere med hverandre og videre til basestasjonen. Dermed så vil det ikke være nødvendig med fri sikt fra instrumentet til basestasjonen. Figur 23 under viser hvordan et nettverk for Wireless HART kan se ut.



Figur 23: Elementer i en typisk Wireless HART installasjon (HART Communication Foundation, 2007)

For eksisterende anlegg hvor det er brukt HART kompatible instrumenter men hvor HART kommunikasjonen ikke er brukt eller det av forskjellige årsaker ikke er mulig å hente ut HART signalet, er det mulig å ettermontere en Wireless HART adapter. Denne monteres på

instrumentet og kobles til. Dermed så er det mulig å overføre all informasjonen som er tilgjengelig i instrumentet ved hjelp av Wireless HART. Figur 24 nedenfor viser en slik løsning.



Figur 24: Eksisterende HART instrumenter med Wireless HART adapter (Kilde: www.hartcomm2.org)

2.10.5 Ventiler

For ventiler finnes det metoder for tilstandsovervåking av både reguleringsventiler og av/på ventiler.

I et produksjonsanlegg er det flere ventiler som har som funksjon å stenge ned og trykkavlaste prosessen. For disse ventilene er det krav til maksimal tid før ventilen enten er helt stengt eller helt åpen. I forbindelse med årlig ESD test så vil alle disse ventilene opereres og ved å logge tiden fra ESD signalet blir gitt til ventilen er bekreftet stengt er det mulig å få en oversikt over ventiler som ikke fungerer som de skal. Logging av tiden kan enten gjøres ved hjelp av kontrollsystemet eller annet program som har tilgang til nødvendig data.

FIELDVUE fra Emerson er en vanlig brukt positioner³ i et produksjonsanlegg. Denne er HART kompatibel og det er muligheter til å hente ut informasjon om ventilen ved hjelp av håndterminal eller ved å bruke AMS Suite med tilleggsmodulen ValveLink. For FIELDVUE er det mulighet for å gjennomføre både offline og online tilstandsovervåking. Ved online overvåking er det mulighet for å få indikasjon av følgende potensielle feil (Emerson Process Management, 2008):

- Avviksalarm – friksjon i ventilen har økt eller fremmedlegeme i ventilhuset.
- Vandringsakkumulator – måling av hvor mye ventilen har beveget seg vil gi et bilde av hvor stor slitasjen er.
- Syklusteller – forteller hvordan kontrollsløyfen for ventilen er optimalisert.
- Ventildiagnose – Sammenligne friksjon, dødbånd og dødtid mot grenseverdier.

³ Positioner er en enhet som måler ventilposisjon og regulerer pådraget til ventilen slik at posisjonen stemmer med styringssignalet.

Tilstandsovervåking av offline parameter må utføres under en stans i produksjonen og kan utføres ved hjelp av både håndterminal og ValveLink modulen. Følgende parameter kan hentes ut (Emerson Process Management, 2008):

- Ventil signatur – beskriver ventilens friksjon som en funksjon av bevegelse og lufttrykk. Sammenlignes med forrige ventilsignatur for å se endringer over tid.
- Steg respons – gir en god indikasjon om hvordan ventilen oppfører seg samt åpne og lukke tider.
- Dynamisk feilbånd – Gir et bilde av vandringen versus inngangen.

Mange ventiler inngår i det instrumenterte sikkerhetssystemet (SIS) til installasjonen. Det er viktig å kontrollere funksjonen til SIS. Tradisjonelt betyr dette at ventilene stenges helt for å sjekke at de fungerer som de skal, og dermed så må produksjonen stanses. De senere år der det blitt introdusert forskjellige systemer som delvis kan erstatte testene som krever full nedstenging. Et slikt eksempel er Partial Stroke Testing (PST). Denne testen medfører at ventilen kun har en liten bevegelse og dermed ikke medfører full nedstenging. Denne testen kan avdekke noen av de feilene som ventilen kan ha. For SIS ventiler beregnes sannsynligheten for å ikke fungere når de trengs (PFD). Ved å gjennomføre PST så vil PFD få en lavere verdi over tid enn hvis det ikke gjennomføres. Dermed så kan det forsvares å øke intervallet mellom hver gang ventilen stenges helt. Det er fire feilmeter for ventilen som karakteriseres som kritisk. Listen nedenfor viser disse samt hvor mange prosent av de forskjellige feilene som PST forventes å avdekke (Lundteigen og Rausand, 2007).

1. Forsinket operasjon etter at signal er gitt	100 %
2. Ekstern lekkasje av prosessmediet	20 %
3. Stenger ikke på kommando	95 %
4. Lekkasje i stengt posisjon	0 %

2.11 Kompetanse til personell involvert i tilstandsbasert vedlikehold

Noe som må tas hensyn til i forbindelse med innføring av tilstandsbasert vedlikehold er krav til kompetanse til personell som blir involvert. Dette gjelder ledelse offshore og på land, disiplin- og driftsingeniører, teknikere og operatører.

Noe av det som kjennetegner både IO og tilstandsbasert vedlikehold er at det å måle og overføre data i sanntid vil bli brukt til å styre i sanntid. Dette betyr at tiden for å gjennomføre styringssløyfer for måling, analyse og justering vil bli forkortet. For personellet involvert vil fortsatt utfordringen med å konvertere data til informasjon og videre til kunnskap fortsatt gjelde, men på grunn av kortere styringssløyfer og økende datamengde vil utfordringen blir større.

I og med at mye av tilstandsovervåkingen er basert på instrumenter og sensorer vil automasjon være en kritisk kompetanse for å få til tilstandsbasert vedlikehold. Det vil også være nødvendig å kjenne til hvordan utstyr feiler og hvordan det er mulig å detektere dette. Ut fra dette så vil det også være nødvendig med personell med tverrfaglig kompetanse, f.eks.

prosess og automasjon. Dette er kompetanse som trengs både på land og offshore. I forbindelse med innføring av tilstandsbasert vedlikehold vil det kreve nye kunnskaps- og samarbeidsplattformer. I tillegg vil det være krav til å ha detaljkunnskap om de faktiske forholdene offshore. Personell som utfører tilstandsovervåking på land og skal generere jobber til personell offshore basert på dette trenger kunnskap om arbeidet og organisasjonen offshore (Oljedirektoratet, 2006).

Det vil også være behov for utstyrsspesifikk opplæring for de som skal bruke utstyr og programmer som inngår i tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold. Som tidligere nevnt så krever tilstandsovervåking kunnskap i tillegg til det som trengs for å operere eller vedlikeholde utstyret.

Bruken av CMMS system vil også være annerledes for tilstandsbasert vedlikehold. For å kunne hente ut statistikk, KPI og annen informasjon er det viktig at personellet er opplært i hvordan tilstandsbasert vedlikehold skal behandles i CMMS systemet.

3 Nåværende bruk av tilstandsbasert vedlikehold på Ula

3.1 Vedlikeholdsstyring på Ula

BP Norge har en vedlikeholdsstrategi (2004) som beskriver deres strategi for styring av vedlikehold. Her blir det sagt at de overordnede målene for vedlikeholdet faller inn under følgende tre kategorier:

- Helse, miljø og sikkerhet
- Regularitet
- Økonomi

Strategien baserer seg på at vedlikeholdet skal styres etter en rekke hovedprinsipper hvor noen av disse er:

- Myndighetskrav skal oppfylles
- HMS risiko skal holdes under akseptkriterier
- Teknisk integritet skal ivaretas
- Kontinuerlig forbedring skal gjelde for alle vedlikeholdsprosesser
- Tilstandsbasert vedlikehold skal prioriteres som forebyggende vedlikeholdsmetode, forutsatt at dette er anvendelig og kostnadseffektivt

Oljedirektoratet sin basisstudie er tatt i bruk i BP Norge og vedlikeholdssløyfa blir brukt som modell for vedlikeholdsstyring. Ved utarbeidelse av vedlikeholdsprogram så skal det sentrale vurderings- og beslutningsunderlaget være basert på risiko- og pålitelighetsbaserte metoder og dette inkluderer kritikalitetsanalyser, FMECA, RCM, RBI og SIL analyser (BP, 2004). De forskjellige metodene er relatert til forskjellige utstyrstyper og følgende generelle retningslinjer er gitt (BP, 2008a):

- | | | |
|---|---|--------------|
| • Rørsystemer, tanker og trykksatte beholdere | - | RBI analyser |
| • Instrumenterte sikkerhetssystemer | - | SIL analyser |
| • Annet utstyr | - | RCM analyser |

BP Norge bruker vedlikeholdsstyringsprogrammet WorkMate CMMS+ som er levert av ADB Systemer AS. Systemet er gjennom årene blitt tilpasset BP sine behov og blir betraktet som et skreddersydd system for BP Norge. BP Norge har kontinuerlig kontakt med ADB driftsstøttepersonell og det blir hele tiden utført endringer i form av nytt utstyr som legges inn, nye tag, nye ressursnummer osv. Det blir også opprettet nye rapporter og lister kontinuerlig basert på ønsker fra driftsorganisasjonene. BP Norge kommer også med ønsker til forbedringer og endringer samt ønsker om nye funksjoner, og hvis disse er hensiktsmessige så blir de inkludert i oppgradering av systemet som blir gjennomført med 1-2 års mellomrom.

3.2 Status på tilstandsbasert vedlikehold på Ula

Som beskrevet i vedlikeholdsstrategien for Ula så skal et tilstandsbasert vedlikehold prioriteres som forebyggende vedlikeholdsmetode. Dermed så er tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold allerede tatt i bruk på Ula. Det er forskjellige teknikker som er tatt i bruk samt at det er anvendt for forskjellige systemer og typer av utstyr. De forskjellige teknikkene som allerede blir brukt og anvendelsene av disse blir beskrevet nedenfor.

3.2.1 Vibrasjonsovervåking

På Ula er det montert vibrasjonssensorer på noe av det roterende utstyret. Sensorene er koblet opp mot en egen innsamlingsenhet for hvert enkelt utstyr, og disse er igjen koblet opp mot SCADA kontrollsystemet på Ula.

For større roterende utstyr er det implementert et program for tilstandsbasert vedlikehold basert på permanent montert sensorer med tilhørende utstyr. Innsamlingsenhetene som mottar data fra disse sensorene har tilkoblinger som gjør det mulig å ta ut rådata fra hver enkel sensor og lagre på en egen lagringsenhet.

Det finnes også roterende utstyr hvor det har vært og er ønskelig å overvåke vibrasjoner for tilstandsbasert vedlikehold hvor det ikke er montert permanente sensorer. I de tilfellene blir det brukt portable sensorer som er koblet sammen med egen lagringsenhet.

Dataene fra både de permanent monterte sensorene og fra de portable sensorene blir behandlet av SKF. Både innsamling av data og analyse av disse blir utført av SKF Norge AS. Etter at analysen er utført blir det laget en rapport som beskriver status på utstyret, anbefalte aksjoner og kritiske disse aksjonene er.

Gjennom intervju av personell involvert i vibrasjonsovervåkingen på Ula og Tambar er det kommet frem at flere av de permanent monterte vibrasjonssensorene er i en slik tilstand at de ikke lenger er brukende som datakilde for vibrasjonsrådata for tilstandsovervåking. Dette har medført at det for det gjeldende utstyret blir kun tatt målinger ved hjelp av portable sensorer. For noe av det roterende utstyret er det ikke mulig å utføre spektrum analyser ved hjelp av de sensorene som er fast montert, noe som også medfører behov for portabelt utstyr for innsamling av data. Årsaken til dette er at den typen sensorer som er blitt brukt ikke muliggjør spektrumanalyser.

Vibrasjonsmåling som tilstandsovervåking og dermed som et av beslutningsgrunnlagene for vedlikehold blir anvendt på følgende utstyr:

- MOL pumper
- MOL Booster pumper
- MP/HP gasskompressor
- WAG gasskompressor
- UGU gassturbin/kompressor

- Vanninjeksjonspumpe
- Kraftturbiner
- MP Kondensatpumper
- Kondensateksportpumper
- Sirkulasjonspumpe for hovedkjølesystem
- Brannpumper
- Nødgeneratorer
- Luftkompressorer
- Smøroljepumper for kraftturbiner
- Hydraulikkpumper for kraftturbiner
- Sjøvannsløftepumper
- Smørolje og tetningsoljepumper for gasskompressorer

3.2.2 Oljeanalyser

På Ula og Tambar blir det tatt prøver av smørolje, hydraulikkolje og girolje på en mengde utstyr plassert på alle de tre plattformene. Utstyret som det blir tatt prøver av kan i grove trekk listes opp som følger:

- ✓ Gassturbiner, Q plattform.
 - Smøroljesystem
 - Hydraulikkoljetanker
- ✓ MOL pumper, P plattform
 - Smøroljesystem, DE og NDE
- ✓ MOL booster pumper, P plattform
 - Smøroljesystem, DE og NDE
- ✓ WAG Gasskompressor, P plattform
- ✓ MP/HP Gasskompressor, P plattform
 - Smøroljesystem
- ✓ UGU Gasskompressor
- ✓ Luftkompressorer, Q plattform
 - Smøroljesystem
- ✓ Brannpumper, alle plattformene
 - Hydraulikkoljesystem
 - Smøroljesystem
- ✓ Nødgeneratorer, alle plattformer
 - Smøroljesystem
- ✓ Pidestallkraner, alle plattformer
 - Smøroljesystem
 - Hydraulikkoljesystem
 - Girolje

Alle prøvene blir tatt av offshore laboratorietekniker unntatt for kranene som blir tatt av kranmekaniker. Prøvene blir tatt i henhold til en kalenderplan. I tillegg til de som er listet over blir det tatt oljeprøver på en rekke roterende utstyr som er benyttet i forbindelse med boresystemet på D plattformen.

Prøvene blir sendt til Intertek Westlab i Tananger hvor de blir analysert av og resultatet blir oversendt SKF Norge AS som utfører trendanalyse og tolking av analysene. Basert på disse så sender SKF Norge en rapport til disipliningeniør for roterende utstyr på Ula og Tambar med resultater av analysene og anbefalte aksjoner. Disipliningeniøren vil da sørge for nødvendig planlegging av eventuelle jobber og ut fra hvor kritisk jobbene er bestemme om den må gjøres umiddelbart eller om det er mulig å vente til et tidspunkt hvor det ikke får noen uønskede konsekvenser.

3.2.3 Analyse av kjølevæske

Det blir gjennomført en prøvetaking av kjølevæskesystemet annen hver uke. Denne prøven blir analysert for å avdekke eventuelle hydrokarboner i kjølesystemet i tillegg til at kvaliteten til kjølemediet sjekkes. Skulle det forekomme hydrokarboner i kjølemediet så vil dette forringe kvaliteten på hele kjølesystemet i tillegg til at effektiviteten til kjølerne vil svekkes. Hydrokarboner vil legge seg som et isolerende belegg inni kjølerne og dermed så vil de ikke ha samme virkningsgrad som tidligere. Ved å identifisere hydrokarboner i kjølesystemet så tidlig så mulig vil det være mulighet til å begrense skadevirkningene. Det er da viktig å identifisere hvor hydrokarboner kommer fra og utføre nødvendige tiltak. Det vil også bli aktuelt med tiltak som kan sette kvaliteten til kjølemediet tilbake til et akseptabelt nivå. Er mengden hydrokarboner blitt for høy kan det medføre at all kjølevæsken må skiftes i tillegg til at kjølere må rengjøres, enten ved å spyle gjennom kjøleren eller ved å demontere den og rengjøre delene, eventuelt skifte deler, før den monteres igjen.

3.2.4 Bruk av portabelt instrument for logging (PROLOG)

På Ula er det tatt i bruk en type portable instrumenter for logging av utvalgte prosessdata i anlegget. Løsningen er levert av SKF og kalles PROLOG. Operatørene går en gang i uken en runde i anlegget med PROLOG og samler inn data fra utvalgte prosessdata. Dette kan være utløpstrykk på pumper, temperatur på kjølere osv. Etter at data er samlet inn så blir disse lastet ned fra instrumentet og automatisk sendt over datanettverket til SKF på Forus. Her blir dataene analysert for å avdekke feil samt at det utføres en sjekk av historikken for å kunne se utviklingen over tid. Dette resulterer i en rapport fra SKF til BP hvor avdekkede feil og potensielle feil beskrives. Rapporten inneholder også anbefalte tiltak og hvor kritisk det er å utbedre feilen for å unngå havari.

3.2.5 Ytelsestest av brannpumper

SKF gjennomfører to ganger i året en ytelsestest av brannpumper på Ula. Testene blir gjennomført i henhold til lovpålagte krav. Etter at testen for brannvannspumpene er utført blir dataene analysert og det blir beregnet løftehøyde for forskjellige strømningsrater. Disse blir sammenlignet med en referansemåling som er blitt utført når pumpen er nyinstallert eller nylig overhalet. Det blir også kjørt tester med brannvannpumpen både tilkoblet og ikke tilkoblet ringledningen for brannvann. Deretter blir det beregnet en ytelse for hele brannvannssystemet med den aktuelle brannpumpen i drift. Resultatene fra testene blir oppsummert og det blir oversendt en rapport som beskriver testen som er utført med analyserte data og anbefalinger.

3.2.6 Termografering

En gang i året blir det gjennomført termografering av elektrisk utstyr på Ula og Tambar. Termograferingen blir gjennomført av et firma som har spesialisert seg på termografering. Jobben blir gjennomført i henhold til lister over utstyr som skal termograferes. For å kunne få en god kontroll av utstyrets tilstand er det viktig at utstyret er i drift nær termograferingen gjennomføres, dermed så kreves det en del arbeid med å starte og stoppe utstyr for å få dekket mest mulig av de enhetene som er nevnt på listen. Termograferingen blir sammenfattet i en rapport med resultatene etter termograferingen og anbefalte aksjoner. Hvis det i løpet av termograferingen blir oppdaget utstyr hvor tilstanden blir oppfattet som kritisk så vil korrigerende tiltak utføres umiddelbart.

Termografering blir anvendt både på Ula og Tambar og inkluderer blant annet fordelingstavler, generatorer, motorer, MCC, transformatorer, UPS, noder for kontrollsystem og F&G kontrollskap.

3.2.7 Bruk av dobbel instrumentering for tilstandsovervåking

Konseptet for tilstandsovervåking er på Ula benyttet for de fiskale målesystemene⁴ og baserer seg på at to instrumenter blir montert for å måle samme variable verdi.

Det fiskale måleutstyret på Ula er koblet opp mot egne overvåkningssystemer og informasjon om produserte volum og mengder samt data for hvert enkelt måleløp⁵ blir overført til egne PI databaser. Informasjon som er nødvendig for kontrollromsoperatører blir hentet fra PI serveren til ABB kontrollsystemet.

Det er i Oljedirektoratet sitt regelverk for fiskale målesystemer gitt aksept for å bruke tilstandsbasert vedlikehold for å øke kalibreringsintervallet. NORSOK sier i sin standard for

⁴ Fiskalt målesystem: System for måling av olje og gass som er gjenstand for kjøp og salg, beregninger av avgifter og allokering mellom eiere.

⁵ Måleløp: Et rørstrekk der strømningsmåler og annen instrumentering som er nødvendig for å kunne bestemme målte kvanta er montert.

fiskale målesystem at tilstandsbasert vedlikehold skal brukes i fiskale målesystemer (NORSOK, 2007; NORSOK, 2005; Oljedirektoratet, 2001a; Oljedirektoratet, 2001e).

Totalt er det montert 11 uavhengige fiskale måleløp for olje og gass på Ula og for alle disse er tilstandsbasert vedlikehold tatt i bruk. Instrumenteringen for måleløpene er duplisert og skulle det oppstå et for stort avvik mellom instrumentering som måler samme verdi vil det utløses en feilmelding i overvåkingssystemet. Denne feilmeldingen skal bli fanget opp av enten måleteknisk ansvarlig eller kontrollromsoperatøren. Det vil så bli gjennomført kompensierende tiltak og utført nødvendige aksjoner for å bringe utstyret tilbake til normal drift.

3.2.8 Deteksjon av små gasslekkasjer (svettinger)

Etter installasjonen av ny gassbehandlingsmodul på Ula så har det blitt et større fokus på svettelekkasjer. Svettelekkasjer er normalt så små at de ikke vil bli fanget opp av plattformens ordinære gassdeteksjonssystem, men det er allikevel et stort fokus på dette. Tanken bak dette fokuset er at sikkerheten vil høynes ved at alle svettelekkasjer oppdages og repareres samt at regulariteten vil bli bedre ved at det er mulig å planlegge utbedringer av svettinger sammen med annet arbeid på utstyret. Dette er en stor forbedring i forhold til å vente til svettingen muligens blir så stor at det detekteres gass ved hjelp av gassdeteksjonssystemet og det dermed blir aktivert en automatisk nedstenging.

Svettelekkasjer blir oppdaget ved at operatører eller annet personell lukter hydrokarbongass når de er i sitt vanlige arbeid i de forskjellige modulene. For operatørene er det lagt inn kontrollrunder i samtlige moduler i løpet av et skift og instruksjonen sier at de skal ha et spesielt fokus på å oppdage svettelekkasjer. Etter at en svettelekkasje er oppdaget vil denne bli kvantifisert og fulgt opp på ukentlig basis for å sjekke utviklingen. Den vil også bli lagt inn på en vedlikeholdsplan slik at den blir reparert ved planlagt nedstenging av nødvendig utstyr. Hvis det under oppfølging av svettelekkasjen blir oppdaget at den utvikler seg kan det bli nødvendig å stenge ned nødvendige deler av anlegget for å utbedre denne. Det vil samtidig bli utbedret eventuelt andre svettelekkasjer som det er mulig å komme til.

Denne fremgangsmåten gjelder også for svettelekkasjer med olje, men i motsetning til gass vil lekkasjen som oftest være synlig for operatør.

3.2.9 Overvåking av korrosjon

På Ula så er det et eget program for korrosjonsstyring. Korrosjonsstyring for Ula og Tambar blir utført av en egen gruppe som består av eksperter fra BP Norge sammen med personell fra Force Technology.

Det gjennomføres en RBI av Force Technology som danner et grunnlag for jobbpakker. Disse utføres av inspeksjonsingeniør og NDT ingeniør på installasjonene. I tillegg så er det montert

forskjellige typer sensorer som overvåker korrosjon i rørsystemene. Resultatene herfra gir et grunnlag for kjemikaliebehandling og reparasjon/utskifting av rørsystemer.

3.2.10 Tilstandsovervåking av UGU gass kompressor

UGU modulen ble montert i 2008 og satt i normal drift vinteren 2009. Selve kompressoren er drevet av en gassturbin som er produsert av Solar Turbines med hovedkvarter i San Diego, California.

Det vil i løpet av våren 2009 bli inngått en avtale med Solar Turbines som beskriver hvordan Solar Turbines skal utføre generell tilstandsovervåking av selve turbinen inkludert turbinens hjelpesystemer. Målte data som brukes av kontrollsystemet offshore for kontroll og overvåking av turbinen er også tilgjengelig i en egen "sort boks" montert i LER for turbinen. Data fra dette systemet vil bli sendt til San Diego, California, hvor de vil utføre tilstandsovervåking og sende melding til driftsingeniøren for roterende utstyr på Ula ved behov for vedlikeholdstiltak.

Det er besluttet at det ikke vil bli gjennomført termodynamisk tilstandsovervåking på det grunnlaget at belastningen på turbin og kompressor er så liten (nesten nede på tomgang) at det ikke er hensiktsmessig å gjennomføre. Det vil heller ikke gi brukbare resultater så lenge utstyret ikke blir belastet mer.

4 Muligheter for å utvide bruken av tilstandsbasert vedlikehold

Det er et ønske om å endre deler av vedlikeholdet som utføres på Ula og Tambar fra kalenderbasert forebyggende vedlikehold til tilstandsbasert vedlikehold. Teknologisk sett det ingenting i veien med å innføre dette for mye av utstyret og systemene ved å benytte seg av metodene som blir beskrevet i kapittel 2. Det er også andre metoder som kan være aktuelle for tilstandsovervåking men som ikke er beskrevet i denne oppgaven. I løpet av arbeidet med oppgaven så har det vist seg at iverksetting av tilstandsovervåking og overgang til tilstandsbasert vedlikehold i mange tilfeller vil kreve store ressurser og medfører høye kostnader. I tillegg så hadde Ula i 2008 en driftsregularitet på prosessanlegget på 98,5%. Det er dermed ikke sikkert at det alltid er hensiktsmessig å gjennomføre en overgang til tilstandsbasert vedlikehold. I forbindelse med vurderingen om det skal igangsettes tilstandsovervåking og innføre tilstandsbasert vedlikehold på Ula og Tambar er det flere forhold som må komme i betraktning her, blant annet:

- Erfaring med eksisterende anlegg. Ula er en installasjon som ble satt i drift i 1986 og det er gjennom årene siden da opparbeidet en meget god kjennskap til installasjonen og utstyret som ble montert da og som fortsatt er i drift. Dette betyr at det blant disiplineringeniørene er en stor kunnskap om hvilket utstyr som byr på problemer og som gir uønskede konsekvenser samt hvilket utstyr som ikke gir uønskede konsekvenser.
- Anlegget er i mange tilfeller ikke instrumentert for å kunne implementere tilstandsbasert vedlikehold. Dermed så vil det være nødvendig med ekstra instrumentering som må monteres og kobles til kontrollsystemet. Dette fører til at det ikke er ønskelig å implementere tilstandsbasert vedlikehold ukritisk. Det må nøye vurderes hvor det gir størst gevinst.
- Hva er anlegget planlagt for å kunne håndtere, hva er designkriteriene? For Ula sin del ble installasjonen planlagt til å kunne håndtere en større mengde olje enn det som er tilfelle i dag, men mengde gass og vann har øket. Dette kan medføre at andelen redundans har endret seg. I enkelte tilfeller så er det blitt såpass redundans tilgjengelig at det er forsvarlig å kjøre utstyret uten å måtte tenke på at det må være tilgjengelig til enhver tid. I andre tilfeller kan det være at aktuelt kapasitetsbehov er så høyt at å stenge ned for vedlikehold vil bety begrensninger i produksjonen.
- Hvilken praksis er brukt for å overføre signaler fra instrumenter til kontrollsystemene. For Ula sin del er det utelukkende brukt 4-20mA. Dette selv om det er montert smarte instrumentene som er utstyrt med HART protokoll og FIELDVUE positioner⁶. Dette medfører at den innebygde selvdagnostiseringen i instrumentene ikke kan tas i bruk uten å utføre fysiske endringer på installasjonen.

Alle disse punktene må tas hensyn til i den videre diskusjonen for hva som er fornuftig bruk av tilstandsbasert vedlikehold på Ula og Tambar.

⁶ Positioner er en enhet som måler ventilposisjon og regulerer pådraget til ventilen slik at posisjonen stemmer med styringssignalet.

4.1 Funn som ble gjort ved gjennomgang av data

I løpet av arbeidet med denne oppgaven erfarte jeg at det er en viss skepsis til å øke bruken av tilstandsbasert vedlikehold. Noen av kommentarene som kom frem var at tilstandsovervåking var vanskelig å få til og manglende retningslinjer. Utover vedlikeholdsstrategien og RCM prosedyren som sier at tilstandsbasert vedlikehold er den foretrukne vedlikeholdstypen på Ula og Tambar er det ingen strategi eller prosess som beskriver veien videre fra RCM analyse til operativt tilstandsbasert vedlikehold. Mangel på en slik strategi og prosess ses på som en hindring i å få implementert en utvidet bruk av tilstandsbasert vedlikehold.

Basert på teorien som er gjennomgått i kapittel 2 og erfaringer gjort i forbindelse med denne oppgaven har jeg identifisert noen områder som krever oppfølging for å kunne utnytte av tilstandsbasert vedlikehold utover det som allerede blir gjort:

- Det må lages en strategi som beskriver hvor mye tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold som det er forventet. Videre så må det lages rutiner som forklarer hvordan tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold skal implementeres på Ula og Tambar. Rutinene må omhandle hele prosessen fra måling og innsamling av data via overføring av data til den som skal analysere disse til bruk av dataverktøy og beslutningstaking.
- Det viser seg at dataoverføring og tilgang til data i forbindelse med tilstandsovervåking er et område som trenger oppfølging.
- Overføring av data til eksterne leverandører er et problem og det må identifiseres mulig løsninger som er tilgjengelig når samtaler om mulige kontrakter startes opp.
- Bruk av dataverktøy internt i BP må avklares. Det er blitt utviklet forskjellige typer applikasjoner av FoTF gruppen i D2D prosjektet. Her er det muligheter til å hente maler for tilstandsovervåking av forskjellige typer utstyr og systemer og benytte disse i Processnet.
- Samarbeid med de andre produksjonsanleggene som drives av BP Norge er viktig. Både VRD og Skarv vil få en vesentlig høyere andel tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold enn det som er realistisk å oppnå for Ula og Tambar. Ved å bruke erfaringer fra VRD og Skarv samt å benytte seg av de samme programvarene og eksterne ekspertene som de gjør vil det være mulig å hente ut synergieffekter på flere områder.

Av punktene nevnt ovenfor ser jeg på det å få laget en egen strategi for tilstandsbasert vedlikehold som det viktigste. Ved å få en slik strategi på plass vil mye være avklart på forhånd ved innføring av tilstandsbasert vedlikehold på nytt utstyr. Denne rapporten inneholder forslag til strategivalg, mens andre deler av strategien må vurderes ut fra hva Ula/Tambar organisasjonen ønsker å oppnå. Det er uansett viktig at alle punktene som er aktuelle samles i en egen strategi. Når en strategi blir laget er det mulig å utforme denne slik at resten av punktene i listen ovenfor blir inkludert i denne. For å lage en strategi er det mulig å ta utgangspunkt i listen i kapittel 2.4. Noen av forholdene som må avklares i en strategi for tilstandsbasert vedlikehold for Ula og Tambar er:

- Hvilket utstyr er det ønskelig å inkludere i tilstandsbasert vedlikehold. Hvilke kriterier skal brukes for å velge ut utstyr.
- Hvilke teknikker skal brukes for å utføre tilstandsovervåking.
- Hvordan overføre data fra måling til tolking.
- Hva skal utføres internt i BP og hva skal eksterne eksperter ta seg av.
- Hvilke dataverktøy skal brukes for tilstandsovervåking internt i BP.
- Organisering, kompetanse og opplæring.

I de kommende avsnittene vil blant annet disse forholdene bli beskrevet og dette kan brukes som et utgangspunkt i å velge ønskelig strategi.

Det vil være naturlig at en del av valgene som blir tatt vedrørende tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold ikke vil bli aktuelle å sette i funksjon før det gjennomføres en oppgradering og utskifting av eksisterende utstyr. Men for å få til mest optimal tilstandsovervåking og muligheter for tilstandsbasert vedlikehold er det viktig at det ligger til grunn retningslinjer i form av en strategi og prosedyrer som oppgraderings- og utskiftingsprosjekter kan følge.

4.2 Erfaringsoverføring fra andre produksjonsanlegg i BP Norge

I forbindelse med de to store prosjektene i BP Norge, Valhall Re-Development og Skarv, så er det et stort fokus på tilstandsbasert vedlikehold og det er satt ned ressurser for å oppnå en best mulig vedlikeholdsstyring. For Valhall er det opprettet en VRD Care Strategy Development som har som mål å sette Valhall drift og vedlikeholdsstrategi ut i praksis. Dette skal de gjøre ved å (Bjugn og Henderson, 2009):

- Etablere et vedlikeholds regime som optimaliserer de tilgjengelige vedlikeholdsteknikkene som bruker metodikk som vurderer tilstanden, ytelsen og den generelle sunnheten til anlegg og utstyr.
- Spesielt å utnytte mulighetene til å vurdere tilstanden fra lokaliteter plassert på land.

For Skarv vil det bli utviklet en tilsvarende strategi som blant annet tar for seg de utfordringene Skarv feltet har som en flytende installasjon uten et 24/7 bemannet kontrollrom på land.

Fordi det her er snakk om to helt nye installasjoner er det klart at både Valhall og Skarv har mange flere muligheter til å ta ut kostnadsbesparing ved bruk av tilstandsbasert vedlikehold enn det Ula og Tambar har. En av årsakene til dette er at det her er to nye installasjoner som blir bygges med en helt annen grad av instrumentering og bruker helt andre teknikker for overføring av signaler enn det Ula er bygget for.

For Ula og Tambar sin del vil det være muligheter for å hente ut flere synergieffekter fra både VRD og Skarv prosjektet. Det vil gjennom disse prosjektene bli lagt opp til flere kontrakter på tilstandsovervåking med eksterne leverandører og Ula/Tambar organisasjonen må få kjennskap til disse og vurdere hvilke det vil være aktuelt å knytte seg opp mot.

Det er fortsatt ikke kjent om noen av prosjektene vil utnytte eksterne leverandører for leveranse av datasystemer for tilstandsovervåking eller om de vil benytte BP verktøyene Processnet og D2D applikasjoner.

4.3 Overholdelse av “Management of Change” ved endring av vedlikehold

I BP Norge er det utviklet et verktøy for analyse av endringsledelse som kalles Management of Change (MoC). Dette er beskrevet i et eget BP direktiv og hensikten med dette direktivet er å sikre at alle foreslåtte endringer i BP Norge blir behandlet systematisk for å sikre at risikoen for personer, anlegg og prosessen blir evaluert, formidlet og kontrollert. I direktivet er det beskrevet at endringsprosessen for anlegg og utstyr skal brukes ved endringer i vedlikehold, inspeksjon eller testing og ved bruk av ny teknologi. Selve prosessen er vist i figur 25. Hovedfokus når det blir vurdert innvirkningen på kritiske arbeidsprosesser må ligge på identifisering av endringer som kan føre til at:

- Tilknyttede aktiviteter blir fullstendig utelatt.
- Tilknyttede aktiviteter blir utført, men med redusert kvalitet.

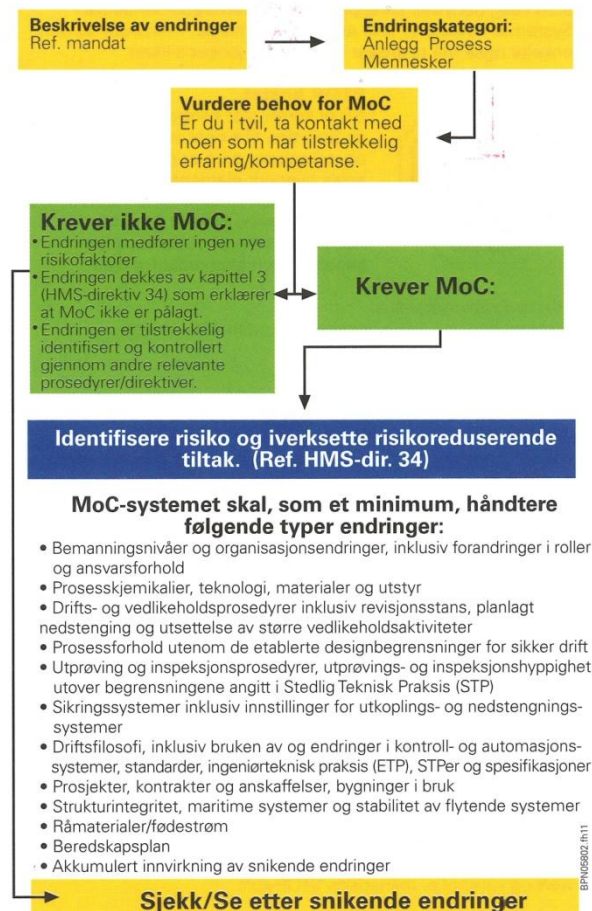
Det blir også lagt vekt på å unngå ”snikende endringer” som betyr å ta med indirekte virkninger (BP, 2008b).

Over listen av forskjellige typer endringer som MoC-systemet skal håndtere er vedlikeholdsprosedyrer. Det betyr at ved innføring av nytt vedlikehold basert på tilstandsovervåking og endring fra periodisk vedlikehold til tilstandsbasert vedlikehold så må det gjennomføres en MoC prosess for å sikre at endringer ikke medfører nye risikofaktorer.

I rapporten ”Vedlikehold som virkemiddel for å forebygge storulykker” (Øien og Schjølberg, 2007) er et av hovedresultatene fra statuskartleggingen i 2001-2002 at det er lite fokus på nye risikomomenter ved innføring av avansert tilstandsovervåking. Status i 2004 var at denne var uendret, men ytterligere aktualisert gjennom Integrerte Operasjoner. Dette er noe som også må ta hensyn til ved overgang fra periodisk forebyggende vedlikehold til tilstandsbasert vedlikehold. Og ved bruk av MoC prosessen mener jeg at denne problemstillingen ivaretas.

Endringsledelse

Et verktøy for analyse av endringsledelse (MoC)
HMS-direktiv 34



Figur 25: Prosess for endringsledelse i BP Norge

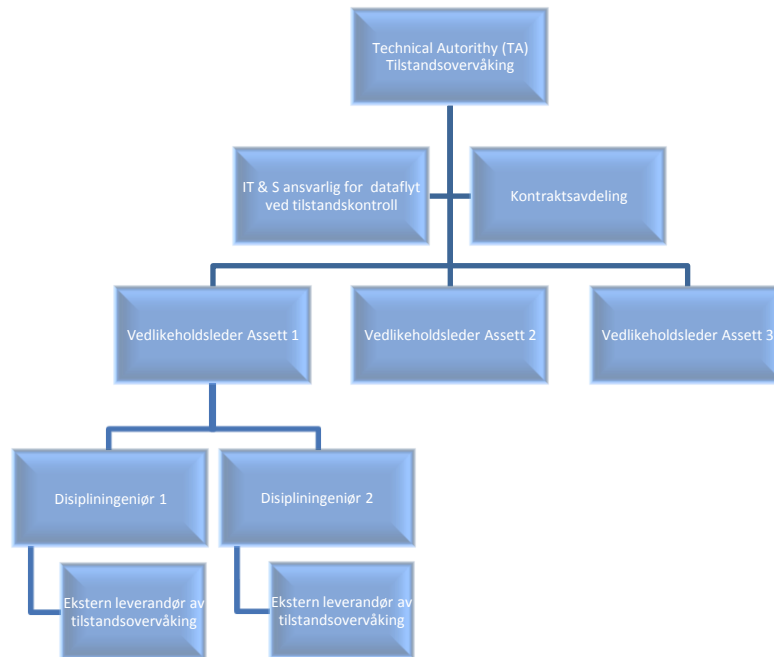
4.4 En organisasjon tilpasset tilstandsbasert vedlikehold

Ved innføring av tilstandsbasert vedlikehold er det viktig at noen tar eierskap i de forskjellige elementene som inngår. Dette må gjøres for å kunne være sikker på at hele prosessen rundt tilstandsovervåking, tolking av data og generering og gjennomføring av tilstandsbasert vedlikehold fungerer optimalt. Det bør opprettes et eget organisasjonskart for tilstandsbasert vedlikehold som vil fungere som et hjelpemiddel når det er behov for endringer i prosessen rundt tilstandsovervåkingen og vedlikeholdet. Eksempler på slike endringer kan være:

- Nytt utstyr som skal inkluderes i tilstandsbasert vedlikehold.
- Endringer i nettverket, innføring av eller endring i brannmurer, kommunikasjon, osv.
- Endring i eksterne leverandører
- Flytting av tilstandsovervåking fra intern til ekstern ekspert eller motsatt.

I et slikt organisasjonskart vil noen av funksjonen være felles for hele BP Norge, mens andre funksjoner vil gjelde for hver enkel installasjon.

Figur 26 nedenfor viser et eksempel på en mulig organisasjon for tilstandsbasert vedlikehold. Det er i dette eksemplet satt opp en egen teknisk kravsetter (TA) for tilstandsovervåking. Behovet for denne funksjonen kan selvsagt diskuteres, men med tre forskjellige produksjonsanlegg i drift i BP Norge hvor alle benytter tilstandsbasert vedlikehold vil en slik funksjon kunne fungere som et bindeledd mellom installasjonen, driftsavdelingene, IT avdelingen, kontraktsavdelingen og de eksterne leverandørene.



Figur 26: En mulig organisering av tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold

4.4.1 Technical Authority (TA) for tilstandsovervåking

Teknisk kravsetter er en funksjon som har som oppgave å sørge for at det innfor det gjeldende fagområdet er etablert tekniske krav. Kravsetter skal i tillegg være kjent med relevante forskrifter, spesifikasjoner, standarder og prosedyrer som gjelder for fagområdet (BP, 2005).

Ved å opprette en TA funksjon for tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold så vil BP Norge oppnå at det er en person som skal ha oversikt over hva som er status innen fagområdet. Ny teknologi, nye standarder, muligheter innen dataoverføring og tolking av data, bruk av dataverktøy for tilstandsovervåking i BP globalt osv. er forhold som vedkommende vil kunne ha oversikt over og dermed kunne distribuere ut til de forskjellige organisasjonene. Det vil også bli mulig å bruke en felles tilnærming for å løse problemer innen fagområdet. Dette vil kunne gi synergieffekter som vil bidra til en mer effektiv tilstandsovervåking og et bedre fungerende tilstandsbasert vedlikehold.

4.4.2 Eierskap til Processnet i BP Norge

Gjennom samtaler med personell i støttefunksjonene i BP Norge er det kommet frem at det ikke er en bestemt funksjon i BP Norge sin organisasjon som har eierskap i applikasjonen Processnet. Processnet brukes allerede av både innen Ula/Tambar og Valhall/Hod organisasjonen. Foruten noen få forsøk fra enkeltpersoner er ikke Processnet brukt som et verktøy for tilstandsovervåking. Det er for det meste blitt brukt som et verktøy for å finne prosesshistorikk etter hendelser, sjekke virkning av forsøk på å optimalisere prosessen og som historikk for personell som trenger data fra brønner og prosessen på installasjonene. At det ikke er en dedikert funksjon som har et eieransvar for Processnet vises blant annet igjen i at BP Norge bruker en utdatert versjon. Selv om det er gitt ut flere nye versjoner og lisensen for disse er betalt for så er det ingen som har tatt ansvaret for å implementere disse i BP Norge. Videre så er det blitt klart gjennom intervjuer at det er funksjoner i Processnet som må fungere i forbindelse med tilstandsovervåking, men som ikke fungerer i den versjonen som for tiden brukes av BP Norge. For at Processnet i det hele tatt skal kunne brukes innen tilstandsovervåking er det nødvendig med en funksjon i organisasjonen som har eieransvar til applikasjonen. Det å ha eieransvaret medfører at vedkommende sørger for å få implementert nye versjoner av programmet i BP Norge og ha en oversikt over kontaktpersoner og supporttjenester slik at brukerne kan få støtte hvis de trenger det. Hvis det blir opprettet en egen TA for tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold vil det være naturlig at denne funksjonen har eieransvaret for Processnet i BP Norge.

4.4.3 IT & S ansvarlig i forbindelse med tilstandsovervåking

Infrastrukturen er en viktig del av tilstandsovervåking hvor det er ønskelig å kunne benytte seg av data i driftsorganisasjonen på land eller hos eksterne spesialister. Når det snakkes om infrastruktur så er det i all hovedsak data og nettverkløsninger det snakkes om. Som beskrevet i kapittel 2 så er det i olje og gass industrien fokus på sikkerhet og faren for virus og inntrengingsforsøk i bransjens nettverkløsninger. Ved innføring av tilstandsovervåking så er det helt nødvendig med data og nettverkløsninger som er funksjonelle men samtidig sikre mot data og virusangrep utenfra. Ut fra de observasjonene som er blitt gjort så er det et gjentakende problem at IT&S avdelingen ikke blir involvert tidlig nok i prosjekter som involverer dataoverføring fra prosess kontroll nettverket og til interne og eksterne brukere. Dette gjelder spesielt for tilfeller hvor de ønskede data ikke er tilgjengelig på PI server eller data som er tilgjengelig på PI server ikke er av ønsket kvalitet, for eksempel hvor aliasing kan være et problem.

I forslaget til organisering så er IT&S ansvarlig plassert som en felles funksjon for alle installasjonene. Hensikten med denne funksjonen er å ha en som kjenner til hensikten med tilstandsovervåking og kan finne løsninger til nettverk og kommunikasjon som fungerer i de enkelte tilfellene. Vedkommende vil også ha oversikt over det som skjer i hele BP Norge og dermed kan ha erfaringsoverføring mellom de forskjellige installasjonene. I tillegg så vil det også være en fordel å få standardiserte IT løsninger for alle installasjonene, noe som en innehaver av IT&S ansvarlig vil kunne sørge for å effektivere. Uansett om dette er en løsning

som blir brukt eller ikke er det viktig at IT&S kommer tidlig med i prosessen å innføre tilstandsovervåking, spesielt når det gjelder data som skal overføres til eksterne leverandører eller at det blir installert nytt utstyr i anlegget som en del av den valgte løsningen for tilstandsovervåking.

4.4.4 Kontraktsavdelingen sin oppgave ved tilstandsovervåking

I forbindelse med at tilstandsovervåking blir utført av eksterne leverandører kan det være fornuftig at disse leverer samme tjeneste til alle installasjonene som kan behøve tjenesten. Ved å koordinere dette for alle installasjonene gjennom kontraktsavdelingen og TA funksjonen vil det være mulig å hente synergieffekter både på pris, tekniske løsninger, oppfølging, support, infrastruktur osv.

4.5 Forbedre utnyttelsen av eksisterende tilstandsovervåking

Det er allerede tatt i bruk noe tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold på Ula men det er her muligheter for å forbedre utnyttelsen av denne. Etter å ha gått gjennom eksisterende bruk av tilstandsbasert vedlikehold på Ula og Tambar har jeg identifisert mulige forbedringspunkter. Disse vil gi en bedre utnyttelse av tilstandsovervåkingen som igjen vil gi en bedre kontroll med tilstanden til utstyret som er inkludert.

Vibrasjonsmålinger på Ula blir som nevnt i kapittel 3.2.1 ovenfor utført av SKF på periodisk basis ved bruk av portable instrumenter. Årsaken til dette er at de fast monterte sensorene for noe av det roterende utstyret er av en slik type at det ikke er mulig å gjennomføre spektrumanalyser som er nødvendig for å kunne utføre avanserte vibrasjonsanalyser. Selve målingene blir gjennomført ved at personell fra SKF reiser ut til Ula omtrent hver 6.uke.

Følgende punkter vil fungere som en forbedring av eksisterende metode for å utføre vibrasjonsmålinger.

- Det foreslås å oppgradere de eksisterende fast monterte vibrasjonssensorene som er av en slik type at de ikke kan brukes for spektrumanalyse, samt datamaskinene som behandler signalene.
- Ved oppgradering av eksisterende vibrasjonsmålingsanlegg foreslås det å bruke trådløse sensorer. Dette forenkler arbeidet med oppgradering.
- Det foreslås å overføre signalene fra all kontinuerlig vibrasjonsovervåking til SKF sitt fjernovervåkingscenter på Forus. Signalene må overføres i en slik kvalitet at det kan benyttes for tilstandsovervåking, aliasing må unngås.
- Stillingen Offshore Drifts Koordinator (ODK) læres opp i å ta vibrasjonsmålinger på mindre utstyr som inngår i overvåkingsprogrammet men som ikke har fast montert vibrasjonssensorer.

På UGU, WIU og MPP er det montert vibrasjonsovervåking av en type som det er mulig å få overført informasjon til SKF uten å måtte skifte ut noe av utstyret. Det som kreves er å koble datamaskinen som tolker vibrasjonsdata inn på et nett hvor det er mulighet for SKF å hente informasjonen.

- Det foreslås å overføre signalene fra vibrasjonsovervåkingen av UGU turbin og kompressor, WIU pumpe og MPP pumpe til SKF sitt fjernovervåkingscenter på Forus. Signalene må overføres i en slik kvalitet at det kan benyttes til tilstandsovervåking.

For å gjennomføre forslagene ovenfor er det viktig å involvere BP IT avdeling for å sikre at overføringen skjer uten datatap, uten for mye tidstap samt at datasikkerheten og nettverkssikkerheten ivaretas.

Fordelene med å gjennomføre de forslagene som nevnt ovenfor kan oppsummeres:

- Kontinuerlig tilstandsovervåking kan avdekke potensielle feil tidligere.
- Antall offshore turer for SKF personell kan reduseres betraktelig, ODK gjennomfører periodiske vibrasjonsmålinger på utstyr som ikke har fast monterte sensorer.
- Mulighet for å se trender i forbindelse med endrede prosessbetingelser (ved bruk av Processnet) og SKF kan bidra med råd for optimal kjøring av utstyret.
- Vil gjøre SKF i stand til å kunne gi innspill til Ula driftsorganisasjon vedrørende alarmgrenser og trippgrenser (CPSR).
- Samhandling mellom Ula offshore, UTOS og SKF når utstyr skal startes. SKF kan gi en tilbakemelding på om tilstanden på utstyret i løpet av oppstart og rett etter oppstart.
- SKF vil kunne gi vurdering om det er fare forbundet med å forsøke å starte opp igjen utstyr etter uønsket tripp på grunn av vibrasjoner.
- Spesielt for MPP som er montert på Tambar vil dette gi besparelser ved mindre behov for personell på Tambar ved problemer og feilsøking. En sikrere drift av MPP vil også kunne oppnås.

Kostnadene med å skifte ut sensorer er ikke beregnet, men ut fra alder og tilstand til utstyr så vil en utskifting tvinge seg frem. I den forbindelse må det tas hensyn til forslagene. Kostnadene for å gjennomføre vibrasjonsovervåkingen hos SKF på Forus inkluderer både kostnader for å gjøre signalene tilgjengelig samt løpende kostnader for selve overvåkingstjenesten. Blant direkte kostnadsbesparelser er det bortfall av offshore turer for SKF personell som er den som gir størst utslag. Men det må også nevnes at belastningen på overnattingskapasiteten på Ula vil bli mindre.

Det bør også settes inn ressurser i gangtid registrering av roterende utstyr i D2D applikasjonen Run Time Tracker. Det bør legges til mer utstyr i applikasjonen og jobbe for at historikken oppdateres.

PROLOG er i dag basert på manuelle avlesninger ute i anlegget. Flere av de verdiene som leses av kan hentes ut direkte fra Processnet og det bør tas en gjennomgang for å identifisere disse. For noe av utstyret vil det da være mulig til å utføre tilstandskontrollen ved bruk av

Processnet istedenfor å bruke SKF. Hvor dette ikke er mulig så vil det allikevel være en besparelse i at SKF får tilgang til kontinuerlige data istedenfor periodiske avlesninger.

4.6 Dataverktøy for utførelse av tilstandsbasert vedlikehold

Innen Ula og Tambar så er det Processnet som er det aktuelle systemet å bruke for tilstandsovervåking per nå. Processnet har flere funksjoner som kan brukes i forbindelse med tilstandsovervåking, blant annet er det mulig å legge inn alarmer som aktiveres ut fra gitte grenser og betingelser samt at det er mulighet for å sende ut e-post automatisk ved hendelser eller som en status rapport ved gitte intervall. Men Processnet mangler en del funksjoner som er nødvendig i forhold til diagnostisering og prognoser som blir beskrevet som en del av avansert tilstandsovervåking og e-Vedlikehold. Dermed så vil det være nødvendig for organisasjonen å vurdere behovet med å skifte dataverktøy hvis det er ønskelig å ta steget videre mot en mer avansert tilstandsovervåking.

I D2D prosjektet til BP Globalt er det laget en god del maler for skjermbilder som skal kunne brukes til tilstandsovervåking ved hjelp av Processnet. Ved å bruke disse vil man kunne utnytte beste praksis innen BP systemet og det vil være muligheter for støtte fra FoTF gruppen ved implementering og senere endringer.

I forbindelse med utarbeidelse av en strategiplan for tilstandsbasert vedlikehold må det også tas stilling til om det er ønskelig å ta i bruk annet dataverktøy basert på de begrensningene som er i bruken av Processnet. Hvis det er ønskelig å benytte seg av HART informasjonen så må det tas i bruk et eget dataprogram for å kunne utnytte denne. Basert på mulige erfaringsoverføringer og synergieffekter fra Skarv og VRD så vil det være fornuftig å bruke Emerson sin AMS Suite. Både Skarv og VRD kommer til å bruke dette dataverktøyet. Alternativt så kan det tas i bruk ABB sin HART applikasjon som kan integreres med ABB kontrollsystemet. I tillegg så vil Skarv og VRD benytte seg av Bentley Nevada System 1, noe som også må vurderes for Ula og Tambar.

4.7 Kriterier for valg av utstyr som skal tilstandsovervåkes på Ula/Tambar

Fordi Ula og Tambar er installasjoner hvor graden av instrumentering på hovedparten av utstyret ikke er lagt opp til tilstandsovervåking så vil det være helt nødvendig å gjennomføre en utvelgelse av hvilket utstyr hvor det vil være mest fornuftig å gjennomføre tilstandsovervåking. Et helt naturlig kriterium vil være kritikalitet basert på sikkerhet, miljø, reparasjonskostnader og produksjonstap. Videre så vil vedlikeholdshistorikk kunne gi en indikasjon på hvor det bør vurderes å sette inn tiltak basert på tilstandsovervåking. Bruk av historiske data om reelle produksjonstap vil kunne gi en oversikt over hvilket utstyr som forårsaker store produksjonstap. Hvis disse dataene er registrert på en slik måte at det enkelte type utstyr som forårsaker tapet blir identifisert så vil denne databasen kunne brukes for som et hjelpemiddel i utvelgelse av utstyr hvor det kan være fornuftig å implementere tilstandsbasert vedlikehold. For eksisterende anlegg så vil også erfaringer fra driftspersonell

offshore og støttepersonell stasjonert på land være uvurderlige når det skal identifiseres mulig utstyr for tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold.

4.7.1 Kritikalitet

Det er blitt gjennomført kritikalitetsstudier for alt utstyr som er montert på Ula og Tambar og dette er blitt brukt som grunnlag for å bestemme behovet og metode for vedlikehold. Tilstandsbasert vedlikehold er en metode som ikke er nevneverdig brukt for annet enn større roterende utstyr.

I forbindelse med denne oppgaven har jeg i hovedsak sett på utstyr klassifisert som sikkerhetskritisk og kritisk. Det viser seg at mengden sikkerhetskritisk og kritisk utstyr, og spesielt for instrumentering, har økt betraktelig i forbindelse med UGU modulen. Det kan være grunn til å stille spørsmål om klassifiseringsarbeidet har vært utført i henhold til gjeldende retningslinjer.

4.7.2 Vedlikeholdshistorikk

For Ula og Tambar er det en stor historisk database over forebyggende og korrektivt vedlikehold. Etter å tatt en sjekk av sikkerhetskritisk og kritisk utstyr opp mot vedlikeholdshistorikk er det ikke gjort noen funn som tilsier at det er utstyr som markere seg med mye korrektivt vedlikehold.

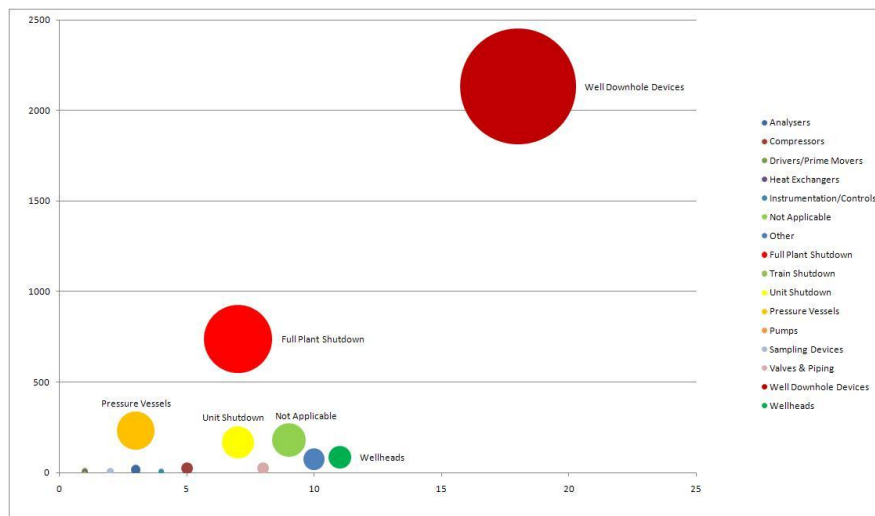
Noe av årsaken til dette er at det ikke er enkelt å lokalisere slike tilfeller i en såpass stor database som strekker seg tilbake til midten av 1990 tallet. Det har også gjennom alle årene Ula og Tambar har vært i drift vært et fokus på utstyr som bidrar til mye korrektivt vedlikehold. Dermed så er det satt inn tiltak underveis. Det vil heller ikke være fornuftig å analysere data lengre tilbake enn 3-4 år på grunn av at komponenter og utstyr blir skiftet ut og eldre historikk vil ikke være gyldig for den type utstyr som for tiden er montert.

4.7.3 Historikk over utsatt produksjon og tapt produksjon

For Ula og Tambar eksisterer det en database hvor alle produksjonsutsettelse og tap blir registrert. Denne databasen er basert på Business Objects fra SAP og det eksisterer mange muligheter til å ta ut rapporter og spørringer basert på filtre for å få tak i ønsket informasjon. Kilden og årsaken til produksjonsutsettelsen eller tapet skal registreres og det er mulig å registrere disse på flere nivåer. System som årsak kan fordeles ned på reservoar, brønner, prosessanlegg og eksport. Utstyr som årsak kan fordeles ned på det forskjellige utstyret som eksisterer i anlegget slik som pumper, varmevekslere/kjølere, trykksatte tanker, instrumentering og kontrollsystem, ventiler og rørsystemer osv. Etter å ha brukt denne databasen for å prøve å identifisere hvilke systemer og utstyr som bidrar mest til tapt og utsatt produksjon viser det seg at det er vanskelig å trekke noen konkrete slutninger. Det viser seg at registreringene innen noen områder er mangelfulle med tanke på å kunne finne hvor det er

mulighet for å begrense tap ved å sette inn tilstandsbasert vedlikehold. Det som er påfallende er at en stor andel av produksjonstapene er registrert under kategoriene ”ikke relevant” og ”annet”. Dette er en uheldig registrering av tap og det bør tilstrebes å få tapene registrert mot utstyr.

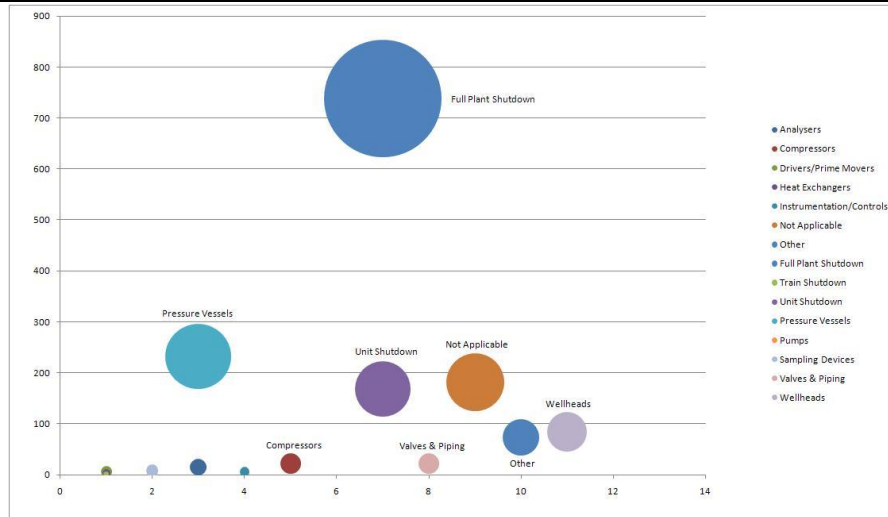
På grunn av overgang til ny database for registrering av produksjonstap i 2006 så er det her bruk data for 01. januar 2007 til 31. desember 2008. Ved å bruke data sortert på utstyr som var kilden til produksjonstapet var det mulig å lage diagrammet vist i figur 27. Der er utstyret registrert på høyeste nivå. Det finnes to nivåer til i databasen men for å få en grei oversikt over hva som forårsaker produksjonstapene så holder det å bruke det høyeste nivået. For å analysere videre innen en gruppe utstyr kan det være aktuelt å gå ned på de to neste nivåene.



Figur 27: Produksjonstap for 2007-2008 sortert på utstyrsgupper

X-aksen i figuren viser antall tilfeller av registrerte tap som er blitt registrert innen samme utstyrsgruppe. Y-aksen viser det akkumulerte tapet i antall mbbl (x 1000 fat). Størrelsen på sirklene gjenspeiler også det akkumulerte tapet.

Som figur 27 ovenfor indikerer så er hoveddelen av produksjonstapet forårsaket av utstyr montert nede i brønnene. Dette har sin forklaring i problemer med integriteten til enkelte brønner og reduserte muligheter til å utføre brønnoverhalinger i perioden dataene gjelder for. Da utstyr i brønnene ikke blir behandlet i denne rapporten så viser figur 28 de samme dataene men med utstyr i brønnene utelatt.



Figur 28: Produksjonstap for 2007-2008 uten brønner som årsak

Figur 28 viser at den største bidragsyteren innen produksjonstap når brønner er utelatt er full nedstenging av anlegget. Dette er tap som er kommet som en årsak av planlagte nedstenginger. Den nest største bidragsyteren på figuren er trykksatte tanker. Ved å gå videre inn i dataene så viser det seg at dette i all hovedsak er forårsaket av redusert kapasitet på en gasstørkingsenhet. En gasstørke av den typen som er montert på Ula består av to like tørketårn som veksler på å være i drift. Når det ene tørketårnet blir tatt ut av drift blir dette satt på regenerering slik at det er klart til drift igjen. Skifte mellom tørketårnene skjer hver 4.time. Den reduserte kapasiteten ble forårsaket av problemer med tørkemediet (pellets) i den ene tørken som var blitt pulverisert og dermed ble det en trykkoppbygging over tørken som forplantet seg til HP separatoren med det resultat at oljeproduksjonen gikk ned. For å skifte tørkemediet er det nødvendig med nedstenging av hele produksjonsanlegget og dermed så gikk det lang tid før dette ble utført.

4.7.4 Erfaringer hentet fra Ula og Tambar offshore og onshore personell

Den største muligheten til å hente historikk om utstyr som på en eller annen måte skaper problemer, enten på grunn av mye korrektivt vedlikehold, høye driftskostnader, redusert produksjon osv, er gjennom erfaringer til personellet som er involvert med Ula og Tambar, enten på land eller offshore.

Ved å gå gjennom denne informasjonen er det mulig å identifisere utstyr hvor tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold kan ha en hensikt.

4.8 Oppsett av nødvendig instrumentering

For å kunne utføre tilstandsovervåking av prosessutstyr er det nødvendig med økt instrumentering på Ula. For å slippe å legge ned mye arbeid i å strekke nye kabler anbefales det å ta i bruk trådløst nettverk for HART kommunikasjon. Dette vil kreve at det installeres basestasjoner i modulene på Ula som kan motta signaler fra transmittere. Basestasjonene må

tilkobles et system som har mulighet for å lese HART signalet og kunne tolke HART diagnose og status informasjonen. Deretter må informasjonen enten brukes til tilstandsovervåking i det samme systemet og status rapporter og meldinger om nødvendig vedlikehold genereres der, eller så må all informasjon sendes til en database for videre behandling med tanke på tilstandsovervåking. I tillegg så kan det være nyttig å få hele eller deler av den nye informasjonen vedrørende prosessparametre inn i ABB kontrollsystemet.

4.8.1 Vedlikehold av utstyr for tilstandsovervåking

Gjennom økt tilstandsovervåking så vil det som beskrevet over bli et behov for ekstra instrumentering. Å øke antallet instrumenter medfører at antallet objekter som må vedlikeholdes øker. Sagt på en annen måte, de instrumentene som blir montert ekstra for å kunne utføre tilstandsovervåking må vedlikeholdes. Det må gjennomføres en kritikalitetsvurdering av instrumentene og vedlikeholdet bestemmes ut fra dette. Generelt så vil det gjelde at disse instrumentene blir brukt til å identifisere nødvendig vedlikehold på utstyr som i mange tilfeller være kritisk. Dermed så vil også instrumenteringen få et høyt kritikalitetsnivå. Det anbefales at alle instrumentene som inkluderes i tilstandsovervåking blir overvåket ved bruk av HART diagnostisering.

4.9 Benytte FoTF og Processnet for å utføre tilstandsovervåking på Ula og Tambar

Som nevnt tidligere så er det forskjellige verktøy for tilstandsovervåking i BP systemet. FoTF gruppen har gjennom D2D prosjektet laget en del maler som kan benyttes for tilstandskontroll i Processnet. Disse malene er skjermbilder med nødvendig instrumentering for å utføre en god tilstandsovervåking og omfatter en god del vanlig prosessutstyr. Ved bruk av disse må det gjennomføres en konfigurering for å få rett prosessinformasjon inn på rett plass. Det må også etableres grenseverdier og varslingsrutiner.

I tillegg til dette så er det utviklet egne moduler i D2D prosjektet som håndterer følgende:

- Vandrings tid for nedstengings- og trykkavlastingsventiler. Aktiviseres ved planlagt og ikke planlagt ESD/PSD og registrerer vandrings tiden for de ventilene som er konfigurert inn. Rapport kan hentes ut ved anledning eller sendes automatisk til ønsket personell.
- Registrering av gangtid (Run Time Tracker). Det kan legges inn utstyr som det er ønskelig å registrere historikk om gangtid for. Denne registrerer automatisk når utstyr er i drift og når det er stanset. For å kunne benytte verktøyet for å få en god historikk over årsak til at utstyret ikke er i drift så må det i ettertid legges inn årsak til stans. Dermed så er det mulighet for å få en oversikt over utstyret sin oppetid, tilgjengelig, pålitelighet og nedetid.

Etter arbeidet med denne oppgaven så anbefales følgende i forbindelse med bruken av Processnet:

- Sørge for at siste versjon av Processnet er tilgjengelig, uten denne så mangler en del vitale funksjoner for å kunne ha en fungerende tilstandsovervåking med varsling.
- Avklare hvilken funksjon Processnet skal ha ved tilstandsovervåking for Ula og Tambar.
- Avklare hvem som er ansvarlig for Processnet, avklare arbeidsprosesser ved bruk av tilstandsovervåking ved bruk av Processnet og avklare den enkelte sin funksjon.
- Starte med pilotforsøk for forskjellige typer utstyr. Ikke implementer mer utstyr før disse fungerer.
- Utvide bruken av Run Time Tracker og inkludere mer utstyr i denne. Samtidig må det sørges for at Run Time Tracker blir jevnlig oppdatert med årsak til stans av utstyr.

Vedlegg F viser eksempler på Processnet skjermbilder produsert av D2D prosjektet for tilstandsovervåking av forskjellige typer av utstyr.

4.10 Mulige kandidater til tilstandsbasert vedlikehold

Basert på metodene som nevnt i kapittel 2 og kapittel 4 for å identifisere utstyr og systemer hvor det vil kunne være hensiktsmessig å nytte tilstandsbasert vedlikehold har jeg kommet opp med en del anbefalinger til utstyr som kan tilstandsovervåkes. Disse er beskrevet i avsnittene nedenfor samt at de er listet opp i en egen tabell for en rask oversikt over anbefalingene. Det er også tatt med tilfeller hvor tilstandsbasert vedlikehold er mulig men ikke å anbefale for Ula og Tambar

Kostnader for å innføre tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold er indikert hvor det har vært mulig å estimere disse. Kostnadene er basert på budsjettpriser innhentet fra leverandører. Kostnader i forbindelse med arbeid internt i BP organisasjonen slik som å sette opp infrastruktur og konfigurere Processnet er ikke inkludert.

Besparelser er beskrevet på forskjellige måter. Det er ikke alltid like enkelt å beregne hvor store beløp det er mulig å spare. Noen av årsakene til dette er:

- Oljeprisen varierer.
- Besparelse vil være avhengig av den for tiden aktuelle olje og gass produksjonen.
- Ikke enkelt å sette beløp på økt sikkerhet.
- Ikke enkelt å sette beløp på at forskrifter og regelverk følges.

Basert på dette vil besparelsene bli beskrevet i antall fat olje spart per dag hvor dette er mulig. Estimaten er basert på den aktuelle produksjonen når oppgaven ble utført. Hvor besparelsen ikke kan beregnes i antall fat olje så vil det bli beskrevet hva som blir sett på som mulig besparelse.

4.10.1 Bruk av dataverktøy for å kunne håndtere HART status informasjon

For i hele tatt kunne benytte seg av HART status informasjon til å diagnostisere instrumenter og ventiler må det benyttes et program som kan håndtere informasjonen. På bakgrunn av at arbeidsbelastningen på ABB er stor i forbindelse med endringer i kontrollsystem og implementering av nye noder på grunn av nye moduler så anbefales det ikke å benytte seg av ABB sin HART Device Manager. Siden både VRD og Skarv kommer til å benytte seg av Emerson AMS Suite anbefales det at Ula benytter seg av samme systemet. Siden AMS Suite består av moduler kan det bygges opp til å passe de oppgavene som er nødvendig for Ula og Tambar. I første omgang er det AMS Device Manager og ValveLink som er aktuelle. Under vedlegg E er det lagt med Emerson Process sin brosjyre for AMS Device Manager.

Ved å benytte seg av AMS Suite så vil det være mulighet for å oppnå flere fordeler enn kun tilstandsovervåking og diagnostisering av instrumenter og ventiler. Slik det er satt opp på Ula og Tambar i dag så er det nødvendig å bruke håndterminal for å konfigurere, hente ut informasjon, kalibrere osv. Ved å installere AMS Suite kan mye av arbeidet som tidligere ble gjort ute i anlegget gjøres fra AMS Suite løsningen.

Følgende foreslås for å kunne håndtere HART informasjonen:

- Kjøpe inn og installere Emerson AMS Suite og ValveLink. Lisensen baserer seg på antall enheter som ønskes koblet til og kan utvides etter hvert med å betale et mellomlegg. Foreslår å kjøpe en lisens for 200 enheter da dette vil dekke sikkerhetskritisk og kritisk instrumentering samt kritiske ventiler.
- Kjøpe inn en løsning som muliggjør lesetilgang fra land. Må settes opp i henhold til gjeldende IT&S regler for data og nettverkssikkerhet
- Inngå avtale i samarbeid med Skarv og VRD for support og oppdateringer.

4.10.2 Sikkerhetskritisk og kritisk instrumentering

Det utstyret som blir beskrevet her er valgt ut basert på risikoklassifisering. Den instrumenteringen som defineres som sikkerhetskritisk inngår i SIS og skal ha blitt identifisert ved gjennomføring av risikoanalyser (LOPA). Instrumenter som har funksjoner i et SIS system skal ha tilfredsstillende et SIL nivå, og dette nivået sier noe om hvor pålitelig instrumentet skal være. Disse instrumentene vil i mange tilfeller medføre nedstengning av deler av et anlegg eller hele anlegg hvis de feiler. Hvis potensielle feil kan oppdages og tiltak iverksettes før instrumentet feiler vil det være mulig å unngå nedstenging og tap av produksjon.

Det er utført sjekk mot historiske vedlikeholdsdata og det er ikke identifisert spesielle enheter eller utstyrstypen som krever ekstra mye korrektivt vedlikehold. Det som er identifisert er at UGU modulen og til dels Blane modulen har instrumenter hvor korrektivt vedlikehold har vært påkrevd, gjerne flere ganger for samme instrument, før det fungerer. Dette mener jeg kan tilskrives manglende sjekk i forbindelse med commissioning samt ”barnesykdommer”

Det er blitt identifisert hvilke instrumenter som er klassifisert som sikkerhetskritisk. Det viser seg at hoveddelen av disse tilhører UGU og Blane modulen. Ved en gjennomgang av disse så kan det stilles spørsmål med om klassifiseringen er korrekt. Dette må avklares før det besluttes om de skal tilstandsovervåkes.

Noen av anbefalingene her forutsetter bruk av HART status informasjon. Dermed så forutsettes det at program for å håndtere slik informasjon er på plass. Det vil også være mulig å hente ut en begrenset mengde informasjon periodisk ved bruk av håndterminal, men da må denne kobles til hvert enkelt instrument. Metodene for å få tilgang til HART status informasjonen vil variere ut fra hvilken type ABB node som instrumentet er tilkoblet. For utstyr tilkoblet ABB 400 ADVANT systemet så må HART signalet hentes ut ved hjelp av Wireless HART. Dette gjøres med å montere en antenne direkte på instrumentet. For instrumenter tilkoblet ABB 800xA systemet vil det være mulighet til å multiplekse HART signalet ved barrierene i node skapet uten at det går ut over signalkontinuiteten inn til kontrollsystemet. Dette er avhengig av at barrierene har denne muligheten og må verifiseres.

For sikkerhetskritisk og kritisk instrumentering foreslås det følgende bruk tilstandsovervåking:

- Identifisere de sikkerhetskritiske og kritiske instrumenter som måler samme variabel som et annet instrument tilkoblet kontrollsystemet og opprette en sammenligning av målte verdier i Processnet. Dette vil bidra til alarm ved kalibreringsavvik mellom transmitterne.
- Overvåke status fra transmitteren som blir sendt ved hjelp av HART kommunikasjonen.

4.10.3 Kritiske ventiler

Det finnes forskjellige typer kritiske ventiler på Ula og Tambar. Det er både reguleringsventiler og on/off ventiler.

For on/off ventilene så vil det være hensiktsmessig å beregne vandringstiden og sammenligne denne med etablerte grenseverdier. Som tidligere nevnt så finnes det er applikasjon for dette i D2D prosjektet.

De kritiske reguleringsventilene finnes både med FIELDVUE positioner og andre typer som ikke er HART kompatible. For de som er utstyrt med FIELDVUE positioner vil det være mulig å gjennomføre både kontinuerlig overvåking under drift i tillegg til at noen parametre krever at ventilen tas ut av drift for en kort periode. Det er også muligheter til å hente ut parametre ved hjelp av håndterminal.

For kritiske ventiler foreslås følgende bruk av tilstandsovervåking:

- Kontinuerlig overvåking av informasjon fra FIELDVUE ved hjelp av ValveLink modulen til AMS Suite.

- Benytte applikasjonen til D2D prosjektet som beregner vandringstid for ventiler. Etablere grenseverdier for ventilene. Automatisk generering av rapport etter ESD/PSD og varsling ved alarm.

Det anbefales ikke å ta i bruk Partial Stroke Testing. Det er en del usikkerhet i BP angående denne metoden og det vil være fornuftig å vente på erfaringer fra VRD og Skar. PST krever også en del teknologi som ikke er installert på Ula, og basert på usikkerheten i hvilken gevinst dette vil gi så kan det ikke anbefales å ta kostnaden dette medfører.

4.10.4 Differansetrykk over filtre og tørker

Gjennomgang av tapsdatabase viste at en viktig bidragsyter til tapet i 2007-2008 var hendelse på gasstørke hvor pellets var blitt knust og dermed reduserte virkningen av det ene tørketårnet dramatisk. Dette førte til høyere trykk på HP separatoren med 4 timers intervall. Ved feilsøkingen som ble igangsatt så ble det funnet at differansetrykket over tørketårnet hadde øket over tid. Det var ingen mulighet for å skifte pellets uten å stanse hele produksjonen på Ula og Tambar, og jobben ble derfor utsatt. For å tilstandsovervåke dette utstyret så vil det være mulig å bruke nettopp differansetrykket som indikator. Dette gjelder også for annet utstyr som har differansetrykkmåler for å indikere trykktapet over utstyr. Det foreslås følgende for kritiske tørkere og filtre:

- Identifisere nevnte typer utstyr og overvåke differansetrykket ved hjelp av Processnet. Sette grenseverdier for høyt differansetrykk og trykkendring over tid.

4.10.5 Kompaktvarmevekslere

Det er gjennom intervju kommet frem at kompaktvarmevekslere har krevd mer vedlikehold enn konvensjonelle rørsatsvarmevekslere. Disse varmevekslerne er spesielt blitt brukt på de nye modulene som er montert. Det har spesielt vært et problem med at de har tettet seg samt at effektiviteten har blitt redusert over kort tid og at det ikke har vært mulig å oppnå mer enn 80 % av design kapasitet etter rengjøring av kompaktvarmeveksleren. Dette har ført til at nye kompaktvarmevekslere er bestilt med en kapasitet som er ca 130 % av krevd kapasitet. Når det gjelder de konvensjonelle varmevekslerne som er montert er det såpass med redundans at det ikke er nødvendig å innføre tilstandsbasert vedlikehold for disse. Dette fordi tilstandsovervåking vil medføre kostnader til ekstra instrumentering som er nødvendig og vedlikehold av disse.

En viktig årsak til svekkelse i kapasitet er hydrokarboner som er kommet inn i kjølemediet. Siden kjølemediet er det samme for mange varmevekslere så vil hydrokarboner i dette kjølemediet forårsake svekkelse av effektiviteten til mange kjølere. Som beskrevet i avsnitt 3.2.3, så blir kjølemediet sjekket for hydrokarboner hver 14.dag.

For å ha tilstandsovervåke kompaktvarmevekslere foreslås følgende:

- Identifisere og montere nødvendig instrumentering for å kunne tilstandsovervåke.
- Bruke mal fra D2D prosjektet og konfigurere denne, etablere referansemålinger, grenseverdier og automatisk varsling.
- Montere automatisk hydrokarbon detektering i ekspansjonstank for kjølemediet.

4.10.6 Ula multifasemåler

På Ula er det montert en multifasemåler som måler produksjonen som kommer fra Tambar før denne går inn til første trinns separasjon. Det er gitt tillatelse fra Oljedirektoratet for at denne måleren skal kunne brukes som Tambar allokeringmåler i forbindelse med brønntesting på Ula. Under Ula brønntesting vil det ikke være mulig å utføre separatormålinger for Tambar produksjonen. I tillatelsen som er gitt av Oljedirektoratet er forutsetningen at minimum 20 dager i måneden skal multifasemåleren sammenlignes med Tambar separatormålinger for å sjekke at måleren fungerer greit og for å etablere en meterfaktor mellom separatormålinger og multifasemålinger. Deretter er det mulighet for å bruke multifasemåleren til å allokere Tambar mens det utføres brønntest på Ula. Hvis multifasemåleren ikke fungerer så vil det i henhold til forutsetninger fra Oljedirektoratet ikke være mulig å utføre brønntest.

Brønntesting på Ula er spesielt viktig når alle brønnene som blir påvirket av vann og gassinjeksjon produserer. Basert på brønntestene ble strupeventilene til brønnene justert slik at oljeproduksjonen ble optimalisert. Brønntesting vil også være et viktig hjelpemiddel til å optimalisere produksjonen hvis det er begrensninger i anlegget til å håndtere gassen. I tillegg så bruker reservoar avdelingen brønntestene for å oppdatere reservoarmodellene som forteller hvor mye som er produsert og hvor mye som er igjen.

Multifasemåleren er levert av Roxar og de har utviklet forskjellige industrielle tjenester i forbindelse med sine produkter hvor et av dem er fjernovervåking av multifasemålere. Roxar tilbyr på periodisk kontroll og kontinuerlig overvåking.

Basert på vedlikeholdshistorikk og intervju med personell involvert i brønntesting er det blitt identifisert at det har vært problemer med å få gjennomført brønntester på Ula. Det har også vært problemer med å få gjennomført de deler av det kalenderbaserte vedlikeholdsprogrammet som medfører at produksjonen må stanses.

For Ula sin del foreslås det at multifasemåler på Ula blir inkludert i et program basert på periodisk tilstandsovervåking som utføres av Roxar. Det vil gjennom å utføre tilstandsovervåking og analysere resultatene være mulig å identifisere kommende feil og problemer med måleren. Eksempler på dette er avleiringer inne i måleren, feil på kapasitive og induktive sensorer, svekkelse av gammakilde. Settes dette programmet i drift så vil det i tillegg til å identifisere feil være mulig å utføre kalibrering ved behov istedenfor en gang i året som er tilfelle i dag.

Den største fordelene med å innføre tilstandsbasert vedlikehold på multifasemåleren på Ula er muligheten til å planlegge jobbene som må utføres. Ved vedlikehold på måleren er det nødvendig å stanse produksjonen på Tambar, noe som medfører et tap på 500 fat per time

Tambar er ute av drift. Ved mulighet til å planlegge gjennomføring av arbeidet er det mulig å legge dette til perioder hvor konsekvensene ikke blir så store, eller det kan utføres samtidig med annet arbeid som krever stans av produksjon fra Tambar.

For å muliggjøre tilstandsovervåking av multifasemåler på Ula kreves det at det settes opp en stasjonær service-PC med permanent tilkobling til multifase datamaskin. Den stasjonære PC må være tilkoblet nettverket og det må gis mulighet til Roxar å logge seg inn på denne PC nær tilstanden skal sjekkes.

På Tambar er det montert en multifasemåler for hvert brønnhode, totalt 4 stykk. Konsekvensene av at disse ikke fungerer er ikke store da de ikke har noen fiskal funksjon og det er muligheter til å allokere Tambar produksjonen mellom de forskjellige brønnene ved å bruke teoretiske modeller. Det ses dermed ikke som nødvendig å innføre tilstandsovervåking på disse i denne omgang. Men hvis det blir aktuelt å allokere produksjonen for hver brønn på Tambar basert på målinger fra multifasemålerne så må tilstandsovervåking vurderes. Erfaringer fra tilstandsovervåking av multifasemåler på Ula vil også ha noe å si ved en slik vurdering.

Dermed foreslås følgende:

- Etablere en kontrakt med Roxar på periodisk sjekk av MPFM på Ula.

4.10.7 Små gasslekkasjer (svettinger)

Basert på vedlikeholdshistorikk og oversikt over nedstenginger av WAG og UGU kompressor er det blitt identifisert at små gasslekkasjer fører til at kompressorene må stenges ned med iblant for å tette disse. Ved å være sikker på at alle de små lekkasjene er identifisert når det blir nødvendig å stenge ned så vil det være mulig å øke tilgjengeligheten til utstyret.

Slik deteksjon og lokalisering av svettelekkasjer blir utført på Ula er det både en tilfeldig og tidkrevende prosess. Tilfeldig fordi deteksjon baserer seg på at personell kan lukte at det er gass i et område og tidkrevende fordi det blir brukt sniffere for å lokalisere denne. Ved å bruke et termografiapparat beregnet for hydrokarbongassdeteksjon til å sjekke over et område så vil det bli enklere å lokalisere svettingen samt det vil være større mulighet til å oppdage svettinger enn ved bare å lukte. Det bør lages et program basert på periodiske runder i forskjellige moduler og områder på Ula P plattform.

Basert på dette forslås følgende:

- Kjøpe inn termografikamera for hydrokarbongass og foreta nødvendig opplæring.
- Lage program for termografering av utstyr med stor sannsynlig for svettinger. Spesielt fokus på UGU og WAG moduler.
- Utvide programmet til å gjelde flere områder nå det er oppnådd erfaringer med bruken.

4.10.8 Pumper

Noen av pumpene på Ula og Tambar blir allerede overvåket for vibrasjoner. I tillegg så kan det være interessant å overvåke virkningsgraden til disse. I dag blir data manuelt lagt inn i PROLOG systemet og virkningsgraden blir beregnet. For noe av utstyret vil det være fornuftig å hente data automatisk og beregne virkningsgraden og varsle nødvendig personell automatisk når virkningsgraden passerer grenseverdien. Noen av pumpene har allerede det som trengs av instrumentering, mens for andre vil trådløse transmittere være et alternativ.

For å ha tilstandsovervåke pumper foreslås følgende:

- Identifisere og montere nødvendig instrumentering for å kunne tilstandsovervåke.
- Bruke mal fra D2D prosjektet og konfigurere denne, etablere referansemålinger, grenseverdier og automatisk varsling.

4.10.9 Separatorer

I intervju med personell er det kommet frem at termografi er brukt sporadisk for å identifisere avsetninger i separatorer, men disse har ikke gitt et optimalt svar på grunn av manglende referansemålinger. Ved å utføre referansemålinger når separatorene er blitt rengjort så kan senere målinger sammenlignes med disse. Aker Solution AS gjennomfører allerede årlig termografering av elektrisk utstyr, og det vil ikke være noe særlig ekstra jobb å termograferer separatorene samtidig. Referansemålingene kan utføres av BP inspeksjonspersonell ved hjelp av termograferingsutstyr som er tilgjengelig offshore. Det er viktig at det settes opp retningslinjer for hvordan referansemålingene skal utføres slik at de kan brukes ved senere målinger. Ved å termograferer separatorene er det mulig å få et bilde av tilstanden til disse og dette kan brukes til å beslutte om en separator skal åpnes for inspeksjon og rengjøring ved planlagt revisjonsstans eller om det er forsvarlig vente til en senere anledning. Ved at det legger seg avsetninger i en separator forringer kvaliteten til arbeidet den skal levere i tillegg til at kapasiteten reduseres. Dette kan få følger for kvaliteten til resten av prosessen.

For separatorer foreslås det:

- Etablere prosedyrer for å ta referansemålinger ved overhald og rengjort separator.
- Inkludere separator termografering i kontrakten med leverandør av tjenesten.

4.10.10 Gasskompressorer og turbiner

Gassturbiner og kompressorer blir allerede overvåket for vibrasjoner. Det er også muligheter for å gjennomføre termodynamisk tilstandsovervåking for å optimalisere driften og ha et så lavt utslipp til luft som mulig. Men dette forutsetter at turbinene og kompressorene har en viss belastning. Etter intervju med driftsingeniør er det blitt klarlagt at for Ula så opererer utstyret for tiden i det nedre arbeidsområdet, det vil si at belastningen ikke er så stor at det er mulig å ha noe særlig nytte av slike målinger.

Det vil likevel være noe som må vurderes i fremtiden ut fra at det forventes at produksjonen og injeksjonen av gass vil øke i tillegg til at noe av det eldste utstyret vil blir byttet ut. Det nye utstyret vil ha helt andre virkningsgrader og utslippsfaktorer enn det som er montert nå og det vil også være insentiver innen reduserte avgifter og mer effektiv drift ved å optimalisere driften av dette.

4.10.11 Liste over anbefalte kandidater for tilstandsbasert vedlikehold

Listen viser en oversikt over forslagene ovenfor. Vanskelighetsgrad er delt inn i tre nivåer:

1. Kan utføres vha de ressurser som er tilgjengelig i BP. Krever ikke installasjonsarbeid men kan involverer konfigurering av Processnet.
2. Involverer montering av utstyr og/eller samarbeid med ekstern tjenesteleverandør.
3. Må utføres som et eget prosjekt, kan ikke tas av ordinær drift offshore eller onshore.

Det forslaget som vil gi raskest positiv virkning ved å igangsette er termografering for å detektere små gasslekkasjer. Da tenkes det spesielt på UGU og WAG modulene hvor dette har vist seg å være et problem som forårsaker at modulene må stenges ned.

Utstyrsbeskrivelse	Beskrivelse	Effekt av tilstandsovervåking	Kostnader	Besparelse	Vanskelighetsgrad	Refererer til avsnitt
AMS Suite Device Manager inkl ValveLink Basestasjoner for å motta Wireless HART	Tilstandsovervåking og diagnostisering av HART og FIELDVUE kompatibelt utstyr	Oversikt over tilstanden til HART og FIELDVUE instrumentering som er tilkoblet systemet	100 000,- for lisens kompatibelt med 200 enheter 40 000,- for hver basestasjon	Unngå nedstenging av prosess på grunn av instrumentfeil. Enklere å kontrollere og diagnostisere instrumenter, krever mindre arbeid i selve anlegget.	3	4.10.1
Svette-lekkasjer P-plattform	Termografikamera for å identifisere små gaslekkasjer (svettfinger)	Økt sikkerhet i anlegget samt mindre nedetid for å tette lekkasjer.	550.000,- Innkjøpskostnad for termografikamera	Spesielt aktuelt for UGU. 4-500 fat/d for Ula 2-2500 fat/d for Blane	1	4.10.7
Separatorer	Bruk av termografering for å avdekke sediment og avleiringer i separatorer	Oversikt over tilstand til separatorer og kan avdekke behov for vedlikehold som kan planlegges	½ dags ekstra arbeid inkluderes i kontrakten med leverandør av termografitjenester	Forenkler beslutning om separator skal åpnes og rengjøres ved revisjonsstans. Kan unngå redusert kapasitet og effektivitet	2	4.10.9
Sikkerhetskritisk/kritisk instrumentering	Sammenligning mellom instrumenter som måler samme variabel	Muliggjør kontroll av kalibreringen til sikkerhetskritisk og kritisk instrumentering. Intervall mellom kalenderbasert kalibrering kan forlenges.	Ingen eksterne. Krever oppsett i Processnet	Mindre vedlikeholdsarbeid	1	4.10.2
Sikkerhetskritisk/kritisk instrumentering	Benytte informasjonen som er tilgjengelig ved bruk av HART. Forutsetter AMS Suite	Bedre oversikt over tilstanden til sikkerhetskritisk og kritisk instrumentering	10 000,- per enhet hvis antenne nødvendig.	Unngå stans i produksjonen eller deler av produksjonen på grunn av svikt i instrumenter	2	4.10.2

Utstørsbeskrivelse	Beskrivelse	Effekt av tilstandsovervåking	Kostnader	Besparelse	Vanskelighetsgrad	Refererer til avsnitt
MPFM på Ula. (Fiskal ifm. brønntesting)	Tilstandsovervåking av multifasemåler på Ula	Basere vedlikehold på tilstand. Muligheter for bedre planlegging av vedlikehold Bedre tilgjengelighet på multifasemåler Bedre regularitet på gjennomføring av	50 000,- Engangskostnad 3 timers arbeid per måned.	Unngår utsettelse av brønntester. Kan forlenge intervall mellom kalibrering, unngår offshoretur for Roxar. Enklere å planlegge for vedlikehold ifm Tambar nedstenging	2	4.10.6
Kritiske ventiler	Benytte informasjonen som er tilgjengelig ved bruk av HART og FIELDVUE. Forutsetter AMS Suite og ValveLink	Bedre oversikt over tilstanden til de kritiske ventilene	10 000,- per enhet hvis antenne nødvendig.	Forenkler planlegging av vedlikeholdsarbeid. Spesielt de jobbene som krever stans i produksjonen	2	4.10.3
Varmevekslere og pumper	Benytte Processnet til å overvåke tilstanden til pumper og kompakt varmevekslere	Kontroll over Wirkingsgraden til utstyret, og mulighet til å planlegge vedlikehold ut fra dette.	15-25 000,- for hver trådløs transmitter som er nødvendig for å kunne gjennomføre tilstandsovervåking	Enklere å planlegge vedlikehold. Hindrer at anlegget opereres av utstyr som ikke fungerer innenfor grensene	2	4.10.5 4.10.8
Gasstørker og kritiske filtre	Bruke Processnet til å overvåke differansetrykket over utstyret	Kontroll over tilstanden til utstyret, og mulighet til å planlegge vedlikeholdet ut fra dette.	30 000,- for hver trådløs transmitter som trengs	Forhindrer at utstyr blir brukt når det ikke fungerer innenfor grensene.	1 / 2 Avhengig om transmitter er montert	4.10.4
Varmevekslere	Overvåke kjølemediet for hydrokarboner	Tidlig deteksjon av hydrokarboner i kjølemediet. Hindrer svekkelse av ytelse til varmevekslere.	50 000,- for detektor	Unngår omfattende overhaling og rengjøring hvis hydrokarboner oppdages tidlig.	3	4.10.5

4.11 Kompetanse og opplæring

For å kunne ha best mulig nytte av tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold er det viktig at personell involvert i dette arbeidet har en god forståelse av hva det dreier seg om. Det bør lages et opplæringsopplegg både for personell offshore og onshore hvor følgende punkter blir tatt med:

- Hvorfor tilstandsbasert vedlikehold og hvilke fordeler.
- Ula og Tambar sin strategi for tilstandsbasert vedlikehold
- Tilstandsovervåking som grunnlag for beslutning om å vedlikeholde eller ikke.
- Manuell eller automatisk innsamling av data.
- Kontinuerlig eller periodisk tilstandsovervåking.
- Organiseringen rundt tilstandsovervåking, og rutinene
- Hvem utfører tilstandsovervåking og tolker data.
- Hvilket ansvar den enkelte har for å få tilstandsbasert vedlikehold til å fungere.
- WorkMate rutiner for generering av jobber basert på tilstandsovervåking og for ferdigstillelse etter at jobb er utført.

I tillegg så vil det være nødvendig med systemspesifikke kurs for enkelte personellgrupper innen de områdene hvor gruppen vil utføre tilstandsmålinger. Emner som vil måtte dekkes vil variere ut fra hva som blir inkludert i tilstandsbasert vedlikehold. Men noen eksempler vil være Processnet, AMS Suite, ValveLink, vibrasjonsmålinger og termografering.

Uten at personellet offshore og onshore har den kompetansen som skal til for å kunne utføre god tilstandsovervåking vil heller ikke et system for tilstandsbasert vedlikehold fungere.

4.12 Hvordan utnytte WorkMate ved tilstandsbasert vedlikehold

I den WorkMate versjonen som BP Norge bruker i dag så er det ikke noen egen modul for tilstandsbasert vedlikehold. Det er mulighet for å installere modul for tilstandsbasert vedlikehold men den baserer seg på å legge inn alarmgrenser for forskjellige parametere på de enkelte objektene (tagnummer). Deretter er hensikten at de avleste verdiene registreres i WorkMate og at en jobb blir automatisk generert hvor verdien er utenfor alarmgrensen. Et slikt system vil ikke ha noen hensikt for tilstandsbasert vedlikehold på Ula og Tambar, da beslutningen om å utføre vedlikehold basert på tilstand tas utenfor vedlikeholdssystemet.

Det som derimot er viktig å få med i WorkMate er årsaken til at en vedlikeholdsjobb er generert, om den er forårsaket av tilstandsovervåking eller ikke. Dette er nødvendig for å kunne hente ut KPIer for tilstandsovervåking og tilstandsovervåking. Det som vil være interessant er den andel av jobber som er en konsekvens av tilstandsovervåking og hvordan dette utvikler seg over tid. I henhold til Sintef rapport så var et av resultatene fra status

gjennomgang i 2004 at vedlikeholdsprogrammet kun skilte på forebyggende vedlikehold og korrektivt vedlikehold og tilstandsbasert vedlikehold var ikke nevnt. Ved overgang til mer bruk av tilstandsbasert vedlikehold må det tas en gjennomgang med leverandøren av WorkMate for å få vedlikeholdsprogrammet til å gjenspeile at noe av vedlikeholdet er tilstandsbasert. Dette er noe som kan gjøres av BP Norge som virksomhet da dette er noe som gjelder både Skarv og VRD.

Det blir brukt koder for feilmodus og observasjonsmetode ved registrering av jobber i WorkMate og det må vurderes om disse er tilstrekkelig for å kunne etablere fornuftige KPIer for tilstandsbasert vedlikehold. For å kunne utnytte seg av data som blir lagt inn i WorkMate er det viktig at de er brukt korrekt når jobbene er registrert. Dette er noe som hver enkel operatør og tekniker som bruker WorkMate må kjenne til og bør være med i opplæringsprogrammet til den enkelte.

5 Erfaringer som er gjort og videre arbeid

Intensjon med oppgaven var å se på mulighetene for å utvide bruken av tilstandsbasert vedlikehold på Ula og Tambar. I løpet av arbeidet med oppgaven ble det klart at det er begrensede muligheter for umiddelbare gevinster. En av årsakene til dette er at det for mye av utstyret ikke finnes noe definert system for å kunne hente data, tolke de og presentere en tilstand. Tyngre roterende utstyr har vært inkludert i et tilstandsbasert vedlikeholdsprogram men avlesningen må gjøres manuelt og dermed så tas det ikke ut hele potensialet som tilstandsbasert vedlikehold gir.

Det kan se ut som at det har vært ønsker om å kunne benytte mulighetene som teknikken har gitt gjennom årene, men at det ikke har vært noen helhetlig tenking bak valgene som er blitt gjort. Eksempler på dette er at det er installert instrumenter med HART og positioner med FIELDVUE etter hvert som det opprinnelige utstyret er byttet ut. Men det er ikke noe system for å kunne benytte seg av den informasjonen som da blir tilgjengelig. Et annet eksempel er nylig installerte Blane og UGU modul hvor det er fullt mulig å bruke HART protokollen inn mot ABB 800xA systemet og benytte seg av de mulighetene dette gir. Men til tross for dette er det i forbindelse med begge modulene brukt standard 4-20 mA. Dermed så blir mulighetene for enkelt å innføre tilstandsovervåking borte.

Når det så skal ses på mulighetene til å innføre tilstandsbasert vedlikehold så blir hele prosessen preget av to ting:

- Manglende strategi har ført til at enkle løsninger for tilstandsovervåking ikke eksisterer som igjen fører til høye investeringskostnader.
- Høy regularitet og oppetid på prosessanlegget på Ula gjør at nytten med å innføre tilstandsbasert vedlikehold i stor grad blir borte.

På grunn av fortsatt lang levetid på Ula installasjonen vil tilstandsbasert vedlikehold være noe som må inn i alle prosjekter og oppgraderinger. Men dette forutsetter at det er laget en strategi og at det blir tatt noen valg om verktøy og metoder som skal brukes. Erfaringen med Blane UGU, WIU og MPP viser at teknologien som benyttes nå er mer avansert enn tidligere og systemene blir mer komplekse enn de var tidligere. Utstyret som benyttes er også mer tilpasset tilstandsovervåking. Ved å ta hensyn til dette og benytte tilstandsbasert vedlikehold i forbindelse med nye prosjekter og oppgraderinger vil det etter hvert bli enklere å implementere eksisterende utstyr. Dette vil skje i og med at systemene for å kunne utføre tilstandskontroll vil bli opprettet. Det vil også være mulig å få prosjektene til å betale deler av systemene som trengs for å kunne utføre tilstandskontroll.

5.1 Tilstandsbasert vedlikehold og videre arbeid

For å komme videre med tilstandsbasert vedlikehold er det fortsatt en del oppgaver så må avklares og arbeid som må utføres.

Det er mulig å sette dette opp i en anbefalt gjennomføringsrekkefølge. Det blir her ikke satt noe tidsperspektiv på de forskjellige fasene, dette vil avhenge helt av ledelsen sine mål, budsjetter og fremtidige prosjekter. Eneste unntaket her er forslaget vedrørende Oselvar prosjektet.

- Umiddelbart
 - Sette i gang en prosess med å få Oselvar prosjektet til å benytte HART kommunikasjonen inn mot ABB systemet.
 - Be Oselvar prosjektet om å benytte barrierer som er av en slik type at HART signalet kan hentes ut til eksternt system ved hjelp av multiplekser.
- Fase I
 - Lage egen strategi for tilstandsbasert vedlikehold, samt nødvendige retningslinjer og rutiner. Ta de beslutninger som er nødvendig angående dataverktøy som skal benyttes, bruk av Wireless HART, samarbeid med VRD og Skarv. Bruk denne rapporten som et utgangspunkt for strategivalg.
 - Sørge for å få oppgradert Processnet til siste versjon.
 - Utføre en vurdering av arbeidsoppgavene til de enkelte vedrørende tilstandsbasert vedlikehold og verifiser at det er mulig å gjennomføre med de ressursene som er tilgjengelig.
 - Opprette pilot forsøk i Processnet for de forskjellige typer utstyr og se om det er mulig å få dette til å fungere.
 - Starte arbeid med å se på nødvendige endringer i WorkMate.
 - Etablere et kompetanseprogram for tilstandsovervåking.
- Fase II
 - Identifisere de enhetene som skal inkluderes i tilstandsovervåking i henhold til anbefalinger i denne rapport. Identifiser nødvendig tilleggsinstrumentering.
 - Etablere et tilstandsbasert vedlikeholdsprogram i WorkMate. Identifiser de kalenderbaserte vedlikeholdsjobbene som kan kanselleres.
 - Gjennomfør en MoC prosess før overgangen fra kalenderbasert til tilstandsbasert program.
 - Opprett KPIer. Samarbeid her med Skarv og VRD.
 - Gjennomgang av mulige endringer av vibrasjonsmålinger. Sette en fremdriftsplan for utskifting.
- Fase III
 - Verifiser at tilstandsbasert vedlikehold fungerer og at det gir resultater.
 - Vurder egenskapene til Processnet, eventuelt å se på muligheten til å benytte seg av et spesialisert dataverktøy for tilstandsbasert vedlikehold.
 - Vurder mulighetene for e-Vedlikehold. Samhandling mellom utstyrseksperter, driftsstøtte på land og personell offshore.
 - Overgang til RBM med tilstandsovervåking som et av grunnlagene for å identifisere risiko.

Punktene i de første fasene er diskutert i tidligere kapitler. Når det gjelder fase III så avhenger dette av at det lykkes med å komme videre med tilstandsbasert vedlikehold. Etter hvert som

det blir gjort erfaringer med Processnet og applikasjonene fra D2D prosjektet vil det bli klart om disse tilfredsstillende krav og behov som finnes. Alternativet blir å se på andre dataverktøy slik som for eksempel EXAKT og Watchdog Agents.

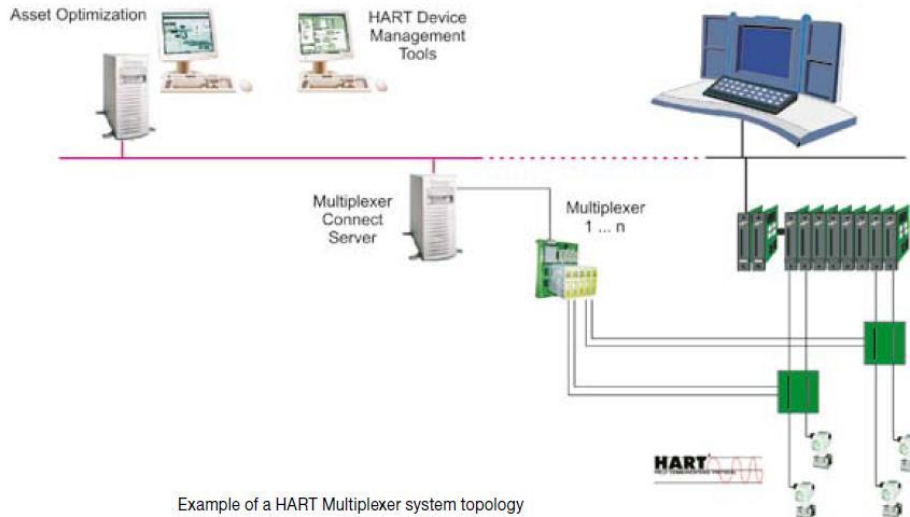
For Ula sin del er det allerede opprettet et samhandlingsmiljø mellom driftstøtte på land og offshore. Blir det suksess med å innføre tilstandsovervåking er det ingenting i veien med å gå videre mot e-Vedlikehold som inkluderer eksterne spesialister, utstyrsleverandører, logistikk osv. Det vil også være muligheter til å inkludere RBM i vedlikeholdet og benytte seg av tilstandsovervåking som et av grunnlagene for å identifisere utstyr som skal inkluderes.

5.2 Nye prosjekter og ombygginger på Ula og Tambar

Som beskrevet tidligere så har ikke tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold blitt inkludert i de siste prosjektene, utenom for større roterende utstyr. Spesielt så er mulighetene HART protokollen gir ikke blitt utnyttet. Ved å opprette en strategi for tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold for Ula og Tambar og gjøre denne gjeldende for nye prosjekter, så vil dette gi en enklere situasjon når utstyret blir overtatt av driftsorganisasjonen.

5.2.1 Blane og UGU modul tilkoblet ABB 800xA systemet

Instrumentering for Blane og UGU er tilkoblet nye ABB 800xA noder. Det er her brukt standard 4-20mA signaloverføring. Dette selv om det er muligheter til å bruke HART protokollen til å overføre den målte verdien ved å bruke de samme inngangskortene. Ved å bruke HART protokollen vil nøyaktigheten på den målte verdien blir bedre i tillegg til at det vil bli overført status informasjon fra instrumentene. Det vil også være mulig å få til en mer avansert diagnostisering og konfigurering av instrumentene i selve ABB systemet ved å implementere en HART Device Integration pakke i 800xA systemet. Hvis det er ønskelig å bruke AMS Suite for diagnostisering og konfigurering av instrumenter er det muligheter for å ta signalet som er koblet til i ABB nodene og multiplekse det som vist i figur 29 nedenfor. Det er mulighet for at de barrierene som er brukt i prosjektene har multipleksing funksjonen, men dette må avklares.



Figur 29: Multipleksing av HART for ABB 800xA noder (ABB, 2008)

5.3 Egne erfaringer og utfordringer i forbindelse med oppgaven

I løpet av arbeidet med oppgaven så oppdaget jeg at det var et problem å begrense utvalg av litteratur og data. Emnene tilstandsbasert vedlikehold og tilstandsovervåking er store og komplekse og det skjer hele tiden ting innenfor fagene.

Å bruke WorkMate historikk viste seg å være utfordrende. Som en naturlig del av vedlikeholdet er utstyr og instrumenter blitt byttet ut med nye merker og typer og dermed så vil ikke tidligere historikk være gyldig lenger. Det som viste seg å være den beste kilden til data var intervju og samtaler med personell offshore og på land.

I tillegg så observerte jeg raskt at det ikke var mulighet for å estimere eksakte kostnader og nytteverdier. Dette har sammenheng med at det er en del valg som må tas angående strategi og verktøy som skal benyttes.

6 Konklusjon

Den viktigste konklusjonen etter å ha gjennomført denne oppgave er at det må opprettes en strategi for tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold for å kunne komme videre i arbeidet med å gå over til tilstandsbasert vedlikehold. Strategien må basere seg på målene som er satt for drift og vedlikehold av Ula og Tambar. I tillegg så må strategien ha støtte i ledelsesnivåene oppover for å sikre budsjett og ressurser i videre arbeid. Ved utarbeidelse av strategien så må det tas en vurdering av hvilke løsninger som er mest fornuftig å bruke på Ula og Tambar. Det må også opprettes rutiner og prosedyrer som forklarer arbeidsprosessene ved implementering av og bruken av tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold. Blir det etablert en god strategi, arbeidsprosesser og prosedyrer så vil dette bidra til at tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold blir gjennomført på en enhetlig og mest mulig optimal måte. Det må også gjennomføres en vurdering av hvem som skal utføre tilstandsovervåkingen og om organisasjonen er i stand til å håndtere det arbeidet tilstandsbasert vedlikehold krever innen tolking av data og beslutning.

Når omfanget av tilstandsbasert vedlikehold skal vurderes så er det nødvendig å ta i betraktning den høye driftsregulariteten og gode oppetiden som prosessanlegget på Ula har hatt de senere årene. Dette tilsier at det allerede finnes et veletablert vedlikeholdsprogram. Det finnes også god del redundans i systemene på Ula i tillegg til at det for mange av systemene er blitt en overkapasitet i forbindelse med at produksjonen har gått ned. Dermed så vil det være muligheter for å utføre periodisk vedlikehold uten å måtte stanse deler av eller hele produksjonen. Utvelgelse av utstyr som skal inkluderes i tilstandsbasert vedlikehold må derfor skje med et kritisk blikk.

Kartleggingen som ble gjort i denne oppgaven viste et det kun var et tiltak som ville gi umiddelbar gevinst, nemlig bruk av termografi for å overvåke for små gasslekkasjer. Dette tiltak er enkelt å iverksette og vil gi umiddelbar gevinst ved å ha en bedre oversikt over små gasslekkasjer. Utenom dette så var det ingen tiltak som var av en slik art at de gir en umiddelbart positiv effekt. Videre så har gjennomgangen vist at teknologisk sett er det oppimot ingen begrensninger i hva som er mulig å få til av tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold. Kommunikasjonslinjer til land og det overordnede nettverket både offshore og på land er av en slik kvalitet at det ikke vil være problemer med data overføring. Men det vil ikke være kostnadmessig fornuftig å gå så langt. Gjennom denne oppgaven er det identifisert at det er begrenset hvilket utstyr som bør inngå i et program for tilstandsbasert vedlikehold.

Men selv om det er begrensninger i hva som er fornuftig å innføre tilstandsbasert vedlikehold på av eksisterende utstyr på Ula og Tambar må ikke dette være til hinder for at mulighetene for tilstandsbasert vedlikehold benyttes fullt ut i forbindelse med nye moduler og oppgradering av utstyr. Bakgrunnen for dette er at levetiden for Ula er for tiden til 2028 med mulighet for forlengelse.

Mye av det nye utstyret er mer avansert enn det eksisterende, prosessen ved økt gassbehandling er mer kompleks enn eksisterende og det er ikke ønskelig å øke bemanningen

offshore, heller snarere tvert imot. En god strategi må inkludere krav til prosjekter om at de skal forholde seg til tilstandsbasert vedlikehold og inkludere dette tidlig i prosjektet. Mulighetene som HART og FIELDVUE gir må inkluderes allerede i Oselvar prosjektet, basert på teoriene om tilstandsbasert vedlikehold vil dette gi en gevinst i den senere driftsfasen.

For å få tilstandsbasert vedlikehold til å fungere optimalt er det viktig å ha en organisasjon som kan benytte seg av de mulighetene dette gir. Tilstandsbasert vedlikehold og tilstandsovervåking skjer ikke av seg selv og kan ikke være noe som finnes på siden av de andre prosessene innenfor vedlikehold. Alle som er involvert i vedlikehold må ha kjennskap og føle eierskap til tilstandsovervåkingen og tilstandsbasert vedlikehold. Det er også klart at ved en omfattende bruk av tilstandsovervåking og avanserte teknikker må deler av jobben med å behandle og tolke data sette bort til eksterne spesialister.

Videre arbeid blir å få tatt i bruk Processnet som et verktøy for tilstandsovervåking. Det må settes opp pilotprosjekt som sjekker funksjonaliteten og verifiserer at programmet tilfredsstillende de krav som settes til tolking av data og varsling.

Litteraturliste

- ABB (2004) *ABB Special Report - Review Industrial Services*
[http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf/VerityDisplay/AE784231A2D1A146C1256E4600467AB3/\\$File/Special%20Report%20II.pdf](http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf/VerityDisplay/AE784231A2D1A146C1256E4600467AB3/$File/Special%20Report%20II.pdf) (Lastet ned 13 mai 2009)
- ABB (2008) *Industrial IT System 800xA Device Management*
[http://library.abb.com/global/scot/scot349.nsf/veritydisplay/ac345dde0a4190abc125743b004354ea/\\$File/3BDD013081_L_C_en_System_800xA_5.0_Device_Management_Overview.pdf](http://library.abb.com/global/scot/scot349.nsf/veritydisplay/ac345dde0a4190abc125743b004354ea/$File/3BDD013081_L_C_en_System_800xA_5.0_Device_Management_Overview.pdf) (Lastet ned 03 Juni 2009)
- BENGTSON, M., OLSSON, E., FUNK, P. & JACKSON, M. (2004) Technical Design of Condition Based Maintenance System - A Case Study using Sound Analysis and Case-Based Reasoning. *I: MARCON (Maintenance and Reliability Conference)*. Mai, Knoxville, TN, USA.
- BJUGN, S. & HENDERSON, K. (2009) *VRD Care Strategy Development*, Stavanger, BP Norge.
- BP (2004) *1.70.012 Vedlikeholdsstrategi*, Stavanger.
- BP (2005) *1.70.009 Teknisk kravsetter prosedyre*, Stavanger.
- BP (2006) *1.70.031 Prosedyre for forandring av beskyttende systemer "The Critical Protective Systems Register" (CPSR)*, Stavanger.
- BP (2008a) *1.70.034 Criticality classification procedure*, Stavanger.
- BP (2008b) *Direktiv nr 34 Endringsledelse*, Stavanger.
- BP (2009) *Annual Review*, London.
- BÅRTVEDT, T. (2006) *En vurdering av behovet for endringer i dagens utnyttelse av tilstandsovervåkingen for å optimalisere kompressortog på Kårstø mht. drift og vedlikehold*, Stavanger, Universitetet i Stavanger.
- CARSTENSEN, C. (2008a) *MOM220 Process Plants for Oil and Gas*, Stavanger.
- CARSTENSEN, C. (2008b) *Thermodynamic Condition Monitoring*, Stavanger, Universitetet i Stavanger.
- CONACHEY, R.M. & MONTGOMERY, R.L. (2003) *Application of Reliability-centered Maintenance Techniques to the Marine Industry*, Texas.
- DRAGLAND, Å. (2009) *Oljeplattformer sårbare for hackere*, Oslo, Dagbladet.
- EMERSON PROCESS MANAGEMENT (2008) *DVC6000 Series FIELDVUE Digital Valve Controllers*, Marshalltown, Iowa.
- ERLANDSEN TOFTE, I., MOEN, T. & ZENKER, E. (2008) *Fakta, Norsk petroleumsvirksomhet*, Stavanger, Oljedirektoratet.
- GUTTU, T. (1995) *Store Norske Ordbok*, Oslo, Aschehoug og Gyldendal.
- HART COMMUNICATION FOUNDATION (2007) *WirelessHART Technical Data Sheet* (Lastet ned 23. Mars 2009)
- HAYKIN, S. & VAN VEEN, B. (2003) *Signals and Systems*, Hoboken, NJ, John Wiley & Sons, Inc.
- ISO (2001) *ISO 13306 - Maintenance terminology*. London, British Standards Institution.

- ISO (2002) ISO 13373-1 - Condition monitoring and diagnostics of machines - Vibration condition monitoring - Part 1: General procedures. London, British Standards Institution.
- ISO (2003) ISO 13379 - Condition monitoring and diagnostics of machines - General guidelines on data interpretation and diagnostics techniques. London, British Standards Institution.
- ISO (2006) ISO 14224 - Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment. London, British Standards Institution.
- JARDINE, A. & LIYANAGE, J.P. (2006) 24/7 Online real-time Performance Diagnostic and Prognostic Technologies and intelligent Watchdog Agents for physical Assets. *I: 18th Euromaintenance 2006; 3rd Worldcongress of Maintenance*. 20-22 Juni 2006, Basel/Sveits, Walt, Guido & Behrend, H.-Joachim.
- LIYANAGE, J.P. (2008) Integrated e-operations-e-maintenance: applications in North Sea offshore assets. I KOBACY, K.A.H. & PRABHAKAR MURTHY, D.N. (Eds.) *Complex system maintenance handbook*. London, Springer.
- LIYANAGE, J.P., LEE, J., EMMANOULIDIS, C. & NI, J. (2009) Integrated e-Maintenance and Intelligent maintenance systems. I BEN-DAYA, M., DUFFUAA, S.O., RAOUF, A., KNEZEVIC, J. & AIT-KADI, D. (Eds.) *Handbook of Maintenance Management and Engineering*. New Jersey, Springer.
- LUNDTEIGEN, M.A. & RAUSAND, M. (Eds.) (2007) *The effect of partial stroke testing on the reliability of safety valves*, London, Taylor & Francis Group.
- MALMHOLT, O. (1997) *Maintenance objective, strategy, and organization*, UTEK.
- MARKESSET, T. (2008) *En filosofi for et tilstandsbasert vedlikehold bør inneholde;*, Stavanger, Universitetet i Stavanger.
- MARKESSET, T. (2009) *System/Equipment Uptime and Downtime*, Stavanger, UiS.
- MOUBRAY, J. (1997) *Reliability-centred maintenance*, Oxford, Butterworth-Heinemann.
- NORDVIK, F.M., MOEN, T. & ZENKER, E. (Eds.) (2009) *Fakta - Norsk Petroleumsverksemd 2009*, Stavanger, Oljedirektoratet og Olje og energidepartementet. http://www.npd.no/NR/rdonlyres/59B46A72-F301-46EE-9AA2-060050718426/18772/Fakta_2009norsk.pdf
- NORSOK (2001) Z-008, Criticality analysis for maintenance purposes. Oslo, Norsok Standard.
- NORSOK (2005) I-104, Fiscal measurement systems for hydrocarbon gas. Oslo, Norsok Standard.
- NORSOK (2007) I-105, Fiscal measurement systems for hydrocarbon liquid. Oslo, Norsok Standard.
- OLF (2003) *eDrift på norsk sokkel - det tredje effektiviseringsspranget*, Stavanger, OLF.
- OLF (2005a) *Digital Infrastructure Offshore: Common network operation management for digital infrastructure offshore on Yhe Norwegian Continental shelf*, Stavanger, OLF.
- OLF (2005b) *Integrated Work Processes: Future work on the Norwegian Continental Shelf*, Stavanger, OLF.
- OLF (2006) *Verdipotensialet for Integrerte Operasjoner på Norsk Sokkel*, Stavanger, OLF.

- OLF (2007a) *Integrerte Operasjoner - Akselerert utvikling på norsk sokkel*, Stavanger, OLF.
- OLF (2007b) *Oppdatert verdipotensiale for Integrerte Operasjoner på norsk sokkel*, Stavanger, OLF.
- OLJEDIREKTORATET (1998) *Basisstudie Vedlikeholdsstyring: Metode for egenvurdering av vedlikeholdsstyring*, Stavanger, Oljedirektoratet.
- OLJEDIREKTORATET (2001a) *Forskrift om måling av petroleum for fiskale formål og for beregning av CO2-avgift*, Stavanger, Oljedirektoratet.
- OLJEDIREKTORATET (2001b) *Forskrift om styring i petroleumsvirksomheten (Styringsforskriften)*, Stavanger, Oljedirektoratet.
- OLJEDIREKTORATET (2001c) *Forskrift om utforming og utrustning av innretninger med mer i petroleumsvirksomheten (Innretningsforskriften)*, Stavanger, Oljedirektoratet.
- OLJEDIREKTORATET (2001d) *Forskrift om utføring av aktiviteter i petroleumsvirksomheten (Aktivitetsforskriften)*, Stavanger, Oljedirektoratet.
- OLJEDIREKTORATET (2001e) *Merknader til forskrift om måling av petroleum for fiskale formål og for beregning av CO2-avgift*, Stavanger, Oljedirektoratet.
- OLJEDIREKTORATET (2006) *Kartlegging av kompetansebehov ved omfattende bruk av e-drift av felt på norsk sokkel* http://www.npd.no/cgi-bin/MsmGo.exe?grab_id=28&EXTRA_ARG=&CFGNAME=MssFindNO%2Ecfg&h ost_id=42&page_id=16650240&query=kartlegging+av+kompetansebehov (Lastet ned 14.februar 2009)
- OLSEN, O.A. (2005) *Instrumenteringsteknikk*, Trondheim, Tapir Akademisk Forlag.
- RAO, B.K.N. (1996) Condition monitoring: the basics. I RAO, B.K.N. (Ed.) *Handbook of condition monitoring*. Comadem International.
- RAUSAND, M. & HØYLAND, A. (2004) Chapter 3: Qualitative system analysis. *System Reliability Theory: Models, Statistical Methods and Applications*. 2nd. ed. Hoboken, NJ, Wiley-Interscience.
- RAZA, J. & LIYANAGE, J.P. (2007) Technical integrity and performance optimization for enhanced reliability in "Smart Assets": case of a North Sea oil & gas production facility.
- RIMAP CONSORTIUM (2001) *Terminology list*, Oslo, DnV.
- SUNDE, P.A. (2001) *Outsourcing av økonomifunksjonen i norsk oljeindustri. Fokus på samarbeidet mellom BP Amoco AS og Accenture*, Stavanger, Høgskolen i Stavanger.
- SÆBØ, H.J. & SCHJØLBERG, P. (1998) *Forebyggende vedlikehold basert på RCM-konseptet*, Trondheim, SINTEF.
- TIRABOSCO, P. (2001) *Risk based maintenance*, ICOMS 2001, paper 024.8.
- TSANG, A.H.C. (1995) Condition-based maintenance: tools and decision making. *Journal of quality in maintenance engineering*, 1(3), 3-17.
- WISEMAN, M., LIN, D., GURVITZ, N. & DUNDICS, M. (2009) *The Elusive P-F Interval* <http://www.omdec.com/wiki/tiki-print.php?page=The%20elusive%20PF%20interval&PHPSESSID=14e60fdb0dfcb2edca0897ff77c17aa> (Lastet ned 04. mai 2009)

- YAM, R.C.M., TSE, P.W., LI, L. & TU, P. (2001) Intelligent predictive decision support system for condition-based maintenance. *International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, 17, 383-391.
- ØIEN, K. & SCHJØLBERG, P. (2007) *Vedlikehold som virkemiddel for å forebygge storulykker - Vedlikeholdsstatus og utfordringer*, Trondheim, SINTEF Teknologi og samfunn.
- ØIEN, K. & SCHJØLBERG, P. (2008) *Kartlegging av bruken av integrerte operasjoner i vedlikeholdsstyringen*, Trondheim, SINTEF Teknologi og samfunn.
- ØXNEVAD, S. & NIELSEN, L. (2000) *The Maintenance Baseline Study*, Stavanger, SPE.
- AAD (2001) *Stortingsmelding nr 7 (2001 - 2002) Om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten*, Oslo, Arbeids- og administrasjonsdepartementet (AAD).

VEDLEGG A AKTIVITETSFORSKRIFTEN KAPITTEL IX §§ 42-48

Kap IX vedlikehold

§ 42 Vedlikehold

Den ansvarlige skal sikre at innretninger eller deler av disse holdes ved like, slik at de er i stand til å utføre sine tiltenkte funksjoner i alle faser av levetiden.

§ 43 Klassifisering

Innretningers systemer og utstyr skal klassifiseres med hensyn til de helse-, miljø- og sikkerhetsmessige konsekvensene av potensielle funksjonsfeil.

For funksjonsfeil som kan føre til alvorlige konsekvenser, skal den ansvarlige identifisere de ulike feilmodiene med tilhørende feilårsaker og feilmekanismer, og anslå feilsannsynligheten for den enkelte feilmodusen.

Klassifiseringen skal legges til grunn ved valg av vedlikeholdsaktiviteter og vedlikeholds-frekvens, og ved prioritering av ulike vedlikeholdsaktiviteter.

§ 44 Vedlikeholdsprogram

Feilmodi som utgjør en helse-, miljø- eller sikkerhetsrisiko, jf. § 43 om klassifisering, skal forebygges systematisk ved hjelp av et vedlikeholdsprogram.

I programmet skal det inngå aktiviteter for overvåking av ytelse og teknisk tilstand, som sikrer at feilmodi som er under utvikling eller har inntrådt, blir identifisert og korrigert.

Programmet skal også inneholde aktiviteter for overvåking og kontroll av feilmekanismer som kan føre til slike feilmodi.

§ 45 Planlegging og prioritering

Det skal utarbeides en samlet plan for utføring av vedlikeholdsprogram og korrigerende vedlikeholdsaktiviteter, jf. styringsforskriften § 9 om planlegging.

Det skal foreligge kriterier for setting av prioritet med tilhørende tidsfrister for utføring av de enkelte vedlikeholdsaktivitetene. Kriteriene skal ta hensyn til klassifiseringen som nevnt i § 43 om klassifisering.

§ 46 Vedlikeholdseffektivitet

Effektiviteten av vedlikeholdet skal evalueres systematisk på grunnlag av registrerte data for ytelse og teknisk tilstand for innretninger eller deler av disse.

Evalueringen skal brukes til kontinuerlig forbedring av vedlikeholdsprogrammet, jf. styringsforskriften § 22 om forbedring.

§ 47 Særskilte krav til tilstandskontroll av konstruksjoner og rørledningssystemer

Det skal utføres tilstandskontroll av nye konstruksjoner i løpet av det første bruksåret.

For bærende konstruksjoner av ny type skal det samles inn data i to vintersesonger for å sammenlikne dem med konstruksjonsberegningene, se innretningsforskriften § 16 om instrumentering for overvåking og registrering.

På rørledningssystemer der feilmodi kan utgjøre en miljø- eller sikkerhetsrisiko, jf. § 43 om klassifisering, skal det utføres inspeksjoner for å kartlegge mulig korrosjon av rørveggen. Deler av rørledningssystemet, der liggetilstanden eller andre forhold kan gi høy belastning, skal også kontrolleres.

Den første inspeksjonen skal utføres etter vedlikeholdsprogrammet som nevnt i § 44 om vedlikeholdsprogram, men senest to år etter at systemet er tatt i bruk.

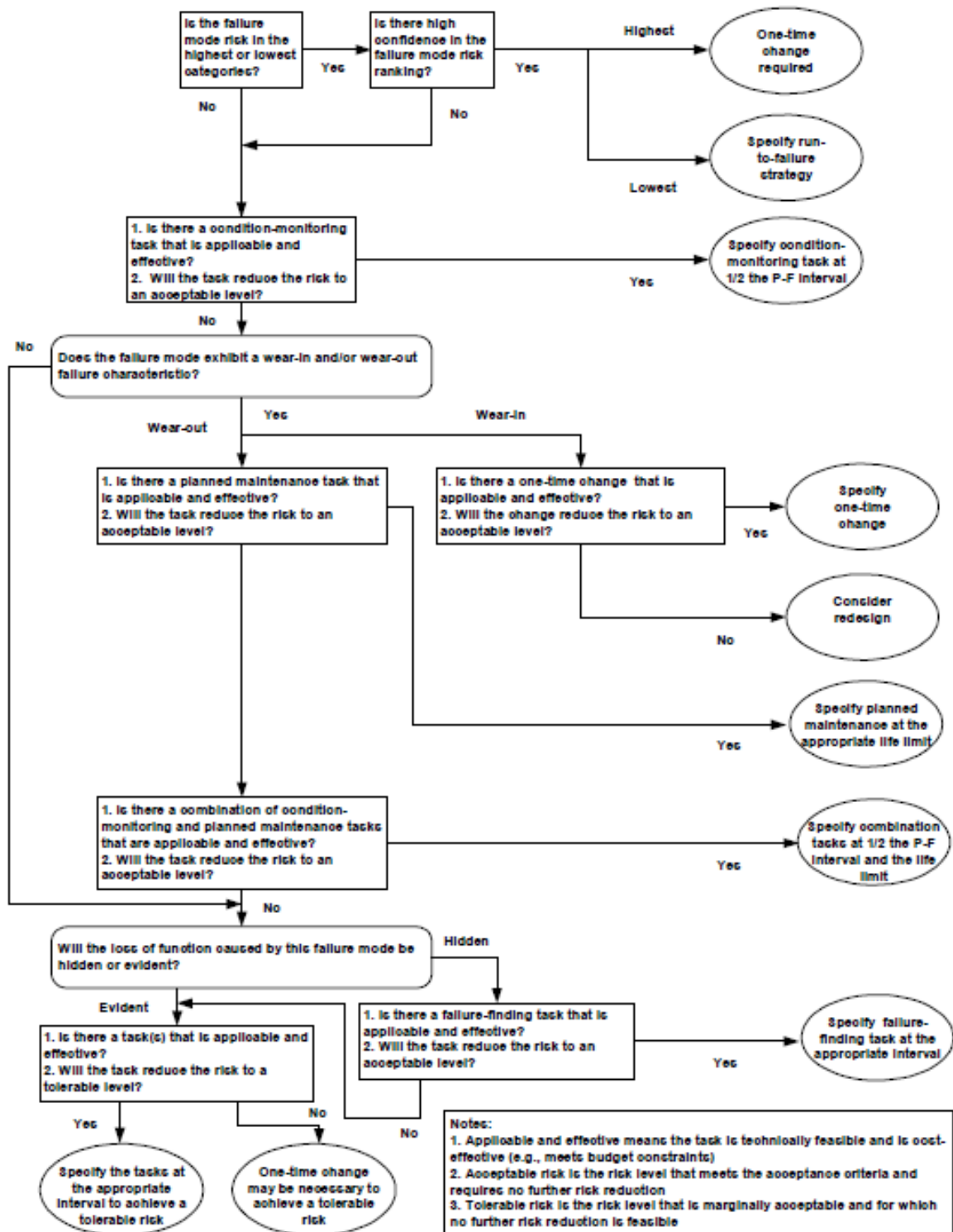
§ 48 Særskilte krav til prøving av utblåsingssikring og annet trykkkontrollutstyr

Utblåsingssikringen skal trykkprøves regelmessig slik at den er i stand til å utføre sine tiltenkte funksjoner, jf. § 42 om vedlikehold og § 44 om vedlikeholdsprogram.

Utblåsingssikringen med tilhørende ventiler og annet trykkkontrollutstyr på innretningen skal heloverhales og resertifiseres hvert femte år.

VEDLEGG B RCM TASK SELECTION FLOW DIAGRAM

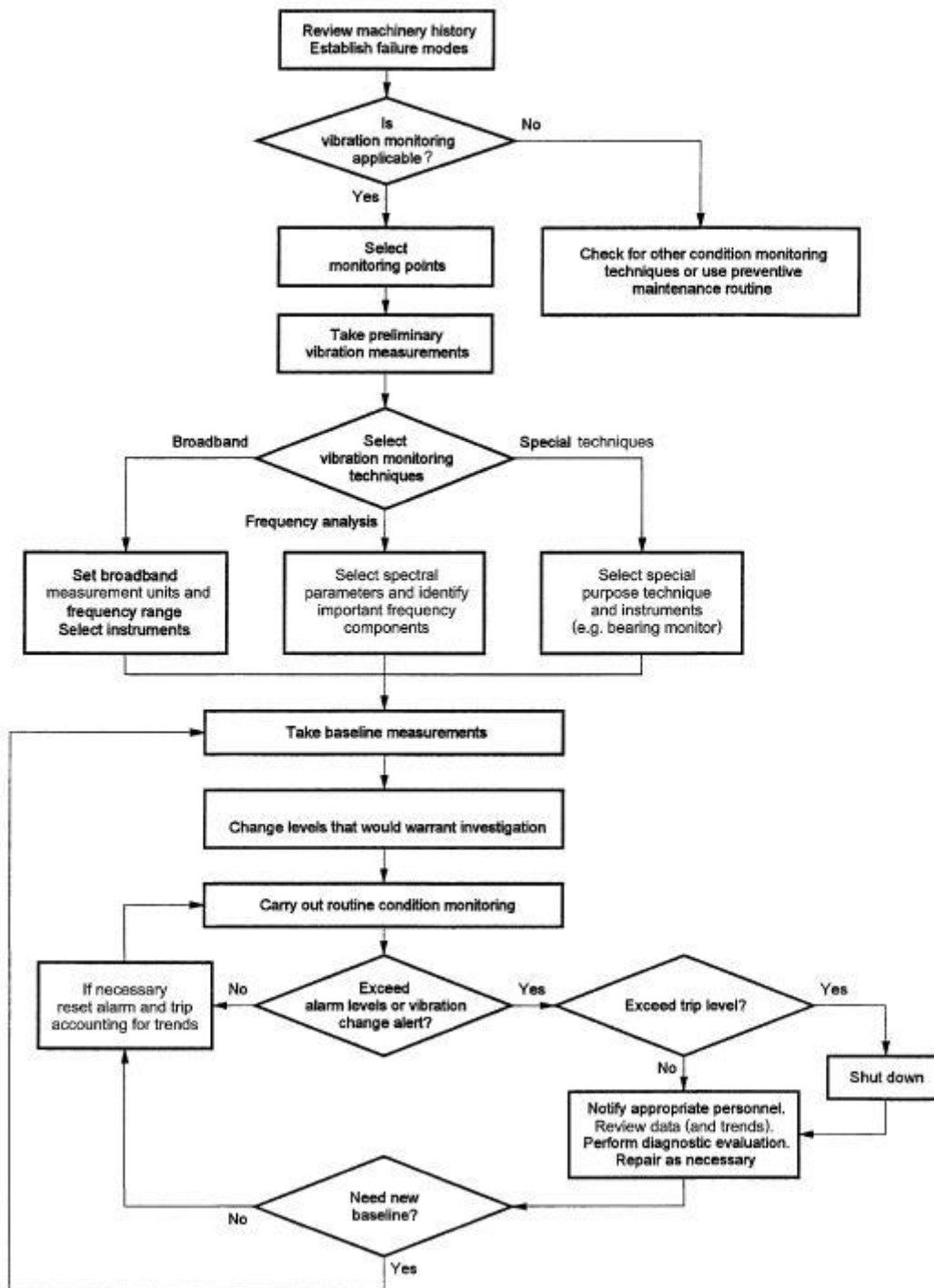
Kilde: (Conachey og Montgomery, 2003)





VEDLEGG D FLYTSKJEMA FOR VIBRASJONSOVERVÅKING

Kilde: ISO 13373-1 (2002)



VEDLEGG E EMERSON PROCESS AMS SUITE DEVICE MANAGER

Kilde: www.emersonprocess.com



MAXIMIZE POWER FROM YOUR INTELLIGENT FIELD DEVICES!

AMS DEVICE MANAGER DELIVERS POWERFUL FIELD DEVICE CAPABILITIES

Use AMS Device Manager to access predictive diagnostics and real-time field device information to improve availability and performance. A graphical interface, powered by EDDL, provides compelling visualization to aid in troubleshooting and support decision-making. In addition, AMS Device Manager now allows you to manage your wired and wireless devices from a single application.

Innovative PlantWeb® technology enables you to more effectively deploy your maintenance resources and improve operational efficiency. Online users can continuously monitor field devices and automatically receive alerts on any devices that may be causing problems. AMS Device Manager enables users to reduce the time required to troubleshoot, configure, and calibrate field devices. Use AMS Device Manager to drive predictive maintenance and improve plant availability and performance.



AMS Suite: Intelligent Device Manager powers PlantWeb through predictive and proactive maintenance of intelligent field devices to improve availability and performance.

www.assetweb.com

EXTEND YOUR REACH

- Graphical user interface makes diagnostic information easy to understand.
- Support for WirelessHART™ devices and networks extends predictive diagnostics to new areas of the plant.
- New SNAP-ON™ applications extend support for Coriolis meters, wireless networks, and alert tracking.
- Industry-leading interoperability including interfaces for Wireless, HART® Over PROFIBUS, Router DTM, and High Speed Ethernet (HSE).
- Seamless integration with the DeltaV™ digital automation system streamlines maintenance procedures.
- Remote Operations Controller (ROC) interface extends PlantWeb to remote oil and gas fields and other remote locations.
- Fully-enabled client server architecture.
- Maximize technology investment with PlantWeb Services.





Intelligent Device Manager



DELIVERS THE RESULTS YOU NEED: IMPROVED AVAILABILITY AND MAINTENANCE COST EFFECTIVENESS

- **Faster device commissioning.** Speed commissioning by planning and storing your field device configurations in a single database. Perform device loop tests, interlock validations, and calibrations quickly and efficiently.
- **Avoid unplanned shutdowns.** Online access to device diagnostics allows you to continually monitor devices and to know immediately if there is a problem. Intercept problems before they cause major plant upsets.
- **Troubleshoot quickly.** Remotely access status and diagnostic information from connected devices to identify issues. Use AMS Device Manager to easily make configuration changes or replace a device.
- **Deliver an audit-ready plant.** Automatically document device information including alerts, configuration changes, and calibration events using AMS Device Manager Audit Trail. Associate electronic drawings and notes with a particular device quickly and easily.
- **Streamline calibrations.** Easily transfer data between documenting calibrators and AMS Device Manager database. Generate and organize calibration test schemes for HART, FOUNDATION™ fieldbus, WirelessHART, and other smart and conventional devices.
- **The power of wireless.** Use AMS Device Manager and the AMS Wireless SNAP-ON application to plan, validate, and manage your wireless networks.
- **Automated Work Notification.** Use AMS Suite: Asset Portal™ to aggregate your predictive diagnostics and drive work notifications to your enterprise asset management system.
- **AMS Suite powers PlantWeb.** AMS Device Manager is just one of the integrated family of applications in the AMS Suite for predictive maintenance, performance monitoring, and economic optimization. Emerson complements AMS Suite with PlantWeb Services to ensure successful implementation of the application and maximize the value delivered.

Contact your Emerson sales representative for more information.

©2009, Emerson Process Management.

The contents of this publication are presented for informational purposes only, and while every effort has been made to ensure their accuracy, they are not to be construed as warranties or guarantees, express or implied, regarding the products or services described herein or their use or applicability. All sales are governed by our terms and conditions, which are available on request. We reserve the right to modify or improve the designs or specifications of our products at any time without notice.

All rights reserved. AMS, PlantWeb, DeltaV, Asset Portal, and SNAP-ON are marks of one of the Emerson Process Management group of companies. The Emerson logo is a trademark and service mark of Emerson Electric Co. All other marks are the property of their respective owners.
10PE0338001/D3S132SX012/printed in USA/1-2009

Emerson Process Management
12001 Technology Drive
Eden Prairie, MN 55344 USA
T 1(952)828-3206
F 1(952)828-3006

www.assetweb.com



VEDLEGG F EKSEMPLER PÅ SKJERMBILDER FOR TILSTANDSOVERVÅKING

Kilde: Field of The Future, D2D prosjekt

Transmitter Discrepancy Display Matrix

A Minor Fault/Discrepancy
R Major Fault/Discrepancy

Transmitter Type	Service Description	Transmitter 1	Transmitter 2	Discrepancy	Calibration Error	Electro/Mechanical Failure	Communications Failure
Pressure	Oil Meter Gross	10.32	10.41	A	●	●	A
	Firewater Pump	0.02	0.05	●	●	●	●
Temperature	Compressor Process Gas Temperature	12.70	13.90	R	●	●	R
	Test Separator Input Flowline	52.34	52.34	●	●	●	●
Level	3rd Stage Suction Drum	12.43	17.15	R	R	●	●
	Oil in Water analyser-Produce Water	34.79	34.79	●	●	●	●
Flow	Oil meter Gross	-242.00	-242.00	●	●	●	●

Centrifugal Pump Performance Matrix

Pumps	Low Flow	Speed	NSPHA-NSPHR	High Power	Performance Index	Delta Head Flow	Delta Power-Flow
Crude Pump	●	●	●	●	0.00		
M.O.L. Pump	●	●	●	●	0.00		
Buffer Cell Sampling Pump	●	●	●	●	0.00		
Injection Water Pump	●	●	●	●	0.00		
Sand Disposal Pump	●	●	●	●	0.00		
Crude Tanker Loading Pump	●	●	●	●	0.00		

Critical and Non-Critical Heat Exchanger Matrix

Critical Duty

Equipment	Blockage	Fouling	Equipment Damage
Interstage Heater	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
HOD/Flank Start up Heater B	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Crude Oil Heater	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Water storage cooler	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

Non-Critical Duty

Equipment	Blockage	Fouling	Equipment damage
Water Heater	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Waste Heat Regen Unit	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>