



Universitetet
i Stavanger

DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

MASTEROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering:
Offshoreteknologi-
Industriell teknologi og driftsledelse

Vårsemesteret, 2013

Åpen

Forfatter: Øyvind Danielsen

.....
(signatur forfatter)

Fagansvarlig: Professor Tore Markeset

Veiledere: Holgeir Stabell (BP Norge)
Kristian Bay Næss (BP Norge)
Atle Hagen (Hagen Technology)

Tittel på masteroppgaven:

Tilstandsovervåking av kritiske isoleringsventiler på Valhall og Skarv

Engelsk tittel:

Condition monitoring of critical isolation valves on Valhall and Skarv

Studiepoeng: 30

Emneord:

Tilstandsovervåking
(Condition monitoring)

Isoleringsventiler
(Isolation valves)

Sidetall: 75
+ vedlegg/annet: 47

Stavanger, 14.06.2013

Forord

Denne masteroppgaven ble gjennomført som en avsluttende del av masterstudiet i Offshoreteknologi – Industriell teknologi og driftsledelse, ved Universitetet i Stavanger. Oppgaven ble gjennomført våsemesteret 2013 og er normert til 30 studiepoeng.

En essensiell del av masterstudiet i Offshoreteknologi – Industriell teknologi og driftsledelse er emnene tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold. Det var dermed naturlig for meg at også masteroppgaven min fokuserte på disse emnene.

Det har over lengre tid vært høyt fokus på tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold på roterende maskiner og annet dynamisk utstyr innen petroleumsindustrien. Disse emnene har blitt analysert og studert i en rekke studier og masteroppgaver tidligere. Jeg ønsket å trekke emnet videre og er dermed takknemlig for at BP Norge ga meg muligheten til å gjennomføre et studie om tilstandsovervåking av kritiske isoleringsventiler på Valhall og Skarv.

Arbeidet med oppgaven har vært utfordrende men også svært lærerikt, interessant og spennende. Oppgaven har krevd en bratt læringskurve da tilstandsovervåkingssystemene, ventilene og systemet rundt ventilene er svært komplekst, selv som separate enheter. Jeg har fått benyttet mye av det jeg tidligere har lært om tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold, samt videre utviklet min kunnskap innen disse emnene. Under arbeidet med masteroppgaven fikk jeg også økt kunnskap om kontraktinngåelser, arbeidsprosesser og et generelt innblikk i en ingeniørs hverdag i et oljeselskap.

Jeg vil benytte anledningen til å takke alle som har bidratt med god hjelp under arbeidet med min masteroppgave. Først og fremst vil jeg takke min veileder ved Universitetet i Stavanger, professor Tore Markeset for gode kommentarer og innspill til oppgaven. Jeg vil også takke min veileder ved BP Norge, Holgeir Stabell for forslag til oppgave, men også for å tilrettelegge og muliggjøre oppgaven. Stor takk også til Atle Hagen for å dele sin kunnskap om tilstandsovervåking av/og ventiler, veiledning, gode innspill og konstruktive kommentarer under arbeidet. Takker også Kristian Bay Næss for sine gode innspill, veiledning og konstruktive kommentarer.

Stavanger, 14. Juni 2013

Øyvind Danielsen

Sammendrag

Tilstandsovervåking av kritiske isoleringsventiler er et tiltak som BP Norge har initiert for å forbedre tilstandskontrollen på produksjonsanleggene Valhall og Skarv, slik at en kan få bedre driftsregularitet og redusert risiko for skade på personell, miljø og materiell. I den anledning er hensikten med denne masteroppgaven å se på løsningene og metodene som har blitt benyttet og undersøke om det er muligheter for forbedringer av tilstandsovervåkingen av de kritiske isoleringsventilene. Dette gjøres ved å kartlegge hvilke tilstandsovervåkingsteknikker som finnes for ventiler og hvilken som blir benyttet på installasjonene på Valhall og Skarv. Videre ser oppgaven på softwarene som overvåker ventilene og arkitekturen av tilstandsovervåkingssystemene, samt hvordan en kan kombinere ulike funksjonstester med tilstandsovervåking for å få økt sannsynligheten for at ventilen evner å stenge.

BP Norge er i oppstartsfasen av online tilstandsovervåkingen av isoleringsventiler, slik at det er vanskelig å gjennomføre noe analyse av innsamlet data for å verifisere hvilke tilstandsovervåkingsteknikker som er å foretrekke. Kunnskapsgrunnlaget for å gjennomføre oppgaven ble dannet gjennom databaser, rapporter og intervjuer med personell internt i BP Norge og fra eksterne bedrifter. Grunnlag ble også dannet gjennom deltakelse på kurs om tilstandsovervåking av on/off- ventiler, både hos Score AS (Randaberg) og Solberg & Andersen AS (Bergen).

På begge fasilitetene har ventilene i dag hovedsakelig et 12 mnd. vedlikeholdsintervall, hvor det blir gjennomført visuell inspeksjon, funksjonstest og manuell lekkasjetest. Isoleringsventilene på Valhall blir tilstandsovervåket via V-MAP (software) som overvåker ventilene ved hjelp av strekkklapper og aktuatortrykk, mens på Skarv overvåkes ventilene via AMS (software) som benytter seg av en Fieldvue ventilstiller (aktuatortrykk og posisjonsmåling) til tilstandsovervåkingen.

Ut ifra det som er kartlagt av overvåkingssystemer på de ulike fasilitetene med deres fordeler og ulemper, kan det konkluderes med at systemene slik de er i dag ikke er optimale og at det er noe gjenværende arbeid. Sensorene som benyttes i overvåkingen er ikke optimalisert og overvåkingsrutinene etterfølges ikke av leverandører.

Det er uheldig at det er benyttet ulike alternativer for online tilstandsovervåking på de to fasilitetene og for videre arbeid anbefales det følgende tiltak i prioritert rekkefølge:

- Ta i bruk funksjonene som Fieldvue enheten muliggjør, slik at en kontrollert kan utføre "partial stroke" testing og solenoid testing. I første omgang på Skarv siden Fieldvue enheten allerede er installert, men også på Valhall dersom Fieldvue enheter blir installert.
- Installer Fieldvue enheter på de kritiske isoleringsventilene på Valhall.
- Installer stasjonære akustiske emisjonssensorer på alle kritiske isoleringsventiler på både Valhall og Skarv.
- Installere strekkklapper på de resterende kritiske ventilene på Valhall, samt på de kritiske ventilene på Skarv.

Innholdsfortegnelse

Forord	I
Sammendrag	II
Begreper og forkortelser	VII
Sentrale begrep	VII
Forkortelser	VIII
1. Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Problemstilling	1
1.3 Hovedmål og delmål	2
1.4 Avgrensninger	3
1.5 BP gruppen og BP Norge	3
1.5.1 Valhallfeltet	4
1.5.2 Skarvfeltet	5
1.6 Oppgavens struktur	6
2. Vedlikeholdsteori	7
2.1 Vedlikehold	7
2.2 Vedlikeholdsstrategier	8
2.3 Valg av vedlikeholdsstrategi	9
2.3.1 Svikt og degradering	10
2.3.2 Konsekvenser av svikt og preventivt vedlikehold	10
2.4 Tilstandsbasert vedlikehold	12
2.4.1 Tilstandsovervåking	14
2.4.2 Hvordan utføre tilstandsovervåking?	15
2.4.3 Tradisjonelle metoder for tilstandsovervåking	16
2.4.4 Integreerte operasjoner og e-vedlikehold	21
2.5 Ventil	23
2.5.1 Hva er en isoleringsventil?	23
2.5.2 Kuleventil	24
2.5.3 Sluseventil	25
2.5.4 Spjeldventil	27
2.5.5 Aktuator	28
2.6 Sviktmekanismer i ventiler	29
2.6.1 Feilmodi i isoleringsventiler	30

2.6.2	Degraderingsmekanismer i isoleringsventiler	30
3	Tilstandsovervåkings av isoleringsventiler	33
3.1	Tilstandsovervåkingsparametere for isoleringsventiler	33
3.2	Tilstandsovervåkingsteknikker for isoleringsventiler	35
3.2.1	Trending av responstid og lukketid	35
3.2.2	Lekkasjeovervåking	36
3.2.3	Aktuatortrykk	41
3.2.4	Strekklapper	43
3.2.5	Posisjonsmåling.....	46
3.3	Tilstandsovervåkingsteknikker for isoleringsventiler på Valhall og Skarv.....	48
3.3.1	Tilstandsovervåking av isoleringsventiler på Valhall.....	48
3.3.2	Tilstandsovervåking av isoleringsventiler på Skarv	50
4.	Tilstandsovervåkingssystemer	51
4.2	V-MAP	52
4.3	AMS.....	54
5	Funksjonstester (PM program) og overvåkingsrutiner(CM)	58
5.1	Funksjonstester	58
5.2	Tilstandsovervåkingsrutiner	59
5.1	Muligheter innen funksjonstesting og tilstandsovervåking	60
5.1.1	Partial stroke testing	62
5.1.2	Solenoid testing	65
6.	Potensielle forbedringer for tilstandsovervåking på Valhall og Skarv	67
7.	Konklusjon.....	70
8.	Anbefaling ved videre arbeid.....	71
9.	Referanser	72
10.	Vedlegg	I
	Vedlegg A: Oversikt over tilstandsovervåkingsteknikker og muligheter for tester	I
	Vedlegg B: AMS Suite- Asset Performance Management	II
	Vedlegg C: AMS Valvelink Vedlegg C: AMS Valvelink.....	IV
	Vedlegg D: Fieldvue DVC 6000 SIS (5 av 24 sider)	XI
	Vedlegg E: V- MAP	XVI
	Vedlegg F: FMEA av ventil	XVIII

Figurliste

Figur 1: Valhallfeltet; DP, PCP, QP, WP, IP, PH (BIS industries i.d.)	4
Figur 2: Skarv FPSO (Lehane 2012).....	5
Figur 3: Vedlikeholds generasjoner (Maubray 1997)	7
Figur 4: Vedlikeholds strategier (BP 2012a).....	8
Figur 5: Vedlikeholdsstyringsløyfe (Oljedirektoratet 1998)	9
Figur 6: Svikt klassifisering (Rausand og Høyland 2004)	10
Figur 7: Tilgjengelighet (Blanchard 2004).....	11
Figur 8: Vedlikeholdsplanlegging (Markeset 2012)	11
Figur 9: PF- intervall (Wiseman m.fl. 2010).....	15
Figur 10: Termografi (Etek hjemmeside i.d.)	18
Figur 11: Generasjoner av integrerte operasjoner (OLF 2005).....	21
Figur 12: Ventiler på Valhall og Skarv	23
Figur 13:Illustrasjon av kuleventil i stengt posisjon (Helt ventilhus, top entry) (Kværner 1999)	24
Figur 14: Slab gate ventil (Valveworks USA i.d.)	26
Figur 15: Wedge gate ventil (weirpowerindustrial i.d.).....	26
Figur 16: Spjeld ventil (MGA Controls i.d.).....	27
Figur 17: Aktuator på kuleventil (offshore technology i.d.)	28
Figur 18: Avleiring på sete (OLF 2009).....	32
Figur 19: Lekkasje i ventil grunnet avleiring (OLF 2009).....	32
Figur 20: Trending av lukketid.....	35
Figur 21:Plassering av målepunkt for å detektere lekkasje i ventil (Score Group 2013).....	37
Figur 22: Stasjonær lekkasjedeteksjonsenhet (Score- Group 2013).	38
Figur 23: Midas håndholdte portable lekkasjedeteksjonsenhet (Score- Group 2013).	38
Figur 24: Økning i akustisk amplitude (Score- Group 2013).....	39
Figur 25: Akustisk signal med estimert lekkasje rate (Score- Group 2013)	39
Figur 26: Aktuatortrykk sensor (Score- Group 2013).....	41
Figur 27: Aktuatortrykk (Score- Group 2013)	42
Figur 28: Aktuatortrykk analyse (Score- Group 2013)	42
Figur 29: Aktuator svikt grunnet lekkasje i tilførselstrykket (Valvewatch hjemmeside I.D.).	43
Figur 30: Strekkklapper (Score – Group 2013).....	43
Figur 31: Strekkrefter (Score –Group 2013)	44

Figur 32: Stress i stem under ventil operasjon grunnet friksjon, korrosjon og fremmedlegemer. (Valve watch hjemmeside I.D.).....	45
Figur 33: Utvikling av stress i stem, både for å starte bevegelse av blokkeringslegemet og under operasjon (Valve watch hjemmeside I.D.).....	45
Figur 34: Stress grunnet bøyd ventilstem (Valve watch hjemmeside I.D.):	45
Figur 35: Ventil posisjons enhet(direkte) (Cla-val 2008)	46
Figur 36: Ventil posisjonsenhet (kabel) (Techmation 1999)	46
Figur 37: Posisjonsmålings enhet (Smar i.d).	47
Figur 38: Aktuatortrykk og posisjonsmåling (Solberg & Andersen 2013).....	47
Figur 39: Overvåkingsteknikker på Valhall (Score- group 2013).....	48
Figur 40: Midas håndholdte portable lekkasjedeteksjonsenhet (Score –Group 2013).....	49
Figur 41: Fieldvue DVC 6000 (Emerson 2008).....	50
Figur 42: V-MAP Dashboard.....	52
Figur 43: Typisk oppkobling mellom AMS og Fieldvue (Solberg & Andersen 2013.)	54
Figur 44: AMS oppbygging	55
Figur 45: AMS Asset Portal Dashbord	56
Figur 46: AMS Valvelink.....	57
Figur 47: AMS Valvelink (Emerson 2012).....	57
Figur 48: Skjult ventilsvikt (1- fungerer, 0- svikt)(Lundteigen 2010)	60
Figur 49: PFD (Lundteigen 2010).....	60
Figur 50: Øverste graf: Ordinære intervaller, men med lavere PDF Nederst graf: Lengre intervall, ordinær PDF.....	61
Figur 51: PST topologi Valhall	62
Figur 52: PST topologi Skarv (Solberg & Andersen 2013).....	62
Figur 53: Solenoid testing topologi (Emerson 2008).....	65
Figur 54: Solenoid test (Solberg & Andersen 2013).....	66

Begreper og forkortelser

Det blir benyttet ulike begreper og forkortelser i oppgaven som er viktige og kjenne til. Disse vil bli presentert her:

Sentrale begrep

Feilmode	"Feilmode kan observeres utenfra ved at komponenter ikke kan utføre sin tiltenkte funksjon" (Holen m. fl. 1988)
Korrektiv vedlikehold	"Aktivitet som utføres etter oppdagelse av feil for å sette utstyrsenheten som har feilet tilbake til en tilstand hvor den fyller sin funksjon. Dette inkluderer ikke modifikasjon av en utstyrsenhet" (BP 2012a).
Kritisk isoleringsventil	En isoleringsventil er en ventil som enten er stengt eller åpen. Hvilke isoleringsventiler som kategoriseres som kritisk, baseres på analyser og vurderingen som BP Norge har gjennomført.
Nedetid/Utilgjengelig	Nedetid/utilgjengelighet kan defineres som den tid systemet/utstyret er ute av stand til å utføre sin tiltenkte funksjon.
Oppetid/ Tilgjengelig	Oppetid/tilgjengelighet kan defineres som den tid systemet/utstyret er i stand til å utføre sin tiltenkte funksjon.
Prediktivt vedlikehold	Tilstandsbasert vedlikehold utført basert på forutsigbarheten utledet av gjentatte analyser, kjente karakteristikk og viktige parametere for degradering av enheten (Europeisk Standard 2001)
Preventivt/forebyggende vedlikehold	"Vedlikeholdsaktiviteter som utføres etter forhåndsbestemte intervaller (kalender- eller driftstidbasert), eller andre kriterier, med hensikt å redusere sannsynligheten for feil eller degradering av funksjonsevnen til en utstyrsenhet" (BP 2012a).
Svikt	"Manglende evne av et element for å fungere innenfor sine spesifiserte grenser for ytelse" (US Military Standard 1980).
Tilstandsbasert vedlikehold	"Forebyggende vedlikeholdsaktiviteter som iverksettes pga. oppdagelse av en potensiell feil ved tilstandsovervåking" (BP 2012a).
Tilstandsovervåking	"Kontinuerlig eller periodisk måling av fysiske parametere på en utstyrsenhet for å identifisere degradering av enheten og vurdering av behov for iverksettelse av forbyggende vedlikehold for å unngå at feil oppstår" (BP 2012a).
Vedlikehold	"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.” (Europeisk Standard 2001)
Vedlikeholdsstyring	"Alle ledelsesaktiviteter som fastsetter vedlikeholdsmålene, strategiene og ansvar, og implementerer dem gjennom tiltak som vedlikeholdsplanlegging, vedlikeholds kontroll og tilsyn, og forbedring av metoder i organisasjonen, inkludert økonomiske aspekter " (Europeisk Standard 2001).

Forkortelser

AE	Akustisk emisjon
AMS	Asset Management System Tilstandsovervåkingssystem levert av Emerson som skaper oversikt, analyserer og presenterer tilstanden til isoleringsventiler.
B.E.R.	Beyond Economical Repair Forbi økonomisk reparerbar tilstand
BPN	BP Norge
CM	Condition Monitoring Tilstandsovervåking
DAU	Data Ervervelses enhet
E&P	Exploration and Production Avdeling innen BP for leting og produksjon
ESD	Emergency Shutdown
ESDV/ESV	Emergency Shutdown Valve
FMECA	Failure mode, effects, and criticality analysis Analyseprosedyre for å finne ulike feilmoder, konsekvenser og kritikalitet.
FPSO	Floating Production, Storage and Offloading

HART®	Highway Addressable Remote Transducer Spesiell kommunikasjons protokoll mellom intelligente felt instrument (Fieldvue) og vertssystem (kontrollsystem, AMS)
HMS	Helse, miljø og sikkerhet
IKT	Informasjon- og kommunikasjonsteknologi
IMS	Information management system
IO	Integrerte operasjoner
KPI	Key performance indicators
MAST	Maximum allowable stem input torque
NS	Norsk Standard
OLF	Oljeindustriens landsforening
OREDA	Offshore reliability data (database)
PFD	Probability of failure on demand. PFD krav for ESDV er 0.01 (BP 2008).
P-F intervall	Potential failure – Functional failure intervall Tiden fra en potensiell svikt kan oppdages til svikten inntreffer.
PM- PROGRAM	Preventive maintenance program
PSD	Process shutdown
PST	Partial stroke test Testmetode for ventiler hvor en gjennomfører en delvis stengning (stenger ventilen 10- 30 %) før en åpner den igjen. Medfører ingen eller minimal innvirkning på produksjon og drift
PTIL	Petroleumstilsynet
RBI	Risk based inspection
RCM	Reliability centered maintenance
RMS	Root mean square

SIL	<p>Safety Integrity Level</p> <p>Instrumenter som skal brukes i et SIS system, skal være sertifisert til det påkrevde SIL nivå eller høyere (SIL nivå 1-4). Hvilke SIL nivå som er påkrevd er avhengig av kritikaliteten og funksjonen til instrumentet skal utføre. Det kreves SIL nivå 2 for ESD ventiler (BP 2008).</p>
SIS	<p>Safety instrumented system</p> <p>Et SIS system er et system som benytter seg av instrumenter til å oppnå ønsket sikkerhetsnivå. Kritiske isoleringsventiler er en del av et slikt system hvor en benytter instrumenter som Fieldvue, trykksensorer, ventiler, solenoider o.l. for at systemet skal fungere.</p>
VRD	Valhall ReDevelopment
V- MAP	<p>Valve monitoring for analysis and performance</p> <p>Tilstandsovervåkingssystem levert av Score- Group som analyserer og presentere tilstanden til isoleringsventiler.</p>
XV	Seksjonerings ventil

1. Innledning

1.1 Bakgrunn

Ved enhver oljeinstallasjon er det et svært høyt fokus på sikker drift og driftsregularitet. Dette er for å oppnå maksimal produksjon, unngå/ redusere miljøforurensinger og skape et sikkert og trygt arbeidsmiljø. Fokuset på sikker drift og driftsregularitet gjør at det kontinuerlig sees på forbedret kontroll og vedlikeholdstiltak som kan implementeres både ved nybygg, modifikasjoner av anlegg og ved vedlikehold av gamle installasjoner.

Ventiler er essensielle komponenter for styring og regulering av prosessanlegg. Ved svikt i en eller flere ventiler kan dette få store konsekvenser og det er derfor ønskelig å se på emnet tilstandsovervåking av isoleringsventiler. Tidlig deteksjon av svikt kan øke tilgjengeligheten og påliteligheten, samt forlenge levetiden til ventilene.

Oppgaven er gitt av BP Norge, ved Avdeling for pålitelighet og vedlikehold.

1.2 Problemstilling

Problemstillingen til denne masteroppgaven har sitt utspring fra et konstant ønske om forbedring og optimalisering av driften slik som beskrevet under avsnittet **1.1 Bakgrunn**. Denne masteroppgaven skal se på muligheter for å forbedre driften av installasjonene på feltene Valhall og Skarv, gjennom å se på hvordan BP Norge benytter og utfører tilstandsovervåkingen av isoleringsventiler og hvilke muligheter som finnes. Tilstandsovervåking av isoleringsventiler er et relativt nytt konsept som er under stor utvikling.

Det vil bli sett på hvilke metoder og tekniske løsninger som kan si noe om tilstanden til isoleringsventiler og hvilke som blir benyttet på feltene Valhall og Skarv. BP Norge benytter i dag to leverandører for tilstandsovervåking av isoleringsventiler, henholdsvis Score-group (Valhall) med systemet V-MAP og Solberg & Andersen (SAAS) med systemet AMS Emerson (Skarv). Begge systemene vil bli beskrevet, samt fordeler og ulemper vil bli presentert. Masteroppgaven ser også på forbedringer til dagens funksjonstester/vedlikehold (PM- program) og overvåkingsrutiner (CM).

1.3 Hovedmål og delmål

Hovedmålet med denne masteroppgaven er å undersøke om BP Norge benytter seg av en optimal løsning for tilstandsovervåking av kritiske isoleringsventiler ved installasjonene på Valhall og Skarv. Hovedmålet skal oppnås gjennom de tre delmålene som er presentert nedenfor.

Oppgaven er designet slik at både forfatteren av oppgaven og BP Norge skal få et læringsutbytte. Det er tenkt at oppgaven med dens innhold og resultat skal benyttes i videre planlegging og utvikling i BP Norges prosjekter for vedlikehold.

Delmål for oppgaven er:

1. Det skal undersøkes om tilstandsovervåkingsteknikkene av de kritiske isoleringsventilene på Valhall og Skarv er optimale.
For å studere og analysere dette må man først finne ut av hvilke parametere som kan si noe om tilstanden til isoleringsventilene og om det finnes standarder for akseptkrav til isoleringsventiler. Videre må man se på hvilke teknikker som finnes, hvordan de fungerer og hva de detekterer. En må også lage en oversikt over tilstandsovervåkingsteknikker som BP Norge benytter i dag på Skarv og Valhall.
2. De aktuelle tilstandsovervåkingssystemene (analyse/monitor) som BP Norge benytter i dag skal undersøkes.
BP Norge benytter i dag to leverandører for tilstandsovervåking av kritiske isoleringsventiler, henholdsvis Score-group med V-MAP systemet og Solberg & Andersen med AMS Emerson systemet. De ulike systemene vil bli presentert, samt en oversikt over fordeler og ulemper med hvert system vil bli dannet. Forståelse for systemene vil bli innhentet gjennom kurs hos både Score AS og Solberg & Andersen, samt gjennom intervjuer med BP Norges personell.
3. Det skal undersøkes om funksjonstestene (PM program) og overvåkingsrutinene (CM) ved installasjonene på Valhall og Skarv er optimale.
Første må man finne ut hva dagens rutiner sier om krav til funksjonstester og overvåkingssystemer. Videre må man se på hvordan programmer og rutiner er i dag og på bakgrunn av dette, komme med forslag til forbedringer eller andre muligheter som finnes for å få forbedret forståelse av tilstanden til isoleringsventilene. Nye teknikker/metoder, informasjon og tidligere erfaringer vil være svært sentralt.

1.4 Avgrensninger

For å begrense oppgaven og for å holde fokus på problemstillingen er følgende avgrensninger satt:

- Oppgaven vil kun ta for seg installasjonene Skarv og Valhall.
- Oppgaven vil ikke ta for seg undervannsinstallasjonene.
- Oppgaven vil kun ta for seg isoleringsventilene som tilstandsovervåkes i dag.
- Når det gjelder tilstandsovervåkingssystemene vil oppgaven hovedsakelig begrense seg til systemene V-MAP og AMS Emerson, men en kort beskrivelse av andre eksisterende systemer vil også bli gitt.
- Oppgaven vil ikke omhandle økonomiske aspekter.

1.5 BP gruppen og BP Norge

BP ble stiftet som ”The Anglo Persian Oil Company” av William Knox D`Arcy i 1909 og har siden den gang vært gjennom en massiv utvikling. BP er i dag et av verdens største energiselskap og rangeres på 11.plass på listen over verdens mest verdifulle selskap (Forbes hjemmeside 2012). Fra BPs hovedkontor i London, styres 83,400 ansatte (per 31. desember 2011) i over 80 land (BP-magasinet 2012). BP er delt inn i to hovedforretningsområder, henholdsvis Produksjon og Utvikling (E&P) (oppstrøms) og Raffinering og Markedsføring (nedstrøms). I tillegg har BP en egen enhet for alternativ energi.

BP har vært tilstedeværende i Norge siden 1920, men da etablert som Norsk Brændselsolje. Hovedsakelig startet det store oljeeventyret for BP i Norge ved den første tildelingsrunden i 1965 for norsk sokkel, hvor de fikk tildelt sin første lisens for Nordsjøen. BP startet letingen etter norsk olje i 1974 og det tok bare to år før suksessen var et faktum. Oljen som ble funnet kom fra feltet kalt Ula, hvor produksjon startet i 1986.

Høsten 1998 ble det kunngjort at BP og Amoco skulle fusjonere og det nye selskapet BP Amoco ble etablert det påfølgende år. Før fusjonen fant sted var BP operatør på Ula og Gyda, mens Amoco var operatør på Valhall og Hod. Amoco hadde også rett før fusjonen (i 1997) oppdaget feltet Skarv, som det var avklart at det nye selskapet skulle bli operatør av. Selskapets navn BP Amoco varte imidlertid ikke lenge, da det allerede i 2001 blir skiftet til og kun hete BP.

I dag er BP Norge operatør på feltene Valhall, Hod, Ula, Tambar og Skarv. BP Norge er en del av BP gruppens oppstrøms virksomhet som dekker leting, utvinning og transport av olje og gass til markedet. BP Norge har sitt hovedkontor i Stavanger og det er totalt 760 ansatte i Norge (BP-magasinet 2012).

1.5.1 Valhallfeltet

Valhall er et oljefelt som ligger i den sørlige delen av Nordsjøen. Feltet består av et kalksteinsreservoar og befinner seg på en lokasjon hvor havdybden er ca. 70 meter. Feltet ble oppdaget av Amoco i 1975 og produksjonen startet oktober 1982. Ved godkjenning av produksjonsstart var det beregnet at reservoaret inneholdt 247 millioner fat olje, noe som i ettertid har blitt oppjustert til 1272 millioner fat oljeekvivalenter, hvor oljen utgjør 1048 millioner fat (BP Norge i.d.a) . Resterende ressurser per 1.januar 2012 er beregnet til 42,7 millioner Sm³ olje, 1,0 million tonn NGL og 7,3 milliarder Sm³ gass(BP Norge i.d.a). Valhallfeltet eies av BP Norge (35,95%) og Hess Norge (64,05%) (BP-magasinet 2012). Det er utstedt lisens til å drive produksjon på feltet fram til 2028 (BP Norge i.d.a). Oljen fra Valhall transporteres via Ekofiskfeltet og Norpipe til Teesside i Storbritannia, mens gassen transporteres gjennom Norpipe til Emden i Tyskland.

Valhallfeltet består av seks separate plattformer bunnet sammen med gangbruer. Den sjette og nyeste plattformen er en del av det store fornyingsprosjektet som er gjennomført på Valhall kalt, ”Nye Valhall” (Valhall ReDevelopment, VRD) hvor en ny plattform med integrert hotell og prosessanlegg (PH) er installert. Hensikten med denne nye plattformen er å erstatte tre av de gamle ordinære plattformene grunnet innsynk i havbunnen, samt øke effektiviteten og utvinningsgraden. Plattformen ble installert sommeren 2011 og satt i drift januar 2013.



Figur 1: Valhallfeltet; DP, PCP, QP, WP, IP, PH (BIS industries i.d.)

1.5.2 Skarvfeltet

Skarv er et olje- og gassfelt som ligger i Norskehavet, ca. 200 kilometer vest for Sandnessjøen. Feltet består av et sandsteinsreservoar og befinner seg på en lokasjon hvor havdybden er rundt 350 meter. Feltet ble funnet i 1997 og produksjonen startet 31. desember 2012. Det er beregnet at feltet inneholder 69,53 millioner Sm³ oljeekvivalenter, hvor av det er 15,5 millioner Sm³ olje, 43,4 milliarder Sm³ gass og 5,6 millioner tonn NGL (Oljedirektoratet 2013). Skarvfeltet eies av BP Norge (23,84%), Statoil Petroleum (36,16%), E.ON E&P Norge (28,08%) og PGNiG Norway (11,92%) (BP-magasinet 2012).

På Skarvfeltet er det en 292 meter lang FPSO med kapasitet til å lagre 875,000 fat olje (Stensvold 2011). Oljen som blir utvunnet på feltet transporteres via bøyelasting til tankskip, mens gassen blir sendt via eksport rør til Åsgard som videre sender gassen til Kårstø.



Figur 2: Skarv FPSO (Lehane 2012)

1.6 Oppgavens struktur

Oppgaven starter med en gjennomgang av generell teori knyttet til vedlikehold, tilstandsbasert vedlikehold og tilstandsovervåking. Dette for å få basiskunnskap om relevant teorien, slik at leseren lettere skal forstå hensikten med å gjennomføre vedlikehold og hvordan det er organisert. Videre presenteres også ulike typer av ventiler som er aktuelle for oppgaven, samt typiske degraderingsmekanismer for ventilene. Hensikten med teoridelen er å klargjøre leseren for senere kapitler, slik at en har tilstrekkelig forståelse av emnet til å forstå hovedpoengene i oppgaven.

Deretter starter beskrivelsen av hvordan en kan tilstandsovervåke isoleringsventiler. Først blir ulike parametere som kan beskrive tilstanden til ventilen presentert, før en går videre til å beskrive de ulike tilstandsovervåkingsmetodene som eksisterer for å overvåke ventilene. Det hele ender opp i en beskrivelse av hvilket tilstandsovervåkingsutstyr som er montert på de aktuelle ventilene på Valhall og Skarv i dag.

Det neste oppgaven tar for seg er tilstandsovervåkingssystemene. Her presenteres tilstandsovervåkingsprogrammene med fordeler og ulemper, samt det blir gitt en beskrivelse av kommunikasjonen mellom tilstandsovervåkingsprogrammene og sensorene. Videre sees det også på dagens vedlikeholdsprogram og muligheter til å forbedre dette i henhold til tilstandsovervåking.

Det hele ender opp i et forslag over potensielle forbedringer som kan gjennomføres for å få forbedret tilstandskontroll og økt tilgjengelighet.

2. Vedlikeholdsteori

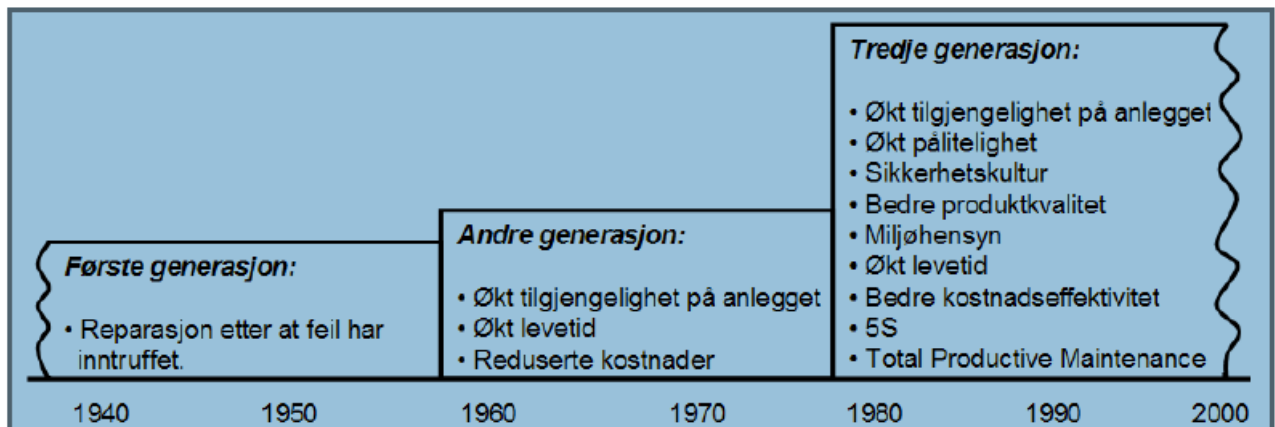
2.1 Vedlikehold

Vedlikehold har vært gjennom en stor utvikling og flere paradigmeskifter. Denne progresjonen skyldes hovedsakelig industriens økende krav til tilgjengelighet, sikkerhet og driftsregularitet. I tillegg har ny og forbedret teknologi vært en betydelig bidragsyter til utviklingen i vedlikehold. Vedlikehold ble tidligere sett på som et nødvendig onde hvor reparasjoner og vedlikehold først ble utført etter at utstyret hadde sviktet (Mobley 1990). Senere endret denne oppfatningen seg gjennom at industrien oppdaget fordelene en effektiv vedlikeholdsstyring kunne gi og vedlikehold ble en integrert støttefunksjon til drift og produksjon.

En vanlig og beskrivende definisjon av vedlikehold kan være:

”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.” (Europeisk Standard 2001)

Hensikten med vedlikehold er å redusere virksomhetens risiko, slik at man får sikker drift med tanke på personell, miljø, utstyr og økonomi. Maubray (1997) har delt vedlikehold inn i tre generasjoner avhengig av hvilke fokus og forventning vedlikehold har hatt i de ulike tids epokene, slik som vist på figur 3.



Figur 3: Vedlikeholds generasjoner (Maubray 1997)

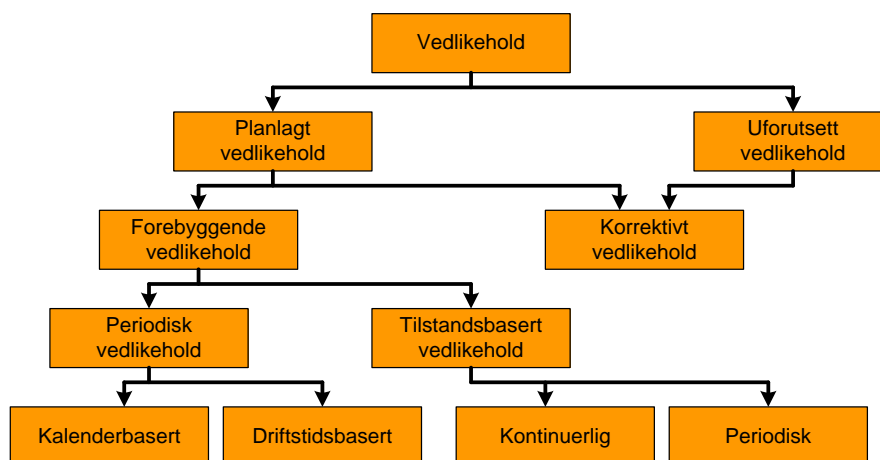
2.2 Vedlikeholdsstrategier

Vedlikehold kategoriseres ofte i to hovedgrupper, uforutsett og planlagt vedlikehold. Uforutsett vedlikehold er en reaktiv form for vedlikehold som skapes av uforutsette hendelser som kan skyldes manglende eller mangelfull vedlikehold. Uforutsett vedlikehold er det samme som korrektivt vedlikehold, ved at utstyret har sviktet før vedlikeholdet blir gjennomført.

Planlagt vedlikehold kan både være reaktivt og proaktivt. Planlagt vedlikehold kan være reaktivt gjennom utstyr som det er planlagt skal være i drift fram til havari. Dette er typisk for utstyr med lav kritikalitet for drift og sikkerhet, eller utstyr som svikter uten noen form for advarsel før svikten inntreffer. En lyspære er et typisk og ofte brukt eksempel på utstyr med planlagt reaktivt vedlikehold.

Proaktivt- også kalt preventivt eller forebyggende vedlikehold er en vedlikeholdsstrategi som forsøker å gjennomføre vedlikeholdet før utstyret svikter. Proaktivt vedlikehold følger et vedlikeholdsprogram som sier hva som skal gjøres og hvor ofte det skal bli gjort for å unngå svikt i utstyret. Dette kan gjøres ved periodisk- eller tilstandsbasert vedlikehold. Periodisk vedlikehold gjennomføres enten ved kalenderbasert vedlikehold hvor vedlikeholdet gjøres på spesielle tider i løpet av året, eller driftstidsbasert vedlikehold som betyr at vedlikeholdet skal gjennomføres etter at utstyret har vært i bruk et bestemt antall timer. Hvor ofte utstyret skal kontrolleres og vedlikeholdes kan oppgis av produsent eller lokaliseres i Oreda databasen. Begge kildene baserer vedlikeholdet på risiko og sannsynligheten for at utstyret svikter. Ulempen med denne strategien er at den baserer seg på gjennomsnittlig levetid til utstyret. Det betyr at man kan risikere at utstyret svikter før vedlikeholdet igangsettes, eller at vedlikehold blir utført på utstyr som ikke har behov for det.

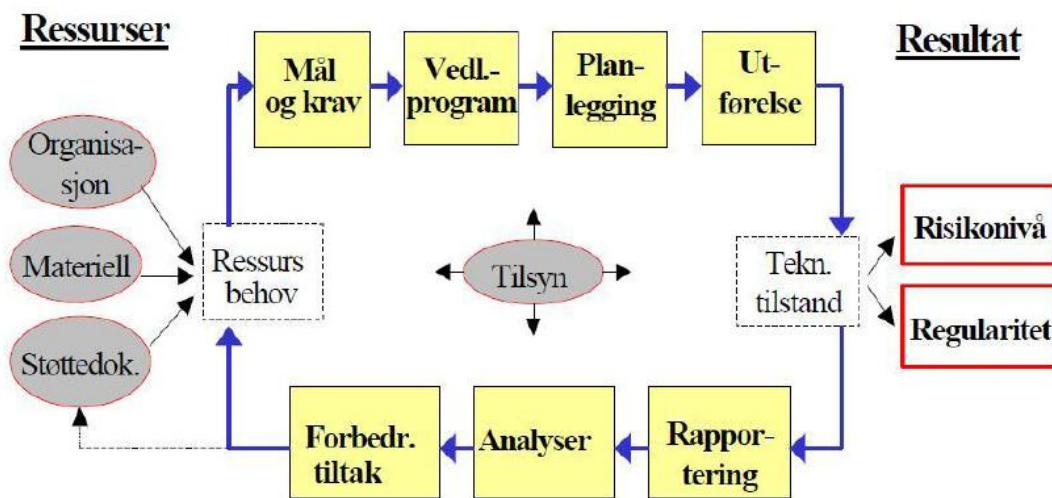
Tilstandsbasert vedlikehold benyttes ofte på kritisk utstyr og baserer seg på en vurdering av tilstanden til utstyret. Utstyr med tilstandsbasert vedlikehold har bestemte målbare parametere som sier noe om tilstanden til utstyret. Målingene kan skape en trend for tilstanden til utstyret, og basert på denne trenden kan man estimere når utstyret vil svikte og igangsette tiltak som kan få utstyret opp til ønsket tilstandsnivå. Tilstandsovervåking og tilstandsbasert vedlikehold vil bli videre beskrevet i underkapittel 2.4.



Figur 4: Vedlikeholds strategier (BP 2012a)

2.3 Valg av vedlikeholdsstrategi

Valg av vedlikeholdsstrategi er en del av vedlikeholdsstyringen. Vedlikeholdsstyring er "alle ledelsesaktiviteter som fastsetter vedlikeholdsmålene, strategiene og ansvar, og implementerer dem gjennom tiltak som vedlikeholdsplanlegging, vedlikeholds kontroll og tilsyn, og forbedring av metoder i organisasjonen, inkludert økonomiske aspekter " (Europeisk Standard 2001)). Fra denne definisjonen fra Europeisk Standard kan man se at man kan dele vedlikeholds styring inn i vedlikeholdsmål, vedlikeholdsstrategi og planlegging/ implementering av vedlikehold. Vedlikeholdsstyring er en kontinuerlig prosess og Oljedirektoratet (1998) har utarbeidet en vedlikeholdsstyringssløyfe for å illustrere hvordan vedlikeholdsstyring fungerer (figur 5).

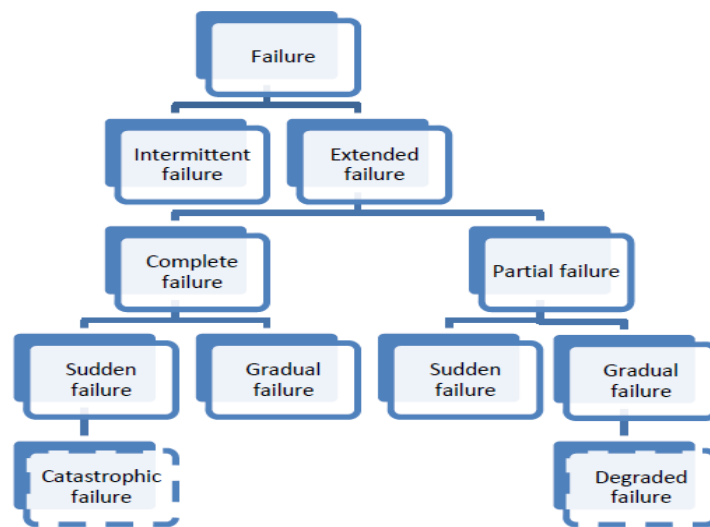


Figur 5: Vedlikeholdsstyringssløyfe (Oljedirektoratet 1998)

Valg av vedlikeholdsstrategi er en subjektiv vurdering med et stort antall kombinasjoner. Fra kapittel 2.2 Vedlikeholdsstrategi kan man se at en kan velge strategier som drifter utstyret inntil det havarere, eller man kan velge store omfattende vedlikeholdsstrategier som danner programmer som forutser hvilke- og når vedlikehold bør gjennomføres for å optimalisere drift, kostnader og levetid. Ved valg av vedlikeholdsstrategi er det en rekke momenter som må vurderes. Man må blant annet vite hvordan utstyret degraderes, kritikalitet, konsekvenser ved svikt, påliteligheten til utstyret og kostnad knyttet til vedlikehold og reparasjon. BP Norge benytter seg av en rekke anerkjente risiko og pålitelighetsbaserte metoder som kritikalitetsanalyse, FMECA, RCM, RBI og SIL analyser som beslutningsgrunnlag ved valg av vedlikeholdsstrategi (BP 2012a).

2.3.1 Svikt og degradering

Når en skal velge vedlikeholdsstrategi er det essensielt å vite hvordan utstyr svikter og hvilke mekanismer som bidrar. Rausand og Høyland (2004) bruker en rekke klassifiseringer for svikt av utstyr slik som vist på figur 6. Med tanke på valg av vedlikeholdsstrategi er det viktig å skille mellom svikt som skjer brått uten forvarsel og svikt som degraderer utstyret over tid. Grunnen til dette er at hovedpoenget med tilstandsbasert vedlikehold er å detektere en degradering av ytelse/funksjonalitet ved utstyret og basert på dette estimere når utstyret vil svikte, slik at man kan iverksette vedlikeholdstiltak før svikten inntreffer.

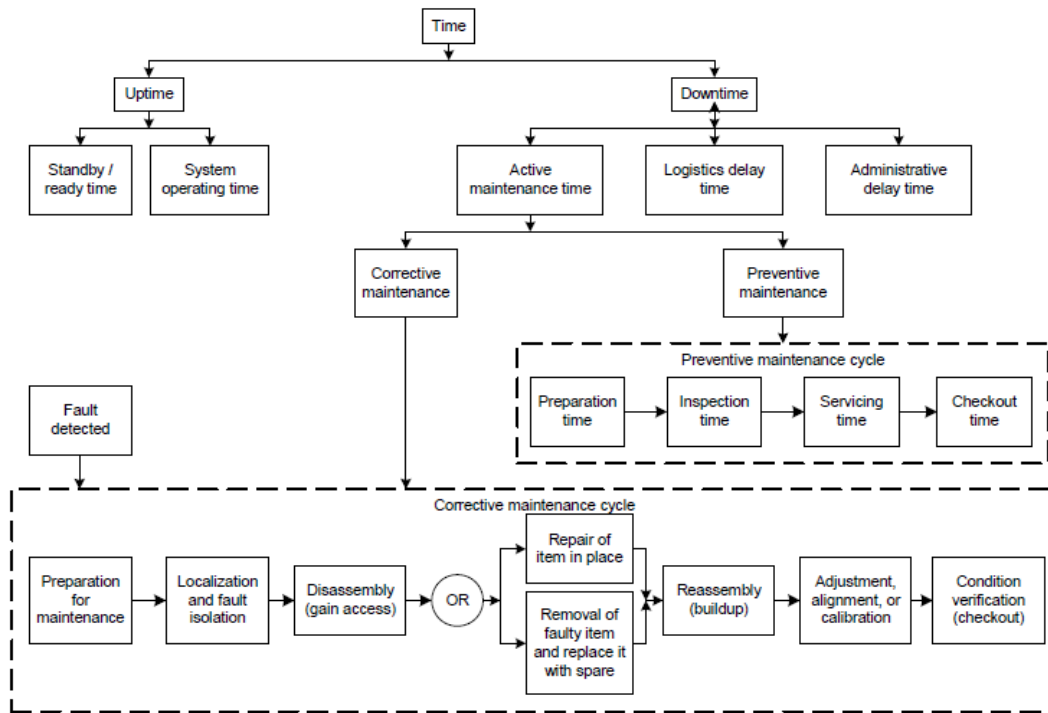


Figur 6: Svikt klassifisering (Rausand og Høyland 2004)

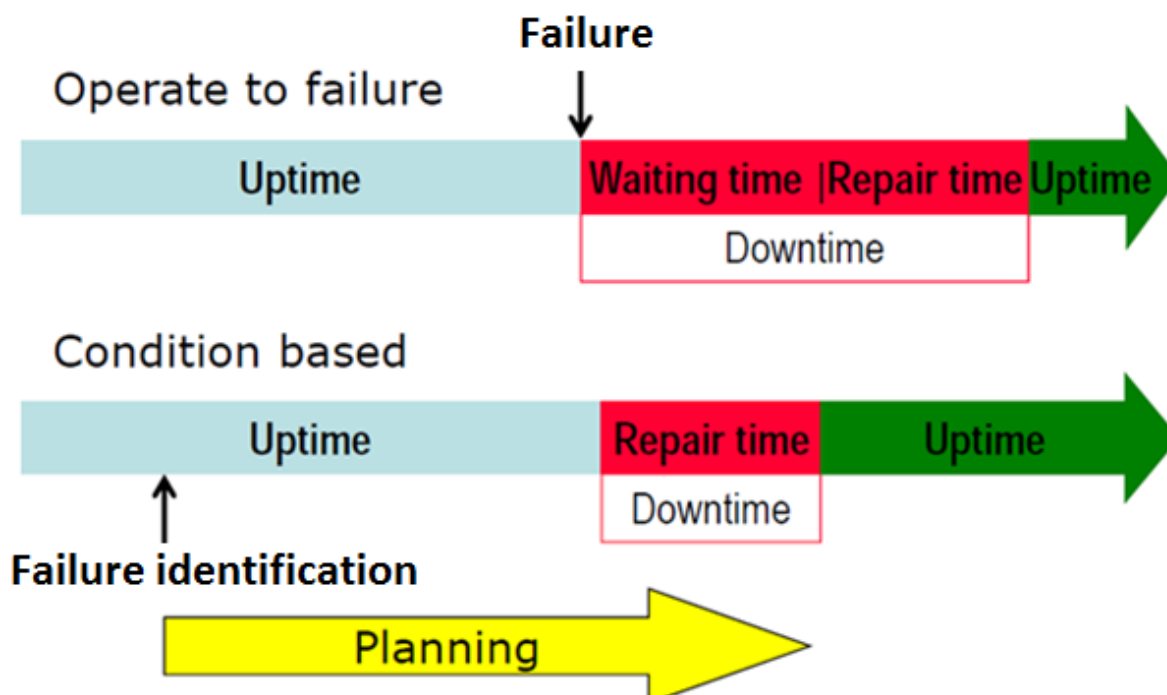
2.3.2 Konsekvenser av svikt og preventivt vedlikehold

Nedetid kan defineres som den tid systemet/ utstyret er ute av stand til å utføre sin tiltenkte funksjon. I enhver produksjon er det ønskelig med så lite nedetid som mulig og dersom det først er nedetid bør den være så strømlinjeformet som mulig. Nedetid er spesielt ikke ønskelig dersom det går ut over sikkerhet, miljø og produksjon.

Markeset (2012) og Blanchard (2004) presenterer oppetid og nedetid gjennom illustrasjoner som vist i figur 7 og 8. Fra figurene kan man se at ved nedetid er det to forskjellige prosesser man må gjennom dersom man har korrektiv- eller preventiv vedlikehold. Korrektivt vedlikehold er den minst strømlinjeformede prosessen som skaper mest nedetid. Dette skyldes at feilsøking, planlegging, innkjøp og transport av utstyr/ reservedel først starter etter at svikten og nedetiden har oppstått. Ved preventivt vedlikehold er denne delen av vedlikeholdsprosessen allerede gjennomført før utstyret/ systemet settes ut av drift og nedetiden starter. For å redusere nedetiden så mye som mulig blir det tydelig at høy fokus på vedlikeholdsstyring er svært viktig for enhver bedrift.



Figur 7: Tilgjengelighet (Blanchard 2004)



Figur 8: Vedlikeholdsplanlegging (Markeset 2012)

2.4 Tilstandsbasert vedlikehold

Tilstandsbasert vedlikehold ble for første gang implementert ved togselskapet Rio Grande Railway Company, seint på 1940-tallet. Togselskapet startet å sjekke om motorens smøringsolje var forurenset av kjølevæske eller diesel og igangsatte vedlikeholdsaktiviteter basert på hva de fant fra inspeksjonen (Wiseman 2006). Selskapet hadde stor suksess med endringene i vedlikeholdet, som førte til både reduksjon i antall motorhavari og økt profitt. Siden den gang har populariteten til tilstandsbasert vedlikehold økt betraktelig, men det var først da mikroprosessoren og datamaskinen ble tatt i bruk, at bruken av denne vedlikeholdsstrategien hovedsakelig økte.

Hensikten med tilstandsbasert vedlikehold er å skaffe informasjon om tilstanden til utstyret slik at man kan generere vedlikeholdsaktiviteter som kan iverksettes før utstyret svikter (Markeset 2012). Man sier det er prediktivt vedlikehold. Tilstandsbasert vedlikehold er regnet som den mest effektive strategien for vedlikehold, og BPs vedlikeholdsstrategi sier:

"Tilstandsbasert vedlikehold er den foretrukne vedlikeholdsstrategien såfremt det er praktisk gjennomførbart, kostnadseffektivt og at man møter relevante sikkerhetskrav/standarder." (BP 2012a).

Tilstandsbasert vedlikehold gjennomføres gjennom kontinuerlig eller periodisk innsamling av data som sier noe om enhetens tekniske tilstand. Innsamlingen av data skjer som regel uten eller ved små inngrep i driften. Basert på innsamlet data kan man skape en trend over tilstanden til utstyret og estimere når utstyret kommer til å svikte. Dette fører til maksimering av tilgjengeligheten, påliteligheten og levetiden for utstyret.

Fordeler ved tilstandsbasert vedlikehold (Rao 1996):

- Økt tilgjengelighet: Utstyret vedlikeholdes bare ved behov slik at man får redusert antall uforutsette feil og følgeskader reduseres betraktelig.
- Bedre planleggingsmuligheter: Basert på innsamlet data kan man forutse når svikten vil inntreffe og dermed planlegge vedlikeholdet i god tid slik at man kan optimalisere nedetiden. Dette betyr at man kan tilpasse vedlikeholdsaktivitetene til de fastsatte nedstengningsperiodene offshore, se på om annet vedlikeholdsarbeid bør gjøres samtidig og om annet utstyr blir berørt av vedlikeholdsaktivitetene. Ved tilstandsbasert vedlikehold og god planlegging kan man slippe å avbryte planlagt arbeid for å utføre korrektive tiltak.
- Redusert vedlikeholdskostnad: Ved tilstandsbasert vedlikehold kan man redusere reservedelslageret grunnet en på forhånd vet når svikten vil inntreffe. Dette fører til at man kan bestille og motta reservedelene i god tid før vedlikeholdet skal gjennomføres og utstyret svikter. Man slipper også følgeskader fordi vedlikeholdet blir gjennomført før utstyret havarerer. Et annet viktig moment er at man utnytter hele levetiden til utstyret og slipper å forkaste deler som fortsatt er i brukbar stand, som igjen reduserer reservedelskostnaden.

- Forbedret HMS: Ved bruk av tilstandsbasert vedlikehold får man økt pålitelighet og sikkerhet. Økt pålitelighet får man gjennom informasjon om ytelsen og tilstanden til utstyret slik at man kan forutse når systemet svikter og vedlikeholde det før det kommer til dette punktet. Sikkerheten økes grunnet muligheten man skaper ved å kunne vedlikeholde utstyret før det kommer til et punkt hvor det utgjøre risiko for helse, miljø og sikkerhet. Man slipper også å utføre unødvendig vedlikeholdsarbeid som i seg selv utgjøre en risiko.

Ulemper med tilstandsbasert vedlikehold (Rao 1996):

- Organiseringsproblemer: Siden tilstandsbasert vedlikehold kun ser på tilstanden av utstyret kan det bli organiseringsproblemer dersom mye av vedlikeholdet sammenfaller. Ved tilstandsovervåking vil også mengde/størrelse på arbeid og utgifter variere i stor grad, noe som gjør det vanskelig å budsjettere.
- Økt kunnskap og investeringskostnad: Sammenlignet med andre vedlikeholdsstrategier er tilstandsbasert vedlikehold mer krevende både ved tanke på kunnskap personell må besitte og investeringskostnader som genereres gjennom innkjøp av tilstandsovervåkingsutstyr, software, opplæring og trening av personell.
- Tilstandsbasert vedlikehold er avhengig av at utstyret har målbare parametere som sier noe om tilstanden til utstyret og degraderes over tid.

Malmholt (1997) har utarbeidet en oversiktlig tabell som viser fordeler og ulemper ved de forskjellige strategiene, satt opp mot hverandre.

Tabell 1: Fordeler og ulemper med strategier (Malmholt 1997)

Mulige strategier	Implementering	Mulighet for å forbygge svikt	kunnskaps-behov	Investerings-behov	Driftskostnad
Korrektiv vedlikehold	Enkel	Små	Små	Ingen	Små
Periode-basert vedlikehold	Forholdsvis enkelt	Nokså good	Observasjons-kompetanse	Begrenset, Planlegging av intervall	Begrenset
Tilstands-basert vedlikehold	Forholdsvis komplisert	Meget good	Kunnskap knyttet til utstyret	Betydelig	Begrenset
Vedlikeholdet er "Designed out"	Vanskelig	Perfekt	Design kunnskap	Betydelig	Ingen

2.4.1 Tilstandsovervåking

Tilstandsovervåking er selve grunnsteinen i tilstandsbasert vedlikehold og innebærer selve overvåkingen av degraderingsparameterne til det aktuelle utstyr. Tilstandsovervåking var gjennom 80-tallet og 90-tallet under stor utvikling noe som i følge Rao (1996) kan skyldes to elementer, krav fra industrien om mer effektiv vedlikehold og utvikling av teknologien med tanke på instrumenter og programvare. Mikroprosessen og datamaskinen gjør det mulig å samle inn, lagre og analysere data, noe som muliggjør at tilstandsovervåking effektivt kan implementeres i en vedlikeholdsstrategi. Utviklingen av tilstandsovervåking forsetter den dag i dag og eskalerer gjennom nye teknikker og overvåkingsmetoder, blant annet gjennom integrerte operasjoner og e-vedlikehold som vil bli presentert i kapittel 2.4.4.

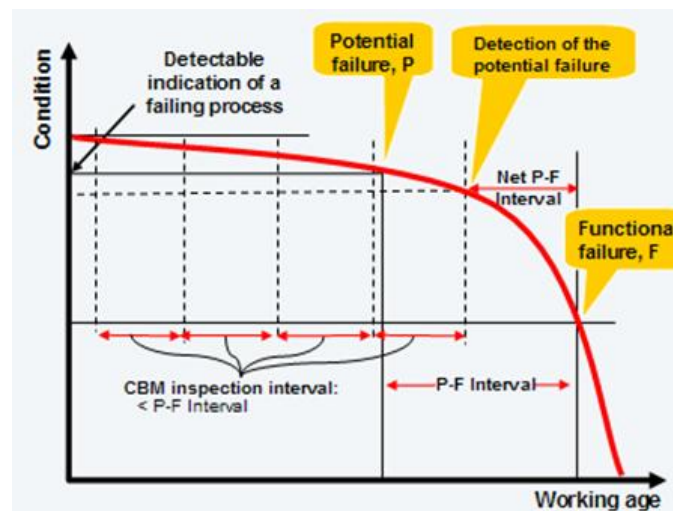
For at tilstandsovervåkingen skal være suksessfull må den møte følgende krav (Barron 1996):

- Det må være et klart forhold mellom målinger og den reelle tilstanden til utstyret.
- Tilstandsovervåkingssystemet må gi tilstrekkelig responstid slik at det er mulighet for å iverksette vedlikeholdstiltak før utstyret svikter.
- Vurderingen av tilstanden til utstyret må gjøres ved å sammenligne målinger mot eksisterende målinger og/eller definerte standarder.
- Fordelene med å implementere tilstandsovervåking må være større enn driftskostnadene knyttet til tilstandsovervåkingen.
- Et system som analyserer målingene må eksistere for å kunne forutse utstyrets tilstand.

2.4.2 Hvordan utføre tilstandsovervåking?

Tilstandsovervåking kan gjennomføres periodisk eller kontinuerlig. Periodisk tilstandsovervåking har de samme grunnprinsippene som vanlig periodisk vedlikehold med at tilstandsovervåkingen blir gjort kalenderbasert eller etter et vist antall timer i drift. Kontinuerlig tilstandsovervåking er slik som navnet tilsier en konstant overvåking av tilstanden til utstyret. De ulike teknikkene kan utgjøre en stor forskjell når det kommer til responstid fra den potensielle svikten kan oppdages til svikten inntreffer. Dette er avhengig av hvor lang tid det er mellom hver periodiske kontroll.

Det er viktig å kjenne til P-F intervallet for å forstå konsekvensene av de ulike metodene. Dette er et intervall som sier noe om tiden fra svikten kan oppdages til svikten inntreffer. Det er ønskelig å kunne forutse svikten, eventuelt oppdage svikten så tidlig som mulig slik at planleggingen av vedlikeholdsaktiviteter kan igangsettes.



Figur 9: PF- intervall (Wiseman m.fl. 2010).

Periodisk tilstandsovervåking

En konsekvens av periodisk tilstandsovervåking er at en risikerer å oppdage at utstyret er i ferd med å svikte for sent til å planlegge vedlikeholdsaktiviteter. Den potensielle svikten kan være mulig å oppdage rett etter en inspeksjon er blitt gjennomført, slik at viktig tid til planlegging forsvinner ved at svikten ikke blir oppdaget før neste inspeksjon. Hvor mye tid som går til spille er avhengig av hvor lang tid det er mellom hver inspeksjon.

Kontinuerlig tilstandsovervåking

Kontinuerlig tilstandsovervåking skal i teorien være en sikrere teknikk enn periodiske. Dette skyldes at den potensielle svikten prinsipielt sett skal oppdages så snart den er mulig å detektere. Hvor dette punktet er, avhenger av sensitivitet, alarmgrenser, kvalitet på innsamlet data (data forurensing, degraderings data blir målt) og forståelse av svikt og degraderingsmekanismene knyttet til utstyret.

2.4.3 Tradisjonelle metoder for tilstandsovervåking

Det finnes en rekke mulige metoder som kan brukes for å detektere potensielle svikt. I dette kapitlet vil de mest tradisjonelle metodene bli presentert grovt, slik at en har en basis forståelse for tilstandsovervåkingsmetoder.

2.4.3.1 Vibrasjonsovervåking

Vibrasjonsovervåking kan brukes på systemer med deler som oscillerer, roterer eller har repeterende bevegelser, da disse bevegelsene avgir målbare og konsistente vibrasjoner (White 1997). Når en vibrasjonsovervåker et system får man et komplekst vibrasjonssignal som man ved hjelp av fourier transformasjon kan dele opp i ulike frekvenser. En hver del har sin egen frekvens nesten på lik linje som et fingeravtrykk noe som gjør at man kan knytte de målte frekvensene til bestemte deler i systemet. Ved vibrasjonsovervåking blir frekvensene overvåket over tid for å se om det er noen endringer i amplituden til frekvensen eller om frekvensens amplitude avviker i forhold til leverandørens standard. Når en ser en degraderende trend eller avvik i systemet kan man sette i gang vedlikeholdstiltak som smøring, justering, reparasjon eller utbytting av deler som har en endret amplitude, slik at man unngår uforutsett nedetid og følgeskader.

Vibrasjonsovervåking kan skje ved hjelp av de tre forskjellige vibrasjonssensorene; akselerometer, hastighetsprobe og forskyvningsprobe (White 1997). Disse sensorene registrerer vibrasjonen i henhold til hastighet, akselerasjon og amplitude og presenterer data i tidsdomene og frekvensdomene slik som beskrevet ovenfor. Ved vibrasjonsovervåking kan man blant annet detektere materialtretthet, slitasje, ubalanse, feiljusteringer, turbulens og løse deler i systemet (Syre 2009).

Når en benytter seg av vibrasjonsovervåking er det viktig at man er klar over prosess- og driftsparametere fordi dette kan ha påvirkning på frekvensene og amplituden. Når en trender eller sammenligner data må parameterne være like for å få en reell endring i vibrasjon. Eksempelvis dersom en trender et lager i en maskin og turtallet blir økt, kan dette føre til at amplituden til frekvensen økes og vibrasjonsovervåkingen indikerer en potensiell svikt.

Dersom det blir gjort endringer i parameterne er det viktig at man tar høyde for dette ved tilstandsevalueringen. Vibrasjonsanalysene kan enten forkastes eller tilpasses ved hjelp av normalisering (korrigert for variasjon i miljøet) og transponering (korrigert for lastvariasjon) (Carstensen 2008). Ved å være klar over disse forholdene får man et bedre bilde av den faktiske tilstanden, noe som gir et bedre beslutningsgrunnlag.

Markeset (2012) har presentert noen fordeler og ulemper med vibrasjonsovervåking som vist i tabell 2.

Tabell 2:Vibrasjonsovervåking

Fordeler:	Ulemper:
Rask	Krever spesialisert kunnskap
Pålitelig	Endringer i av interne og eksterne parameterne påvirker resultatene
Høy følsomhet	Kan gi falsk alarm ved endring av interne og eksterne parametere
Normalt sett påvirkes ikke driften	Noen tretthetsfeil blir ikke oppdaget
	Vanskelig å overvåke maskiner ved lav rotasjon

2.4.3.3 Termografi

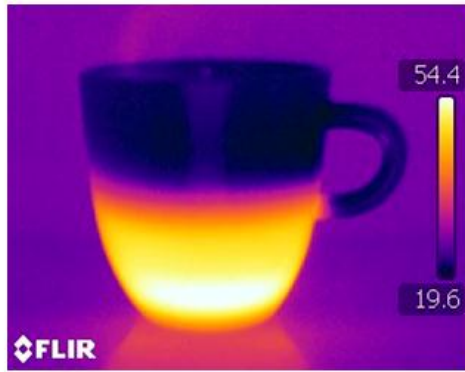
Termografisk overvåking vil si å overvåke et system gjennom å se på hvor mye varme systemet avgir. All eksisterende materie avgir varme på en eller annen måte. Mekaniske systemer avgir varme ved friksjon og deformering, mens elektriske anlegg avgir varme ved overbelastede komponenter, slitasje, dårlig kontakt og installasjon/fabrikasjons feil. Termografi kan også benyttes for å detektere hull ved rør og beholdere, ved å se på temperatur differansen mellom lekkasjemedium og den nye atmosfæren.

Ved termografisk overvåking må man benytte et infrarødt kamera til å detektere og måle intensiteten av varmen som blir avgitt. Et infrarødt kamera er som et “ vanlig fotoapparat”, forskjellen er at det detekterer en annen type bølgelengde som er utenfor menneskets synsfelt. Kameraet fungerer slik at det tar bilder av varmeintensiteten utstyret avgir og konverterer dette bildet til bølgelengder mennesker kan se som et termisk bilde. Det termiske bildet viser systemet ved at temperaturen til komponentene danner et bilde av utstyret, hvor fargene er avhengig av temperaturen slik som vist i figur 10 (Etek hjemmeside i.d). Den infrarøde energien som kameraet detekterer gir en svært nøyaktig beskrivelse av temperaturen på utstyret som blir avbildet.



En halvfull kaffekopp!

Våre øyner ser lysstråler.



Den samme halvfulle kaffekoppen...

Termografikameraet ser varmestråler som omgjøres til bilder som viser temperaturforskjeller.

Figur 10: Termografi (Etek hjemmeside i.d.)

Som et element innen tilstandsbasert vedlikehold kan termografi utgjøre et viktig element. Metoden er svært nøyaktig og kan detektere flere potensielle feil som andre metoder ikke ville detektert i samme grad eller like tidlig. Normalt sett utgjør metoden så å si ingen risiko grunnet at bildene blir tatt på avstand uten å berøre utstyr eller drift. Unntaket er dersom isolasjon eller andre varmeskjermende elementer er implementert. I olje og gass industrien benyttes metoden ofte for å detektere slitasje i pumper, motorer, overføringer, lager, elektriske elementer og lokalisering av avleiringer i tanker og rør, samt lekkasjer (KAEFER ENERGY 2010)

Termografi kan ha følgende fordelere og ulemper:

Tabell 3: Termografi

Fordeler:	Ulemper:
Påvirker ikke drift eller utstyr (berøringsfri)	Påvirkes av isolasjon og varmeskjold
Rask	Unøyaktig bilde ved så å si like temperaturer
Sanntidsmålinger	Relativ høy investeringskostnad
Fleksibelt bruksområde	Krever kunnskap
Kan analysere store områder samtidig	
Visuelle bilder	

2.4.3.4 Tribologi

Tribologi er læren om mekanismene som finner sted når det er kontakt mellom flater som er i relativ bevegelse (Markeset 2012). Tribologi tar for seg alle aspekter innen friksjon, slitasje og smøring mellom maskindeler som beveger seg i henhold til hverandre (Markeset 2012). Slike maskindeler er som regel spesielt utsatt for slitasje, men ved å forstå friksjon, slitasje og smøring kan man velge de mest optimale materialene, utformingene og smøremiddele for å redusere slitasjen og muligheten for at delen svikter. Tribologi blir ofte benyttet i forbindelse med lager, gir og motor.

Tribologi blir ikke bare brukt når en designer delen eller utfører korrektiv vedlikehold av systemet, men også til tilstandsovervåking. Tilstandsovervåking ved hjelp av tribologi blir gjennomført ved hjelp av en rekke analyser, hvor smøreoljen og partiklene blir analysert. Smøreoljen går gjennom en kvalitetsanalyse som kontrollerer hvordan oljens egenskaper har blitt degradert, mens partiklene som oljen har samlet opp i et filter blir analysert i henhold til hvilke type slitasje og hvor delen stammer fra. Basert på olje- og partikkelanalysene kan man si noe om tilstanden til systemet og dermed komme med anbefalinger til preventive vedlikeholdsaktiviteter som bør bli gjennomført. Tribologi bør ofte kombineres med andre typer tilstandsovervåking, eksempelvis vibrasjon eller prosessparameter overvåking for å skape et bedre bilde av tilstanden til utstyret.

Tabell 4: Tribologi

Fordeler	Ulemper
Får vite hvordan slitasjen foregår	Analysene er tid- og kunnskapskrevende
Oppdager lekkasjer (kjølevæske, bensin)	Krever utstyr montert inn i oljesystemet
	Får vite om svikten etter at den har inntruffet

2.4.3.2 Prosessparameter overvåking

Når utstyr og systemer er i drift, finnes det en rekke instrumenter og sensorer som operatøren kan benytte seg av for å kontrollere og regulere prosessen. Hensikten ved prosessparameterne var i utgangspunktet å regulere og kontrollere utstyret og systemene, men det ble tidlig oppdaget at parameterne også kunne brukes til tilstandsovervåking ved å sammenligne hva som gikk inn i systemet mot hva som kom ut av det. Eksempelvis kan man detektere degradering i en pumpe med konstant omdreiningshastighet ved å se på endringer i gjennomstrømmingen/trykket. Etter hvert som pumpen degraderes og skovlene slites bort, vil gjennomstrømningsraten og trykket reduseres. Videre kan man basert på disse parameterne danne seg et bilde av tilstanden til pumpen, slik at en kan planlegge vedlikeholdsaktiviteter før pumpen svikter.

Prosessparameter overvåking er en effektiv og rimelig overvåkingsmetode som kan brukes ved en rekke utstyr i et prosessanlegg, både statisk og dynamisk utstyr. Parametere som ofte benyttes er ampèr, trykk, temperatur, strømming og turtall (Tsang 1995).

Termodynamiskovervåking er også en form for prosessparameterovervåking som hovedsakelig overvåker turbiner, kompressorer og pumper (Carstensen 2008). Termodynamisk overvåking måler ulike parametere som trykk, temperatur og strømningsrate ved ulike steder i prosessen, og basert på disse målingene, samt termodynamikkens lover estimeres effektiviteten, virkningsgraden, o.l.. (Carstensen 2008). Basert på de estimerte verdiene kan man si noe om tilstanden til systemet og iverksette vedlikeholdsaktiviteter.

Tabell 5: Prosess parameter overvåking

Fordeler	Ulemper
Effektiv	Enkelte sensorer kan være kostbare
Objektivt resultat	Parametere kan påvirke hverandre
Mulighet for trending	Basert på teoretiske modeller
Kan måle reelle verdier	

2.4.3.5 Visuell inspeksjon

Ifølge Mobley (1990) bør et hvert prosessanlegg inkludere visuell inspeksjon som en del av vedlikeholdsprogrammet. En visuell inspeksjon vil si at personellet fysisk undersøker utstyret ved hjelp av synet sitt. For å gjennomføre inspeksjonen finnes det en rekke hjelpemidler som boroskop, fiber-skop, forstørrelsesglass, video inspeksjon o.l..

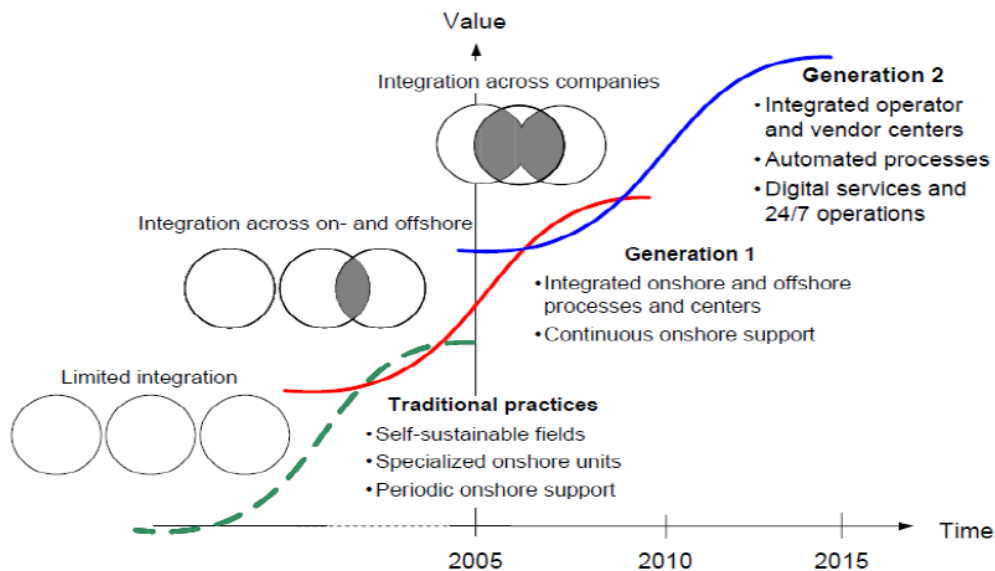
Tabell 6: Visuell inspeksjon

Fordeler	Ulemper
Kostnadseffektiv	Subjektiv vurdering (varierende resultat)
Umiddelbart inspeksjonsresultat	Data blir ikke lagret, vanskelig å skape trend
Portabelt utstyr	Begrenset tilgjengelighet til inspeksjonsområder
Lavt behov for preparering av område	Kan være en må gjøre utstyr utilgjengelig før inspeksjon

2.4.4 Integrerte operasjoner og e-vedlikehold

Integrerte operasjoner (IO), eller som BP kaller det ”field of the future” er en avansert IKT struktur som legger til rette for at utstyr, personell onshore/ offshore og leverandører skal kommunisere i sanntid med hverandre for å effektivisere driften med tanke på HMS, verdiskapning og redusere kostnader (OLF 2007). IO bryter en rekke barrierer som skapes av distanse og binder heller organisasjoner sammen på tvers av fag og uavhengig av avstand (Ptil I.D.). Teknologien som muliggjør IO kan sende signaler med lysets hastighet gjennom fiberkabler som gjør at alle kan se informasjon/data og sende kommandoer hvor enn en er i verden, med neglisjerbar tidsforsinkelse.

Innen olje og gass industrien er IO et prioritert område og det sees stadig etter nye løsninger hvor IO kan forbedre dagens drift. I dag benytter olje og gassindustrien IO ved drift, vedlikehold, bore- og brønnoperasjoner (Ptil I.D.), men som vi kan se fra figur 11 (OLF 2005) er målet med IO at den normale driften av en plattform skal kunne fjernstyres 100 % fra onshore.



Figur 11: Generasjoner av integrerte operasjoner (OLF 2005)

Ved å benytte integrerte operasjoner skapes en rekke fordeler, noen av dem er (Statoil 2008):

- Forbedret HMS
- Mer effektive boreoperasjoner
- Bedre plassering av brønner
- Produksjonsoptimalisering
- Økt utvinning
- Bedre reservoar- og produksjonsstyring
- Bedre overvåking av utstyr og mer effektiv vedlikehold
- Bedre ressursutnyttelse
- Økt regularitet

Slik som beskrevet ovenfor benyttes også integrerte operasjoner ved vedlikehold, men da kaldt e-vedlikehold. Crespo-Marguez og Iung (2008) definerer e- vedlikehold som:

"Vedlikeholdsstøtte som inkluderer ressurser, tjenester og forvaltning nødvendig for å muliggjøre en proaktiv beslutningsprosessen".

Hovedelementene i e-vedlikehold er overvåking, diagnose og prognose. Det vil si å overvåke utstyr ved hjelp av automatiske tilstandsovervåkingsmetoder som for eksempel beskrevet under avsnitt 2.4.3 Tradisjonelle metoder for tilstandsovervåking. Videre blir den innsamlede dataen sendt til dataprogrammer og egnet/aktuelt personell gjennom IKT nettverket, hvor analyser, diagnoser og prognoser blir gjennomført. Ved å gjennomføre e-vedlikehold er eksperter tilgjengelige uavhengig av lokasjon, slik at den best mulige avgjørelsen bli tatt. E- vedlikehold muliggjør også for samhandling mellom drift, vedlikehold, logistikk, o.l. slik at organisasjonen kan bli mer strømlinjeformet.

2.5 Ventil

En ventil er en mekanisk enhet som brukes for å kontrollere eller isolere bevegelige medium som væske og gass (Kværner 1999). Ventiler finnes i en rekke ulike typer, varianter og størrelser, men prinsippene er stort sett de samme.

Slik som beskrevet i avsnitt 1.4 Avgrensninger omhandler denne oppgaven kritiske isoleringsventiler i hovedprosessen til olje- og gassanleggene på Valhall og Skarv. Oppgaven begrenses dermed ned til tre forskjellige ventiltyper, nemlig kuleventil, sluseventil og spjeldventil. For å skape et godt fundament for tilstandsovervåking av disse ventilene vil dette kapitlet gi en grunnleggende beskrivelse av ventilene og deres sviktmekanismer.

2.5.1 Hva er en isoleringsventil?

En isoleringsventil er en såkalt on/off ventil som vil si at den enten er åpen eller stengt. Hensikten med isoleringsventiler er å seksjonere og isolere segmenter eller utstyrsenheter. De kritiske isoleringsventilene på Valhall og Skarv deles in i to kategorier basert på kritikaliteten:

- XV ventil (seksjoneringsventil)
- ESDV ventil (emergency shutdown valve)

XV ventiler benyttes til å isolere/ rute produksjonen og er mindre kritisk enn ESDV ventiler. Grunner for å isolere deler av et system kan for eksempel være at man kun ønsker å bruke deler av et system, vedlikehold, testing av sikkerhets systemer eller lignende. ESDV ventiler brukes også til å rute produksjonen og isolere segmenter og utstyrsgrupper, slik som XV ventilene gjør. Forskjell er at ESDV ventilen har høyere kritikalitet grunnet ESDV ventilene sammen skal kunne stenge ned produksjonen ved en nødavstengning for å minimere konsekvensene for skade på personell, miljø og materiell. I tillegg til nødavstengning, kan ESDV ventilene også brukes til å isolere deler av systemet for vedlikeholdsarbeid eller til planlagt nedstengning av produksjonsanlegget.

Ved å følge de satte avgrensningene er det tre ventiltyper denne oppgaven vil ta for seg. På hvilke fasilitet de forskjellige ventiltypene befinner seg er vist i figur 12:



Figur 12: Ventiler på Valhall og Skarv

2.5.2 Kuleventil

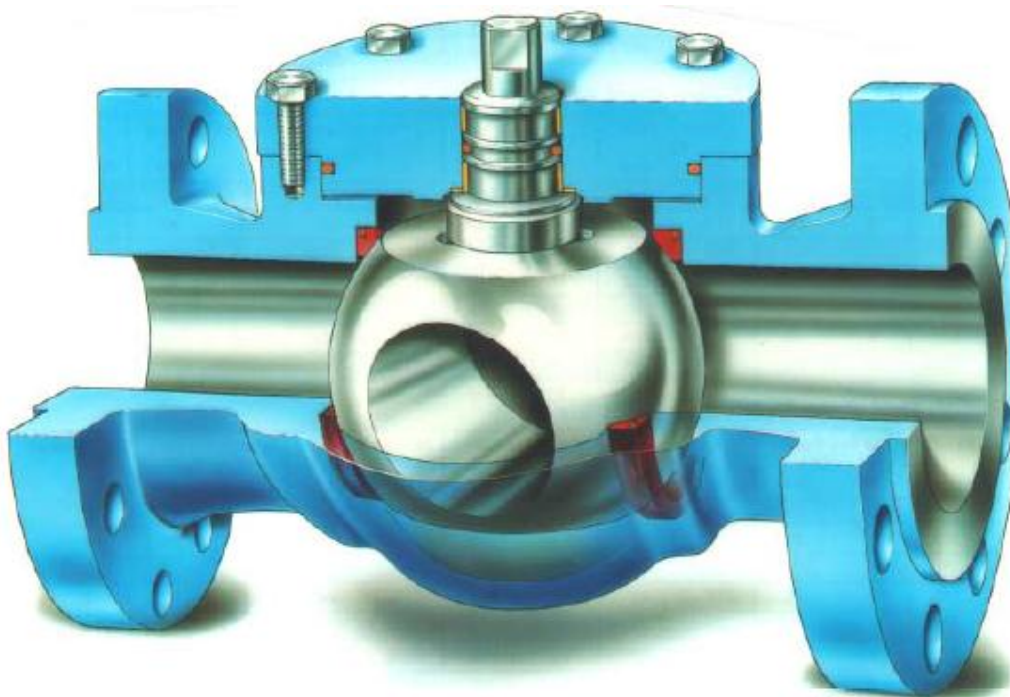
Blant de forskjellige ventiltypene er kuleventilen den mest benyttede ventiltypen. Dette kan skyldes at den er tilgjengelig i en rekke varianter og størrelser til en relativt rimelig pris (Svendsen 2003). En kuleventil er hovedsakelig et kuleformet legeme plassert i et ventilhus, med tettende setepakninger. Det kuleformede legemet har et gjennomgående hull i senteraksen, som tillater mediet å strømme gjennom ventilen avhengig av om hullet er parallelt med strømmen (åpen) eller vinkelrett på strømmen (stengt). Ventilen kan raskt og enkelt skifte status fra stengt til åpen ved å rotere ventilen 90 grader.

Fordeler assosiert med kuleventil:

- Relativt billig
- Lite dreiemoment nødvendig for å rotere kule 90 grader
- Det gjennomgående hullet i kulen kan ha den samme diameteren som innløp/utløp ved ventilhus. Dette fører til lite endring i trykk og strømning.
- Lang levetid

Ulemper assosiert med kuleventil:

- Lekkasjepotensial
- Kan kile seg fast
- Kan være problematisk å operere under høyt differansetrykk
- Kan være vanskelig å vedlikeholde



Figur 13: Illustrasjon av kuleventil i stengt posisjon (Helt ventilhus, top entry) (Kværner 1999)

Hvor lett det er å utføre reparasjoner og vedlikehold er avhengig av hvilke type ventilhus ventilen har. Hovedsakelig skiller det mellom fire ulike ventilhus (Kværner 1999):

Helsveist:

Et helsveist ventilhus vil si at kule og sete er montert i ventilhuset før det blir forseglet med å sveise hele ventilhuset tett. Helsveiste ventilhus er ofte designet til å være vedlikeholdsfrie. Dersom vedlikehold skal gjennomføres på slike ventiler må ventilhuset kappes opp for å få tilgang, noe som gjør at det ofte er billigere og lettere å bytte hele ventilen.

Helt ventilhus (top entry):

Et ventilhus som beskrives som helt med "top entry", vil si at ventilhuset er helt, men montering/demontering og vedlikehold av ventilhus, kule og sete kan gjøres gjennom en flens på toppen av ventilen.

Todelt ventilhus (side entry, end entry):

Ventilhuset er satt sammen av to deler hvor den ene siden eller enden kan løsnes. Ved å løsne en side eller ende på ventilhuset, skaper man gode tilgjengelighet til kule og sete. Dette forenkler prosessen ved montering/demontering og vedlikehold.

Tredelt ventilhus (side entry):

Ventilhuset består av tre deler, hvor begge endene kan tas av for å forenkle montering og vedlikehold av kule og sete.

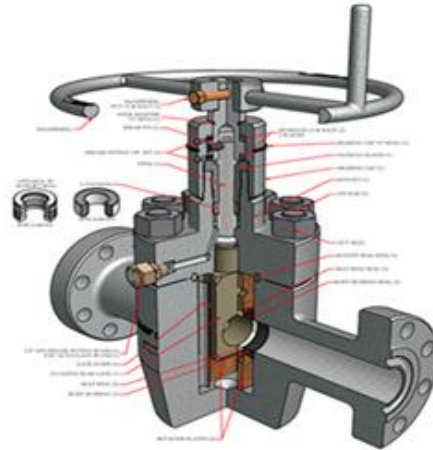
2.5.3 Sluseventil

Ved Valhall finnes det to ulike typer for sluseventiler (gate ventiler) som er aktuelle for oppgaven, wedge gate og slab gate. Hovedprinsippene for begge er de samme da en plate blir brukt som blokkeringslegeme for mediet. Blokkeringslegemet blir flyttet lineært opp og ned ved hjelp av en løftestem, som styrer om ventilen er åpen eller stengt. En sluseventil er hovedsakelig en on/off ventil, men kan bli benyttet som reguleringsventil. Dersom den brukes som reguleringsventil risikerer man slitasje og erosjon på blokkeringslegeme og nedre del av slusen.

Sluseventiler designes ofte til å være vedlikeholdsfrie, i den grad at det bare er mulighet å skifte pakningen til stem. Det finnes også sluseventiler hvor det er mulighet for vedlikehold, det er da en flens som kan løsnes for å få tilgang til sete og blokkeringslegemet slik som vist på figur 14.

Slab Gate Ventil:

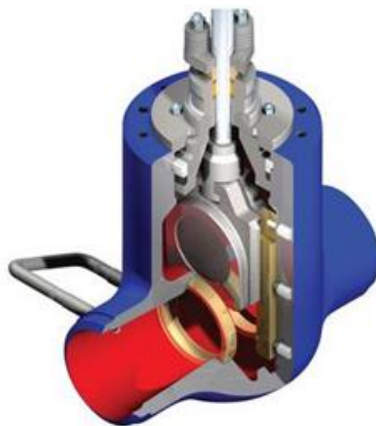
En slab gate ventil har en rektangulær plate med hull i den ene enden som styrer hvilken status ventilen har (Figur 14). Dersom platens hull samsvarer med innløp og utløp (blir en del av røret) i ventilhuset er ventilen åpen og slipper mediet gjennom. Dersom det ikke samsvarer er ventilen stengt og mediet blir stoppet. Differansetrykket presser platen mot pakningen i utløpet, noe som gjør ventilen tett.



Figur 14: Slab gate ventil (Valveworks USA i.d.)

Wedge gate ventil:

En wedge gate ventil har et blokkeringslegeme som blir trykket vinkelrett gjennom strømningsmediet og kilt ned mellom setene i ventilen. Differansetrykket, samt mulighet for ekstra presskrefter mot setene i ventilen øker tetningstrykket og evnen for å unngå lekkasje i ventilen.



Figur 15: Wedge gate ventil (weirpowerindustrial i.d.)

Fordeler assosiert med sluseventiler(Svendsen 2003):

- Fullt gjennomløp
- Tåler høyt trykk
- Liten byggelengde

Ulemper assosiert med Sluseventiler(Svendsen 2003):

- Kan kile seg fast
- Lekkasje potensial
- Krever høyderom
- Må bruke store og dyre aktuator for å drive stem (operere åpne/lukkesevens)

2.5.4 Spjeldventil

Spjeldventilen går også under det populære navnet butterfly ventil. Ventilen ligner på en kuleventil i den grad at det er et blokkeringslegeme som roteres 90 grader for å åpne eller stenge ventilen. I stede for å ha en kule har spjeldventilen en oval plate (spjeld) montert på en spindel. Når ventilen er åpen står platen medstrøms til mediet, mens når den er stengt står den vinkelrett til strømningsretningen til mediet. For at ventilen skal være tett blir den avrundede kanten på den ovale platen rotert slik at den blir presset inn i pakningen(gummi, plast eller metall). Spjeldventiler brukes hovedsakelig i sjøvann og ferskvannssystemer, men også i systemer med hydrokarboner (Kværner 1999). Spjeldventiler er hovedsakelig on/off ventiler, men dersom ventilen er utstyrt med metall til metall tetninger kan ventilen brukes som reguleringsventil.

Spjeldventiler er hovedsakelig vedlikeholdsfrie. Dersom vedlikehold skal utføres må ventilen tas ut av linjen, for inspeksjon og utbytting av deler.

Fordeler assosiert med sluseventiler(Process industry forum 2012):

- Lav vekt og tar lite plass
- Få deler og enkel konstruksjon
- Kan åpnes og stenges raskt
- Krever lite vedlikehold.

Ulemper assosiert med sluseventiler (Process industry forum 2012)

- Begrensinger i forhold til trykk
- Lav pålitelighet i forhold til andre ventiler
- Deler av platen vil alltid være i veien for strømmingene, kan føre til turbulens og trykk endringer. Økt erosjon.
- Kan kile seg fast
- Lekkasje potensial



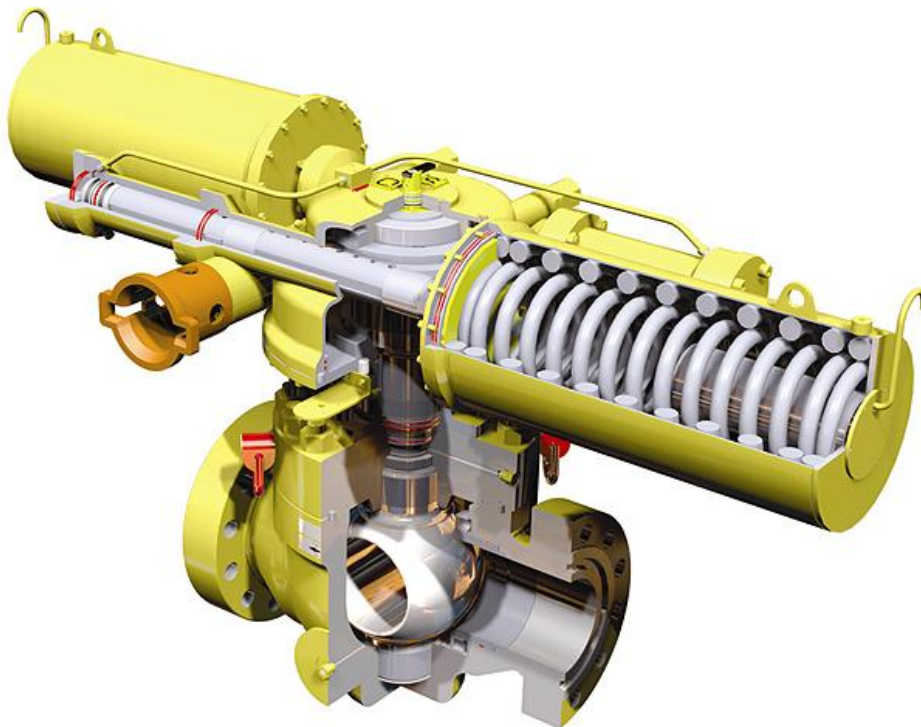
Figur 16: Spjeld ventil (MGA Controls i.d.)

2.5.5 Aktuator

I utgangspunktet er en aktuator et substitutt til å operere ventiler ved hjelp av håndkraft, men for kritiske isoleringsventiler som ESDV ventiler er dette et essensielt element. Dette fordi aktuatoren automatisk stenger ventilen ved uforutsette hendelser. I tillegg kan aktuatoren opereres fra kontrollrommet offshore eller via integrerte operasjoner fra land. Med dette slipper man å utsette personell for risikoen det medfører å manuelt åpne/lukke ventilene, samt at en mye hurtigere klarer å stenge produksjonen slik at en begrenser konsekvensene en uforutsette hendelsen kan ha.

En aktuator benytter seg av pneumatikk eller hydraulikk for å skape krefter til å løfte/rottere blokkeringslegemet i de ulike ventilene. Aktuatorer kan også benytte seg av strøm, men disse er ikke egnet for sikkerhetskritiske ventiler fordi de er vanskelige å konfigurere til å feile i åpen eller stengt posisjon (BP 2009c). Aktuatorer finnes i ulike typer, former og størrelser avhengig av ventilens behov.

Alle de aktuelle ventilene på Valhall og Skarv har en aktuator av typen "singel acting spring return", noe som vil si at dersom en uforutsett hendelse skjer vil ventilen lukkes automatisk av krefter akkumulert i en returfjær (fail safe). Dette kan skje gjennom signal fra kontrollrommet, sikkerhetssystemet eller ved tap av signal.



Figur 17: Aktuator på kuleventil (offshore technology i.d.)

2.6 Sviktmekanismer i ventiler

Ofte forbindes begrepet svikt med komponenter som ikke er i stand til å utføre sin tiltenkte funksjon, men det kan også forbindes med komponenter som ikke klarer å yte i henhold til sine spesifiserte grenser for ytelse, slik som definisjonene nedenfor beskriver. Det skilles som regel mellom feilmode og sviktårsaker. Feilmode beskriver den observerbare svikten og hvordan svikten kommer til uttrykk, mens sviktårsak refererer til og beskriver den reelle svikten.

"Manglende evne av et element for å fungere innenfor sine spesifiserte grenser for ytelse" (US Military Standard, 1980)

"Feilmode kan observeres utenfra ved at komponenter ikke kan utføre sin tiltenkte funksjon" (Holen m. fl. 1988)

En ventil har fire grunnleggende funksjoner:

- Åpne en passasje for mediet som er tiltenkt skal strømme gjennom ventilen
- Stenge for mediet som strømmer gjennom ventilen
- Holde tett og unngå internlekkasje i henhold til akseptkriterier.
- Holde tett og unngå lekkasje til ytre miljø.

Det er mange måter en ventil kan svikte på, blant annet signalfeil, pneumatisk/ hydraulisk lekkasje, installasjons feil, menneskelig svikt, fysiske feil i ventil, o.l.. slik som Peters (2003) har oppsummert i tabell 7. Denne oppgaven begrenses til svikt og degraderingsmekanismer som kan knyttes til den fysiske tilstanden til selve isoleringsventilen.

Tabell 7: Feilmodi, problemer og rotårsak. (Peters 2003)

INITIAL VALVE PROBLEM	PRIMARY PROBLEM	UNDERLYING CAUSE
<ul style="list-style-type: none"> • Failed to operate (open, close) • Through valve leakage • External leakage • Difficult operation • External corrosion • Valve not operating properly • Other reasons (eg redundant, specification change) • Reason not specified 	<ul style="list-style-type: none"> • Valve seized • Stem, seal problem • Actuation problem (eg electrics, hydraulics, pneumatics) • Control system problem (eg communications faulty, software problem) • Human error • Seat, seal problem • Body/ bonnet, flange, trunnion problem • Erosion • Design Defect • Materials defect • Corrosion • Valve not stripped • Not known 	<ul style="list-style-type: none"> • Inadequate maintenance • Design inadequate, materials deficient • Lack of training, inexperienced staff • Corrosion • Sand erosion • System software, control system, signal data communications • Human error • Incorrectly specified • Quality Assurance (QA) issue- Procedures of manufacturer/supplier deficient. (eg incorrect materials fitted to valve) • Poor manufacture- eg poor welding • Quality Assurance issue – Procedures of operator deficient (eg dismantling procedure incorrect; process operating procedure defective) • Not commissioned properly • Undefined, not known

2.6.1 Feilmodi i isoleringsventiler

En isoleringsventil opererer etter definisjonen hvor ventilen har sviktet når den ikke klarer å operere i henhold til sine akseptkriterier. En isoleringsventil skal:

- Åpne på signal
- Ha evnen til å gå fra stengt til åpen innen et forhånds definert tidsintervall
- Lukkes på signal
- Ha evnen til å gå fra åpen til stengt innen et forhånds definert tidsintervall
- Ikke ha lekkasje til ytre miljø
- Ikke ha mer intern lekkasje enn hva de forhånds definerte akseptkriteriene tillater.

En isoleringsventil i produksjon er enten åpen eller stengt over lengre tid. Dette gjør at funksjonssvikt kan inntreffe uten at de kommer til uttrykk før neste gang ventilen skal stenges eller åpnes. En slik skjult svikt byr på utfordringer og usikkerhet i systemet, da disse ventilene må være funksjonelle til enhver tid på grunn av sikkerhetsmessige årsaker.

For å øke påliteligheten til funksjonene av kritiske isoleringsventiler kan det utføres funksjonstester. En funksjonstest kan være både en fullstendig test hvor hele ventilen går fra stengt, åpen, stengt (og motsatt) og delvis test hvor ventilen stenges/åpnes delvis (partial stroke test). Ved å kombinere funksjonstester med tilstandsovervåking kan man vinne informasjon om tilstanden til ventilen og øke påliteligheten, samt tilgjengeligheten til ventilen. Funksjonstesting og tilstandsovervåkingsrutiner av ventiler vil bli dypere diskutert og beskrevet i kapittel 5.

2.6.2 Degraderingsmekanismer i isoleringsventiler

Det finnes en rekke mekanismer som påvirker ventilens ytelse og funksjon både fra innsiden og utsiden. En isoleringsventil plassert i en offshore fasilitet må tåle store påkjenninger både grunnet miljø, slitasje, temperatur, trykk og urenheter.

Ventilens levetid og ytelse kan påvirkes allerede ifra produksjonsstadiet til ventilen gjennom bruk av utstyr og materialer med feil kvalitet, preservering, feil montering/ installasjon, feil ved utførelse av vedlikehold og lignende. Denne oppgaven vil ikke ta for seg denne type mekanismer, men heller fokusere på degraderingsmekanismer som påvirker tilstanden til ventilen etter at den er satt i drift.

Noen degraderingsmekanismer isoleringsventiler kan være utsatt for er:

Korrosjon:

Når metall er i kontakt med korrosive medier, noe som er naturlig for isoleringsventiler på offshoreinstallasjoner kan et utfall være korrosjon. Ventiler kan være utsatt for korrosjon på blokkeringslegeme, stem, ventilhus og aktuator. Korrosjon i form av rust, avskallinger og partikler kan forurense og ødelegge setene/ tetningspakningene, noe som kan føre til lekkasje. Korrosjon kan også føre til økt friksjon, noe som kan låse ventilen, gjøre den tregere å operere og øke behov for kraft fra aktuator.

Uttørking:

Mekanisk utstyr har behov for smøring og pakninger for å holde tett, redusere slitasje og for å forenkle operasjoner. Da isoleringsventiler ofte står i samme posisjon over lengre tid, risikerer man at smøring og pakninger polymeriseres (tørker ut og herder), spesielt når mediet er gass (Svendsen 2003). Dersom pakningene har polymerisert kan de ha festet seg til de mekaniske delene som blir satt i bevegelse ved operasjon. Aktuatoren må da levere større kraft for å bevege blokkeringslegemet, samtidig som en også risikerer at pakningene kan bli revet av eller degraderes. Dette kan føre til at tetningsevnen forsvinne. Dersom det er smøringen som har tørket ut økes friksjonen ved operasjon av ventilen, samt tørkede smørerester kan redusere tetningsevnen.

Utvasking av smøring:

Smøringen som er i en ventil kan bli vasket bort av mediet som strømmer gjennom ventilen. Dersom dette skjer kan tomrom som f.eks bak seteringen bli fylt med avleiring og partikler, som igjen fører til at ventilen blir vanskeligere å operere.

Slitasje/ Erosjon:

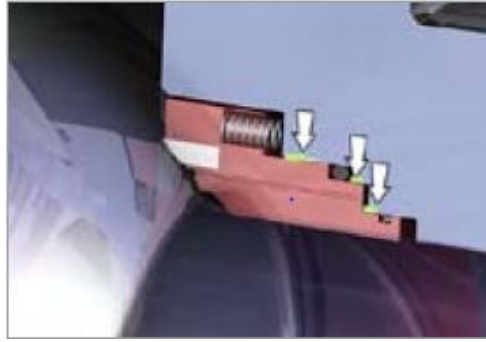
Den vanligste formen for degraderingsmekanismer er slitasje i form av erosjon på blokkeringslegeme, ventilhus, sete og pakninger. Hovedsakelig skjer erosjonen i sekvensen da ventilen går fra stengt til åpen (og motsatt), men foregår også i redusert grad når mediet strømmer gjennom ventilen. Erosjon ved gjennomstrømning gjennom ventil er i stor grad avhengig av diameter forholdet mellom ventil og rør, grunnet endring i differansetrykk. Dette kan føre til at mediet får høyere hastigheter og mulighet for turbulens, noe som videre øker erosjonsraten. Dette kan bevises med Bernoullis likning for medier i rør:

$$p_2 + \rho gh_2 + \frac{1}{2} \rho v_2^2 = p_1 + \rho gh_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2$$

Blokkeringslegemet i spjeldventilen er konstant utsatt for erosjon, da blokkeringslegemet er tilstede i strømmingene selv i åpen tilstand.

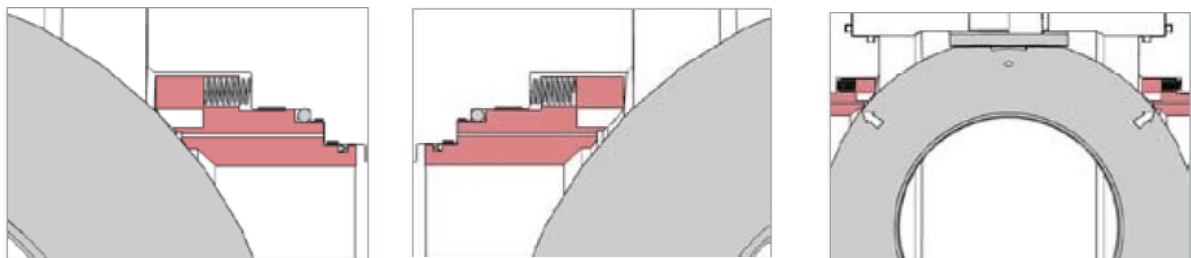
Beleggdannelse/ avleiring:

Et vanlig problem, spesielt for kuleventilen er avleiring og beleggdannelse mellom setet og setelommene (OLF 2009). Setet til kuleventilen blir presset mot kulekanten ved hjelp av spiralfjærer som presser setet bort ifra ventilhuset. Avleiring og belegg kan dannes når ventilen har stått i åpen posisjon over lengre tid og legger seg slik som vist på figur 18 (OLF 2009).



Figur 18: Avleiring på sete (OLF 2009)

Når ventilen stenges kan differansetrykket over ventilen bli så høyt at kulekanten elastisk deformeres og trykkes inn i setet på nedstrøms siden. Samtidig kan avleiringen på oppstrøms setet ha blitt så alvorlig at setet ikke følger med og tetter for kulekanten. Dersom trykket deretter reduseres på oppstrøms side og nedstrøms setet henger fast (grunnet avleiring) vil ingen av setene være i kontakt med ventilen og ventilen vil lekke. Figur 19 illustrerer mekanismen (OLF 2009). Avleiring og belegg vil også dannes mellom sete og kule, men dette kan brytes opp når ventilkulen roteres.



Figur 19: Lekkasje i ventil grunnet avleiring (OLF 2009).

Avleiring og beleggdannelse kan også skape problemer for sluseventilene og spjeldventilene, da avleiringen kan feste seg til blokkeringslegeme og sete. Dette kan føre til økt friksjon ved operasjon, fastkilt blokkeringslegeme, samt ufullstendig tetting grunnet avleiring og partikler mellom blokkeringslegeme og sete.

Avleiring og beleggdannelse kan dannes i flere ulike former. Olje og gass er hydrokarboner som kan utfelle hydrater som eksempelvis kan danne "Sørpe" i oljerør, eller som massive materialer i gass systemer (OLF 2009). I olje og gass produksjon følger det også med en del saltforbindelser som kan danne harde belegg (OLF 2009). Kuleventiler og sluseventiler kan begge benytte seg av "pigging" til å fjerne noe av belegg og avleiringen, noe som ikke er mulig ved spjeldventilen grunnet tilstedeværelsen av spjeld i åpen posisjon.

3 Tilstandsovervåkings av isoleringsventiler

Det er viktig at isoleringsventiler, spesielt av typen ESDV er tilgjengelige når de skal for å begrense konsekvenser som kan sette personell, miljø og materiell i fare. Ved å tilstandsovervåke isoleringsventilene kan man øke sannsynligheten for at ventilen fungerer når den skal, noe som kan føre til at hele systemet er mer sikkert, pålitelig og tilgjengelig.

3.1 Tilstandsovervåkingsparametere for isoleringsventiler

Ved tilstandsovervåking av isoleringsventiler finnes det flere ulike parametere og teknikker som kan måles og benyttes for å skape et bilde av tilstanden til isoleringsventilen. Ved å bruke en kombinasjon av flere overvåkingsteknikker som komplementerer hverandre kan det skape et godt og nøyaktig bilde av tilstanden.

Typiske parametere som kan bli målt er:

- Lekkasjerate/ gjennomstrømning

Hvor mye medium som strømmer gjennom ventilen ved stengt posisjon kan gi en indikasjon på slitasje og hvilken tilstand ventilen er i. Det kreves at ventilen blir lekkasjetestet ved jevne mellomrom for å verifisere ventilens integritet.

Hvor stor intern lekkasjerate som er tillatt må vurderes basert på kritikaliteten til hver enkelt ventil, men BPNs interne standard (BP 2012b) sier at dersom ikke annet er oppgitt må følgende kriterier følges (både for olje og gass):

Tabell 8: Lekkasjerater

Lekkasjerate:	Vedlikeholdsaktiviteter:
Mindre enn 0,005 kg/s	Ventilen er akseptabel, ingen vedlikehold nødvendig.
Mellom 0,005 og 0,05 kg/s	Sone hvor det kan være akseptabelt å fortsette driften med kompenserende handlinger. Planlegg vedlikeholdsarbeid.
Over 0,05 kg/s	Nedstengning er sannsynlig, utføre korrigerende vedlikehold eller bytt ventil.

Det er viktig og merke seg at flere av ventilene på Skarv aksepterer lekkasjerater opp til 0,1 kg/s (BP 2009b).

- Lekkasje til eksternt miljø:

Lekkasje i ventilhuset kan skje både ved åpen og lukket ventil, grunnet korrosjon og degradering av pakninger i stem arrangement og mellom flenser.

- Kraft aktuator må yte for å rotere/ løfte blokkeringslegemet:
Hvor mye kraft som må til for å rotere/ løfte blokkeringslegemet blir direkte påvirket av friksjon grunnet avleiring, partikler, smøring og korrosjon. Ved operasjon av ventil vil ofte friksjonen i ventilen økes over tid, noe som fører til økt behov i ytelsen til aktuator.
- Stresskrefter:
Aktuatoren er festet til ventilhuset og stem. Dette fører til at når aktuatoren prøver å bevege blokkeringslegemet, forplanter kreftene seg ned mellom aktuator og ventilhuset.
- Åpne og lukketid:
Hvor lang tid det tar å åpne og lukke en ventil er avhengig av hvilken kraft aktuatoren leverer til ventilen, samt friksjon i systemet. Det er kun satt krav til maksimal lukketid/ åpnetid for ventilen, selv om det også viktig at ventilen ikke lukker/åpner for hurtig da dette kan medføre trykkslag og defekt ventil. Konsekvenser av trykkslag kan være brudd i rør, flenser og defekt utstyr.

Ifølge Norsk standard (Norsok 2008) og BPNs interne standard (BP 2005) skal både lukketid/ åpnetid være mindre enn 2 sekund/tomme ved ESD og PSD stengninger. Dette vil si at dersom en har en 12" ventil, skal maksimal lukketid/ åpnetid være 24 sekunder for å tilfredsstille kravet.

Når ventilen stenges som en test, stilles det strengere krav til lukketid/ åpnetid for ventilen. BPNs interne standard sier da at maksimal lukketid/ åpnetid skal være mindre enn 1,5 sekund/tomme. Dette betyr at lukketid/ åpnetid til en 12" ventil maksimalt kan være 18 sekunder under test.

På Valhall og Skarv tillates det i tillegg en forsinkelse på 3 sekund. Denne forsinkelsen skyldes kontroll logikk (maks 1,5 sek) og tilbakemeldingstid (maks 1,5 sek). Dette fører til at akseptkriteriene for lukketiden/åpnetiden for en 12" ventil er 27 sekunder under stengning ved ESD/ PSD systemene og 21 sekunder ved test stengning.

- Responstid
Responstid er tiden det tar fra en uforutsett hendelse/ kommando er detektert/sendt, til det er målbar reaksjon i ventil. Totalt med gangtid og responstid kan en ventil maksimalt bruke 45 sekunder på å gå fra åpen til lukket eller lukket til stengt posisjon (BP 2005).

I tillegg til de overnevnte parameterne som skal måle tilstanden til ventilen, må man vite/måle følgende verdier for å kunne gi en nøyaktig vurdering av tilstanden til ventilen:

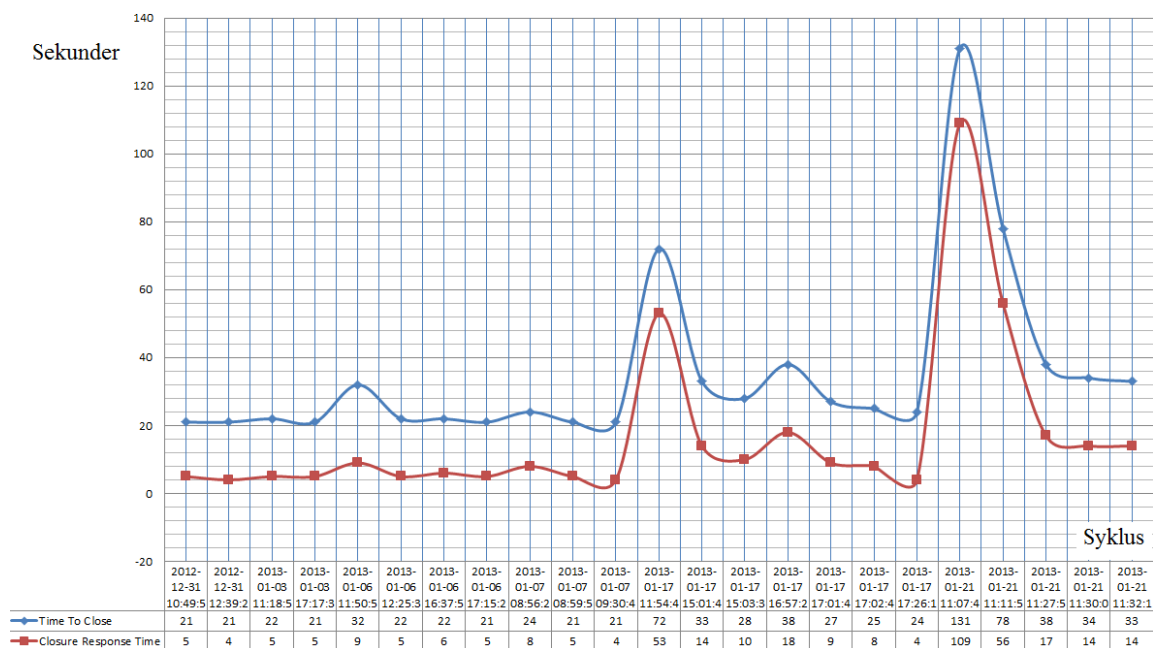
- Volum av mediet i segment
- Temperatur i mediet
- Trykk oppstrøms og nedstrøms for ventilen
- Gass / væske rate
- Hvilke medier som strømmer
- Posisjon i anlegget (Høyt/ lavt)

3.2 Tilstandsovervåkingsteknikker for isoleringsventiler

Flere ulike tilstandsovervåkingsteknikker finnes for å overvåke den reelle tilstanden til ventilene. Disse teknikkene vil bli presentert i dette kapitlet.

3.2.1 Trending av responstid og lukketid

Lukketid er en av de kritiske parameterne sammen med lekkasjerate for isoleringsventiler. Denne tiden måles hovedsakelig ved hjelp av aktiveringssignal fra SAS systemet og endebrytere, men kan også måles med posisjonsmålere, aktuatortrykk og strekkklapper. Trending av responstid og lukketid er enkel form for tilstandsovervåking og ofte det første skrittet for tilstandsovervåking av ventiler. Grunnen til dette er at lukketiden må registreres for å tilfredsstille kravene satt av norsk standard (Norsok 2008). Trending av responstid og lukketid kan gi indikasjoner på endret tilstand i ventil eller solenoider, men det er vanskelig å lokalisere hva degraderingen skyldes. En hypotetisk graf av hvordan trending av responstid (fra signal er gitt til ventil forlater åpen endebryter) (rød) og total lukketid (blå) kan sees i figur 20. Fra figuren ser man at det ikke er store endringer i vandringstiden, men at tiden fra signalet er sendt til ventilen starter å vandre øker (spesielt når ventilen har stått i ro en stund). Dette kan skyldes at solenoiden er treg og ikke kutter tilførselstrykket til aktuatoren slik som tiltenkt, men det kan også være andre årsaker.



Figur 20: Trending av lukketid

3.2.2 Lekkasjeovervåking

Ventillekkasje kan detekteres ved å bruke ulike trykktestingsmetoder eller ved hjelp av teknikker basert på akustisk emisjon. BP Norges interne standard (BP 2012b) presenterer de fem mest benyttede metodene for lekkasjetesting som er; differansetrykktesting, ventil intern metode, nivåendrings metode, strømningsmåling og akustisk emisjon. Hvilke metode som kan benyttes er avhengig av ventiltype, utforming, rørarrangement og situasjon.

Differansetrykk over ventil:

Ventillekkasje kan måles kvantitativt ved å se på trykkendringer i oppstrøms- og nedstrøms side av ventilen. Det er montert trykksensorer på hver side av ventilen som kontinuerlig måler trykket fra gjennomstrømningsmediet. Lekkasjetesten kan utføres på to forskjellige måter, både ved å redusere trykket på oppstrøms siden, og ved å øke trykket på nedstrøms siden. Basert på trykkendringen i oppstrøms- og nedstrøms side kan man estimere lekkasjeraten gjennomventilen.

Ventil intern metode:

Lekkasjetestingsmetode som måler lekkasjen internt i ventilen. Metoden krever at ventilen har to seter og dreneringsplugg, noe som er normalt for en kuleventil. Metoden benytter seg av trykksensorer plassert på oppstrøms side, nedstrøms side og på dreneringspluggen til å estimere og lokalisere lekkasjen i ventilen. Denne metoden kan benyttes til å teste lekkasjeraten både når ventilen er åpen og stengt. Testmetodikken kan gjennomføres på fire ulike måter:

1. Høyt differansetrykk oppstrøms, med økende eller reduserende trykk internt i ventilen. Ved å utføre denne testen får en informasjon om tilstanden til tetningssete oppstrøms og dens lekkasjerate.
2. Høyt differansetrykk nedstrøms, med økende eller reduserende trykk internt i ventilen. Ved å utføre denne testen får en informasjon om tilstanden til tetningssete nedstrøms og dens lekkasjerate.
3. Samme høye trykk på begge sider av isoleringsventilen, med økende eller reduserende trykk internt i ventilen. Ved denne metoden skaper man overtrykk eller undertrykk i dreneringspluggen, slik at lekkasje i tetningssetene blir synlig.
4. Trykkløst på begge sider av ventilen, men med trykksetting av dreneringsplugg. Ved setepakninger med lekkasje vil trykket i dreneringspluggen reduseres, samt trykket vil øke på de sidene som har lekkende setepakning.

Nivåendrings metode:

Lekkasjerate gjennom ventil kan måles gjennom endring av væskesøylenivå. Ved denne metoden benyttes utstyr med nivå indikator montert på den ene siden av ventilen. Testen initieres med trykksatte sider, men det er først når en reduserer trykket på en av sidene (skaper differansetrykk) lekkasje kan detekteres. En detekterer da den interne lekkasjen i ventilen basert på endringen i nivåindikatoren og på bakgrunn av dette kan lekkasjeraten estimeres.

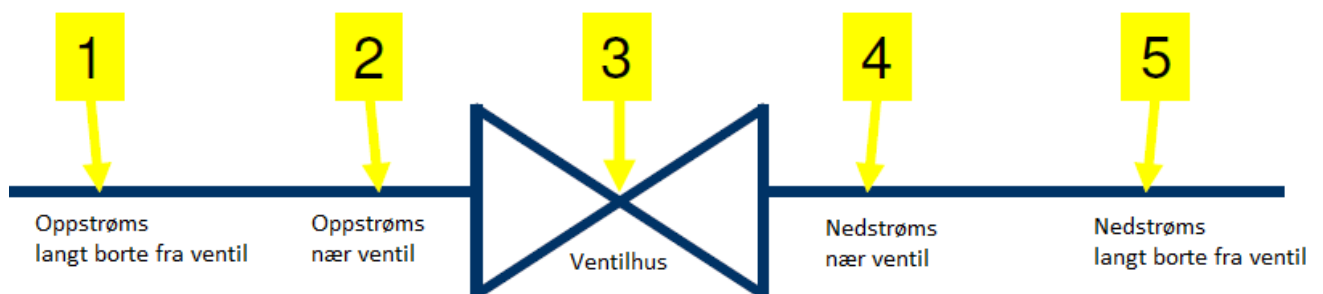
Strømningsmåling:

Metoden kan sammenlignes med differansetrykk over ventil og ventil intern metode. Forskjellen er at istedenfor å måle trykk, måles strømningsraten direkte gjennom strømningsensorer. Denne metoden kan også måle gjennomstrømningsraten i ventilen i åpen posisjon.

Akustisk emisjon (AE):

Når et medium strømmer gjennom en ventil dannes det et lydsignal. Lydsignal kan dannes både ved gjennomstrømning i åpen posisjon og lekkasje i lukket posisjon.

Når det er lekkasje i en eller flere av tetningssetene i en ventil, dannes det turbulent strømming som vil gi fra seg lyd. Denne lyden vil kunne detekteres ved hjelp av akustisk emisjonsteknikk og videre basert på lydsignalet kan man si noe om størrelsen på lekkasjen. Lyd forplanter seg svært godt både i gass, væske og metall. For å kunne lokalisere og bedømme en lekkasje bør det være minimum 3 sensorer/målepunkt (oppstrøms nær, ventilhus, nedstrøms nær), men det kan også eksempelvis benyttes 5 slik som beskrevet på figur 21.



Figur 21:Plassering av målepunkt for å detektere lekkasje i ventil (Score Group 2013)

Grunnen til at en bør måle med tre eller flere AE sensorer er at en da kan filtrere bort forurensende lyd som ikke stammer fra ventilen gjennom å se på amplituden i signalet. Eksempelvis dersom amplituden til frekvensen er høyere i punkt 1 i forhold til punkt 2, vil lyden stamme fra en kilde som ikke kan knyttes til tilstanden av ventilen. Filtrering av forurensende lydssignaler kan også gjøres ved å måle signalet mellom definerte frekvensområder, typisk mellom 60 til 600 KHz (Midas meter I.D.). Ved å benytte seg av dette frekvensintervallet hører man lekkasjeraten samtidig som man filtrerer bort andre lydssignaler fra maskiner og annet utstyr, da maskiner og roterende utstyr ofte har lavere frekvenser.

Akustiske lekkasjedeteksjonsenheter leveres i dag både som stasjonære og portable håndholdte enheter. Ingen av dem krever innblanding i drift for å overvåke det akustiske lydsignalet, men for overvåking relatert til lekkasje kreves det at ventilen er stengt. De stasjonære enhetene muliggjør for bedre og større innsamling av data da målingene blir gjort på det samme punktet hver gang, samt målinger kan bli tatt kontinuerlig. Dette gjør at målingene blir mer konsistente og tilstanden blir lettere å trende og prediktere.



Figur 22: Stasjonær lekkasjedeteksjonsenhet (Score- Group 2013).

Ofte brukes det bare en håndholdt enhet, når overvåkingen skjer periodisk. En benytter da kompetent personell til å gjennomføre målinger på de aktuelle ventilene i lukket posisjon. Den akustiske emisjonssensoren er knyttet til en håndholdt PDA, hvor tidligere historie og målinger sammenlignes mot den nye målingen. Det finnes flere leverandører av dette utstyret, men et eksempel er Midas håndholdte portable lekkasjedeteksjonsenhet.

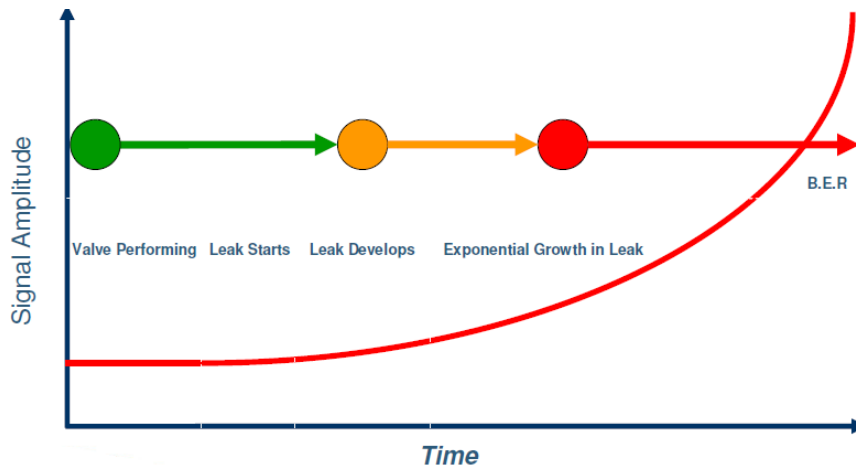


Figur 23: Midas håndholdte portable lekkasjedeteksjonsenhet (Score- Group 2013).

Ved innsamling av akustisk ventildata må man også vite prosessparameterne; trykk oppstrøms, trykk nedstrøms, medie, temperatur og gass/væske rate. Disse faktorene påvirker lydsignalet og en må vite dem for å kunne estimere lekkasjeraten gjennom ventilen.

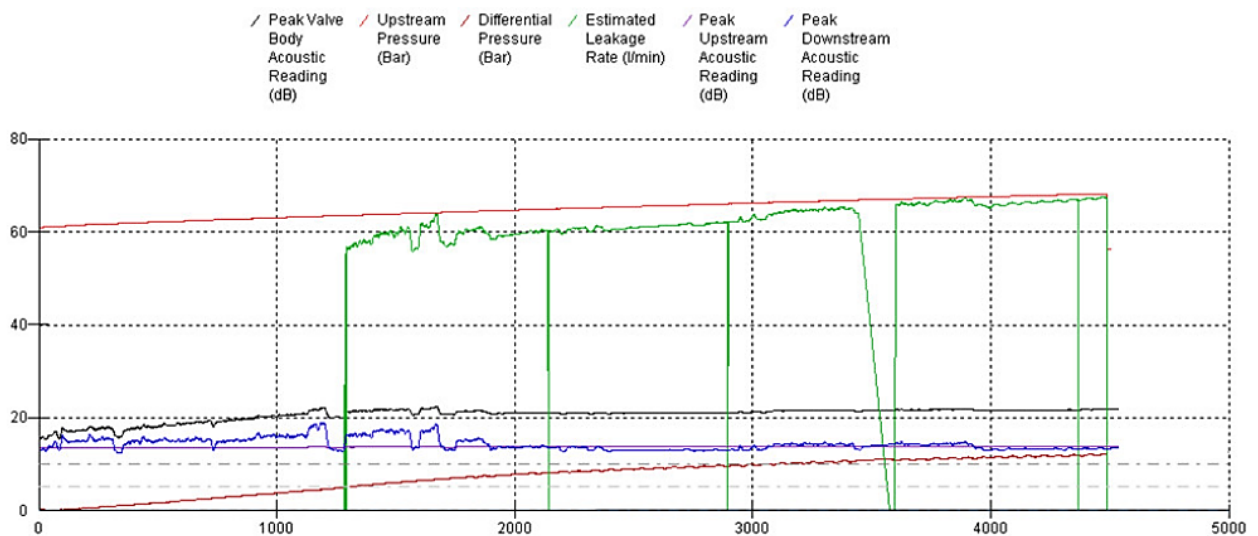
En kan benytte akustisk emisjonsteknikk både til å si om det er lekkasje eller ikke, og til å estimere lekkasjeraten. Dette kan gjøres både når prosessparameterne er like- eller er endret i

forhold til tidligere målinger. Dersom parameterne er like kan man direkte se på endringene i amplituden/frekvensen til det akustiske signalet. Endring i akustisk signal kan indikere økning i lekkasjen. Dersom parameterne er endret må man ta hensyn til dette når man ser på signalet og estimere lekkasjeraten. En utarbeidet formel estimerer lekkasjeratene for begge tilfellene. Lekkasjerater er lette å trenge og de gir en god beskrivelse av tilstanden til setene, blokkeringslegemet og ventilhus.



Figur 24: Økning i akustisk amplitude (Score- Group 2013)

B.E.R = Beyond Economical Repair



Figur 25: Akustisk signal med estimert lekkasje rate (Score- Group 2013)

Det er gjennomført samtaler med Score-Group om usikkerheten til måleresultatene for de stasjonær og portable håndholdte AE enhetene. De hevder selv at AE apparaturen har høy nøyaktighet og at målesikkerheten er lik for begge typene grunnet bruk av samme teknologi, design og algoritmer. Ved akustisk emisjonsteknikk er det viktig å forstå at selv om AE

apparaturen har høy nøyaktighet finnes det en rekke elementer som påvirker måleresultatet til lekkasjeraten, blant annet personell og formel for lekkasjerate.

Problemet knyttet til hvordan personell kan påvirke måleresultater er kun tilstede ved den håndholdte enheten. Måleresultatene kan da variere basert på hvordan hver enkel bruker apparatet, varierende målepunkter og lignende.

For å estimere lekkasjeraten må en utarbeide en formel som tar hensyn til faktorer som påvirker lekkasjeraten. En slik formel har Score-Group utviklet gjennom store mengder laboratoriearbeid hvor de sammenligner AE signalet mot den reelle lekkasjen under ulike forhold. Formelen Score-Group har utviklet sier at lekkasjeraten er en funksjon av AE signalet, differansetrykk, ventilstørrelse, ventiltype og medium. Ved å benytte seg av formelen påstår Score-Group at en får følgende konfidensintervall for estimatene (Simpson 2013):

69% av estimatene vil ha usikkerhet mellom 50% og 200%

86% av estimatene vil ha usikkerhet mellom 33% og 300%

95% av estimatene vil ha usikkerhet mellom 20% og 500%

Som en ser er det stor usikkerhet i måleresultatene. Ifølge Simpson (2013) kan man generelt si at *"dersom man estimerer en lekkasjerate på 10 liter/min vil den reelle lekkasjeraten være mellom 5 liter/min og 20 liter/min"*.

Konfidensintervallet og det generelle sitatet fra Score- Group er på ingen måter en absolutt tilnærming som stemmer for alle lekkasjesituasjoner. Blant annet er det blitt identifisert gjennom intervjuer og rapporter at akustisk emisjonsteknikk ikke kan benyttes til estimering av lekkasjerater ved "store" lekkasjer (Helland 2013), eller ved differansetrykk mindre enn 1 bar (BP 2009a). Ved disse tilfellene er det knyttet for stor usikkerhet til lekkasjeratene grunnet for mye forurensning i det akustiske signalet eller, eller for lite differansetrykk til å kunne detektere akustisk emisjon fra ventillekkasjen.

3.2.3 Aktuatortrykk

Kraften aktuatoren må yte for å bevege blokkeringslegemet er interessant å måle, fordi denne faktoren sier noe både om tilstanden til ventilen og tilstanden til aktuatoren. Det som måles er det hydrauliske/pneumatiske differansetrykket over stempelet i aktuator sylindren. Aktuatorer som benytter seg av fjærretur har en enkel trykksensor (slik som på Valhall og Skarv), mens dobbeltvirkende aktuatorer bruker to trykksensorer. Normalt sett kreves det størst kraft fra aktuatoren for å initiere bevegelsen i blokkeringslegemet, da aktuatoren må overvinne de statiske kreftene som fjærkrefter, friksjonskrefter, beleggdannelse, differansetrykk, korrosjon og lignende for å skape bevegelse.

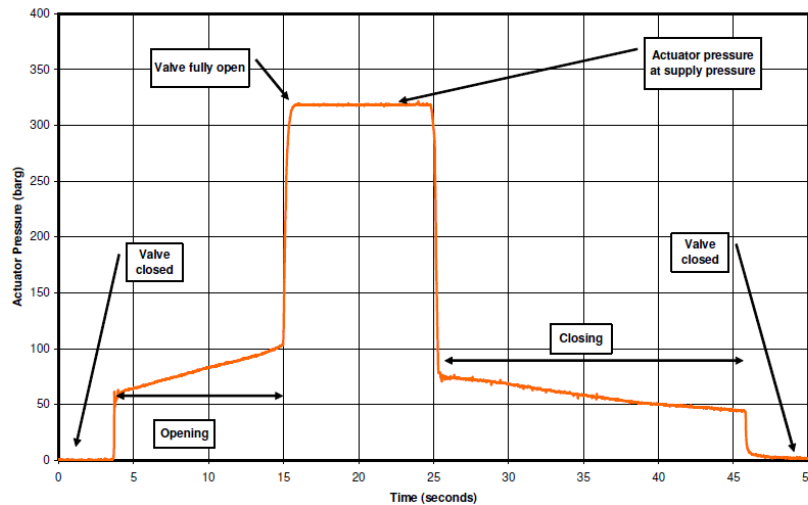


Figur 26: Aktuatortrykk sensor (Score- Group 2013)

Basert på parameteren som overvåkes kan det dannes en graf over ytelsen til aktuatoren slik som vist på figur 27. Fra grafen ser man at ved en åpne- og lukkesekvens må aktuatoren yte et høyt trykk for å overvinne de statiske kreftene og igangsette bevegelse i blokkeringslegemet. Videre ser man at aktuatortrykket øker ytterligere for å kompensere for den økte motstanden i fjæren, ettersom ventilen vandrer og fjæren komprimeres. Til slutt maksimeres aktuatortrykket, selv om ventilen er i åpen posisjon. Lukkesekvensen starter ved at aktuatortrykket hurtig reduseres, noe som fører til at fjærspenningene beveger blokkeringslegemet mot lukket posisjon. Til slutt reduseres trykket i aktuatoren ytterligere, og ventilen havner i stengt posisjon.

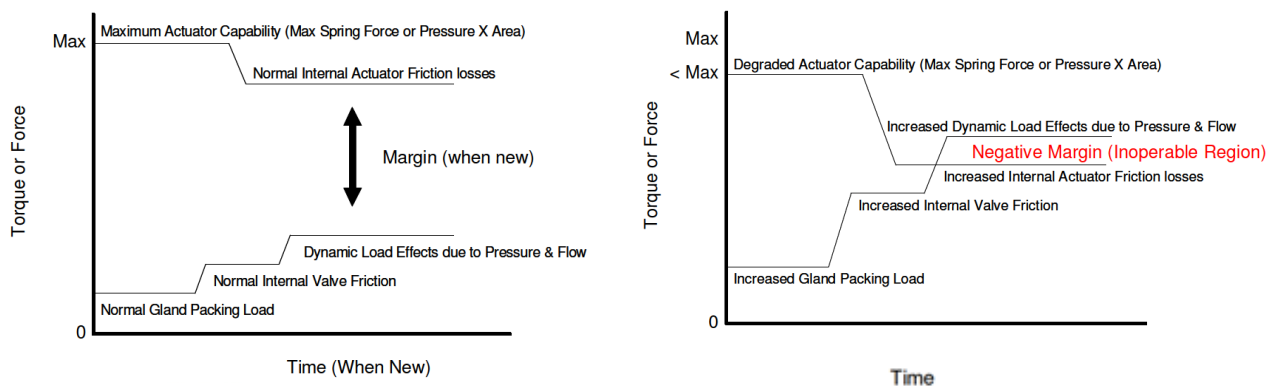
Aktuatortrykket som er vist i figuren viser en ideell kurve hvor ventilen er ny uten noen defekter, degraderinger og differansetrykk, det er derfor aktuatortrykket ikke er størst for å initiere bevegelse i ventilen. Dersom det er defekter i ventilen i form av økt friksjon eller barrierer vil dette komme frem i grafen i form av uregelmessige trykkøkninger og trykkfall. Dette skyldes at dersom blokkeringslegemet stanses grunnet for høy friksjon eller andre barrierer økes aktuator trykket i et forsøk for å få ventilen til å bevege seg videre.

Tilstandsovervåking skjer her med å sammenligne tidligere kurver fra ventilen, analysere grafer og trende spesielle punkter som for eksempel kraften som må ytes for å sette blokkeringslegemet i bevegelse.



Figur 27: Aktuatortrykk (Score- Group 2013)

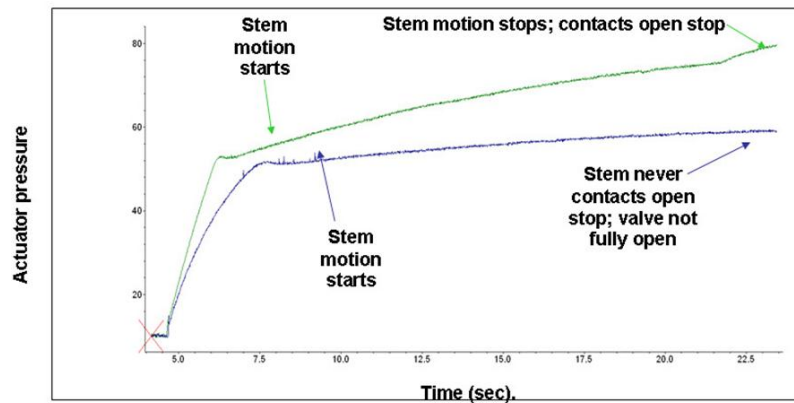
En aktuator for ESDV ventiler skal minimum ha en sikkerhetsfaktor på 2, i forhold til hvilken kraft ventilen trenger for å operere (BP 2009c). Samtidig er det viktig at kraften aktuatoren kan yte ikke overstiger MAST verdien (maximum allowable stem input torque), da dette kan føre til defekt ventilstem. (BP 2009c). Over tid vil både aktuator og ventil degraderes noe som vil si at aktuator ikke klarer å yte den samme kraften og ventilen blir vanskeligere å operere. Det som er ønskelig å detektere med denne overvåkingsteknikken er trykket aktuatoren klarer å levere, slik at en vet den yter tilstrekkelig kraft for å operere ventilen. Hvordan aktuator og ventil degraderes i forhold til hverandre, og hvilken tilstand som ikke er ønskelig er vist av prosessen i figur 28 (Score- Group 2013).



Figur 28: Aktuatortrykk analyse (Score- Group 2013)

Resultatet av at aktuatoren ikke klarer å levere nok kraft til å operere ventilen gjør at ventilen svikter i henhold til funksjonen den skal utføre. Dette kan skyldes lekkasje-, økt friksjon- og defekt aktuator. Hva som gjør at aktuatoren svikter kan av erfarent personell ofte fjern

diagnostiseres ved å se på overvåkingsdataen og sammenligne dataen mot tidligere operasjoner, slik som figuren 29 demonstrerer (Valve watch hjemmeside I.D.).

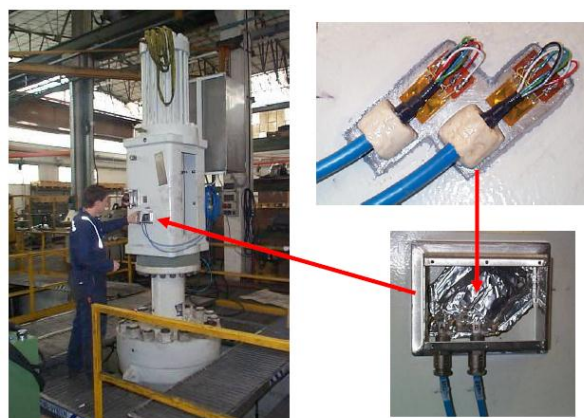


Figur 29: Aktuator svikt grunnet lekkasje i tilførselstrykket (Valvewatch hjemmeside I.D.).

3.2.4 Strekkklapper

Strekkklapper blir strategisk montert mellom aktuator og ventil for å måle maksimalt dreiemomentet og kraften som må til for å operere ventilen. Strekkklappene kan monteres på ventilens stem, flens, yoke eller kraftoverføringsmekanismen mellom aktuator og ventil. Strekkklapper måler forholdet mellom kraften aktuator påfører ventilen og ventilens motstand mot bevegelse i blokkeringslegemet. Dette gjør at en kan detektere om kreftene blir absorbert i aktuator eller ventil (Helland 2013). Det monteres som regel 2 strekkklapper per målepunkt som et redundant system på grunn av strekkklappene har lett for å løsne. I tillegg er strekkklapper sensitive ovenfor støy og vibrasjon (Helland 2013).

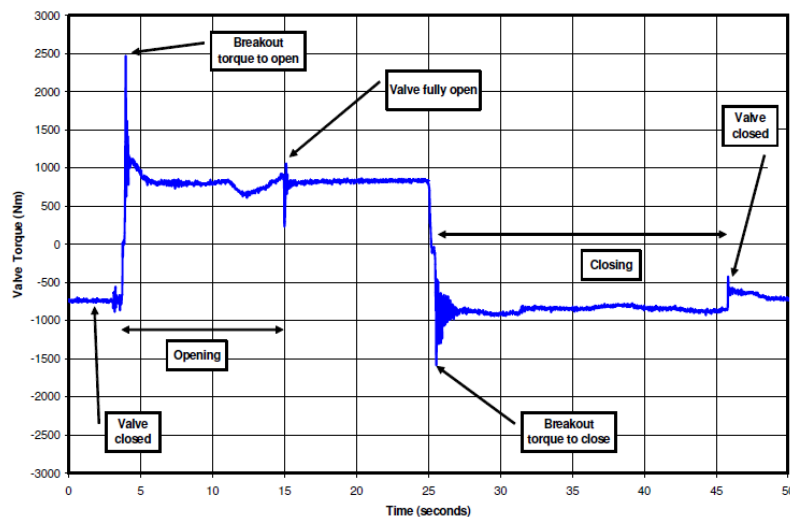
Score- Group har gjennomført et betydelig antall tester for å se på usikkerheten til de målte data. De hevder målingene har høy nøyaktighet, men de velger å holde testdata, metode og resultat konfidensielt.



Figur 30: Strekkklapper (Score – Group 2013)

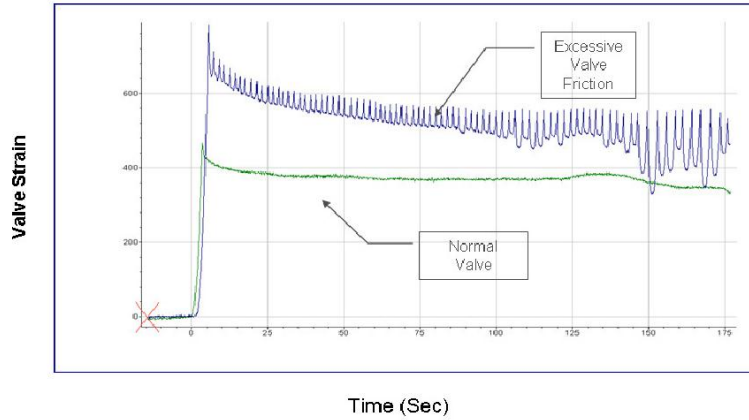
Data som overvåkingen fremskaffer blir presentert ved hjelp av en graf og en typisk kurve kan sees på figur 31. Figuren viser sekvensen lukket/åpen/lukket. Fra grafen ser man at strekkraften er definert slik at ved åpen posisjon er stem i positiv strekk, mens i lukket posisjon er stem i negativ strekk. Når ventilen skal åpnes påfører aktuatoren positiv kraft til stem, hvor strekkraftene akkumuleres opp til blokkeringslegemet starter å bevege seg. I det blokkeringslegemet starter å bevege seg reduseres kraftbehovet, noe som fører til at strekkraftene i stem reduseres og stabiliseres fram til ventilen når fullt åpen posisjon. Når ventilen når fullt åpen posisjon, sees dette på grafen ved at stresskraftene øker og reduseres hurtig før kreftene igjen stabiliserer seg.

Når ventilen skal lukkes reduseres aktuatortrykket og fjærreturelementet begynner å skape negative strekkrefter på stem. En ser også her at de negative kreftene akkumuleres opp før blokkeringslegemet begynner å bevege seg, slik som det også gjorde i åpnesekvensen. Videre ser man at strekkraften er stabil så lenge ventilen er i bevegelse, men at det skjer en endring i strekkraftene når ventilen når lukket posisjon.

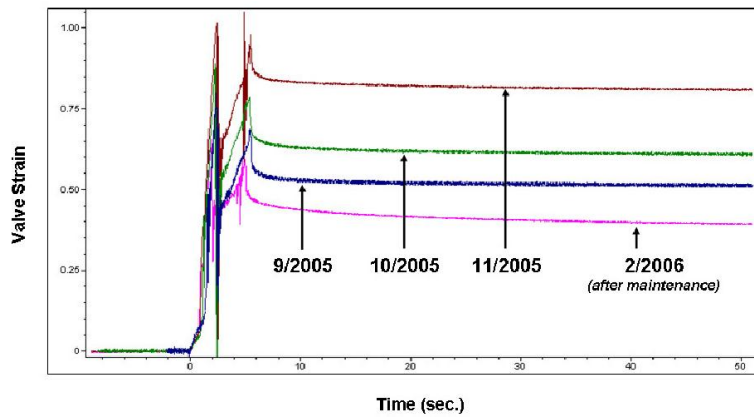


Figur 31: Strekkrefter (Score –Group 2013)

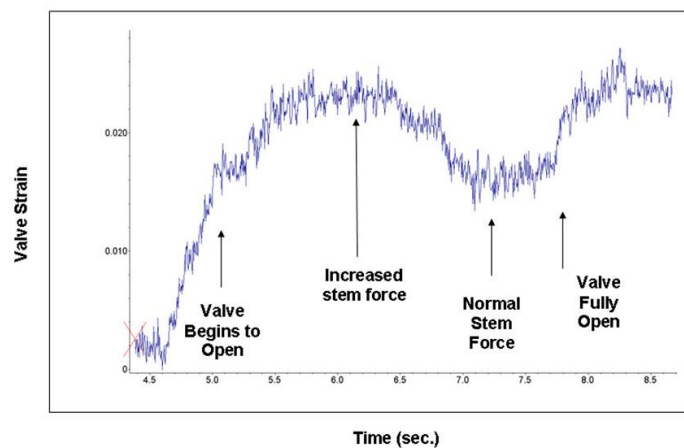
Figur 31 viser en ventil som er så å si ideell. Over tid vil ventilen degraderes og bli vanskeligere å operere grunnet økt friksjon og slitasje. Dette vil direkte påvirke strekkraftene i stem gjennom endret behov for kraft for å få blokkeringslegemet i bevegelse. Ved å overvåke og trenge strekkrefter kan man se hvor det er problemer i ventilen og skape et bilde av tilstanden. Typiske feilmøder som kan fjerndiagnostiseres er (Valvewatch hjemmeside I.D.):



Figur 32: Stress i stem under ventil operasjon grunnet friksjon, korrosjon og fremmedlegemer. (Valve watch hjemmeside I.D.)



Figur 33: Utvikling av stress i stem, både for å starte bevegelse av blokkeringslegemet og under operasjon (Valve watch hjemmeside I.D.)

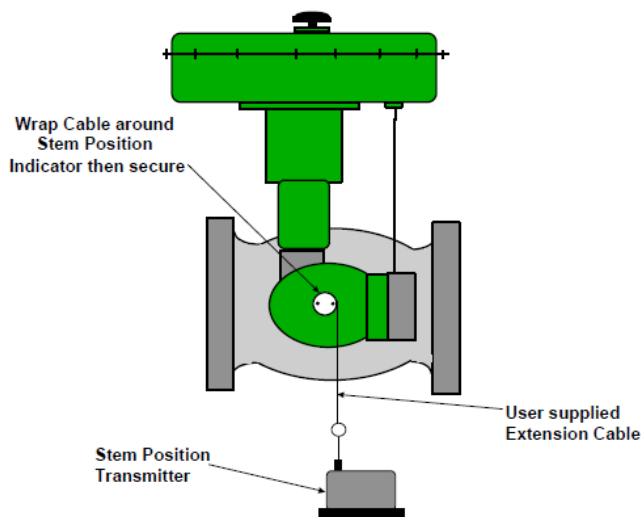


Figur 34: Stress grunnet bøyd ventilstem (Valve watch hjemmeside I.D.):

3.2.5 Posisjonsmåling

Posisjonsmåling av ventil vil si å måle vinkelen/høyden blokkeringslegemet har i forhold til et referansepunkt i ventilhuset, slik at en vet hvor blokkeringslegemet står i ventilen. Posisjonsmålere deles ofte inn i to grupper basert på om det er direkte kontakt eller ikke mellom posisjonsmåler og stem. Det skilles også mellom kontinuerlig måling og måling ved hjelp av brytere. Posisjonen til blokkeringslegemet måles gjennom ventilstemmen, både for roterende og lineære ventiler.

Ved ventiler som er direkte koblet til en posisjonsmåler kan man måle hele bevegelsen til blokkeringslegemet. Dette gjøres ved å lede bevegelsen direkte til posisjonsmåleren slik som vist på figur 35 og 36. Ved hjelp av et potensiometer inne i posisjonsmåleren omformes bevegelsen til elektrisk spenning, gjennom at bevegelsen i stem endrer motstanden i potensiometeret. Posisjonsmålere som er mekanisk koblet kan også brukes som brytere. Da sendes signaler ved punkter som indikerer at ventilen er lukket, åpen eller har nådd vandringsgrense for partial stroke.



Figur 36: Ventil posisjonsenhet (kabel)
(Techmation 1999)



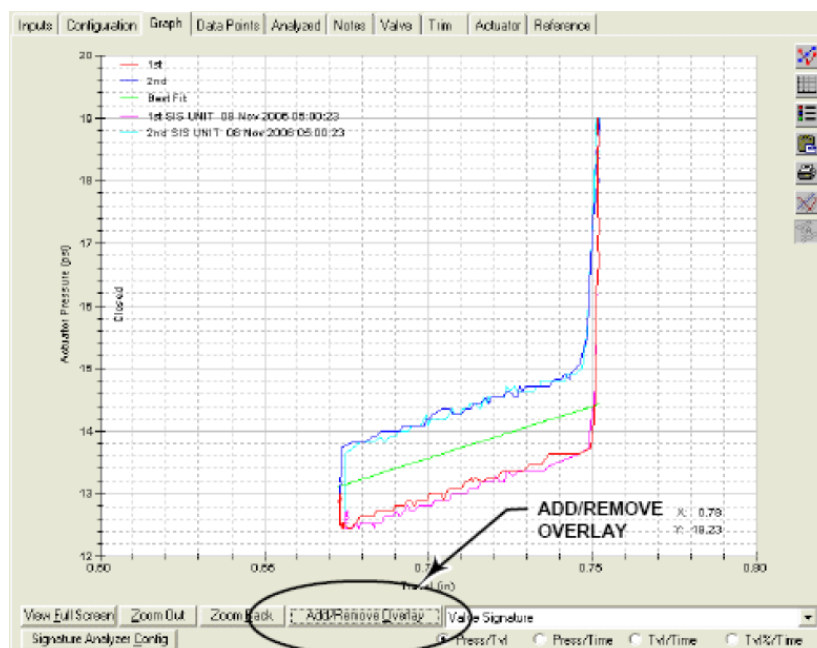
Figur 35: Ventil posisjons enhet(direkte)
(Cla-val 2008)

Posisjonsmålere som ikke er i mekanisk kontakt kan benytte seg av elektromagnetisme til å detektere når ventilen er i bestemte posisjoner eller som kontinuerlig posisjonsmåler. Et magnetisk legeme er da montert på stem slik som vist på figur 37. Når legemet passerer eller står ovenfor et deteksjonsapparat blir et signal over hvilke posisjon blokkeringslegemet har sendt til kontrollsystemet (bryter). Denne metoden kan også brukes til kontinuerlig overvåking gjennom å måle intensiteten av magnetfeltet som skapes mellom sensor og magnet. Intensiteten er en funksjon av avstanden mellom magnet og sensor, og basert på dette kan man estimere hvilken stilling blokkeringslegemet har i ventilen.



Figur 37: Posisjonsmålings enhet (Smar i.d).

Tilstandsovervåking ved hjelp av posisjonsmålere danner en graf som demonstrerer hvor åpen ventilen er, ofte i prosent i henhold til en valgt parameter (aktuatortrykk, tid). En ideell isoleringsventil skal gå jevn fra åpen (100%) til lukket (0%). Dersom det er økning i friksjon eller stans i vandrigen av blokkeringslegemet vil dette vises med rykkete endring- eller stans i vandringsgrafene. På figuren under vises forholdet mellom aktuatortrykk og vandrings i ventilen. Den blå linjen viser hvordan forholdet mellom parameterne var i åpnesekvensen, mens den rød viser forholdene i lukkesekvensen. Posisjonsmåling kan detektere flere av de samme elementene som strekklappene, i tillegg til å lokalisere hvor i syklusen uregelmessigheten befinner seg.



Figur 38: Aktuatoretrykk og posisjonsmåling (Solberg & Andersen 2013)

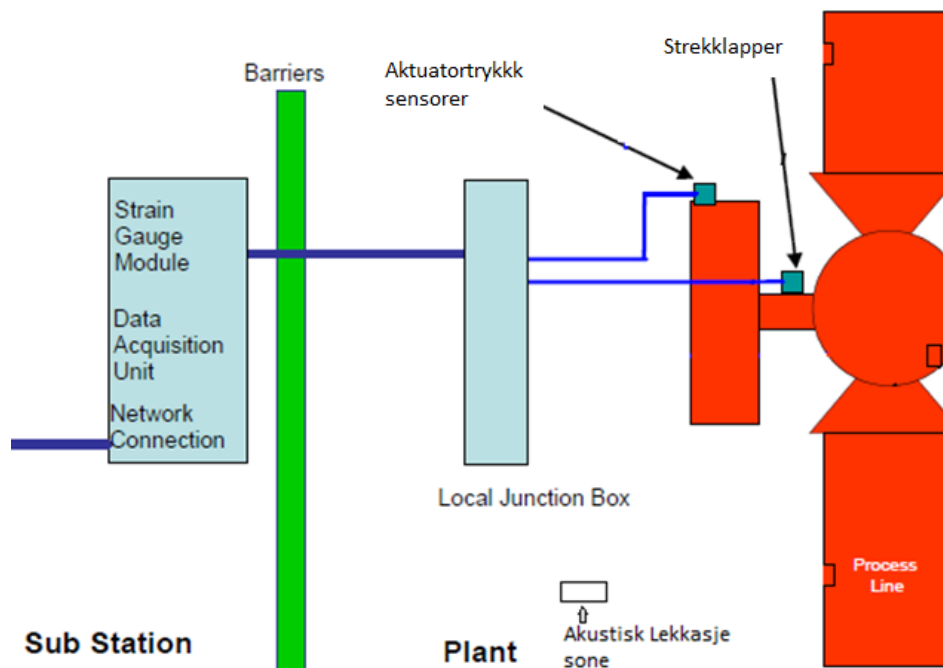
3.3 Tilstandsovervåkingsteknikker for isoleringsventiler på Valhall og Skarv

På Valhall og Skarv blir det benyttet forskjellige kombinasjoner og oppsett av tilstandsovervåkingsteknikker. Oppgaven vil dermed presentere tilstandsovervåkings-teknikkene separat.

3.3.1 Tilstandsovervåking av isoleringsventiler på Valhall

Valhall har en egen konfigurasjon av tilstandsovervåkingsteknikker som er satt opp for å skape et godt bilde over tilstanden til de ulike ventilene som overvåkes. Tilstandsovervåkingsteknikkene som blir benyttet for kritiske isoleringsventiler på Valhall er:

- Aktuatortrykk (Online)
- Strekkklapp (Online) (På 10 av 43ventiler)
- Lekkasjetesting (Offline)



Figur 39: Overvåkingsteknikker på Valhall (Score- group 2013)

Aktuatortrykk og strekkraftovervåking blir kontinuerlig overvåket (online) slik som beskrevet under kapittel [3.2.3 Aktuatortrykk](#) og [3.2.4 Strekkklapp](#), mens en videre utredning av hvordan lekkasjeovervåkingen foregår vil bli videre beskrevet. Det er i tillegg benyttet kontaktløse brytere (posisjonsbrytere) for å gi signal om den gjeldende posisjonen til ventilen (åpen, lukket eller partial stroke grense).

Lekkasjeovervåking

Lekkasjeovervåking av kritiske isoleringsventiler på Valhall skjer periodisk ved å benytte kvalifisert personell til å utføre manuell måling av lekkasjeraten på de aktuelle ventilene. Det blir benyttet både lekkasjetestingsmetoder basert på differansetrykk/intern metode og akustisk emisjonsteknikk (offline). Lekkasjeestimering basert på akustisk emisjon skjer ved å benytte seg av en håndholdte portabel lekkasjedeteksjonsenhet produsert av Midas. Målingene gjennomføres totalt tre plasser slik som vist på figur 39. Midas lekkasjedeteksjonsenhet kan brukes til å detektere lekkasje av gass, væske og damp. Apparatet måler lekkasjer i desibel (RMS) mellom frekvensområdet 60 til 600 KHz (Midas meter I.D.).

Slik som det er i dag foregår det ingen aktiv trending over lekkasjerater på de kritiske isoleringsventiler på Valhall. Målingene brukes bare til å se om det er lekkasje i ventilene og dersom det er, estimeres lekkasjeraten for å se om den er innenfor de forhånds definerte kravene satt til ventilen. All data som blir fremskaffet fra de manuelle lekkasjetestene blir logget, slik at lekkasjeratene kan trendes manuelt og benyttes for korrektivt vedlikeholdstiltak.



Figur 40: Midas håndholdte portable lekkasjedeteksjonsenhet (Score –Group 2013)

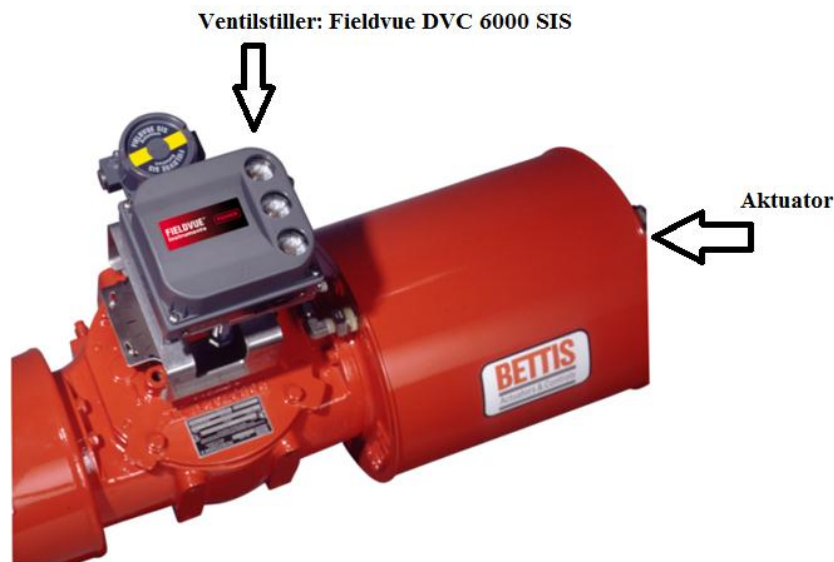
3.3.2 Tilstandsovervåking av isoleringsventiler på Skarv

Tilstanden til de kritiske isoleringsventilene på Skarv overvåkes av følgende metoder:

- Posisjonsmåling (Online)
- Aktuatoretrykk (Online)
- Lekkasjetesting(Offline)

Ventilstiller

Det benyttes en ventilstiller av typen Fieldvue DVC 6000 SIS til tilstandsovervåking av isoleringsventiler på Skarv. Enheten inneholder sensorer som overvåker aktuatoretrykk, tilførselstrektrykk, solenoidutgangstrykk og ventilposisjon, noe som fører til at en får et oversiktlig bilde av forholdet mellom kraft og vandring i ventil. I utgangspunktet var Fieldvue enheten designet for reguleringsventiler som en intelligent ventilstiller, men en forholdsvis nyutviklet versjon av enheten muliggjør også for tilstandsovervåking av isoleringsventiler. Ved bruk av Fieldvue for isoleringsventiler ser man på hvordan blokkeringslegemet vandrer fra åpen/stengt og stengt/åpen.



Figur 41: Fieldvue DVC 6000 (Emerson 2008)

Lekkasjeovervåking

På Skarv blir det benyttet både differansetrykktesting og akustisk emisjonsteknikk for å lekkasjeteste de kritiske isoleringsventilene (BP 2009a). Dette vil si at AE skal benyttes til å overvåke tilstanden og lekkasjeratene til ventilene, mens differansetrykktesting/intern metode blir benyttet til å verifisere og måle nøyaktige lekkasjerater.

På Skarv er det per dags dato ingen aktiv trending over lekkasjeratene til de kritiske isoleringsventilene. Målingene brukes bare til å se om det er lekkasje i ventilene og dersom det er, estimeres lekkasjeraten for å se om den er innenfor de forhånds definerte kravene satt til ventilen. All data som blir fremskaffet fra de manuelle lekkasjetestene blir logget, slik at lekkasjeratene kan trendes manuelt og benyttes for korrektivt vedlikeholdstiltak.

4. Tilstandsovervåkingssystemer

Et tilstandsovervåkingssystem for isoleringsventiler bør minimum ha følgende funksjoner:

- Samle inn data fra sensorene.
- Fremvise data enten presentert som rådata eller graf.
- Logge data fra tidligere innsamlinger, slik at det er grunnlag for sammenligning og trending.
- Overvåke parameterne gjennom analyse av uregelmessigheter og/eller trending (manuelt eller automatisk).
- Varsle dersom ytelsen til ventilen er utenfor akseptkriteriet.

Slik som beskrevet tidligere er tilstandsovervåking av utstyr under stor utvikling. Lenge har det vært høyt fokus på tilstandsovervåking av roterende utstyr og maskiner, men for å øke den totale tilgjengeligheten av systemet på installasjonene og redusere risikoen for uforutsette hendelser har også annet type utstyr som ventiler fått økt fokus. Utvidet fokus gir grunnlag for flere og nye overvåkingssystem og leverandører noe som er tilfellet for isoleringsventiler. Denne oppgaven vil hovedsakelig ta for seg systemene AMS Emerson og V-MAP da det er disse systemene BP Norge benytter seg av i dag, men en kort presentasjon av andre tilstandsovervåkingssystemer for isoleringsventiler vil bli gitt.

Noen tilstandsovervåkingssystemer som eksisterer i tillegg til AMS Emerson og V-MAP er:

Metso Fieldcare

Tilstandsovervåkingssystemet er utviklet av Metso Finland og overvåker tilstanden av kontroll-, isolering- og ESD ventiler. Systemet benytter seg av Neles pneumatiske aktuatorer (trykkmåling), posisjonsmålere og endebrytere for å gi et bilde over tilstanden til ventilene (Metso i.d).

Rotork Smart valve monitoring (SVM)

Rotork har utviklet et system som spesialiserer seg på partial stroke testing og kritiske isoleringsventiler. Systemet baserer tilstandsovervåkingen på målinger av aktuatortrykk og posisjonsmåling (Rotork, i.d).

Valve Watch

Solberg & Andersen leverer tilstandsovervåkingssystemet Valve Watch. Systemet konsentrerer seg om overvåking av isoleringsventiler og til dette benyttes strekkapper, aktuatortrykk, online ventil intern metode (metode 3) og akustisk emisjonsteknikk (Valve watch hjemmeside i.d.).

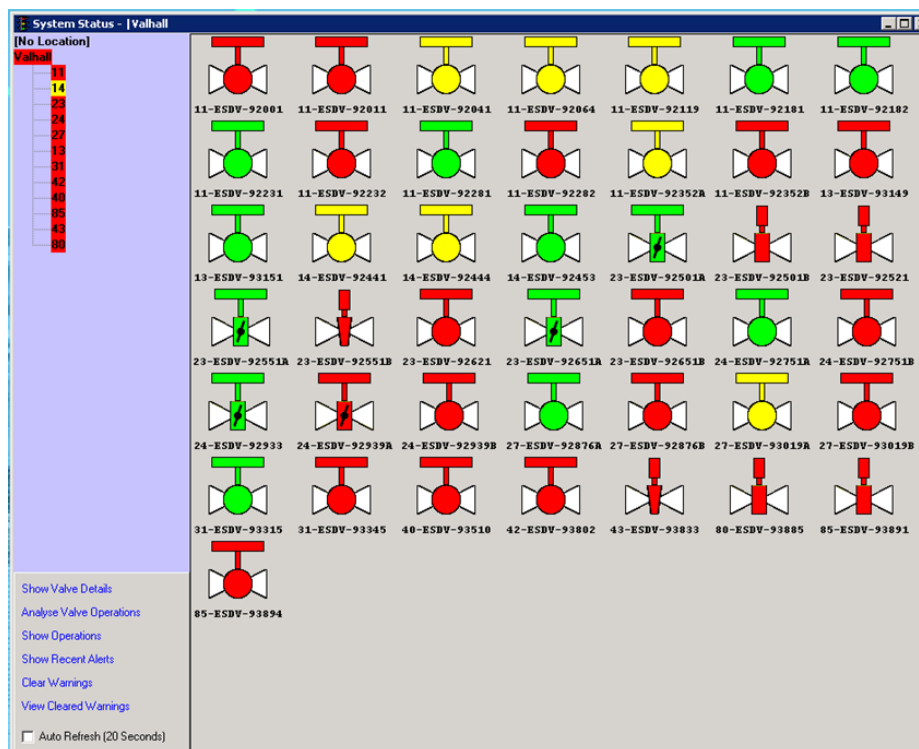
AssetView

Tilstandsovervåkingssystem som er utviklet av Smar hvor fokuset ikke bare er på ventiler, men overvåking av et helt produksjonsanlegg. Til overvåking av ventilene trendes aktuatortrykk og posisjonen i ventil (Smar hjemmeside i.d.).

4.2 V-MAP

V-MAP står for "Valve Monitoring for Analysis and Performance" og er et online tilstandsovervåkingssystem som benyttes til å fjernovervåke kritiske isoleringsventiler. Systemet er utviklet og levert av Score- Group som har lang erfaring innen arbeid med ventiler og aktuatorer. Systemet benyttes i dag på fem fasiliteter i verden, hvor Valhall er et av dem. Ved å ha tilgang til BPs intranett, modulen BP Plant og er tillatt bruker av systemet har en tilgang til tilstandsovervåkingssystemet uavhengig av lokasjon.

V-MAP systemet overvåker tilstanden til ventilene ved hjelp av posisjonsbrytere, aktuatortrykk, streklapper og akustisk emisjonsteknikk (AE ikke tilknyttet på Valhall). Dataen som sensorene genererer blir først sendt til en DAU enhet (data ervervelses enhet) som leser og digitaliserer signalene. Videre blir signalene sendt til server, hvor V-MAP softwaren behandler dataen. Arkitekturen til V-MAP systemet tillater kun for enveis kommunikasjon mellom hardware og software, det vil si at datatrafikken kun går ifra sensorene ute på ventilene til tilstandsovervåkingsprogrammet. V-MAP softwaren utfører enkel tilstandsovervåking ved å innhente dataen fra DAU`ene, sammenligne data mot akseptkriteriene, presentere og trender dataene. Resultatet fra sammenligningen blir presentert i et oversiktlig dashboard i V-MAP systemet, slik som vist i figur 42.



Figur 42: V-MAP Dashboard

I dashboardet presenteres tagnummeret på ventilen, ventiltipe og status for ventilene. Statusen til ventilene blir illustrert ved hjelp av trafikklysmetoden. Rødt representerer at en eller flere av de innsamlede dataene ikke er innenfor akseptkriteriene i siste gjennomførte syklus. Gult betyr at ventilen møter akseptkriteriene i den siste syklusen, men at det er mindre enn fem sykluser siden akseptkriteriene ble overskredet. Grønt betyr at akseptkriteriene er møtt de fem siste syklusene.

Det er lite automatikk integrert i softwaren, da hovedsakelig de eneste funksjonene softwaren gjør automatisk er å innhente og kontrollere rådataen mot akseptgrensene. Systemet generer også enkelte alarmer som (Billington i.d):

- Ventilen stenger for seint.
- Lekkasjerate høyere enn akseptkriteriet (ikke på Valhall).
- Sikkerhetsfaktoren til aktuatoren er nådd.
- Aktuatortrykk er falt under det nødvendige operasjonstrykket.
- Sensorer har sviktet.

Det er begrenset hva softwaren detekterer slik at for tilstandsovervåking og mer avansert analyse av svikt, innsamlet data, trending og estimering må gjøres manuelt av kompetent personell. Et eksempel på en parameter som må overvåkes manuelt kan være analyse av strekkraft. Det kan kun etableres en grense på hva maksimal strekkraft kan være, men da strekkraftene er størst i initieringssekvensen til ventilen vil denne normalt sett ikke overskrides under ventilvandring. Dette fører til at det kan skje drastiske uregelmessigheter og endringer i friksjon uten at dette oppdages av V-MAP. Uregelmessighetene eller friksjonen kan også detekteres ved hjelp av andre teknikker som aktuatortrykk og lukketid/ åpnetid, men så lenge friksjonen ikke er for stor eller ventilen sitter fast for lenge vil heller ikke disse alarmgrensene utløses (avhengig av alarmgrenser).

V-MAP er et relativt nytt system som er under utvikling. Softwaren har flere programfeil ("bugs") og mangler enkle funksjoner som for eksempel hjelp funksjon. Dette er noe Score-Group er klar over og kontinuerlig prøver å forbedre. Score- Group har tilgjengelighet til BPs V-MAP system slik at personell fra Score-Group kan assistere med hjelp og rådgivning.

Fordeler:

- Oversiktlig dashbord.
- Brukervennlig i form av at det er lett å manøvrere seg i systemet.
- Tilgang til software og ventilovervåking uavhengig av lokasjon.
- Registrerer alle syklusene, både ved delvis- og fullstendigstenging.
- Skaper et bilde av tilstanden til ventilen og detekterer endringer.

Ulemper:

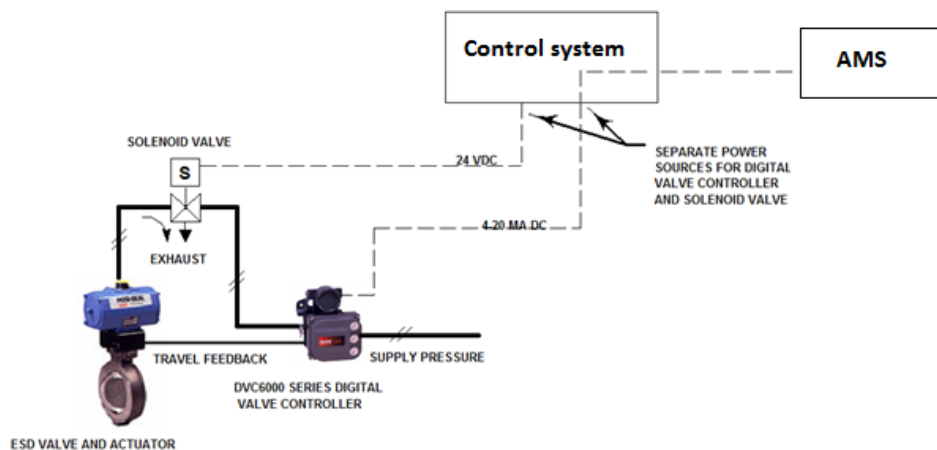
- Relativt nytt system, medbringer programfeil og mangel på funksjoner (hjelp funksjon).
- Brukes på svært få installasjoner
- Lite automatikk.
- Krevende å sette opp akseptkriterier.
- Lite automatisk analyse av data.
- Kan ikke igangsette eller kontrollere en partial stroke test.
- Vanskelig å prediktere nøyaktig når ventil eller aktuator vil svikte.

4.3 AMS

AMS står for "Asset Management System" og kan benyttes som et online tilstandsovervåkingssystem. Systemet forsøker å integrere sammen tilstandsovervåkingen for flere disipliner, slik at en får et overordnet rammeverk over fasilitetene. Overvåkingen av de kritiske isoleringsventilene på Skarv blir overvåket av AMS sammen med tilleggsmodulen Valvelink. AMS og Valvelink er utviklet og levert av Emerson, men overvåkingen av ventilene kan gjøres av Solberg & Andersen som en industriell tjeneste eller av personell internt i BP Norge. Ved å ha tilgang til BPs intranett, modulen BP Plant og er tillatt bruker av systemet har en tilgang til tilstandsovervåkingssystemet uavhengig av lokasjon.

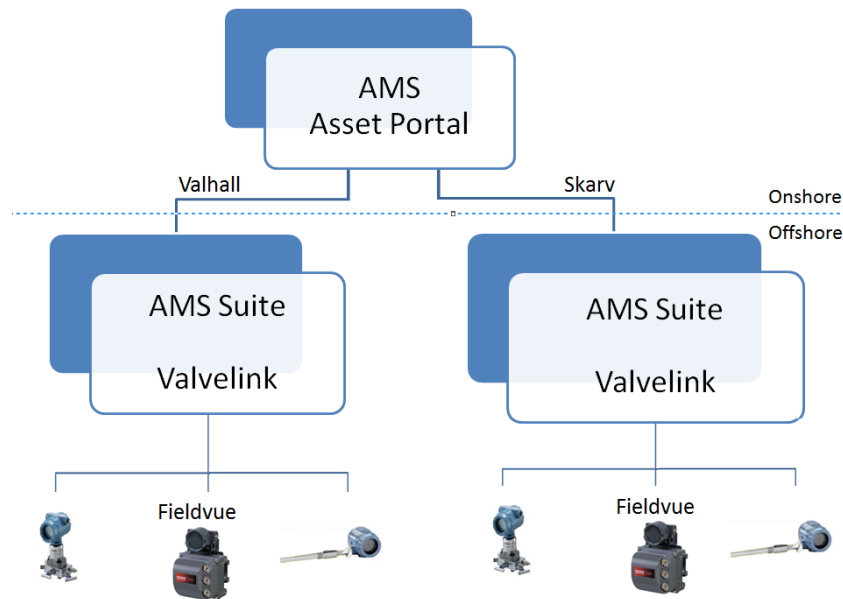
Slik som tidligere beskrevet benyttes Fieldvue enheter til å tilstandsovervåke de kritiske isoleringsventilene på Skarv. Fieldvue er en komponent levert av Fisher som er kompatibel med Valvelink og AMS systemet. Fieldvue enheten måler både aktuatortrykk og bevegelsen i ventil, samt det er en innebygget reguleringsventil som kan benyttes til å styre aktuatortrykket.

Arkitekturen av AMS systemet er mer avansert og har flere muligheter, sammenlignet med V-MAP systemet. Kommunikasjonen mellom Fieldvue enheten og kontrollsystemet er knyttet sammen ved hjelp av HART teknologi (Highway Addressable Remote Transducer), mens det benyttes Ethernet mellom kontrollsystemet og AMS softwaren. HART teknologien er bygget opp slik at det er et 4-20 mA likestrøms signal med en overliggende modulert vekselspanning som sørger for digital kommunikasjon mellom Fieldvue enheten og kontrollsystemet (HART Communication foundation i.d). Tradisjonelt så benyttes det analoge signalet til å regulere gjennomstrømning i ventilen, dvs. settpunktet til reguleringsventiler, men for isoleringsventiler benyttes det analoge signalet kun som strømkilde for å drifte Fieldvue enheten. Det digitale signalet tillater to veis kommunikasjon mellom Fieldvue enheten og AMS softwaren. Dette fører til at en ikke bare kan innhente data fra Fieldvue enheten men også manuelt eller automatisk gjennomføre avanserte funksjonstester av ventilen, som for eksempel partial stroke test fra AMS systemet. En typisk men forenklet oversikt over oppkoblingen av systemet kan sees i figur 43.



Figur 43: Typisk oppkobling mellom AMS og Fieldvue (Solberg & Andersen 2013.)

Tilstandsovervåkingen ved hjelp av AMS systemet er bygget opp basert på ulike nivåer. AMS Asset Portalen er det øverste nivået og har til hensikt å skape et overordnet rammeverk med oversikt over utstyret på flere fasiliteter, slik at en enkelt får oversikt over hvilke utstyr som er overvåket og utstyrets tilstand. Asset portalen innhenter informasjon og skaper en enklere kobling til undernivået/tilstandsovervåkingsprogrammene på fasilitetene, hvor det i dette tilfellet for isoleringsventiler på Skarv er AMS suite og tilleggsmodulem Valvelink. AMS suite og Valvelink er lokalisert på hver enkelte fasilitet og systemene innhenter, lagrer og analyserer data hentet fra feltinstrumentene.

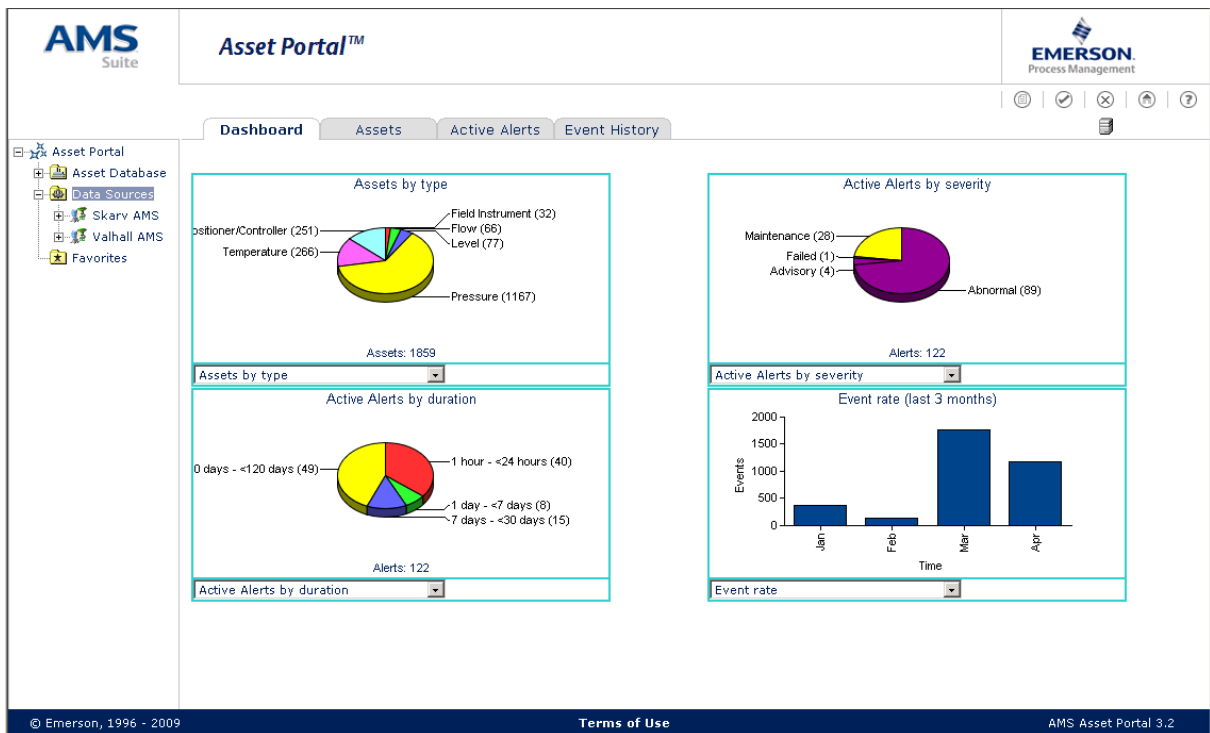


Figur 44: AMS oppbygging

AMS Asset Portalen

AMS Asset Portalen fungerer som et dashboard (presentasjonsverktøy) hvor det blir presentert hvilke instrumenter som overvåkes av systemet og hvilke utstyr som har sviktet i henhold til akseptkriteriene. Dette presenteres både gjennom lister og diagrammer.

Ved tilstandsovervåking av ventiler og andre typer utstyr er det normalt sett dette nivået som benyttes. Dette på grunn av avvikene som detekteres gjennom avansert analyse i AMS suite og Valvelink. Disse applikasjonene genererer alarmlister som vises i dashboardet i Asset Portalen. Alarmlisten presenterer hvilke ventiler som har sviktet i henhold til akseptkriteriet og hvordan svikten har kommet til uttrykk. Generelt sett er det vanskelig å lokalisere nøyaktig hva ventilsvikt kan skyldes, men for enkelte typer svikt som for eksempel tap av tilførselstrykk kan ulike forslag til korrektive løsninger bli gitt. En kan også gå videre til AMS Suite og Valvelink for manuell undersøkelse.



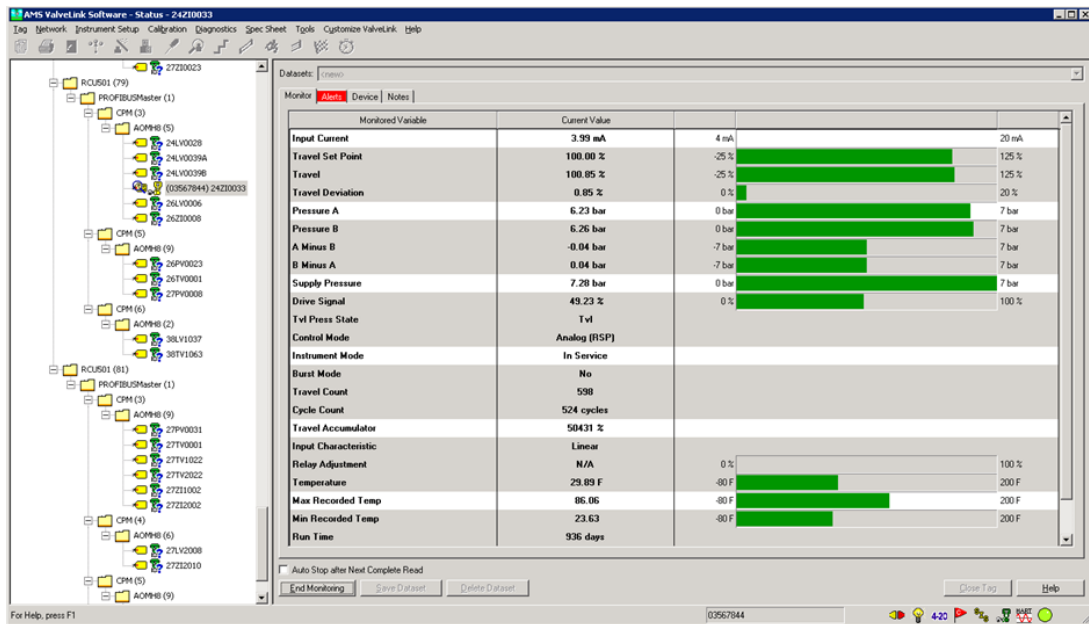
Figur 45: AMS Asset Portal Dashbord

Emerson (2013) trekker fram fire fordeler med AMS Asset Portalen:

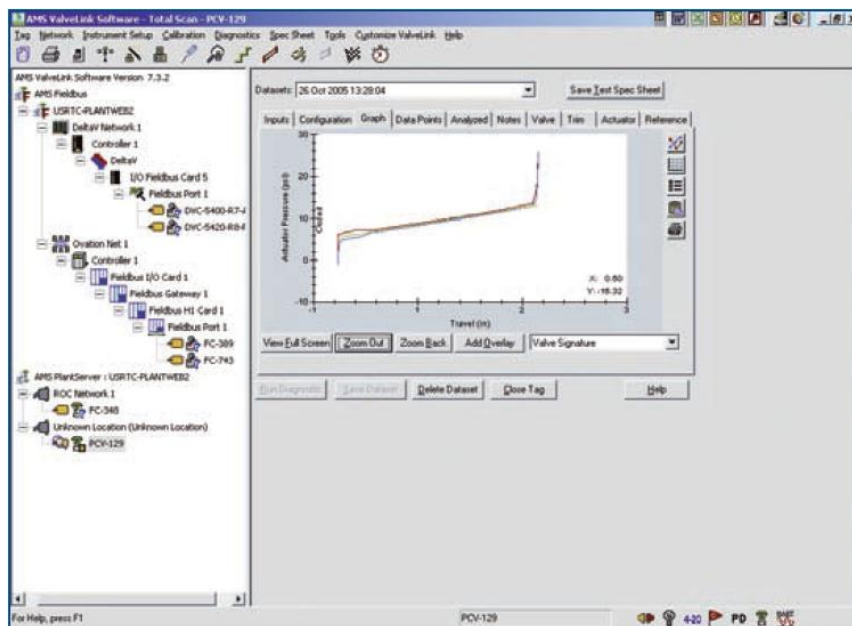
- Skaper en bred oversikt over tilstanden til kritisk utstyr i organisasjonen, også på tvers av installasjoner slik at en lettere skal kunne ta avgjørelser.
- Se sanntids diagnostikk fra AMS suite slik at en har en indikasjon på hvilken tilstand det overvåkte utstyret har.
- Lager rapporter som indikasjoner hvilken tilstand utstyret har
- Lager KPI'er som måler, sporer og evaluerer ytelsen av det kritiske utstyret

AMS suite og Valvelink

AMS Asset Portalen er ikke selve tilstandsovervåkingsprogrammet, men en software som presenterer en oversikt og resultater. Selve tilstandsovervåkingen gjøres i AMS Suite og Valvelink. Softwaren henter automatisk inn data fra Fieldvue og andre relevante enheter og presenterer dataen i form av grafer, diagrammer og trender. Dette fører til at dataen blir presentert i en form som forenkler og muliggjør effektiv manuell analyse og diagnose av ventilene. Hovedfordelen med softwaren er at det er integrert en rekke automatiske funksjoner som gjennomfører avansert analyse og diagnose, noe som skaper potensial for effektiv detektering av degraderinger og svikt. Blant annet sammenligner softwaren rådata, ventilsignatur, dødgang, estimert strekkraft og friksjon i ventil mot akseptkriterier og historiske data. Basert på dette klarer softwaren å registrere de fleste degraderinger i ventilen og alarmere personell.



Figur 46: AMS Valvelink



Figur 47: AMS Valvelink (Emerson 2012)

Fordele:

- Presenterer tilstanden til flere utstyrsgupper og skaper oversikt.
- Gjennomfører automatisk avansert analyse av ventiler.
- Kan i enkelte tilfeller diagnostisere hva svikt i ventil kan skyldes og gi forslag til påfølgende aktiviteter.
- Toveis kommunikasjon muliggjør for igangsetting og kontroll av partial stroke test og solenoid test.
- Kan planlegge og automatisk igangsette tester.
- Skaper et bilde av tilstanden til ventilen og detekterer endringer.

- Kan optimalisere ytelsen til ventilen via integrert funksjon.

Ulemper:

- Ved å kun benytte Fieldvue enheten kan en ikke lokalisere om svikt er i aktuator eller ventil.
- Vanskelig å prediktere nøyaktig når ventil eller aktuator vil svikte.

5 Funksjonstester (PM program) og overvåkingsrutiner(CM)

I henhold til Norsok (2010) skal alt sikkerhetskritisk utstyr testes og dokumenteres, slik at en øker sannsynligheten for at utstyret fungerer og tilfredsstiller akseptkriteriene. Det finnes ingen generelle krav til hvor ofte eller hvordan kritiske ventiler skal testes, men det er pålagt at enhver kritisk ventil skal ha et godkjent preventivt vedlikeholdsprogram.

5.1 Funksjonstester

Dagens vedlikeholdsprogram for kritiske isoleringsventiler på både Valhall og Skarv er svært like. Hver enkelte ventil har sitt eget vedlikeholdsprogram med ulike intervaller og prosedyrer, men generelt sett benyttes et vedlikeholdsintervall på 12 måneder (tilpasset årlig nedstengning) hvor det blir gjennomført visuell inspeksjon, funksjonstesting og lekkasjetesting. Visuell inspeksjon vil si å se etter tegn til skader, lekkasje til eksternt miljø/svetting og generell forringelse. Funksjonstesting vil si å la ventilen gjennomføre en fullstendig nedstengning/åpning, for å se at ventilen klarer å gjennomføre sin tiltenkte oppgave.

- Prosedyrene for funksjonstesting og lekkasjetesting på Valhall blir dekket av BP Norges interne dokument: I(PH)030 Funksjonstest av On/Off ventiler og 9.77.009 Valhall prosedyre for lekkasje og funksjonstesting.
- Prosedyrene for funksjonstesting og lekkasjetesting på Skarv blir dekket av BP Norges interne dokument: I(SKA)0501 Funksjonstesting av ESV og I(SKA)0502 Lekkasjetest av ESV.

5.2 Tilstandsovervåkingsrutiner

Online tilstandsovervåking av isoleringsventiler er et relativt nytt emne som er i oppstartsfasen i BP Norge, men også generelt i norsk petroleumsindustri. I BP Norges tilfelle er det nevnte tilstandsovervåkingsutstyret montert offshore på de kritiske ventilene og koblet til softwaren, men sensorene er ikke optimalisert og alarmgrenser er ikke etablert.

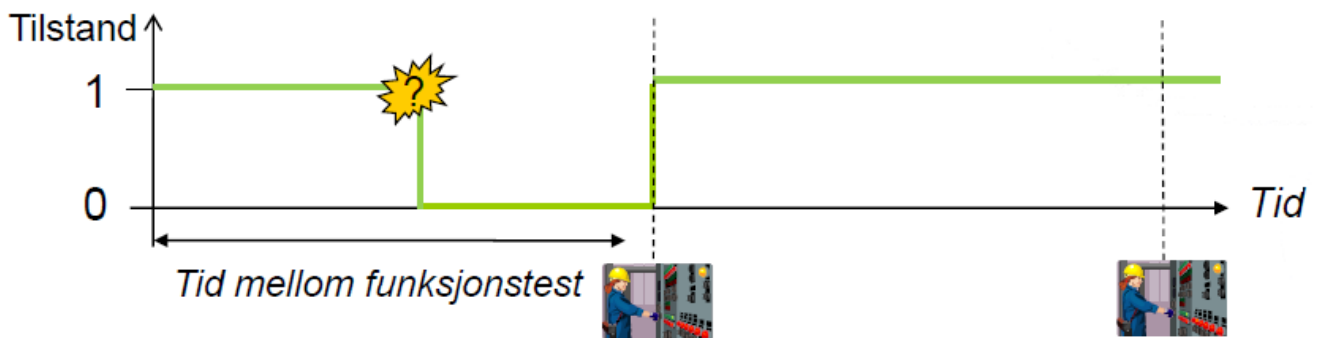
Til å dokumentere nedstengningen, tilstanden og ytelsen til ventilene benyttes tilstandsovervåkingssystemene og kontrollsystemene. Selv om det er tiltenkt at det kun skal være en nedstengning i løpet av året, så skjer det uforutsette og forutsette hendelser som fører til at ventilene stenges/åpnes. Ved kontinuerlig overvåking samles all data fra hver nedstengning inn, slik at en har så godt som mulig grunnlag for å bestemme tilstanden til ventilen. Det er planlagt at rutinene for tilstandsovervåkingen skal baseres på tre nivåer. Første nivå skal gjennomføres daglig og innebærer gjennomgang av statusen til ventilene og analyse av alarmer og trender identifisert av programmet. Andre nivå skal gjennomføres månedlig og skal i tillegg til å gjennomføre nivå 1 også gjennomføre en detaljert analyse av alle ventiler som er tilstandsovervåket. Tredje nivå skal gjennomføres hver 6. måned og inkluderer både første og andre nivå, samt vedlikehold av software og hardware (BP I.Dd.).

Alarmoppsettet i tilstandsovervåkingssystemene kan være bygget opp på en slik måte at alarmgrensene manuelt endres basert på tilstandsnivået til ventilen. Et hypotetisk eksempel kan være å se på overvåkingen av lukketiden til en 12" ventil, hvor en ikke har tilgang til å smøre ventilen og maksimal lukketid er 24 sekunder i henhold til Norsk Standard og BP Norges internekrav. Dersom ventilen opererer med en lukketid på 10 sekunder når den er ny kan det settes opp en alarmgrense på eksempelvis 15 sekunder som første alarmgrense. Når ventilen når denne alarmgrensen flagges alarmer i dashbordet hvor kompetent personell kan nærmere undersøke ventilen sammen med annen relevante innhentet data for å kontrollere om det er noe uregelmessig slitasje. Basert på indikasjonene fra tilstandsovervåkingen kan en eksempelvis øke alarmgrensen for lukketiden til 20 sekunder, samtidig som en kan starte å planlegge utbytting eller vedlikeholdsaktiviteter for ventilen. Når alarmgrensen på 20 sekunder er nådd gjøres det nye undersøkelser og vedlikeholdsplanlegging, samt det forsøkes å finne et passende tidspunkt for å gjennomføre vedlikeholdsaktivitetene, eksempelvis ved en revisjonsstans.

Basert på dataene fra tilstandsovervåkingen kan det være krevende å lokalisere hva en degradering eller svikt kan skyldes. Dette fører til at en ofte må gjøres en fysisk undersøkelse av ventilsystemet for å finne rotårsaken.

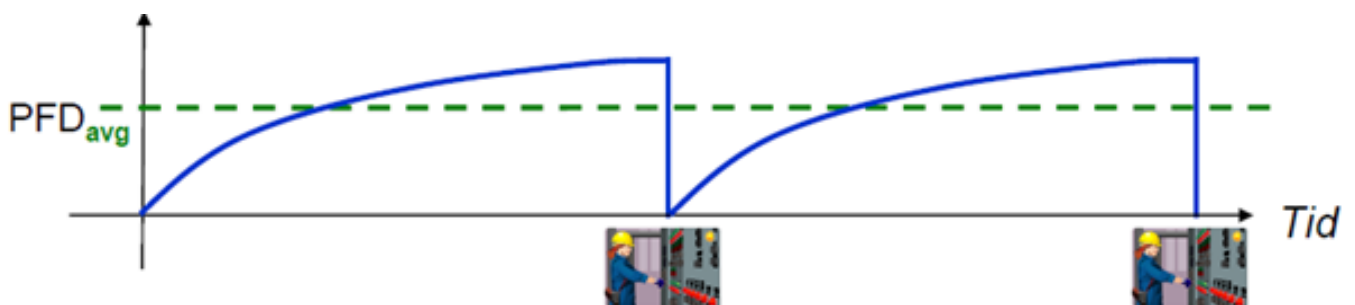
5.1 Muligheter innen funksjonstesting og tilstandsovervåking

Hovedpoengene med å gjennomføre forebyggende vedlikehold og tilstandsovervåking av kritiske ventiler er å øke påliteligheten for at ventilene klarer å utføre sin tiltenkte funksjon ved behov. Slik som beskrevet tidligere står isoleringsventilene ofte i ro over lengre tid, noe som gir grunnlag for at ventilsvikt kan inntreffe uten at det kommer til uttrykk før det gjennomføres en funksjonstest. Eksempelvis dersom det ikke er noen hendelser som krever at en åpen ventil må lukkes kan det være at en svikt inntreffer 6 mnd. etter siste funksjonstest, men ikke kommer til uttrykk før neste funksjonstest 6 mnd. senere.



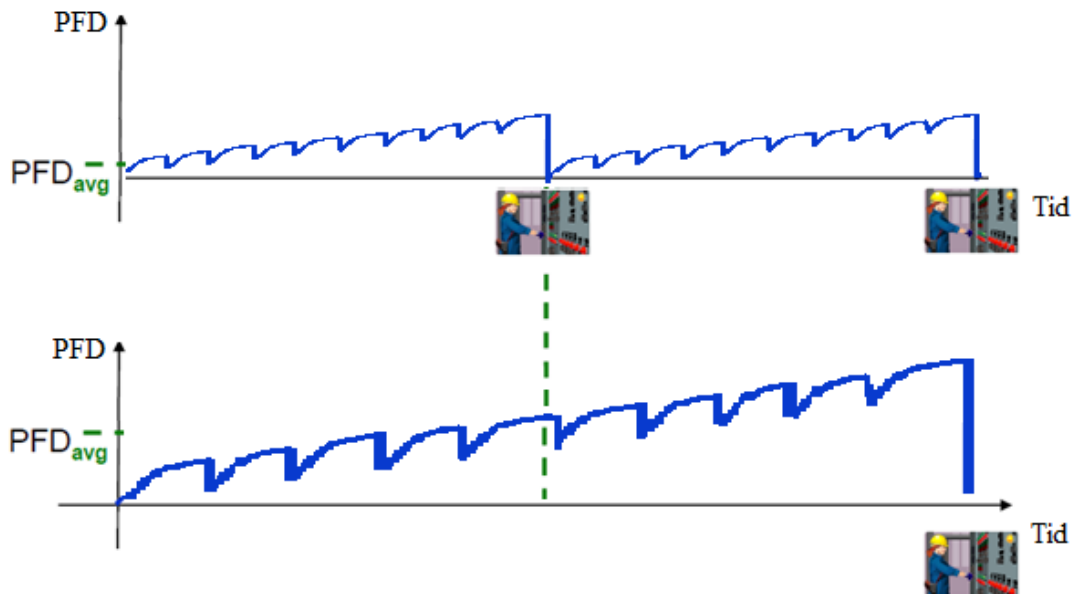
Figur 48: Skjult ventilsvikt (1- fungerer, 0- svikt)(Lundteigen 2010)

Hvor stor sannsynligheten er for at ventilen fungerer som den skal kan estimeres ved hjelp av PFD (probability of failure on demand). PFD sier noe om sannsynligheten for at ventilen ikke møter akseptkriteriene ved behov. PFD verdien for ventilen er en funksjon av elementene i og knyttet til systemet. Etterhvert som tiden går vil det bli større usikkerhet knyttet til evnen de ulike komponentene har for utføre sin funksjon. Som en kan se fra figuren 49, hvor det ikke er noen hendelser mellom funksjonstestene, vil PFD verdien øke basert på usikkerheten som er tilstede frem til ventilen opereres.



Figur 49: PFD (Lundteigen 2010)

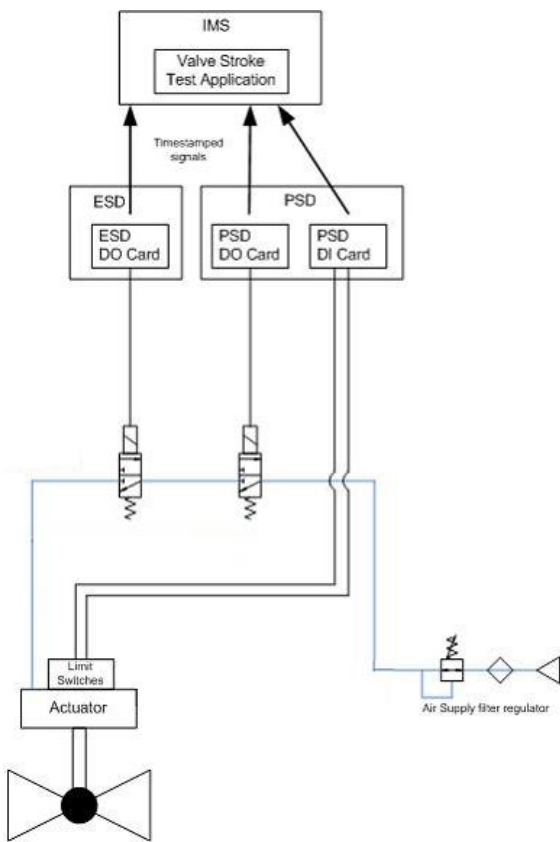
Det finnes to testmetoder som kan benyttes for å redusere PFD verdien for ventiler, solenoid- og partial stroke testing. Testmetodene har ingen eller minimal innflytelse på produksjonen og kan eksempelvis gjennomføres på månedlig basis. Ved å redusere PFD verdien og øke sannsynligheten for at ventilen fungerer kan en velge mellom to alternativer. En kan beholde det ordinære funksjonstestintervallet på 12 mnd. og benytte partial stroke test og solenoid test til å øke sikkerheten/påliteligheten. Det andre alternativet vil være å benytte partial stroke testing og solenoid testing til å forsvare lengre intervaller mellom de fullstendige funksjonstestene, noe som kan skape økt tilgjengelighet av produksjonssystemet, økt produksjon og dermed økt inntekt (Lundteigen & Rausand 2007).



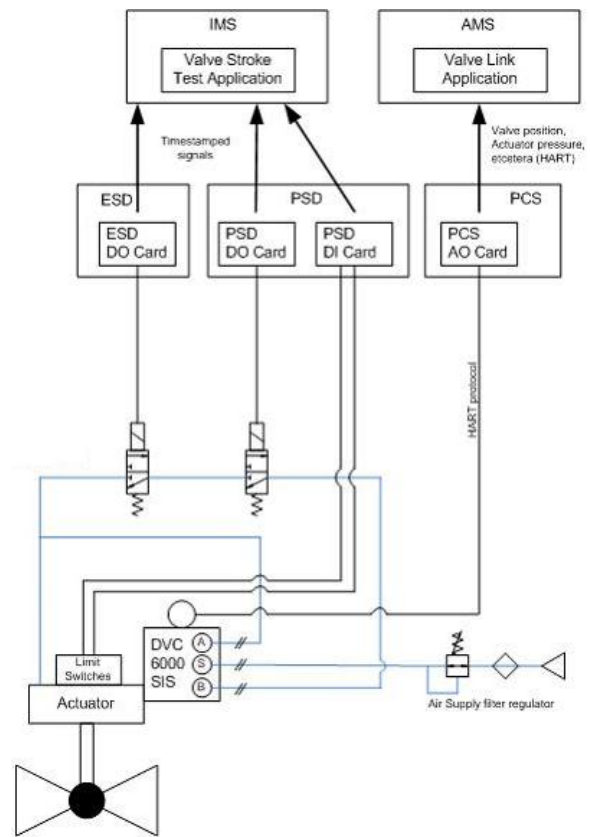
Figur 50: Øverste graf: Ordinære intervaller, men med lavere PDF
Nederst graf: Lengre intervall, ordinær PDF

5.1.1 Partial stroke testing

Partial Stroke test eller delvis stenging av ventilen er en test som medfører at tilførselstrykket til aktuatoren blir kuttet, slik at ventilen går i "fail-safe" modus og initierer stengning av ventilen. Når ventilen har nådd en vandringsgrense/ PST bryteren (typisk 10-30 % vanding) (Emerson 2008) stanses testen, tilførselstrykket blir koblet til og ventilen går tilbake til åpen. Med en slik test ser man at komponentene og ventilen klarer å igangsette en nedstengning og en får data som kan være med på å bedømme tilstanden til ventilen. Partial stroke testing kan gjennomføres på både Valhall og Skarv, men det er noe ulikt oppsett grunnet Fieldvue enheten og AMS systemet.



Figur 51: PST topologi Valhall



Figur 52: PST topologi Skarv (Solberg & Andersen 2013)

Til hver kritiske isoleringsventil på både Valhall og Skarv finnes det to solenoidventiler (elektrisk) til å kutte tilførselstrykket til aktuatoren til ventilen. Solenoidene står montert i serie, slik at begge kan utføre den samme funksjonen. Den ene solenoiden brukes ved nødavstengning (ESD- emergency shutdown), mens den andre brukes ved prosessavstengning (PSD- process shutdown).

Ulempen med å kjøre partial stroke testing basert på solenoidventilene og kontrollsystemet er at en ikke har full kontroll over vandrings til ventilen. Solenoidventilene kutter tilførselstrykket totalt, slik at aktuatortrykket "dumpes" hurtig. Dersom blokkeringslegemet i ventilen av en eller annen grunn henger fast i løpet av åpningssekvensen i partial stroke syklusen vil kraften fra aktuatoren akkumuleres for å overvinne motstandskreftene og forsøke å fortsette vandrings. Dersom den akkumulerte kraften er i en størrelsesorden som tilsvarer en vandring større enn grenseverdien/bryter for PST, risikerer man at blokkeringslegemet "spretter" forbi PST grensen og i verstefall stenger ventilen. En slik "overshoot" kan innebære større skader enn de opplagte konsekvensene som forstyrelser eller stans av olje og gass produksjonen. Blant annet kan det dannes flerfasestrømning som kan få pumper og annet utstyr til å havarere, mens et annet moment er at en hurtig endring i differansetrykket også kan skape en kraft som kan få rørvegger, koblinger og ventiler til å sprekke og havarere.

Ved å benytte seg av en Fieldvue enhet kan vandrings i en partial stroke test kontrolleres i en større grad, slik at en reduserer sannsynligheten for "overshooting". Dette gjøres ved å benytte ventilen og mikroprosessen som er innebygget i Fieldvue enheten til å regulere tilførselstrykket i henhold til vandrings slik at en balanserer dette forholdet. Gjennom å balansere dette forholdet isteden for å bare dumpe trykket reduserer man muligheten for "overshooting". Dersom en ventil henger fast eller har låst seg vil dette oppdages av Fieldvue enheten, som vil avbryte testen og informere aktuelt personell.

Lundteigen og Rausand (2007) har identifisert fire kritiske feilmodi for ventiler, samt hvor stor andel av feilmodene som kan detekteres ved partial stroke test:

- | | |
|--|-------|
| • Forsinket operasjon (kommando gitt til vandring starter) | 100 % |
| • Stenger ikke på kommando (forsinket operasjon og vandring) | 95 % |
| • Ekstern lekkasje | 20 % |
| • Internlekkasje i stengt ventil | 0 % |

Basert på data fra OREDA hevder Summers og Zachary (2000) at PST metoden kan detektere opptil 70 prosent av alle farlige feilmoder i ventilen, hvor av de resterende 30 prosentene kun kan detekteres ved full stengning.

Lundteigen og Rausand (2007) presenterer fordeler og ulemper ved bruk av PST:

Fordeler	Ulemper
Ved lengre intervall mellom de fullstendige nedstengningene kan slitasjen på sete området reduseres, grunnet lavere hyppighet av fullstendig vandring.	Høyere kompleksitet grunnet mer software og hardware.
Reduserer forstyrrelser i produksjonen grunnet delvis testing.	Generelt mer slitasje på ventil grunnet høye bruks frekvens
Reduserer sannsynligheten for at pakninger henger fast til stem og ventil grunnet høyere bruks frekvens.	Risikerer at ventilen fortsetter til stengt posisjon, isteden for å gå tilbake til åpen. "Overshoot"
	Fremskaffet informasjon ved PST, gjelder kun i vandringsområdet til testen.

5.1.1.1 Bruk av PST

Slik som det er i dag på både Valhall og Skarv er utstyret som nevnt og illustrert (figur 51 og 52) ovenfor installert, men det er ikke kalibrert eller satt opp noe program for partial stroke testing. Det er planlagt at testmetoden skal implementeres på begge fasilitetene, og det jobbes aktivt for å fullføre det resterende arbeidet.

Det er viktig å legge merke til at PST aldri vil kunne regnes som, eller erstatte en fullverdig funksjonstest. Dette fordi en faktisk ikke vet noe om tilstanden til ventilen utenfor vandringen gjennomført av PST eller om lekkasjepotensialet til ventilen. Dette betyr at dersom en nedstengning av ventilene er gjennomført, kan en PST utsettes til ventilen har vært i drift en ny periode.

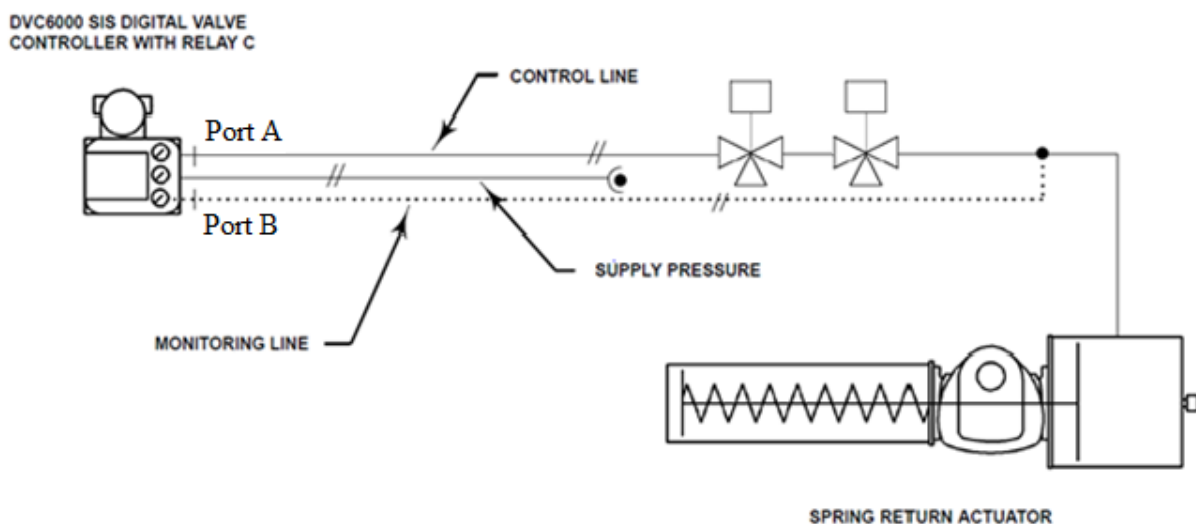
5.1.2 Solenoid testing

Solenoidventilene initierer den fysiske nedstengningen både ved uforutsette og forutsette hendelser, og det er dermed kritisk at solenoidene fungerer ved behov. Økt pålitelighet av funksjonen til solenoidene kan skapes gjennom redundans eller ved solenoid testing.

Separat solenoid testing er ikke mulig å utføre for de aktuelle ventilene på Valhall. Solenoidene kan testes via nedstengning eller PST, men ikke separat da det ikke er installert noen elementer som kan måle hvilke posisjon solenoiden har uten at blokkeringslegemet blir påvirket. På Skarv kan solenoidene også bli testet ved PST eller nedstengning, men i tillegg muliggjør Fieldvue enheten for separat solenoid testing. Separat solenoid testing ved hjelp av Fieldvue enheten er klargjort for bruk på Skarv, men testmetoden er ennå ikke tatt i bruk.

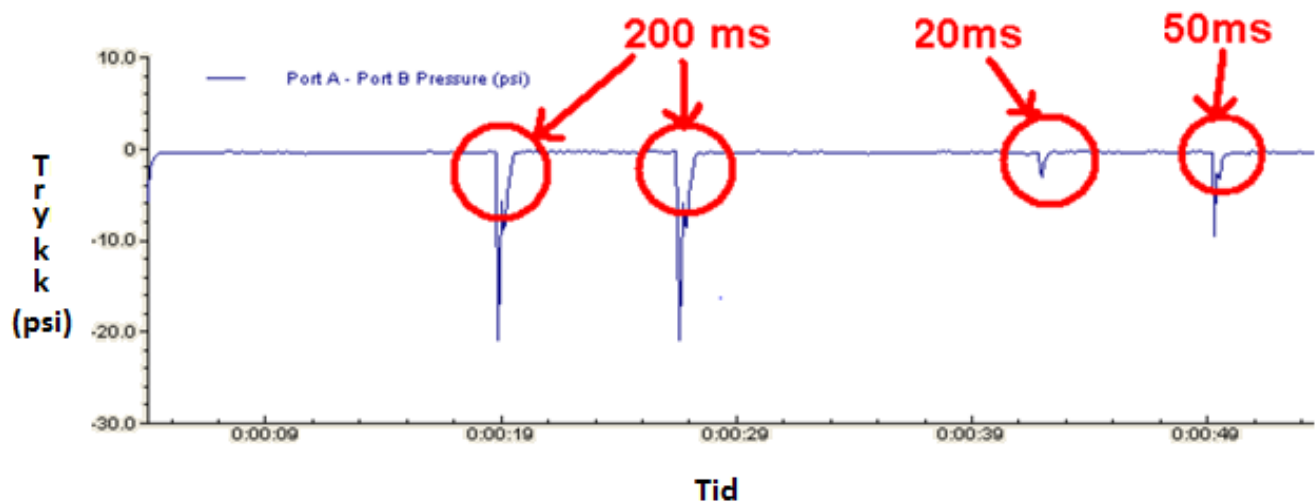
5.1.2.1 Solenoid testing med Fieldvue

Solenoid testing ved hjelp av Fieldvue enheten skjer ved å måle tilførselstrykket før og etter solenoidventilene ved hjelp av port A og B på enheten. Port A måler og leverer tilførselstrykket som går gjennom solenoidventilene, mens port B måler det reelle trykket som blir levert til aktuatoren. Dermed ved å "pulse" (stenge) den enkelte solenoid for noen millisekund, vil det registreres et trykkfall som er tilstrekkelig til å verifisere at solenoiden fungerer, samtidig som pulseringen er så kort at blokkeringslegemet i ventilen ikke rekker å bevege seg.



Figur 53: Solenoid testing topologi (Emerson 2008)

Typisk graf som dannes basert på solenoid testingen kan sees på figur 54. På figuren pulseres signaler på 200, 50 og 20 millisekunder, noe som er typiske testtider for solenoid testing. En verifisering av at solenoiden fungerer kommer til uttrykk ved at differansetrykket (port A-port B) faller under pulsering slik som det gjøres på figuren 54. Dersom solenoidventilen ikke var funksjonell ville det ikke vært noe endring i differansetrykket.



Figur 54: Solenoid test (Solberg & Andersen 2013)

6. Potensielle forbedringer for tilstandsovervåking på Valhall og Skarv

Før oppgaven tar for seg potensielle forbedringer må det nevnes noe fundamentalt arbeid som må gjennomføres før en i det hele tatt kan få noe utbytte av utstyret og tilstandsovervåkingssystemene som allerede er installert på Valhall og Skarv. Sensorene må optimaliseres, alarmgrenser etableres og overvåkingsrutiner må etterfølges slik at en kan komme i gang med overvåkingen. Selv om tilstandsovervåkingssystemene ikke er optimalisert og fullstendig driftsklare har BP Norge i dag kontroll på ventilene gjennom manuell overvåking, eksempelvis gjennom endebrytere (lukketid), lekkasjetester og visuell inspeksjon.

Tilstandsovervåkingssystemene for kritiske isoleringsventiler på installasjonene Valhall og Skarv har potensial for å kunne levere et godt bilde av tilstanden til ventilene, men her som alle andre systemer og elementer finnes det alltid rom for forbedring. Det sees hovedsakelig fire potensielle endringer som kan gjennomføres for å få forbedret tilstandskontroll, tilgjengelighet og sikkerhet, tiltakene er:

- Installere Fieldvue enheter på de kritiske ventilene på Valhall, (Data, PST, Solenoid testing)
- Installere strekkklapper på kritiske ventiler på Skarv, samt på de resterende kritiske ventilene på Valhall (relativ lav kostnad, økt data).
- Installere stasjonære AE sensorer istedenfor å bruke håndholdte enheter på både Valhall og Skarv, samt overføre lekkasjedata til CM program (selv om stor unøyaktighet kan en trenge de innsamlede dataene for å se på endring over tid)
- Danne PST og Solenoid testintervaller/prosedyrer på Valhall og Skarv. (Bruk Fieldvue enheten fordi den gir mulighet for kontrollert utførelse av PST og solenoid testing.)

Hovedforskjellen til tilstandsovervåkingen av kritiske isoleringsventiler på Valhall og Skarv er som tidligere beskrevet at Valhall benytter seg av aktuatortrykk og strekkklapper, mens Skarv benytter seg av Fieldvue enheter til å overvåke tilstanden til de kritiske ventilene. Systemene er ikke sammenlignbare da systemet på Valhall består av enkle komponenter/transmittere som kun samler inn data, mens Skarv har Fieldvue som er et komplekst system bestående av trykksensorer, posisjonsmålere, reguleringsventil og en intelligent mikroprosessor. Dette gjør at Fieldvue enheten ikke bare kan overvåke trykk og ventilposisjon, men også levere en pakke av funksjoner som muliggjør for kontrollert utførelse av PST, solenoid testing og optimalisering.

Dersom Fieldvue enheten ikke muliggjorde disse funksjonene og en bare sammenlignet selve overvåkingen med strekkrefter mot posisjonsmåling, hersker det derimot større tvil til hvilken av teknikkene som er å foretrekke. Metodene gir noe av det samme utbyttet i henhold til deteksjon av svikt/degradering, samt begge danner grafer som er enkle å generere og sammenligne over tid. Eneste betydelige fordel en av metodene har er at strekkklappene måler den reelle kraften som genereres fra aktuator til ventil, slik at en enkelt kan avgjøre om det er ventilen eller aktuatoren som er sviktende eller har endrende oppførsel.

Basert på at metodene stort sett detekterer de samme sviktmekanismene, samt tilleggsfunksjonene som Fieldvue enheten tilgjengeliggjør kan det anbefales sterkt å installere Fieldvue enheter på alle kritiske ventiler på Valhall, slik som det har blitt gjort på Skarv.

Fra listen over potensielle forbedringer foreslås det også å implementere strekkklapper på ventilene, slik at det både er montert Fieldvue enheter og strekkklapper. Ved å gjøre dette vil man få et enda bedre beslutningsgrunnlag for tilstandsovervåkingen da en faktisk kan avgjøre hvor kreftene absorberes. Strekkklapper er i utgangspunktet en relativt billige enhet, men når installasjonene er offshore og satt i drift økes kostanden og kompleksiteten drastisk. Dette fører til at det er en høyere barriere som må brytes med tanke på dokumentasjon av ekstra nytte en strekkklapp kan tilføre tilstandsovervåkingen når Fieldvue enheter allerede er installert. Fremskaffelse av en slik type dokumentasjon er krevende da det er vanskelig å dokumentere hvilke besparelser og nytte en slik tilleggs komponent vil genere i fremtiden. Det finnes midlertidige strekkklapper som kan monteres ved feilsøking (korrektivt vedlikehold), men for prediktivt vedlikehold bør det brukes permanente sensorer.

Fra et tilstandsovervåkings perspektiv anbefales det å installere permanente strekkklapper grunnet økt datagrunnlag for å si noe om den reelle tilstanden til ventilen. Hvor stor nytte strekkklappen vil tilføre er vanskelig å definere, men det er rimelig å anta en reduksjon i nedetid og vedlikeholdskostnad. I tillegg vil dataene strekkklappene samler inn verifisere og utfylle dataene innhentet av Fieldvue enhetene.

Ved å benytte seg av Fieldvue enheten i kombinasjon med strekkklapper har man et godt grunnlag for å si noe om tilstanden og evnen ventilen har til å vandre fra stengt eller åpen, slik at for ytterligere tilstandsovervåking må man se på ventilens evne til å tette for lekkasje gjennom ventil. Til dette kan man som tidligere beskrevet hovedsakelig benytte akustisk emisjonsteknikk eller differansetrykktesting. Differansetrykktesting må gjøres manuelt og er en tidkrevende prosess som må planlegges, men til gjengjeld kvantifiserer metoden lekkasjeraten rimelig nøyaktig. Lekkasjeestimering basert på akustisk emisjonsteknikk er lett og hurtig å gjennomføre, men det er knyttet en del usikkerhet til den estimerte lekkasjeraten. Fra et tilstandsovervåkings perspektiv er det ikke nødvendigvis nøyaktigheten som er det mest interessante, men heller hvordan målingene endrer seg over tid. Dette fører til at akustisk emisjonsteknikk sees på som en god måte å tilstandsovervåke ventilen på. Det må bare avgjøres om ventilene skal periodisk tilstandsovervåkes av portable enheter slik som det gjøres i dag, eller om en skal ta steget videre med å kontinuerlig overvåke ventilene med stasjonære sensorer.

Fremtidens offshorefasiliteter beveger seg mot integrerte operasjoner og fjernovervåking av komponenter, noe den også muligens burde gjøre for lekkasjeovervåking av isoleringsventiler. Ved å implementere stasjonære akustisk emisjonssensorer på de aktuelle ventilene vil en oppnå flere fordeler. Først og fremst vil en redusere risikoen det medfører å ha personell ute på installasjonene, da det ikke er behov for personell for å gjennomføre målingene. Et annet viktig moment er at målingene blir mer konsistente da de blir gjennomført på nøyaktig samme måte og plass hver gang målingene tas, slik at en slipper usikkerheten personell ville tilføyd dataene (forskjellige rutiner, bruk av apparatur og måle plasser). Lydsignalet fra lekkasjen blir også automatisk samlet inn og analysert hver gang ventilen er lukket (så lenge det er differansetrykk over ventilen), uavhengig om det er planlagt- eller uforutsett nedstengning Ved manuell deteksjon må en organisere aktuelt personell noe som kan være krevende, spesielt ved uforutsette hendelser. Det er også viktig å legge merke til at ved en nedstengning kan stasjonære sensorer samle inn data gjennom hele

nedstengningsssyklusen slik at det dannes en ventilsignatur som kan brukes i videre analyse, noe som ikke er mulig ved manuell utførelse da det kun tillates punktmålinger.

Uavhengig om en lekkasjetester ventilene ved hjelp av differansetrykk, håndholdte AE enheter eller stasjonære AE sensorer bør den innsamlede dataen overføres til et tilstandsovervåkings program for trending og estimering av når vedlikeholdsaktiviteter bør igangsettes. Slik som det er i dag hvor dataen blir logget og benyttet til å kontrollere hvorvidt ventillekkasjen er innenfor akseptkriteriene eller ikke, tilfredsstillende regler og lovverk, men dette fungerer ikke som prediktivt tilstandsbasert vedlikehold. Spesielt ved AE overvåking er overføringen av dataene svært enkelt å gjennomføre, da målingene er elektroniske og allerede tillater kommunikasjon med software.

Det optimale for lekkasjeovervåking ville være å kun benytte seg av stasjonær akustisk emisjonssensorer, men så lenge usikkerheten med akustiske emisjonsteknikk er som den er i henhold til lekkasjerate kan en benytte seg av en kombinasjon av differansetrykktesting og akustisk emisjonsteknikk. Akustisk emisjonsteknikk kan være primærelementet i tilstandsovervåkingen slik at en får innhentet data ved hver nedstengning (avhengig av at det er differansetrykk over ventil), mens differansetrykktestingen kan bli gjennomført ved planlagte revisjonsstans for å få et mer nøyaktig estimat på lekkasjeraten. Lekkasjeratene fra differansetrykktestingen kan rapporteres inn til Ptil, samt brukes til å verifisere/korrigere lekkasjeraten basert på akustisk emisjonsteknikk. Ved en slik kombinasjon får man også gjennomført en ekstern visuell inspeksjon av ventilen ved gjennomføring av differansetrykktesting.

Den fjerde og siste anbefalingen baserer seg på at Fieldvue enheter er installert, slik at en kan benytte seg av funksjonene til Fieldvue enheten til å gjennomføre PST og Solenoid testing sikkert og kontrollert. Anbefalingen er å danne prosedyrer, testintervaller og faktisk ta i bruk testmetodene. Det å kunne kontrollert utføre og overvåke ventilene ved slike tester er svært viktig for isoleringsventiler. Dette fordi isoleringsventiler som regel står i samme posisjon over lengre tid, slik at disse testene er eneste måte å få informasjon om funksjonaliteten og tilstanden til ventilen uten å gjennomføre nedstengning av ventilen. Ved å jevnlig teste at solenoidene fungerer og at ventilen initierer vandring øker sannsynligheten for at ventilene evner å stenge/åpne. Dette kan benyttes til å redusere PFD verdien til systemet, eller forlenge nedstengningsintervallet slik som beskrevet i kapitel 5.1. Det er viktig å notere seg at selv om testene gjennomføres og resultatene er tilfredsstillende, er dette ingen garanti for at ventilen fungerer.

Basert på forfatterens kunnskap og manglende tilgjengelighet på data er det vanskelig å gi noe estimat for nytte og vanskelighetsgrad, men det er laget en hypotetisk oversikt over hvordan det kan være;

Forbedringstiltak	Prioritering	Nytte	Vanskelighetsgrad ved implementering
PST/ Solenoid test	1	Høy	Lett, med Fieldvue
Fieldvue	2	Høy	Middel
Stasjonær AE	3	Høy	Middel
Streklapp	4	Begrenset	Krevende

7. Konklusjon

Målet med denne oppgaven var å undersøke om tilstandsovervåkingen av kritiske isoleringsventiler på Valhall og Skarv var optimal og eventuelt gi forslag til forbedringer. Ut ifra det som er kartlagt av overvåkingssystemer på de ulike fasilitetene med deres fordeler og ulemper, kan det konkluderes med at systemene slik de er i dag ikke er optimale og at det er noe gjenværende arbeid før systemene er fullstendig driftsklare. Mye av grunnen til dette skyldes nok at online tilstandsovervåking av ventiler er i startfasen, ikke bare i BP Norge men i industribransjen generelt. Dette fører til at det er lite forskning på området og lite data tilgjengelig for å verifisere forbedringsforslagene oppgaven kommer med.

Det benyttes i dag ulike tilnæringer ved tilstandsovervåking av de kritiske isoleringsventilene på de to fasilitetene. Føringer og strategier er etablert, men det er fortsatt detaljer og utstyrvalg som må avklares.

Basert på kartleggingen av tilstandsovervåkingssystemene som er tilgjengelig og slik situasjonen er i dag, konkluderes det med følgende anbefalinger i prioritert rekkefølge:

- Ta i bruk funksjonene som Fieldvue enheten muliggjør, slik at en kontrollert kan utføre PST og solenoid testing. I første omgang på Skarv siden Fieldvue enheten allerede er installert, men også på Valhall dersom Fieldvue enheter blir installert.
- Installer Fieldvue enheter på de kritiske isoleringsventilene på Valhall.
- Installer stasjonære akustisk emisjonssensorer på alle kritiske isoleringsventiler på både Valhall og Skarv.
- Installere strekkklapper på de resterende kritiske ventilene på Valhall, samt på alle kritiske ventiler på Skarv.

Uansett hva BP Norge velger å gjøre er det viktig at de benytter seg av utstyret de allerede har installert på de aktuelle ventilene, men utstyret må optimaliseres og gjøres driftsklart. Først da kan en begynne datainnsamlingen, slik at en kan danne et grunnlag for tilstandsovervåking av isoleringsventiler og høste gevinster med tilstandsbasert vedlikehold.

8. Anbefaling ved videre arbeid

Tilstandsovervåking av kritiske isoleringsventiler er et spennende tema som sterkt kan anbefales som emne for fremtidige masteroppgaver. For videre arbeid på denne spesifikke oppgaven som er direkte rettet mot Valhall og Skarv, anbefales det at en venter til systemene er satt i drift og BP Norge har samlet inn en viss mengde tilstandsdata for ventilene. En kan da se på påliteligheten til utstyret, hvilke degraderinger og sviktmekanismer som blir fanget opp av de ulike metodene, samt hvilke effekt overvåkingen har i henhold til tilgjengelighet og økonomisk gevinst. Ved videre arbeid med oppgaven kunne en også ha gjennomført en kost-nytte analyse, samt en analyse over hvilke ventiler som bør tilstandsovervåkes.

9. Referanser

- Barron, R., 1996. Engineering condition monitoring, Practice, Methods and Applications. Addison Wesley Longman Inc., New York. s.10
- BIS industries, i.d.. Valhall hook-up, <http://www.bis-industrier.no/prosjekter/bp/valhall-hook-up/b2060380-3133-4069-bce6-1b302672af39/2> Vist 31.01.2013
- Billington, M., i.d., Isolation valve condition monitoring- has it finally come of age?, Score Europe Ltd.,
- Blanchard, B.S., 2004. System engineering management, 3rd edition, Hoboken, NJ: Wiley, s.144
- BP, 2002. 9.77.009 Valhall prosedyre for lekkasje og funksjonstesting
- BP, 2005. 0.60.017 General safety strategy and performance standards for barriers
- BP, 2008, SKA-AK-I-SA-7901 Safety requirement specification- ESD
- BP, 2009a. SKA-AK-I-FD-1010 Monitoring specifications, topside
- BP, 2009b. SKA-AK-S-SA-1028 Process sectionalisation specification
- BP, 2009c , PH-WG-I-0111 Process sectionalisation specification
- BP, 2012a. 1.70.012 Vedlikeholdsstrategi.
- BP, 2012b. 1.70.029 Procedure for function and leakagetesting of barriers valves
- BP-magasinet 2012
- BP, I.Da.. I(PH)030 Funksjonstest av on/off ventil
- BP, I.Db.. I(SKA)0501 12 mnd. Funksjonstest av ESV
- BP, I.Dc.. I(SKA)0502 12 mnd. Lekkasjetest av ESV
- BP, I.Dd.. M-VPH-CM-004 Condition monitoring routine, Application: Critical ESD Valves & Actuators
- BP Norge, i.d.a. Valhall
<http://www.bp.com/extendedsectiongenericarticle.do?categoryId=9003524&contentId=7007324> Vist 31.01.2013
- CARSTENSEN, C., 2008. Thermodynamic Condition Monitoring, Universitetet i Stavanger.
- CLA-VAL, I.D., Valve position transmitter: Model X117C, <http://www.cla-val.com/documents/pdf/N-X117C.pdf> Vist 04.03.13
- Crespo-Marquez, A., Iung, B., 2008. A review of e-maintenance capabilities and challenges, Journal of Systematics, Cybernetics and Informatics,
[http://www.iisci.org/journal/CV\\$/sci/pdfs/S663WWB.pdf](http://www.iisci.org/journal/CV$/sci/pdfs/S663WWB.pdf) vist 19.02.13
- Emerson, 2008, Full manual: Fisher® FIELDVUE® DVC6000 SIS Series: Digital Valve Controllers for Safety Instrumented System (SIS) Solutions
- Emerson, 2012, AMS Suite: Intelligent Device Manager,
http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Asset%20Optimization%20Documents/ProductDataSheets/amsdm_ds_ValveLink.pdf Vist 08.04.13

- Emerson, 2013, AMS Suite: Asset Performance management,
<http://www2.emersonprocess.com/en-US/brands/amssuite/amssuiteapm/Pages/AMSSuiteAPM.aspx> Vist 08.04.13
- Etek hjemmeside, i.d., Hva er egentlig termografi- termografering?,
http://www.etek.as/hva_er_termografi/ Vist 11.02.13
- Europeisk Standard, 2001. NS-EN-13306:2001 Vedlikeholdsterminologi, British Standards Institution.
- Forbes hjemmeside, 2012. "Global 2000- The World`s biggest public companies",
http://www.forbes.com/global2000/#p_1_s_a0_All%20industries_All%20countries_All%20states vist 29.01.2013
- HART communication foundation, i.d., How HART Works,
http://www.hartcomm.org/protocol/about/aboutprotocol_how.html Vist 09.04.13
- Helland, A., 2013, Mail korrespondanse: AMS Emerson- tilstandsovervåkingsutstyr, Solberg & Andersen AS.
- Holen, A.T., Rausand, M., Høyland, A., 1988. Pålitelighetsanalyse, 2. utgave, TAPIR forlag, Trondheim.
- KAEFER ENERGY, 2010. Inspection, Thermography and Noise-Level testing: Efficient, non-intrusive inspection,
<http://www.kaeferenergy.no/Portals/144/Files/Informasjonsblad/ThermographyJuli2010.pdf> vist 11.02.13
- Kværner oil & gas, 1999. Ventil Kompendium: En grunnleggende innføring i ventiler 2. utgave, <http://www.iu.hio.no/~pererikt/Konstr/Piping/komp/ventilk2.pdf> vist 19.02.13
- Lehane, B., 2012. "Skarv put back again to end of 2012", Upstream: The international oil and gas newspaper, <http://www.upstreamonline.com/live/article1245576.ece>
Vist 31.01.2013
- Lundteigen, M. A., 2010, Instrumenterte sikkerhetssystemer i olje og gassvirksomheten: Oppfølging av pålitelighet i driftsfasen, NTNU, Trondheim,
<http://folk.ntnu.no/lundteig/Publications/2010-proveforelesning-lundteigen-final.pdf>
Vist 16.04.13
- Lundteigen, M.A., Rausand, M., 2007, The effect of partial stroke testing on the reliability of safety valves, NTNU, Trondheim, <http://folk.ntnu.no/lundteig/Publications/esrel-pst.pdf>
Vist 16.04.13
- Malmholt, O., 1997. Maintenance objective, strategy, and organization. EUREKA project, UTEK.
- Markeset. T., 2012. Forelesningsnotater: MOM 350 Condition monitoring and management, Universitetet i Stavanger.
- Maubray, J., 1997, RCM – Reliability Centered Maintenance, 2nd edition, Butterworth/Heinemann: Oxford
- Metso hjemmeside, i.d., Metso FieldCare™: Device and Asset Management software,
http://www.metso.com/Automation/ip_prod.nsf/WebWID/WTB-110110-2256F-AF4EC?OpenDocument Vist 21.03.13

- MGA Controls, I.D., Valmatic Butterfly Valves,
<http://www.mgacontrols.com/products/water-valves/valmatic-butterfly-valves/>
Vist 20.02.13
- Midas meter, I.D., Midas Meter® & PDA, <http://midasmeter.com/> vist 04.03.13
- Mobley, R.K., 1990. An introduction to preventive maintenance, New York, Van Nostrand Reinhold.
- Norsok, 2008. NS –S001 Technical safety, Norsok Standard.
- Norsok, 2010. NS -I002 Safety and automation systems (SAS), Norsok Standard.
- Offshore technology , I.D., Well Oiled- New standard for subsea valves, <http://www.offshore-technology.com/features/feature96758/feature96758-2.html> Vist 01.03.13
- Olf, 2005. Integrated Work Processes: Future work processes on the Norwegian Continental Shelf,
<http://www.norskoljeoggass.no/PageFiles/14295/051101%20Integrerte%20arbeidsprosesser,%20rapport.pdf?epslanguage=no> Vist 15.02.13
- Olf, 2007. Oppdatert verdipotensiale for Integrerte Operasjoner på norsk sokkel.
<http://www.norskoljeoggass.no/PageFiles/14295/080125%20Oppdatering%20av%20verdipotensialet%20i%20IO.pdf?epslanguage=no> Vist 15.02.13
- Olf, 2009. Olf Retningslinje 119: Ventilteknikk, Mintra AS
- Oljedirektoratet, 1998. Basisstudie vedlikeholdsstyring: Metode for egenvurdering av vedlikeholdsstyring,
<http://www.ptil.no/getfile.php/z%20Konvertert/Helse,%20milj%C3%B8%20og%20sikkerhet/Sikkerhet%20og%20arbeidsmilj%C3%B8/Dokumenter/basisvedlikehold.pdf>
Vist 05.02.2013
- Oljedirektoratet, 2013. FACTPAGES- Field: Skarv,
<http://factpages.npd.no/FactPages/default.aspx?nav1=field&nav2=PageView|All&nav3=4704482> Vist 31.01.2013
- Peters, J., 2003, Assessment of valve failures in the offshore oil & gas sector, TUV NEL ltd.
<http://www.hse.gov.uk/research/rrpdf/rr162.pdf> Vist 20.02.13
- Process industry forum, 2012. The advantages Of Using Butterfly Valves,
<http://www.processindustryforum.com/solutions/the-advantages-of-using-butterfly-valves> Vist 20.02.13
- Ptil, I.D., Integrerte operasjoner, <http://www.ptil.no/integrerte-operasjoner/category127.html>
vist 15.02.13
- Rao, B.K.N. ed., 1996. Handbook of condition monitoring, Chapter 2: condition monitoring: the basics, Comadem Int.
- Rausand, M. & Høyland, A., 2004. System Reliability Theory: Models, Statistical Methods and Applications. Chapter 3: Qualitative system analysis. 2nd. ed. Hoboken, NJ, Wiley-Interscience.
- Rotork hjemmeside, i.d., Smart Valve monitor, <http://www.rotork.com/en/product/index/svm>
Vist 21.03.13
- Score- group AS, 2013, Powerpoint presentasjon: V-MAP, Randaberg

- Simpson, R., 2013, Mail korrespondanse: V-MAP- tilstandsovervåkingsutstyr, Score-Group AS.
- Smar, I.D., Smart position transmitter: TP301, <http://www.standardcal.com/downloads/calibrationProducts/Smar/TP301CE.pdf>
Vist 04.03.13
- Smar hjemmeside, i.d., AssetView: Online Plant Asset Management System, <http://www.smar.com/en/products/view.asp?id=131> Vist 21.03.13
- Solberg & Andersen, 2013. Powerpoint presentasjon: Fieldvue SIS instrumentering, Bergen
- Statoil, 2008. Hva er integrerte operasjoner?, <http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/Multimedia/features/Pages/FactsAboutIO.aspx> vist 15.02.13
- Stensvold, T., 2011. "Klargjør Skarv på Stord", Teknisk ukeblad, <http://www.tu.no/olje-gass/2011/03/25/klargjor-skarv-pa-stord> Vist 31.01.2013
- Summers, A. & Zachary, B. 2000. Partial-stroke testing of safety block valves. Control Engineering, 47 (12) (2000), pp. 87-89
- Svensden, J., 2003. Utvikling av vedlikeholdsstrategier for ventiler på Valhall. Universitetet i Stavanger
- Syre, B., 2009. Muligheter og utfordringer i forbindelse med videreutvikling av tilstandsbasert vedlikehold på Ula og Tambar. Universitetet i Stavanger
- Techmation, 1999. User`s guide: Valve stem position transmitter, <http://protuner.com/Valve.PDF> Vist 04.03.13
- Tsang, A.H.C., 1995. Condition-based maintenance: tools and decision making, Journal of Quality in Maintenance Engineering, Vol. 1 Iss: 3, pp.3 - 17
- US Military Standard, 1980. MIL-STD-721B: Definition of terms for reliability and maintainability. Department of Defense (DoD), Washington, DC
- Valve watch , i.d., Diagnose Valve Problems Remotely, <http://www.valvewatch.com/How-It-Works/> Vist 21.03.13
- Valveworks USA, I.D., Slab gate (Model FC), <http://www.valveworksusa.com/products/valves-components/slab-gate-fc.cfm>
vist 19.02.13
- Weirpowerindustries, i.d.. Gate valve- Flexi wedge design, http://www.weirpowerindustrial.com/products/valves_for_nuclear_power/nuclear_power_-_general/gate_valve_flexi_wedge_design.aspx Vist 19.02.13
- White, G.D., 1997, Introduction to vibration, Introduction to Machine Vibration, DLI Engineering Corp.
- Wiseman, M., 2006. A history of CBM (Condition Based Maintenance), OMDEC, <http://www.omdec.com/moxie/Technical/Reliability/a-history-of-cbm.shtml>
Vist 07.02.13
- Wiseman, M., Lin, D., Gurvitz, N., Dundics, M., 2010, The elusive P-F interval, OMDEC, <http://www.omdec.com/wiki/tiki-index.php?page=The+elusive+PF+interval>
vist 07.02.1

10. Vedlegg

Vedlegg A: Oversikt over tilstandsovervåkingsteknikker og muligheter for tester

	Installasjon	Aktuatortrykk overvåking	Streklapp overvåking	Posisjons overvåking	Akustisk emisjon overvåking	PST	Solenoid testing
Installert: V- MAP	Valhall	JA	JA	NEI	NEI V-MAP er kompatibel med akustisk emisjons overvåking	JA Risikerer at ventilen gjennomfører en fullstendig nedstengning istedenfor en delvis nedstengning.	NEI Solenoidventilene kan kun testes gjennom PST eller fullstendig nedstengning.
Installert: AMS m/ Valvelink og Fieldvue	Skarv	JA	NEI Det finnes midlertidige streklapper som kan monteres ved korrektivt vedlikehold.	JA Ventilstilleren Fieldvue DVC 6000 SIS benyttes som posisjonsmåler.	NEI AMS og Valvelink er ikke kompatibel med akustisk emisjons overvåking.	JA Fieldvue kan kontrollere og avbryte PST testen før det er risiko for en for stor eller fullstendig nedstengning.	JA Ved å måle trykket før og etter solenoidventilene kan en verifisere funksjonaliteten ved å pulse en stengning av den enkelte solenoid. Kan verifisere funksjonalitet til ESD solenoid og PSD solenoid.

Vedlegg B: AMS Suite- Asset Performance Management

Kilde: Emerson 2013



MANAGE OVERALL ASSET PERFORMANCE TO IDENTIFY AND PRIORITIZE PRODUCTION RISKS

AMS SUITE: ASSET PERFORMANCE MANAGEMENT TAKES DIAGNOSTIC INFORMATION TO THE NEXT LEVEL

Use AMS Suite APM, built on Meridium's APM software, to maximize your asset performance, mitigate risk, and optimize maintenance costs in your enterprise. A core component of Emerson's PlantWeb® digital plant architecture, AMS Suite APM consolidates data from assets in your facility and allows you to define, view, and measure metrics to analyze your asset performance.

AMS Suite APM integrates data from the thousands of assets throughout your plant into a single application. You see not only process variables, but also a wealth of information on equipment health and performance. With this information, you can avoid unplanned downtime and keep maintenance expenditures within budget.

Get the information you need to extract the maximum performance from operations – both your process and your people. AMS Suite APM delivers immediate, actionable information that keeps you focused on your business goals.

GET THE INFORMATION YOU NEED TO KEEP YOUR PLANT RUNNING SMOOTHLY

- Gain a broad view of critical asset details across your enterprise to guide decision-making
- Immediately focus on the areas that need attention with information targeted to your job function
- Schedule and create meaningful reports to discover trends and identify bad actors
- Receive real-time mobile alerts on problematic assets to manage production risks
- Establish goals and key performance indicators (KPIs) to drive improvements that deliver business results
- Collaborate with Asset Optimization Services to maximize the value of smart devices and AMS Suite

www.assetweb.com


EMERSON.
Process Management



AMS Suite Asset Performance Management

DELIVERS THE RESULTS YOU NEED

REPORTS AND METRICS DELIVER KEY ASSET DETAILS

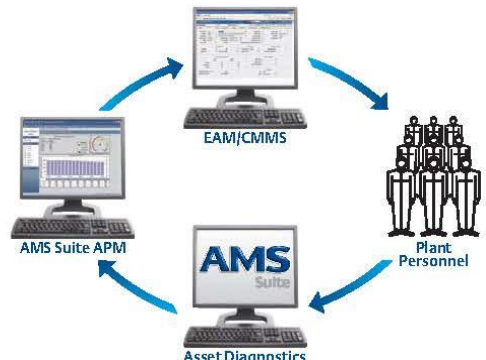
AMS Suite APM makes finding the information you need simple and efficient. You can customize your homepage with the information you use most, including charts, graphs, and links to more details. Create queries to delve deeper into the asset data to target specific problems and identify root causes.

Create and track custom metrics to reveal underperforming assets and develop world-class maintenance strategies and practices. KPI results are displayed graphically in charts, graphs, and dials, so you can always see how your performance compares to your goals.

Reports can be generated from any query or data options in the AMS Suite APM database. Schedule report generation for common reports and manually create reports for unique situations. Reports can be emailed to colleagues or posted to AMS Suite APM homepages for online collaboration.

IMPROVE BUSINESS RESULTS

AMS Suite APM integrates with your CMMS system, so you can create work notifications based on asset condition and performance. CMMS integration allows your entire organization to drive to common goals by uniting asset information with business data to fuel key metrics.



Alerts from your critical assets drive information to inform key business goals and decisions.

©2011, 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 and PlantWeb are marks of one of the Emerson Process Management group of companies. The Emerson logo is a trademark and service mark of Emerson Electric Company. All other marks are the property of their respective owners.

Emerson Process Management
12001 Technology Drive
Eden Prairie, MN 55344 USA
T 1(952) 828-3633
F 1(952) 828-3006

www.assetweb.com



Vedlegg C: AMS Valvelink Vedlegg C: AMS Valvelink

Kilde: Emerson 2012

AMS Suite: Intelligent Device Manager

Product Data Sheet
June 2012

AMS ValveLink™ SNAP-ON™ Applications

- Communicate with both HART® and FOUNDATION™ fieldbus FIELDVUE™ digital valve controllers in the same application
- Online, in-service performance diagnostics identify faults, list possible causes, and recommend corrective actions
- Schedule automatic valve tests and generate detailed diagnostic reports
- Reduce time to complete commissioning and turnarounds



The AMS ValveLink SNAP-ON application provides advanced information on the health of your valves so you can use your maintenance resources where they are needed most.

The Power of Diagnostics

AMS Suite: Intelligent Device Manager allows easy access to powerful device diagnostics for configuration, calibration, and documentation of the operating characteristics of HART and FOUNDATION fieldbus Fisher® FIELDVUE digital valve controllers.

Using the AMS ValveLink SNAP-ON application, an instrument engineer, maintenance technician, or operations supervisor can obtain the information needed to solve problems before they affect the process.

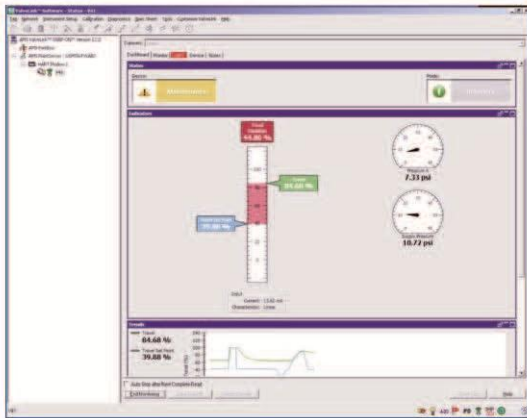
The AMS ValveLink SNAP-ON application's diagnostic capabilities permit you to select only those control valves that need to be rebuilt during plant turn arounds to optimize use of your valuable maintenance resources.

Communicate with a Single Application

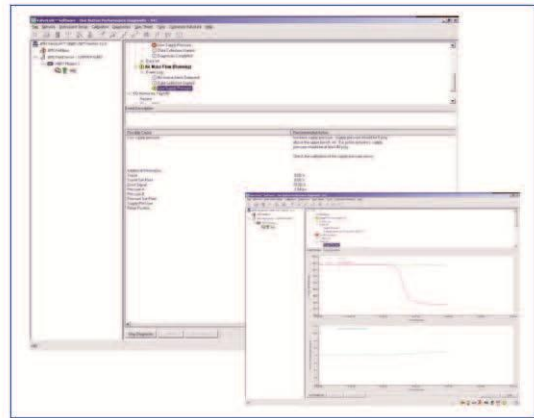
The AMS ValveLink SNAP-ON application remotely communicates with HART FIELDVUE instruments (DVC2000, DVC5000, DVC6000, and DVC6200 Series) over the existing 4-20 mA signal wiring using the HART communication standard. The same application also remotely communicates with FOUNDATION fieldbus FIELDVUE instruments (DVC5000f, DVC6000f, and DVC6200f Series) over the fieldbus H1 segment. Information for all series of instruments is presented in a consistent, easy-to-interpret interface that provides:

- A Device Connection view of all connected instruments
- Intuitive dashboard to monitor operational parameters and alerts
- Review and comparison of diagnostic graphs
- Instrument setup and calibration
- Data import and export





ValveLink Dashboard delivers key operation information, including instrument status and travel & pressure indicators with live trending.

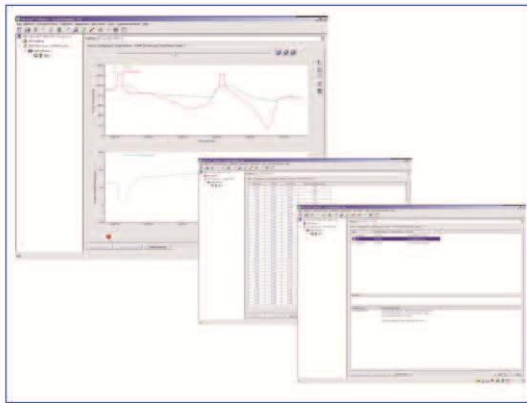


Online Performance Diagnostics (PD) tests are available upon request or automatically on a pre-selected daily, weekly, or monthly schedule.

When your intelligent field devices are online with AMS Device Manager, you will be able to see and identify problems before they affect your process and the quality of your product. By delivering accurate, real-time information, AMS Device Manager saves you time and money.

Performance Diagnostics

Predictive in-service diagnostics monitor the health of the valve assembly and provide customized diagnostics for advanced troubleshooting.



Performance Diagnostics provide online, in-service predictive diagnostics to identify faults and list possible causes and recommended corrective actions for each fault.

Performance Diagnostics tests help detect problems with air leakage, valve assembly friction and deadband, instrument air quality, loose connections, supply pressure restriction, and valve assembly calibration. When a problem is identified, the diagnostic provides a description and severity of the problem, a probable cause, and recommended action.

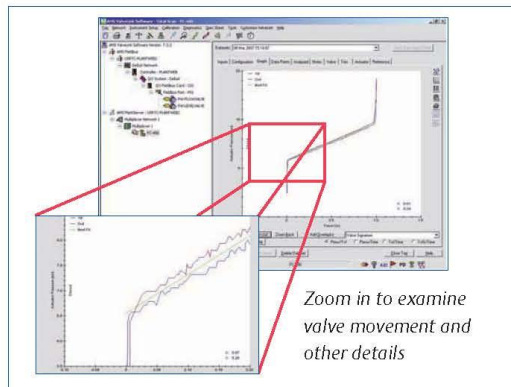
In-service diagnostics for troubleshooting allow custom diagnostics to be set up to collect data at a high-frequency rate and present the data in a graphical format. When an issue is so complex that external expertise is required, the data may be exported from the custom diagnostic and sent to an expert for evaluation, thereby minimizing the need for an onsite visit.

Real-Time Notification of Problems

Performance Diagnostics enable the use of diagnostics while the valve is in-service and operating. Tests can be performed to identify problems with the entire control valve assembly, such as:

- Red/Yellow/Green condition indicator, including:
 - I/P and Relay Integrity
 - Supply Pressure
 - Relay Adjustment
 - Air Mass Flow
 - Travel Deviation
 - 1-Button Sweep

Performance Diagnostics are available upon demand or can be scheduled to automatically run on a daily, weekly, or monthly basis.



Diagnostic tests help you detect emerging valve repair requirements before they impact performance.

Advanced Diagnostics

Predictive out-of-service diagnostics vary the digital valve controller set point and plot valve operation to provide insight into the dynamic performance of the valve/actuator assembly. Advanced Diagnostics, such as valve signature, dynamic error band, and step response, assist in the identification of emerging valve problems quickly and accurately.

The Valve Signature diagnostic is used to:

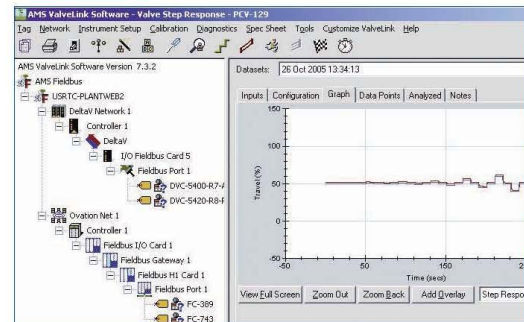
- Evaluate valve friction, deadband, and shutoff capability.
- Calculate actuator spring rate and bench set.
- Identify potential packing problems.
- Compare current condition to previous baseline condition.

The Dynamic Error Band diagnostic is used to analyze hysteresis, deadband, and dynamic error.

The Step Response diagnostic allows you to evaluate how well the valve tracks an input change. By minimizing dead time, deadband, and overshoot, process control is greatly enhanced. With the Step Response test you can:

- Validate tuning parameters.
- Obtain a numerical analysis for overshoot, hysteresis, dead time, t_{63} , and t_{86} .
- Define up to 30 steps.

A performance step test provides a predefined sequence of 21 steps. This test allows you to quickly evaluate valve and actuator response to signal change and determine maximum deadband.



Use the Step Response test to verify instrument tuning and valve response to signal changes.

Setup and Test FIELDVUE Instruments for SIS Applications

Use the AMS ValveLink SNAP-ON application to setup and test the final control element in Safety Instrumented System (SIS) applications. The AMS ValveLink SNAP-ON application for SIS-tiered digital valve controllers provides:

- A wizard that sets up the digital valve controller for use in an SIS application.
- The capability to initiate a partial stroke test of the final control element without requiring a process shutdown. Without disturbing the process, you can run a partial stroke test to prove the valve will respond on demand. Store partial stroke test results for future comparison and study.
- Documentation for statutory authorities. Every event performed with the AMS ValveLink SNAP-ON application is logged with a time- and date-stamp to document that tests were run and how the valve assembly responded.
- Diagnostic information to allow predictive maintenance of the final control element. No need to unnecessarily shut down the process to perform maintenance on the safety shutdown valve.

Schedule Performance Diagnostics and SIS Partial Stroke Diagnostics

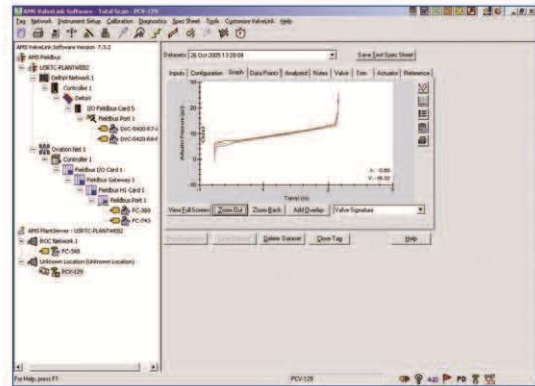
With the Scheduler, you can schedule Performance Diagnostics and SIS Partial Stroke diagnostics to run on a specified recurring daily, weekly, or monthly schedule. A summary of the outcome of scheduled tasks is available from within the Scheduler. For complete details you can view the resulting diagnostic graphs and analyses. Using the AMS ValveLink SNAP-ON application, any resulting alerts will be visible from Audit Trail, Alert Monitor, and AMS Suite: Asset Performance Management.

Automate Repetitive Actions by Setting Up Batches

With Batch Runner, you can set up the AMS ValveLink SNAP-ON application to automatically run diagnostics tests, calibrate, or upload configuration data to multiple valves with a specified routine. During a turnaround or production change, you can upload configurations, run the Performance Tuner to optimize tuning, or even reset the instrument clock without any interaction by personnel. Batch Runner reduces redundancy and increases consistency by allowing you to set up a batch once, and repeatedly run that set of actions on different groups of valve assemblies.

Use Signature Series Tests to Benchmark Valve Performance

Current diagnostic tests can be overlaid with Signature Series tests performed by the factory when the valve was manufactured. AMS ValveLink Signature Series tests are performed on Fisher control valves equipped with the FIELDVUE digital valve controller when specified as part of the original valve order. To order Signature Series testing, simply specify your Signature Series testing requirements on all Fisher control valve orders. By importing Signature Series data into the AMS ValveLink SNAP-ON application, you can compare the as-shipped performance with the valve's current operating condition.



Use total scan information to evaluate valve performance and determine if maintenance is required.

Step	Seq	Test Name	Pass/Fail	Start	Stop	Duration	Time	Priority	Group
1	101	Initial Configuration	Pass	10:00	10:05	05:00	10:05	1	Config
2	102	Performance Diagnostic	Pass	10:05	10:10	05:00	10:10	1	Perf
3	103	Signature Series Test	Pass	10:10	10:15	05:00	10:15	1	SS

Use Batch Runner to automate diagnostic tests and other repetitive activities.

Reports

Reports can be generated that include Performance Diagnostics and Advanced Diagnostics data. These reports can be generated from various locations in the AMS ValveLink SNAP-ON application.

- Quick Report
- Current Dataset Report
- Custom Report
- Batch Report (available in Batch Runner)

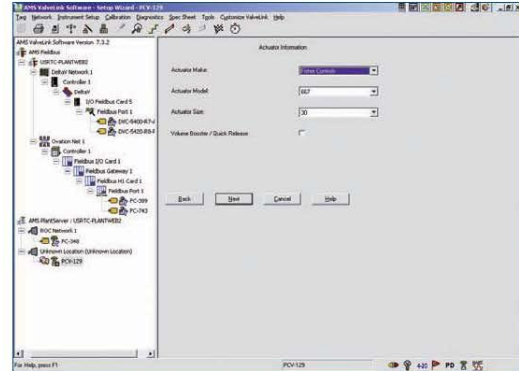
Reduce Commissioning Time

Save time by using the configuration and calibration capabilities of the AMS ValveLink SNAP-ON application to perform these commissioning tasks online:

- Automatically calibrate travel
- Verify dynamic response to input changes
- Step-by-step instrument setup and calibration

The Setup Wizard asks basic questions about the valve and actuator to simplify and speed commissioning. You can even customize the Setup Wizard so that:

- Instrument configurations are optimized for specific applications.
- Alert points, travel cutoffs, travel limits, and characterization are consistently applied.
- Manual entry is eliminated.



The Setup Wizard makes setting up your valves fast and easy.

Automatically Optimize Valve Performance

The Performance Tuner lets you easily adjust a FIELDVUE digital valve controller for optimum performance. When mounting a FIELDVUE digital valve controller to either a Fisher or a third party valve, the Performance Tuner can optimize valve performance for you.

Table 1: AMS ValveLink Software Capability

Description	Product Type	
	AMS ValveLink SNAP-ON	
	AW7071VLxxxx	
HART Modem		(4)
HART Multiplexer		(4)
DeltaV HART I/O		(4)
Ovation HART I/O		(4)
Provox HART I/O		(4)
PRM/Cetum HART I/O		
FOUNDATION fieldbus H1 PC Card		
FOUNDATION fieldbus Ovation™ H1		
FOUNDATION fieldbus DeltaV™ H1		
FOUNDATION fieldbus PRM/Centum H1		
Advanced Diagnostics	Valve Signature	
	Dynamic Erros Band	
	Drive Signal Test	
	Step Response	
	Step Response Analysis and Overlay	
	Performance Step Test	
	Status Monitor	
Performance Diagnostics	Stroke Valve	
	I/P & Relay Integrity Diagnostic	
	Travel Deviation Diagnostic	
	Supply Pressure Diagnostic	
	Relay Adjustment Diagnostic	
	Air Mass Flow Diagnostic	
	One-Button Diagnostic	
	Valve Friction/Deadband Estimation	
	Valve Friction/Deadband Trending	
	Profiler	
Network Scan	Triggered Profile	
	SIS Partial Stroke	
	Trending	
	Event Messenger	
Batch Runner		
Scheduler		(1)
Data Sync		
Firmware Download		(2)
Temporary Tiering		(2)
SIS Support		(2)
Instrument Level StepUp		
Minimum / Maximum Tag Limit	5 / 2000 (Unlimited)	

Indicates capability available.

- (1) HART only.
- (2) DVC6000 and DVC6200 only
- (3) FOUNDATION Fieldbus only.
- (4) AMS Device Manager-based capability, AMS ValveLink SNAP-ON application does not control or limit this functionality.
- (5) Performance Diagnostics are available for the DVC2000, DVC5000, DVC6000, and DVC6200 instruments through the AMS Device Manager HART multiplexer interface. Performance Diagnostics are available for DVC2000, DVC6000, and DVC6200 instruments through the System Interface to PROVOX® or DeltaV—but not for DVC5000 instruments. Performance Diagnostics are available for the DVC2000, DVC5000, DVC6000, and DVC6200 instruments through the System Interface to an Ovation system.

Emerson Process Management
Asset Optimization
12001 Technology Drive
Eden Prairie, MN 55344 USA
T 1(952)828-3633
F 1(952)828-3006
www.assetweb.com

©2012, 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, ValveLink, FIELDVUE, 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 Company. All other marks are the property of their respective owners.



Vedlegg D: Fieldvue DVC 6000 SIS (5 av 24 sider)

Kilde: Emerson 2008

Product Bulletin

62.1:DVC6000 SIS
D102784X012
November 2008

DVC6000 SIS

Fisher® FIELDVUE® DVC6000 SIS Series Digital Valve Controllers for Safety Instrumented System (SIS) Solutions

The operation of many industrial processes, especially in the chemical and oil & gas industries, involves inherent risk. Safety Instrumented Systems are specifically designed to reduce the likelihood or the severity of the impact of an identified event, thus helping to protect personnel, equipment, and the environment. These systems involve final control elements, which are mostly in one position and are requested to move only when an emergency situation arises. Typical applications with Safety Instrumented Systems involve Emergency Shutdown Valves, Emergency Blow Down Valves, Emergency Venting Valves, Emergency Isolation Valves, Critical On-Off Valves, etc. Because the final control element remains in one position without mechanical movement, the dependability of the valve is reduced; that is, it may not operate successfully upon demand. This could cause a potentially dangerous condition leading to an explosion or fire and the leaking of lethal chemicals and gases to the environment.

Emerson Process Management offers a solution for Safety Instrumented System (SIS) valves that use Fisher® FIELDVUE® DVC6000 Series digital valve controllers (see figure 1). Using DVC6000 SIS Series instruments permits partial stroking of the valve to reduce the Probability of Failure on Demand (PFD) and, consequently, the possibility of catastrophic situations. Partial stroking tests valve movement with a small ramp. This ramp is small enough not to disrupt production, but large enough to confirm that the valve is working. DVC6000 SIS Series instruments also provide state-of-the-art testing methods, which reduce testing and maintenance time, reduce initial investment cost, improve system performance, and provide diagnostic capabilities.



VA008-3 SIS

Figure 1. FIELDVUE® DVC6030 SIS Digital Valve Controller Mounted on a Quarter-Turn Actuator

Features

- **Increased System Availability**—The simple and secure method of partial stroke testing allows end-users to perform more frequent valve mechanical movement tests. This reduces the PFD factor. Because the test procedures are flexible, they can be conducted at any time, providing more assurance the system will be available upon demand. In addition, continuous valve monitoring through Fisher AMS® ValveLink® Software provides awareness of the valve's status.
- **Reduced Cost of Ownership**—Lower base equipment cost with considerable reduction in testing time and a reduced manpower requirement makes this solution economically feasible. Fisher



www.Fisher.com



DVC6000 SIS Series digital valve controllers offer an economic alternative to expensive pneumatic test panels and skilled personnel presently required for testing Safety Instrumented System valves.

- **Valuable Time Savings**—Remote testing capability requires fewer maintenance inspection trips to the field thus saving considerable time. Using ValveLink Software's Batch Runner to establish an automatic test routine can also provide increased time savings.

- **Predictive Maintenance**—DVC6000 SIS Series instruments permit using ValveLink Software to provide Valve Degradation Analysis, which is important for critical valves in shut down systems. This may also reduce the amount of scheduled maintenance.

- **Valve Stuck Alert**—While performing the partial stroke test, if for any reason the valve is stuck, the digital valve controller will not completely exhaust the actuator pressure. This reduces the likelihood that the valve will slam shut should it become unstuck. The digital valve controller will abort the test and set an alert indicating that the valve is stuck. The alert is accessible through either the 375 Field Communicator or ValveLink Software.

- **System Audit Documentation**—Using ValveLink Software provides a time and date stamp on all tests and reports, which is important for documenting compliance with the requirements of statutory authorities.

- **Verification**—ValveLink Software provides the capability for comparing and interpreting diagnostic data.

- **Device Initiated Partial Stroke Test Available**—DVC6000 SIS Series digital valve controllers allow a partial stroke test, which ramps valve travel a small amount, while the valve is in-service and operating. Should a demand arise during the test, the test is overridden immediately and the valve moves to the safe state. The partial stroke test can be automatically scheduled and initiated by the device itself or can be performed manually by the user. Configuring the time interval between tests for a device initiated partial stroke test automates the process.

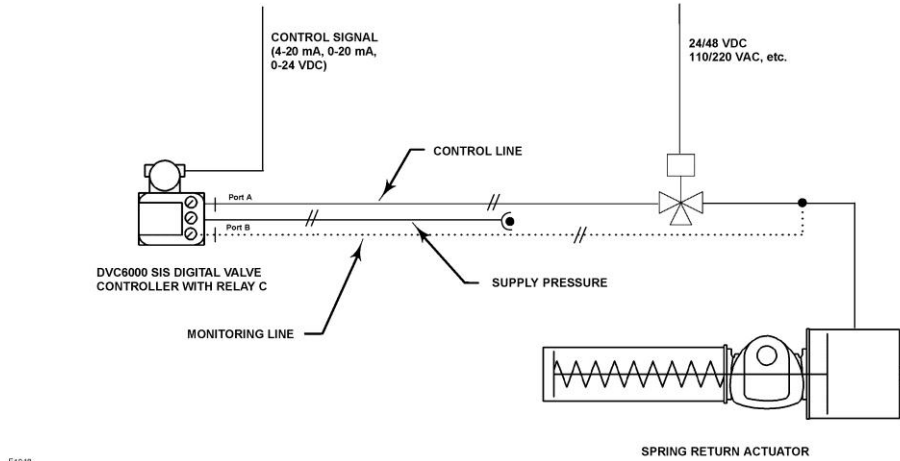
- **Built-In Redundancy**—When used in conjunction with a solenoid valve, as shown in figures 10 and 13, DVC6000 SIS Series digital valve controllers provide an inherent redundant pneumatic path. Should an emergency situation arise, the actuator pressure exhausts through either the solenoid valve or through the digital valve controller, allowing the valve to move to the safe position.

- **Reduced Wiring Cost**—DVC6000 SIS Series instruments eliminate the need for position transmitters and separate wiring from the transmitter. Through HART® protocol, the valve position is communicated over the same 4-20 mA analog loop that provides the valve control signal. A HART-to-analog signal converter in the control room can provide a 4-20 mA signal that is proportional to valve position. The HART-to-analog signal converter can also provide discrete contact outputs to the logic solver, which may replace hard-wired limit switches.

- **Device Integrity Continuously Checked**—When "End Point Pressure Control Mode" is enabled, the digital valve controller remains constantly in control while the valve is at its normal position (either fully open or fully closed); it is not allowed to reach a saturated state. The digital valve controller constantly tests its internal components, and if any component fault is detected, it sets an alert which may be accessed through either the 375 Field Communicator or ValveLink Software.

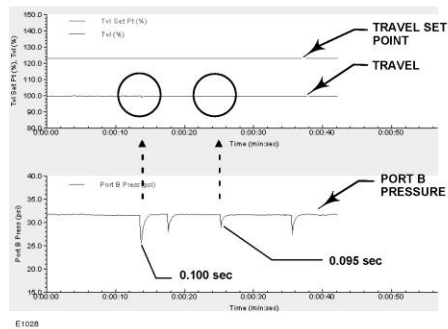
- **Manual Reset**—The DVC6000 SIS can be configured to hold the tripped state until a local reset button is pressed. Manual reset can be initiated by pressing the built-in button on the optional LCP100 local control panel. Alternatively, if the LCP100 is not used, a user-supplied push button can be used to short the AUX terminals.

- **Trigger Functionality**—Data can be collected and stored in the memory of the DVC6000 SIS digital valve controller. Trip event data can be accessed for an audit and presented to a regulatory or insurance authority when the DVC6000 SIS operates with 4-20 mA. The trigger will initiate on-board data collection based on a change in actuator pressure, valve travel, input current, pressure differential, travel deviation, travel cutoff, or auxiliary input/external trigger. The data is stored on board the device for later retrieval, and is retained in the event of a power loss.



E1048

Figure 2. Pneumatic Hookup for Solenoid Testing



E1028

Figure 3. AMS[®] ValveLink[®] Software Screen Image Showing Pressure Drop Across the Solenoid Valve

• **Solenoid Testing**—When a solenoid valve is installed between the DVC6000 SIS pressure output and the actuator, the control valve assembly can be configured to verify the operation of the solenoid valve. In single acting actuator applications, the “unused” output port of the DVC6000 SIS can be piped such that the pressure downstream of the solenoid valve is measured (see figure 2). When the

solenoid valve is pulsed, the DVC6000 SIS can sense the momentary pressure drop across the solenoid valve, as shown in figure 3. If the pulse is short enough, the emergency shutdown valve will not move or disrupt the process. This not only increases the availability of the solenoid valve during a safety demand, but also enhances the reliability of the SIF (Safety Instrumented Function) loop.

• **Spurious Trip Protection**—The DVC6000 SIS Series digital valve controller can be supplied with a reverse acting relay to provide maximum output pressure at minimum input signal. This solution provides trip protection because loss of control signal will not cause the valve to trip (i.e. the relay stays at maximum output pressure).

In point-to-point mode, (where the DVC6000 SIS is powered with 4 mA), the valve can be taken to its fail safe position by applying 20 mA.

In multi-drop mode, (where the DVC6000 SIS is powered with 24 VDC), a solenoid valve will be required to take the final control element to its fail safe position.

The DVC6000 SIS digital valve controller also offers a diagnostic to test the operation of the solenoid valve when used with a single-acting actuator.



Figure 4. Initiate the Partial Stroke Test from a Locally Mounted Push Button

- Partial Stroke Testing**—This test checks for valve movement. The partial stroke test can be initiated by an authorized technician with the 375 Field Communicator or ValveLink Software. The technician may also initiate the test by shorting the AUX Terminal in the field with a push button located at the device (figure 4), or remotely from the valve (figure 5) or by using an LCP100 local control panel (shown in figure 18). Initiating the test does not require removing any instrument covers or being near the valve during the test. Once initiated, the automated test moves the valve to a predetermined value then returns the valve to its original position. The default value for valve movement is 10% from its original position, but can be custom set to any value up to 30% to meet plant safety guidelines.

The partial stroke test can reduce costly, labor intensive testing techniques. The simplicity of this automated test allows for more frequent online testing. More frequent testing enhances loop availability and increases the reliability of the system.

A partial stroke test can be initiated when the valve is operating at either 4 or 20 mA (point-to-point mode). In applications where a spurious trip is to be minimized, 4 mA is the normal operating position.

- Valve Signature**—A valve signature obtained with ValveLink Software can be used to easily determine valve packing problems (through friction data), leakage in the pneumatic pressurized path to the actuator (through the Pressure vs Travel graph), valve sticking, actuator spring rate, and bench set.

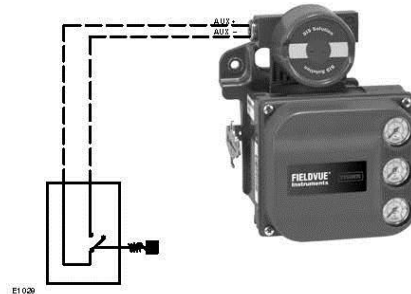


Figure 5. Initiate the Partial Stroke Test from a Push Button Remotely Located from the Valve

Any time a partial stroke test is run on the valve, a partial stroke valve signature and analysis, shown in figure 6, is available. Comparing valve signature results can be used to determine if valve response has degraded over time.

In addition, when the valve is not online, several full stroke valve diagnostic tests can be run, including valve signature, dynamic error band, and step response. ValveLink Software enables simultaneous multiple overlay of up to ten tests (partial stroke test or dynamic scan or a combination of both tests) and allows end-user capability to trend valve history. Pressure and travel vs. time plot provides the exact status of the valve movement, helping to critically analyze events like a "Safety Demand". These tests can also be used to evaluate valve performance, such as stroking time and shutoff capability. Running these tests when the valve is first installed in the safety system allows establishing a bench mark for valve performance. The results of these tests can be compared to results from later tests to determine if valve performance has degraded.

- Automatic Testing**—The ValveLink Software Batch Runner tool can be used to automate diagnostic testing. It provides the capability of running multiple tasks back to back on multiple valves with no intervention. This permits the user to do other things while Batch Runner does the work.

- Travel Record**—The cycle counter and travel accumulator provide a record of the number of cycles and percentage of travel accumulated over time.

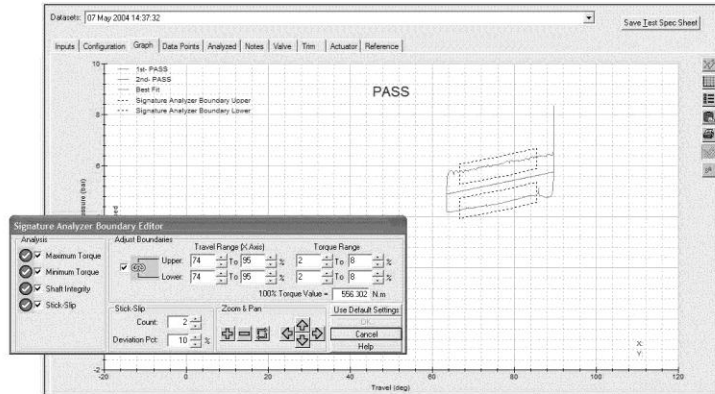


Figure 6. Valve Signature and Analysis Obtained from Partial Stroke Test on an SIS Valve

- Alerts**—All device alerts are available through either the 375 Field Communicator or ValveLink Software. Alerts are immediately available, and logged if ValveLink Software is set up for alert scanning. Alerts are also stored in an alert record in the instrument. Alerts in the alert record can be retrieved by connecting a Field Communicator or ValveLink Software to the device. Each alert is recorded with a time and date stamp to allow the operator to determine the nature of the alert and when it occurred.

- Alert Notification**—ValveLink Software Event Messenger allows notifying key people of critical alerts via e-mail. ValveLink Software can be set up to automatically send an e-mail when a specified alert occurs on a final control element in a Safety Instrumented System (figure 7). This e-mail could also be set up to send a text message. The capability can be set up to notify a designated technician if a specific alert, or sets of alerts, occurred on a predefined set of safety shutdown valves. This means key plant operation personnel can be continuously informed of alert status, no matter where they are, enabling them to provide more timely and precise corrective action.

- Adjustable Travel Cutoff**—Travel Cutoffs are adjustable when the DVC6000 SIS is operating with a 4-20 mA current. The Setup Wizard automatically sets travel cutoffs at 50%, making the DVC6000 SIS work like an on-off device. At current levels from 4-12 mA (nominal), the DVC6000 SIS will provide

minimum output pressure, and at 12-20 mA, the DVC6000 SIS will provide full output pressure.

A user can customize valve response to the control signal by changing the travel cutoffs. For example, it is possible to have the valve throttle between 10 and 90% open, but work as an on-off valve between 0% to 10% and 90% to 100% opening. Therefore the user could have a throttling control valve when the control signal is between 10% and 90% open, but an SIS on/off valve when the control signal is outside of this range. In this example, when the control signal is greater than 90%, the SIS functions of partial stroke testing and pressure control mode can be enabled.

- Travel Characterization**—The DVC6000 SIS provides flexibility to configure quick open, linear, equal percentage, or custom characterization.

- Signature Analyzer**—An additional diagnostic is available through ValveLink Software for the possible indication of a broken shaft or stem, as shown in figure 8. Stick-Slip, a new diagnostic also available through ValveLink Software (see figure 9), is used to indicate inherent dead motion and degraded performance.

- Enhanced Tuning Capabilities**—Large size valves and actuators are often equipped with air accessories to improve stroking speed requirements. DVC6000 SIS firmware has simple parameter choices to allow the operator to more easily tune valves with accessories.

Vedlegg E: V- MAP

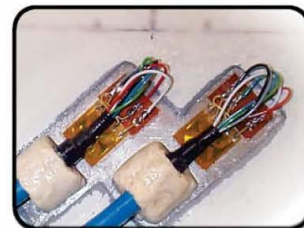
Kilde: Score Group AS



V-Map: Valve Monitoring for Analysis and Performance

V-MAP continuously monitors, alerts and reports on valve and actuator performance. It is a passive, non-intrusive monitoring system that responds to every valve operation, planned or unplanned, partial or full, that:

- Issues warning of performance deterioration before unacceptable levels are reached
- Eliminates the need for personnel at the valve's location
- Provides trending, benchmark comparison, reports, and audit records
- Provides analysis that will identify maintenance requirements and provide reliability data for confirmation of Safety Integrity Levels (SILs)
- Gives remote access availability for valve expert analysis and support



The Need

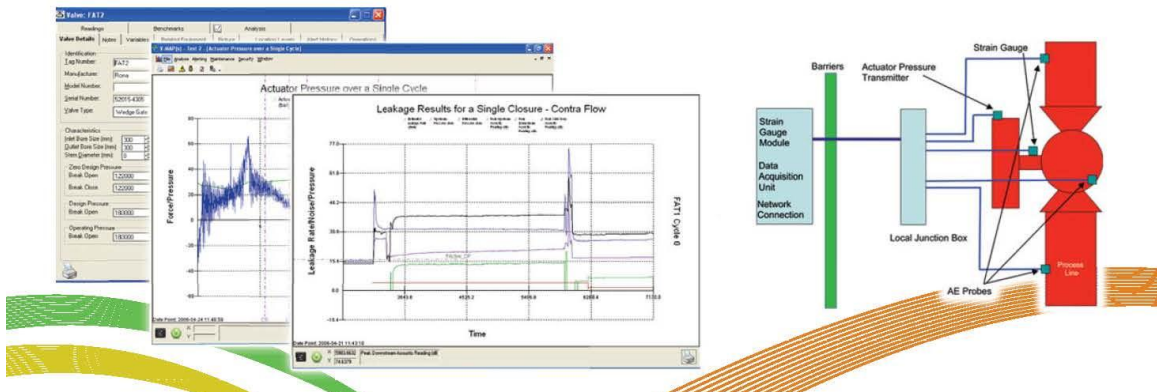
The monitoring of the condition of Emergency Shutdown Valves (ESDVs), on both onshore and offshore Oil and Gas installations, is an essential part of ensuring the safety of personnel, protection of the environment and capital assets. The failure of an ESDV to operate on demand, or fail to provide a shut off will have major impact.

To demonstrate that an ESDV's performance meets the installation's safety criteria, it is normally subjected to routines involving inspection, partial closure, full closure, and leakage tests. These routines often require special test equipment and trained personnel, and will involve a planned shutdown thereby interrupting production.

Hence, there is need for a system that automatically reports valve performance and addresses the safety and personnel issues. This need to continuously demonstrate performance is met by Score's V-MAP development. Data is acquired remotely without the need for personnel to be in attendance. V-MAP will also acquire data for every valve operation, including spurious ESDVs, so building up a history of performance that can be used in-lieu of a planned shutdown test.

The Development

V-MAP has been developed based on Score's long term experience in valve and actuator design, diagnostics, data acquisition, and system design and construction. The basic monitoring techniques and principles have been well developed in the past. It is the hardware and software developments of recent years that have enabled those techniques and principles to be implemented in a cost effective modular system design. One that can be tailored to the specific monitoring requirements, communications and protocols of the installation's automation system.



The System

V-MAP dedicated sensors are located on the valve and actuator and on the adjacent piping. The sensor types typically selected are:

- Acoustic Emission leak detection sensors
- Strain gauges to measure the torque or force required by the valve
- Pressure transmitters to monitor the actuator fluid power requirement
- Position transmitter to measure the valve stroke

The V-MAP sensors are continuously logged by dedicated data acquisition units (DAUs). On detection of a valve operation the V-MAP server downloads the information from the DAUs and typically requests the following input from the installation's automation databases:

- Pipeline pressures and temperatures
- Actuator limit switch and solenoid status and timestamps
- ESDV event timestamps

Once the server has collected the raw data from the various sources, it is stored and the following functions performed to transform the data in to information:

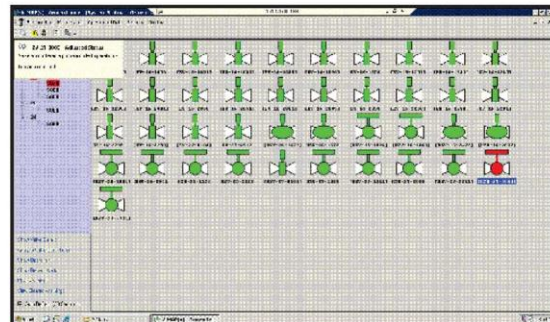
- Manipulation to obtain derived data
- The derived data is then analysed by use of proprietary algorithms for:
 - Raising of alerts if performance characteristics exceed preset alarm or notification levels
 - Comparison and trending with previous readings, benchmarks and design calculations
 - Comparison of sensor outputs to detect sensor drift or malfunction
- Provision of summary reports

The Benefits of Using Score

- Over 25 years experience in valve and actuator technology, design, repair, and problem solving
- Extensive experience in valve testing and monitoring techniques
- V-MAP has been supplied to two major North Sea Projects, both on and offshore, each with over 40 critical ESDVs
- Specialist engineers available worldwide with the backing of an over 1,400 employee Organisation
- Independent privately owned company

The Benefits of Using V-Map

- Remote monitoring of all valve operations
- Reduces site exposure for personnel
- Automatic alerts and warnings of deterioration
- Measures compliance with acceptance criteria
- Focuses maintenance activity
- Thereby maximises plant safety and availability and reduces costs



 **Score Group plc**
Intelligent Valve and Gas Turbine Solutions™
www.score-group.com

Revision 01

© Copyright Score Training 2011

For Further information contact:

V-Map Team,
Glenugie Engineering Works, Peterhead, AB42 0YX
V-MAPinfo@score-group.com
Tel: +44 (0) 1779 480000

Vedlegg F: FMEA av ventil

Kilde: NSSPU-GMS- M13- Generic Maintenance strategy: Valves, BP Norge

4 Failure Modes and Effects Analysis (FMEA)

Understanding the nature of valve functional failure is achieved by carrying out a Failure Modes and Effects Analysis (FMEA), a summary of which is given in Table 4. By understanding each component function and examining its respective failure modes and their characteristics and effects, appropriate maintenance tasks can be assigned to mitigate against them.

The standard terminologies and definitions used in the FMEA are.

- **FUNCTION:** what the equipment does and what level of performance is required in its current operating context
- **FUNCTIONAL FAILURE:** any failure that prevents the equipment from achieving its function
- **FAILURE MODE:** the manner in which a component could potentially fail causing a functional failure
- **FAILURE EFFECTS:** the impact of the failure mode on the equipment
- **FAILURE CHARACTERISTIC:** the traits (random, age related, etc) and the mannerisms of the failure mode
- **HIDDEN/EVIDENT:** visibility of the failure mode to the operator in normal operation of the equipment; Hidden – any failure which cannot be identified prior to loss of equipment functionality; Evident – any failure which can be identified prior to loss of equipment functionality
- **MAINTENANCE TASK:** the routine or inspection that will either detect or mitigate against the failure mode
- **MITIGATING PMR No:** the relevant routine in which the maintenance task is located

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No
1 To contain pressurised system fluid within designed operational and emergency parameters.	A Fails to contain pressurised system fluid within designed operational and emergency parameters.	1 External leakage of fluid due to ageing, damage, degradation or cyclic loading to fittings, joints, gaskets, seals and gland packing. Valve Stem seal area Bonnet/Trunnion seal area All screwed fittings Body joints All body bolting	Loss of system fluid from valve body. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion. Possible detection of gas or atomised oil mist by F&G detection systems, potential process shutdown. Hydrocarbon fluid leakage to drains resulting in potential environmental consequence. Potential safety implications due to localised flooding by system fluid.	Random/Age-related	Evident	Survey of valves for actual and potential external leaks, is covered under an existing programme of area leak searches. Internal condition of valve body inferred from inspection results of adjacent pipework Risk Based Inspection (RBI). External condition of valve body determined via Close Visual Inspection (CVI).	Area Leak Search RBI CVI
		2 Internal thinning of valve body wall thickness due to erosion, abrasion and corrosion, leading to breach of valve body integrity.	Loss of system fluid from valve body. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion. Possible detection of gas or atomised oil mist by F&G detection systems, potential process shutdown. Hydrocarbon fluid leakage to drains resulting in potential environmental consequence. Potential safety implications due to localised flooding by system fluid.	Random	Hidden	Internal condition of valve body inferred from inspection results of adjacent pipework or identified as a particular risk for focused inspection (RBI).	RBI

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No
1 To contain pressurised system fluid within designed operational and emergency parameters.	A Fails to contain pressurised system fluid within designed operational and emergency parameters.	3 External thinning of wall due to abrasion and corrosion, leading to breach of valve body integrity.	Loss of system fluid from valve body. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion. Possible detection of gas or atomised oil mist by F&G detection systems, potential process shutdown. Hydrocarbon fluid leakage to drains resulting in potential environmental consequence. Potential safety implications due to localised flooding by system fluid.	Random	Evident	Survey of valves for actual and potential external leaks, is covered under an existing programme of area leak searches. External condition of valve body determined via Close Visual Inspection (CVI).	Area Leak Search RBI CVI
		4 Flange insulating kits (where fitted) damaged allowing corrosion of valve flanges.	Loss of system fluid from valve body. Galvanic corrosion of flange faces allowing external leakage. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion. Possible detection of gas or atomised oil mist by F&G detection systems, potential process shutdown. Hydrocarbon fluid leakage to drains resulting in potential environmental consequence. Potential safety implications due to localised flooding by system fluid.	Random	Evident	Survey of valves for actual and potential external leaks, is covered under an existing programme of area leak searches. Internal condition of valve body inferred from inspection results of adjacent pipework Risk Based Inspection (RBI). External condition of valve body determined via Close Visual Inspection (CVI).	Area Leak Search RBI CVI

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont’d)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No	
2	A	Fails to allow designed flow of system fluid at various valve position settings.	1	Valve becomes blocked by build-up of solid particles.	Valve unable to operate to designed parameters when required. Increased up-stream pressure, restricted system flow. Increase in differential pressure across valve. Without operator intervention, reduction in downstream flow could result in potential downstream damage.	Random	Hidden/Evident	Routine monitoring of system pressures and flow rates during normal operational watchkeeping. Notes: Functional Test of control valves in accordance with Instruments and Fire and Gas Strategy. Default action due to continued operation of control valves is currently 'No Scheduled Maintenance'.
			2	Valve obturator and/or seats eroded.	Eroded valve obturator or seats allow flow in excess of demand. Flow control efficiency reduced, resulting in possible adverse effect on operation performance.	Random	Evident	
			3	Valve sub-component detaches within body.	Sub-component causes partial blockage within valve body. Increased upstream pressure, restricted system flow. Valve unable to operate to designed parameters when required. Potential fluctuation in system pressure and flow rates. Potential for downstream damage by particulate/ debris damage.	Random	Evident	
			4	Incorrectly adjusted or missing valve end stop.	Valve travels beyond designed fully open/closed position resulting in incorrect valve position.	Random	Hidden	

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont'd)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No
3 To freely operate within the maximum designed operating torque.	A Fails to operate freely within the maximum designed operating torque.	1 Valve, actuator, gearbox, drive train partially/fully seized.	Valve unable to operate to designed parameters when required. Loss of ability to fully adjust or interrupt system pressure within system parameters. Possible interruption or loss of process operations. Potential uninterrupted supply of system fluid to areas of system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise upstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Valve Function Test and Lubrication. Routine monitoring of system pressures and flow rates during normal operational watchkeeping. Notes: Control Valve Function Test in Instruments Fire and Gas Strategy states 'No Scheduled Maintenance' due to continued operation of control valves. Non-Riser ESDV and BDV Function Test and Lubrication Routines in accordance with Instruments and Fire and Gas Strategy PMR.	M13-001

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont'd)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No
3 To freely operate within the maximum designed operating torque.	A Fails to operate freely within the maximum designed operating torque.	2 Valve shaft shears from valve operating mechanism.	Valve unable to operate when required. Loss of ability to adjust or interrupt system pressure within system parameters. Possible fluctuations in system pressure/flow rate and interruption or loss of process operations. Potential uninterrupted supply of system fluid to areas of system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise upstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Evident	Valve Function Test and Lubrication. Routine monitoring of system pressures and flow rates during normal operational watchkeeping. Notes: Control Valve Function Test in Instruments Fire and Gas Strategy states 'No Scheduled Maintenance' due to continued operation of control valves. Non-Riser ESDV and BDV Function Test and Lubrication Routines in accordance with Instruments and Fire and Gas Strategy PMR.	M13-001

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont'd)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No
3 To freely operate within the maximum designed operating torque.	A Fails to operate freely within the maximum designed operating torque.	3 Valve operation obstructed by detached valve internal sub-component.	Valve unable to operate to designed parameters when required. Loss of ability to fully adjust or interrupt system pressure within system parameters. Possible fluctuations in system pressure/flow rates and interruption or loss of process operations. Potential uninterrupted supply of system fluid to areas of system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise upstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Evident	Valve Function Test and Lubrication.	M13-001
		4 Valve fails to operate fully due to build-up of system debris.		Random	Hidden	Routine monitoring of system pressures and flow rates during normal operational watchkeeping.	M13-001
		5 Actuator operation deterioration.		Random	Evident	Notes: Control Valve Function Test in Instruments Fire and Gas Strategy states 'No Scheduled Maintenance' due to continued operation of control valves. Non-Riser ESDV and BDV Function Test and Lubrication Routines in accordance with Instruments and Fire and Gas Strategy PMR.	M13-001
		6 Excessive differential pressure across valve.	Valve/actuator unable overcome differential pressure and fails to operate as required.	Random	Hidden/Evident		M13-001

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont'd)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No			
4	To move to the closed position within required time parameters, following demand signal or in the event of loss of power.	A	Fails to move to the closed position within required time parameters, following demand signal.	1	Valve movement restrained due to either build-up of system debris around valve obturator or degraded actuator.	Valve unable to close within designed operating parameters when required, allowing pressurised fluid to pass. Fluid flow could potentially feed areas of system required to be isolated due to, or breached as a result of emergency. Flow could potentially overpressurise system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Notes: Control Valve Function Test in Instrument Fire and Gas Strategy states 'No Scheduled Maintenance' due to continued operation of control valves. Non-Riser ESDV and BDV Function Test and Lubrication Routines in accordance with Instruments and Fire and Gas Strategy PMR.	
				2	Valve movement restrained due to degraded or defective motor.	Random	Hidden			
				3	Valve movement restrained due to degraded/worn valve operating drive train.	Random	Hidden			
				4	Valve control system defective or incorrectly set.	Random	Hidden			

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont’d)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No			
4	To move to the closed position within required time parameters, following demand signal or in the event of loss of power.	A	Fails to move to the closed position within required time parameters, following demand signal.	5	Valve, actuator, gearbox, drive train partially/fully seized.	Valve unable to operate to designed parameters when required. Loss of ability to fully adjust or interrupt system pressure within system parameters. Possible interruption or loss of process operations. Potential uninterrupted supply of system fluid to areas of system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise upstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Notes: Control Valve Function Test in Instrument Fire and Gas Strategy states 'No Scheduled Maintenance' due to continued operation of control valves. Non-Riser ESDV and BDV Function Test and Lubrication Routines in accordance with Instruments and Fire and Gas Strategy PMR.	

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont'd)

Function		Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No	
4	To move to the closed position within required time parameters, following demand signal or in the event of loss of power.	A	Fails to move to the closed position within required time parameters, following demand signal.	6	Valve shaft shears from valve operating mechanism.	Valve unable to operate when required. Loss of ability to adjust or interrupt system pressure within system parameters. Possible fluctuations in system pressure/flow rate and interruption or loss of process operations. Potential uninterrupted supply of system fluid to areas of system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise upstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Evident	Notes: Control Valve Function Test in Instrument Fire and Gas Strategy states 'No Scheduled Maintenance' due to continued operation of control valves. Non-Riser ESDV and BDV Function Test and Lubrication Routines in accordance with Instruments and Fire and Gas Strategy PMR.

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont'd)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No	
4	To move to the closed position within required time parameters, following demand signal or in the event of loss of power.	A Fails to move to the closed position within required time parameters, following demand signal.	7 Valve operation obstructed by detached valve internal sub-component.	Valve unable to operate to designed parameters when required. Loss of ability to fully adjust or interrupt system pressure within system parameters. Possible fluctuations in system pressure/flow rates and interruption or loss of process operations. Potential uninterrupted supply of system fluid to areas of system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise upstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	<p>Notes: Control Valve Function Test in Instrument Fire and Gas Strategy states 'No Scheduled Maintenance' due to continued operation of control valves. Non-Riser ESDV and BDV Function Test and Lubrication Routines in accordance with Instruments and Fire and Gas Strategy PMR.</p>	

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont'd)

Function		Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No	
4	To move to the closed position within required time parameters, following demand signal or in the event of loss of power.	B	Fails to move to the fully closed position in the event of loss of power.	1	Fail-safe spring-loaded actuator defective operation due to either actuator not being set to designed operating parameters or actuator partially seized or actuator fully seized in the open position.	Fail-safe spring-loaded actuator unable to close within designed operating parameters when required, allowing pressurised fluid to pass. Fluid flow could potentially feed areas of system required to be isolated due to, or breached as a result of emergency. Flow could potentially overpressurise system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Notes: Control Valve Function Test in Instrument Fire and Gas Strategy states 'No Scheduled Maintenance' due to continued operation of control valves. Non-Riser ESDV and BDV Function Test and Lubrication Routines in accordance with Instruments and Fire and Gas Strategy PMR.

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont'd)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No	
4	To move to the closed position within required time parameters, following demand signal or in the event of loss of power.	B Fails to move to the fully closed position in the event of loss of power.	2 Incorrectly adjusted or missing valve end stop.	Valve unable to close within designed operating parameters when required, allowing pressurised fluid to pass. Fluid flow could potentially feed areas of system required to be isolated due to, or breached as a result of emergency. Flow could potentially overpressurise system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Notes: Control Valve Function Test in Instrument Fire and Gas Strategy states 'No Scheduled Maintenance' due to continued operation of control valves. Non-Riser ESDV and BDV Function Test and Lubrication Routines in accordance with Instruments and Fire and Gas Strategy PMR.	

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont'd)

Function		Functional Failure	Failure Modes		Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No	
5	To move to the fully open position within required time parameters, following demand signal, or in the event of loss of power.	A	Fails to move to the fully open position within required time parameters, following demand signal.	1	Obturator movement restrained due to build-up of system fluid debris.	Valve unable to open within designed operating parameters when required, restricting flow of system fluid. Degraded operation of blowdown system with reduction in effective venting and disposal of process hydrocarbon gas.	Random	Hidden	Notes: Control Valve Function Test in Instruments Fire and Gas Strategy states 'No Scheduled Maintenance' due to continued operation of control valves. Non-Riser ESDV and BDV Function Test and Lubrication Routines in accordance with Instruments and Fire and Gas Strategy PMR.	
				2	Valve movement restrained due to either degraded actuator or degraded/worn valve operating drive train.		Random	Hidden		
				3	Valve control system defective or incorrectly set.		Random	Hidden		
				4	Valve shaft shears from valve operating mechanism.		Random	Hidden		
				5	Valve operation obstructed by detached valve internal sub-component.		Random	Hidden		

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont'd)

Function		Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No	
5	To move to the fully open position within required time parameters, following demand signal, or in the event of loss of power.	B	Fails to move to the fully open position in the event of loss of power.	1	Fail-safe spring-loaded actuator not set to designed operating parameters.	Fail-safe spring-loaded actuator unable to open within designed operating parameters when required, restricting flow of system fluid. Degraded operation of blow down system with reduction in effective venting and disposal of process hydrocarbon gas. Retained pressure following emergency shutdown could result in overpressurisation and/or breach of system. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Notes: Control Valve Function Test in Instruments Fire and Gas Strategy states 'No Scheduled Maintenance' due to continued operation of control valves. Non-Riser ESDV and BDV Function Test and Lubrication Routines in accordance with Instruments and Fire and Gas Strategy PMR.

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont'd)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No
5 To move to the fully open position within required time parameters, following demand signal, or in the event of loss of power.	B Fails to move to the fully open position in the event of loss of power.	2 Fail-safe spring-loaded actuator partially seized.	Fail-safe spring-loaded actuator unable to fully open within designed operating parameters when required, restricting flow of system fluid. Degraded operation of blow down system with reduction in effective venting and disposal of process hydrocarbon gas. Retained pressure following emergency shutdown could result in overpressurisation and/or breach of system. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Notes: Control Valve Function Test in Instruments Fire and Gas Strategy states 'No Scheduled Maintenance' due to continued operation of control valves. Non-Riser ESDV and BDV Function Test and Lubrication Routines in accordance with Instruments and Fire and Gas Strategy PMR.	

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont'd)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No
5 To move to the fully open position within required time parameters, following demand signal, or in the event of loss of power.	B Fails to move to the fully open position in the event of loss of power.	3 Fail-safe spring-loaded actuator fully seized in the closed position.	Fail-safe spring-loaded actuator unable to open when required, restricting flow of system fluid. Degraded operation of blow down system with reduction in effective venting and disposal of process hydrocarbon gas. Retained pressure following emergency shutdown could result in overpressurisation and/or breach of system. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Notes: Control Valve Function Test in Instruments Fire and Gas Strategy states 'No Scheduled Maintenance' due to continued operation of control valves. Non-Riser ESDV and BDV Function Test and Lubrication Routines in accordance with Instruments and Fire and Gas Strategy PMR.	
		4 Incorrectly adjusted or missing valve end stop.	Valve unable to open within designed operating parameters when required, allowing pressurised fluid to pass. Fluid flow could potentially feed areas of system required to be isolated due to, or breached as a result of emergency. Flow could potentially overpressurise system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden		

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont'd)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No
6 To maintain isolation of system fluid within designed valve leakage rates when fully closed.	A Fails to maintain isolation of system fluid within designed leakage rates.	1 Valve obturator and/or seat sealing faces worn and pitted due to erosion, abrasion and corrosion, leading to loss of seal tightness.	System fluid passes valve to downstream system and equipment. Potential backflow to upstream system. Fluid flow could potentially feed areas of system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise upstream or downstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Evident	Valves other than Riser ESDV and SSIV to be routinely monitored and recorded for valve seat leakage by operators. Note: Riser ESDV and SSIV leak testing covered by existing BP strategies eg 'NSSPU-TI-001 ESDV and SSIV Inspection and Testing Reporting'. Acoustic Emission Test of BDV is a technique that should be considered although at present is not recommended until proven to be reliable.	
		2 Breach of valve internal walls or fittings allowing system fluids to bypass valve obturator/seat.		Random	Evident		
		3 Failure of internal seals.		Random	Evident		
		4 Structural failure of valve (Rising stem).		Random	Hidden		
		5 Actuator operation deterioration.		Random	Evident		

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont'd)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No
6 To maintain isolation of system fluid within designed valve leakage rates when fully closed.	A Fails to maintain isolation of system fluid within designed leakage rates.	6 Valve travel mechanical end stops incorrectly set-up preventing full travel of valve between open and closed position.	Valve unable to operate to designed parameters when required. Loss of ability to fully adjust or interrupt system pressure within system parameters. System fluid passes valve to downstream system and equipment. Potential backflow to upstream system. Fluid flow could potentially feed areas of system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise upstream or downstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Valves other than Riser ESDV and SSIV to be routinely monitored and recorded for valve seat leakage by operators. Note: Riser ESDV and SSIV leak testing covered by existing BP strategies eg 'NSSPU-TI-001 ESDV and SSIV Inspection and Testing Reporting'. Acoustic Emission Test of BDV is a technique that should be considered although at present is not recommended until proven to be reliable.	

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont'd)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No	
6	To maintain isolation of system fluid within designed valve leakage rates when fully closed.	A	Fails to maintain isolation of system fluid within designed leakage rates.	7	Valve control system defective or incorrectly set.	Random	Hidden	Valves other than Riser ESDV and SSIV to be routinely monitored and recorded for valve seat leakage by operators. Note: Riser ESDV and SSIV leak testing covered by existing BP strategies eg 'NSSPU-TI-001 ESDV and SSIV Inspection and Testing Reporting'. Acoustic Emission Test of BDV is a technique that should be considered although at present is not recommended until proven to be reliable.
				8	Valve fails to achieve required isolation due to build-up of system debris.	Random	Hidden	

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont'd)

Function		Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No		
7	To minimise backflow of system fluid.	A	Fails to minimise backflow of system fluid.	1	Valve fails to close due to either build-up of system debris around obturator, or due to valve incorrectly assembled, or restriction of obturator by detached valve internal sub-component.	Valve unable to operate to designed parameters when required. Possible backflow of system fluid through valve. Without operator intervention, fluid flow could potentially feed upstream areas of system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise upstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Performance Test, Inspection and Replacement/Refurbishment Routine monitoring of system pressures and flow rates during normal operational watchkeeping.	M13-002

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont’d)

Function		Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No
7	To minimise backflow of system fluid.	A Fails to minimise backflow of system fluid.	2 Obturator fully or partially seized.	Valve unable to function or operate to designed parameters when required. Possible backflow of system fluid through valve. Without operator intervention, fluid flow could potentially feed upstream areas of system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise upstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Performance Test, Inspection and Replacement/ Refurbishment. Routine monitoring of system pressures and flow rates during normal operational watchkeeping.	

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont’d)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No			
7	To minimise backflow of system fluid.	A	Fails to minimise backflow of system fluid.	3	Obturator detached and missing from valve housing.	Valve unable to function. Possible backflow of system fluid through valve. Without operator intervention, fluid flow could potentially feed upstream areas of system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise upstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Performance Test, Inspection and Replacement/ Refurbishment Routine monitoring of system pressures and flow rates during normal operational watchkeeping.	M13-002
				4	Valve obturator sealing face worn and pitted due to erosion, abrasion or corrosion, leading to loss of seal tightness.	System fluid passes valve to upstream system and equipment. Fluid flow could potentially feed areas of upstream system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise upstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Performance Test, Inspection and Replacement/ Refurbishment.	M13-002
				5	Valve seat sealing face worn and pitted due to erosion, abrasion or corrosion, leading to loss of seal tightness.	System fluid passes valve to upstream system and equipment. Fluid flow could potentially feed areas of upstream system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise upstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Routine monitoring of system pressures and flow rates during normal operational watchkeeping.	M13-002

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont’d)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No
7 To minimise backflow of system fluid.	A Fails to minimise backflow of system fluid.	6 Failure of internal seals, allowing system fluids to bypass valve obturator/seat.	System fluid bypasses valve to upstream system and equipment. Fluid flow could potentially feed upstream areas of system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise downstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Performance Test, Inspection and Replacement/ Refurbishment. Routine monitoring of system pressures and flow rates during normal operational watchkeeping.	
		7 Valve locked in the open position.	Valve unable to function. Possible backflow of system fluid through valve. Without operator intervention, fluid flow could potentially feed upstream areas of system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise upstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Routine monitoring of system pressures and flow rates during normal operational watchkeeping.	

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont’d)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No			
8	To limit forward flow of system fluid.	A	Fails to limit forward flow of system fluid.	1	Valve fails to operate due to either build-up of system debris around obturator, or due to valve incorrectly assembled, or restriction of obturator by detached valve internal sub-component.	Valve unable to operate to designed parameters when required. Without operator intervention, fluid flow could potentially feed upstream areas of system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise upstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Routine monitoring of system pressures and flow rates during normal operational watchkeeping. Technical Review. Function Test, Inspection and Replacement/ Refurbishment.	M13-003 M13-004
				2	Obturator fully or partially seized.	Valve unable to function or operate to designed parameters when required. Without operator intervention, fluid flow could potentially feed upstream areas of system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise upstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Routine monitoring of system pressures and flow rates during normal operational watchkeeping. Technical Review. Function Test, Inspection and Replacement/ Refurbishment.	M13-003 M13-004

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont’d)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No		
8	A	Fails to limit forward flow of system fluid.	3	Obturator detached and missing from valve housing.	Valve unable to function. Without operator intervention, fluid flow could potentially feed upstream areas of system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise upstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Routine monitoring of system pressures and flow rates during normal operational watchkeeping. Technical Review. Function Test, Inspection and Replacement/ Refurbishment.	M13-003 M13-004
			4	Valve obturator sealing face worn and pitted due to erosion, abrasion or corrosion, leading to loss of seal tightness.	System fluid passes valve to upstream system and equipment. Fluid flow could potentially feed areas of upstream system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise upstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Routine monitoring of system pressures and flow rates during normal operational watchkeeping. Technical Review. Function Test, Inspection and Replacement/ Refurbishment.	M13-003 M13-004
			5	Valve seat sealing face worn and pitted due to erosion, abrasion or corrosion, leading to loss of seal tightness.	System fluid passes valve to upstream system and equipment. Fluid flow could potentially feed areas of upstream system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise upstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Routine monitoring of system pressures and flow rates during normal operational watchkeeping. Technical Review. Function Test, Inspection and Replacement/ Refurbishment.	M13-003 M13-004

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont’d)

Function		Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No		
8	To limit forward flow of system fluid.	A	Fails to limit forward flow of system fluid.	6	Failure of internal seals, allowing system fluids to bypass valve obturator/seat.	System fluid bypasses valve to upstream system and equipment. Fluid flow could potentially feed upstream areas of system open for maintenance or breached due to emergency. Flow could potentially overpressurise downstream system leading to possible breach of system or damage to equipment. Potential loss of system fluid. Safety and environmental implications (if Hydrocarbon fluid); potential injury or death to personnel, risk of fire and explosion.	Random	Hidden	Routine monitoring of system pressures and flow rates during normal operational watchkeeping. Technical Review. Function Test, Inspection and Replacement/ Refurbishment.	M13-003 M13-004
				7	Incorrectly adjusted or missing valve travel stop.	Valve travels beyond designed fully open/ closed position resulting in incorrect valve position.	Random	Hidden	Routine monitoring of system pressures and flow rates during normal operational watchkeeping. Technical Review. Function Test, Inspection and Replacement/ Refurbishment.	M13-003 M13-005

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont’d)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No
9 To permit inward flow of air to system pipework or atmospheric tank and therefore prevent formation of vacuum conditions.	A Fails to permit inward flow of air to system pipework.	1 Valve fails to operate due to either build-up of debris around obturator, incorrect assembly of valve, or restriction of obturator movement by detached or defective valve internal sub-component.	<p>Note: Applicable only to Vacuum Breaker Valves listed in RSRD.</p> Siphoning of fluid could occur, permitting flow of system fluid to upstream areas with potential for spill. Sub atmospheric pressure could exist within tank resulting in tank implosion and loss of containment integrity. Safety and environmental implications include potential for injury or death to personnel arising from risk of hazardous substance fire and explosion, or contamination of potable water system.	Random	Hidden	Routine monitoring of system pressures and flow rates during normal operational watchkeeping. Technical Review. Inspection and Replacement/Refurbishment.	M13-005

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont'd)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No
10 To prevent discharge of system fluid when sealing mechanism is in operation.	A Fails to prevent discharge of system fluid.	1 Valve fails to operate due to accumulation of debris around obturator, incorrect assembly of valve, or restriction of obturator movement by detached or defective valve internal sub-component.	<p>Note: Applicable only to Vacuum Breaker Valves listed in RSRD.</p> <p>Valve unable to operate to designed parameters when required. Without operator intervention, fluid could overflow from atmospheric tank or feed upstream areas of system open for maintenance or breached due to emergency. Uncontrolled flow could potentially overpressurise upstream system leading to breach of system or damage to equipment and loss of system fluid. Safety and environmental implications include potential for injury or death to personnel arising from risk of hazardous substance fire and explosion, or contamination of potable water system.</p>	Random	Hidden	Routine monitoring of system pressures and flow rates during normal operational watchkeeping. Technical Review. Inspection and Replacement/ Refurbishment.	M13-005

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont’d)

Function	Functional Failure	Failure Modes	Failure Effects	Failure Characteristics	Failure Mode Hidden/Evident?	Maintenance Task	Mitigating PMR No
10 To prevent discharge of system fluid when sealing mechanism is in operation.	A Fails to prevent discharge of system fluid.	2 Damage to internal seals or sealing faces allowing system fluids to bypass valve obturator/seat.	<p>Note: Applicable only to Vacuum Breaker Valves listed in RSRD.</p> <p>Valve unable to operate to designed parameters when required. Without operator intervention, fluid could overflow from atmospheric tank or feed upstream areas of system open for maintenance or breached due to emergency. Uncontrolled flow could potentially overpressurise upstream system or tank leading to breach of system or damage to equipment and loss of system fluid. Safety and environmental implications include potential for injury or death to personnel arising from risk of hazardous substance fire and explosion, or contamination of potable water system.</p>	Random	Hidden	Routine monitoring of system pressures and flow rates during normal operational watchkeeping. Technical Review. Inspection and Replacement/ Refurbishment.	M13-005

Table 4 Valves – Generic Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) (cont'd)