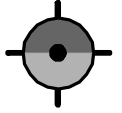


**Granskingsrapport etter
hendelse knyttet til
gasslekkasje fra 6" eksport-
rørledning fra Jotun A**



Rapport

RAPPORTTITTEL Granskingsrapport etter hendelse knyttet til gasslekkasje fra 6" eksport-rørledning fra Jotun A		GRADERING
		Offentlig p Unntatt off. 0 Begrenset 0 Fortrolig 0 Strengt fortrolig 0
		RAPPORTNUMMER
FORFATTER/SAKSBEHANDLER Bryn Aril Kalberg, Odd Tjelta, Rita Svela Husebø, Tor-Bjørn Idsøe Næss, Kjell Arild Anfinssen		
ORGANISASJONSENHET	GODKJENT AV/DATO	
SAMMENDRAG Henviser til sammendrag i kapittel 1.		
NORSKE EMNEORD Gasslekkasje, rørledning, flens, steindumping, overtråling, beredskap, risikoforståelse		
PROSJEKTNUMMER	ANTALL SIDER	OPPLAG
PROSJEKTTITTEL		

Innholdsfortegnelse

1	Sammendrag.....	4
1	Granskingsgruppens sammensetning, fremgangsmåte, dokumentasjon og mandat .	5
1.1	Granskingsgruppens sammensetning:	5
1.2	Fremgangsmåte.....	5
1.3	Dokumentasjon og møter avholdt.....	5
1.4	Forkortelser	6
1.5	Mandat	6
2	Beskrivelse av systemet	7
3	Hendelsesforløp	9
3.1	Bruddet på gasseksportørledningen fra Jotun A til Statpipe	9
3.2	Håndtering av hendelsen	10
4	faktiske og potensielle konsekvenser	11
5	Utløsende årsaker /direkte årsaker	12
6	Bakenforliggende årsaker- involverte barrierer og avvik.....	12
6.1	Undersøkelser og analyser.....	12
6.1.1	ROV undersøkelser	13
6.1.2	Undersøkelser hos DNV Bergen.....	13
6.1.3	Analyser av operasjonshistorikk	13
6.1.4	Sporing av fiskefartøyer.....	15
6.2	Bakenforliggende årsaker til rørbruddet.....	15
6.2.1	Planlegging av installering.....	15
6.2.2	Installering og kartlegging av installert system.....	15
6.2.3	Inspeksjoner	16
6.3	Håndtering av hendelsen – beredskapsmessige forhold.	18
6.3.1	Risikoforståelse – Jotun A	18
6.3.2	Risikoforståelse – Gassco, Bygnes	18
6.3.3	Dokumentasjon - Bygnes.....	19
7	Vedlegg	19
8	Referanser	19

1 SAMMENDRAG

Gransking av hendelsen har identifisert barrieresvikt og barrieresvakheter knyttet til installering og inspeksjon av gasseksportsystemet og ExxonMobils håndtering av hendelsen, samt barrieresvakheter hos Gassco knyttet til håndtering av hendelsen.

Fredag 20.8.2004 kl 11.20 faller trykket på innløpet til 6" gasseksportørledning fra Jotun A som følge av brudd på rørledningen ca 10 km fra Jotun A. Bruddet oppsto nær en flens som følge av store ytre påkjenninger, sannsynligvis fra trål. Gass strømmet ut i sjøen, og kom opp til overflaten. Gassutslippet ble begrenset av innsnevringer som oppsto i røret nær bruddstedet.

Hendelsen ble håndtert i et samarbeid mellom ExxonMobil, Gassco og Statoil som "Technical Service Provider" (TSP) for Statpipe. Berørte parter ble varslet og holdt informert på en korrekt måte. Ressurser som var nødvendige for å stenge lekkasjen ble gjort tilgjengelige. Søndag formiddag var lekkasjen stengt ved bruk av fjernstyrt undervannsfartøy (ROV) som stengte ventiler ved Statpipe.

De faktiske sikkerhets- og miljømessige konsekvensene av hendelsen var begrensende, men hendelsen og lignende hendelser har et potensial for betydelige sikkerhetsmessige konsekvenser.

Håndtering av hendelsen og samspillet mellom de sentrale aktørene synes å ha fungert bra. Det er imidlertid identifisert barrieresvikt og barrieresvakheter med hensyn til risikoforståelse både hos ExxonMobil og Gassco. På Jotun A fortsatte produksjonen fra brønnene mens situasjonen var uavklart, mens Bygnes fortsatte å sende gass inn i Statpipe, helt til lekkasjen fysisk ble lokalisert. Tilgang på dokumentasjon og utstyr i forbindelse med håndtering av hendelsen var ikke tilfredsstillende, og kan ha påvirket varighet av lekkasjen.

Rørledningen ble installert i 1999. Den ble gravd ned og delvis steindumpet for å møte regelverkskravene om tilstrekkelig beskyttelse mot ytre påkjenninger og ikke være til hinder for fiskeriaktivitet. Flens nær sammenkobling med Statpipe ble ikke tildekket av stein. Det ble under planleggingen ikke spesifisert noen detaljer vedrørende håndtering av flensen under steindumping. I forbindelse med gjennomføring av arbeidet ble det reist spørsmålet om denne skulle tildekkes eller ikke, men dette ble ikke behandlet iht. etablert avvikssystem.

Ved gjennomføring av inspeksjoner med ROV i 2000 og 2001 blir flensen identifisert og konstatert til å ligge eksponert, men ingen tar aksjon selv om den er sårbar for ytre påkjenninger slik den ligger.

I 2002 blir rammeprogram for inspeksjon av gasseksportørledningen endret. I stedet for årlig inspeksjon, blir intervallet nå endret til 5 år. Grunnlaget for denne endringen er en risikobasert vurdering, men det fanges ikke opp at systemet er installert med en eksponert flens i denne vurderingen.

1 GRANSKINGSGRUPPENS SAMMENSETNING, FREMGANGSMÅTE, DOKUMENTASJON OG MANDAT

1.1 Granskingsgruppens sammensetning:

Kjell Arild Anfinsen (leder)	Konstruksjonssikkerhet
Bryn Aril Kalberg	Logistikk og beredskap
Rita Husebø	Logistikk og beredskap
Tor-Bjørn I. Næss	Konstruksjonssikkerhet
Odd Tjelta	Prosessintegritet

Vedlegg 1 viser personell som har bidratt eller er intervjuet i fm granskingen.

1.2 Fremgangsmåte

Granskingen har bestått av to hovedaktiviteter:

- Finne årsaker til bruddet på eksportrørledningen
- Vurdering av beredskapen til ExxonMobil og Gassco

Hendelsen er analysert ved hjelp av MTO (Mennesker, teknologi, organisasjon) metodikk.

For å kartlegge hendelsen har granskingsgruppen avholdt møter med ExxonMobil på land og på Jotun A. I tillegg er det avholdt møte med Gassco, Bygnes.

Granskingsgruppen har samarbeidet med ExxonMobil for å finne årsakene til bruddet på gasseksportrøret og har fått tilgang til de tekniske undersøkelsene som er gjort, hovedsakelig hos DNV.

I kapittel 6 er det henvist til relevante krav i dagens regelverk. I prosjektperioden for Jotun gasseksport var det daværende Oljedirektoratets regelverk som var gjeldende. Dette var før overgang til nytt regelverk 1.1.2002. Dette er kommentert i kapittel 6.

1.3 Dokumentasjon og møter avholdt

Informasjonsmøte ang hendelsen 24.8.2004, ExxonMobil, OD, Ptil

Offshore Jotun A, 25.8.2004

Møte med ExxonMobil beredskapsledelse 30.8.2004

Møte med Gassco, Bygnes 31.8.2004

Møte med ExxonMobil, DNV i Bergen 2.9.2004

Møte med ExxonMobil 9.9.2004

Møte med ExxonMobil 30.9.2004

Møte med ExxonMobil 24.11.2004

Møte med ExxonMobil 10.12.2004

Dokumentasjon

Se kapittel 8 Referanser

1.4 Forkortelser

MTO	Mennesker, teknologi, organisasjon - granskingsmetodikk
PUD	Plan for utbygging og drift
ROV	Fjernstyrt undervannsfartøy
SSIV	Undervanns isolasjonsventil
TSP	Technical Service Provider
Ptil	Petroleumstilsynet
OD	Oljedirektoratet
DNV	Det Norske Veritas
DFI	Design-, Fabrikasjon og Installering
RF	Rammeforskriften
SF	Styringsforskriften
IF	Innretningsforskriften
AF	Aktivitetsforskriften

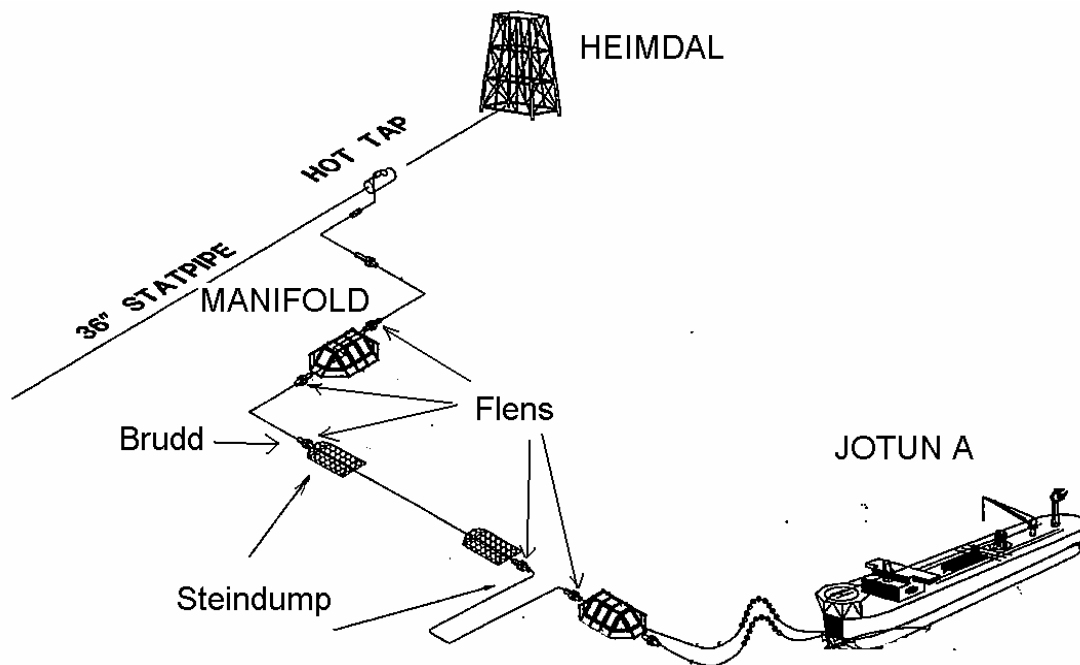
1.5 Mandat

Mandatet for granskingen ble oversendt ExxonMobil da Ptil besluttet å granske hendelsen, granskingen har til hensikt å klargjøre:

- det faktiske forløpet og konsekvensene av hendelsene for både menneske, miljø og økonomiske verdier.
- avvik som foreligger fra krav, framgangsmåter og prosedyrer
- menneskelige, tekniske og organisatoriske årsaker til hendelsen
- hvilke barrierer som har sviktet, årsakene til barrieresvikt og eventuelt hvilke barrierer som burde ha vært etablert
- hvilke tiltak som bør settes i verk for å hindre tilsvarende fare- og ulykkessituasjoner

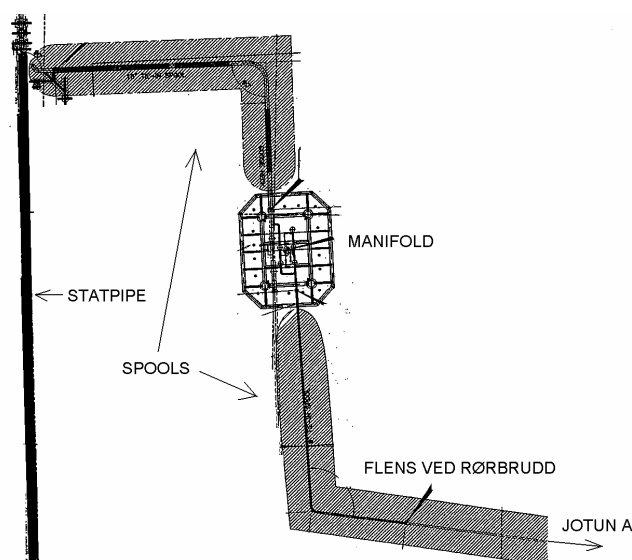
2 BESKRIVELSE AV SYSTEMET

Jotun A gasseksportsystemet knytter Jotun A opp mot Statpipe slik at Jotun A kan eksportere gass gjennom gassleds infrastruktur. En skisse av Jotun A gasseksportsystemet er vist i figur 1.



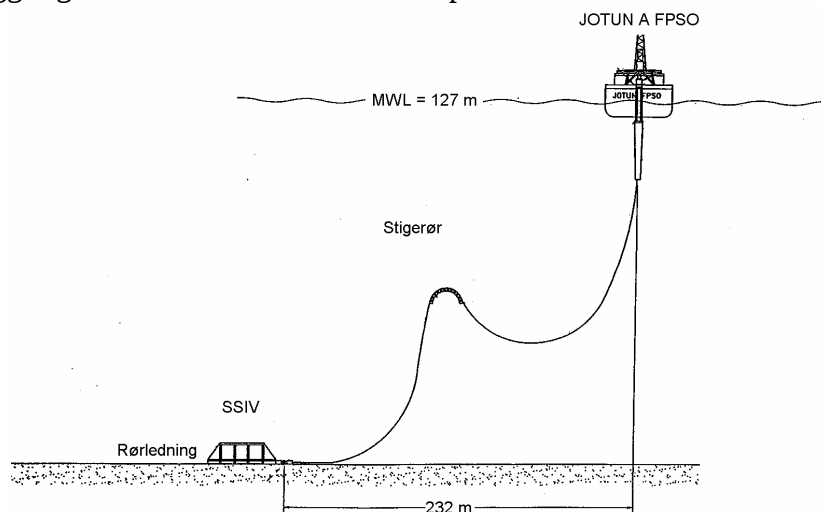
Figur 1 Skisse over gasseksportsystemet til JOTUN.

Gasseksportørledningen fra Jotun A blir knyttet opp mot Statpipe i "hot tap" området. Dette området består blant annet av to "spools" og en manifold. En skisse over "hot tap" området er vist i figur 2. På Jotun A siden av manifolden er den ene "spoolen" knyttet opp mot selve rørledningen ved hjelp av en flenskobling hvor det oppsto et brudd 20.8.2004.



Figur 2 Skisse over området der gass eksportrørledningen fra JOTUN A er koblet opp mot STATPIPE ("Hot Tap area").

For å beskytte Jotun A i tilfelle en gasslekkasje på gass eksportstigerøret, har en installert en ventil (SSIV) i overgangen mellom gass eksportrøret og gass eksportstigerøret. Denne ventilen kan stenges fra kontrollrommet på Jotun A og ligger 232 meter fra Jotun A (se figur 3). Det vil si at den ligger godt innenfor sikkerhetssonen på 500 meter.



Figur 3 Skisse over området i nærheten av JOTUN A.

Røret er ikke dimensjonert for eksterne påkjenninger [1] som for eksempel krefter fra fallende gjenstander eller fiskeredskap. For integriteten til gass eksportrøret med tilhørende flenser og "spools" er det dermed en vesentlig faktor at alt er dekket til med beskyttelse i form av betongmatter eller stein.

Det er ingen restriksjoner med hensyn til fiske i "hot-tap" området, og alt av innretninger og utstyr skal derfor være overtrålbart iht. regelverkskrav.

3 HENDELSFORLØP

Hendelsesforløpet er beskrevet i detalj ved hjelp av MTO-diagram, se vedlegg 3. Teksten nedenfor er tilleggsinformasjon som kan være til hjelp når MTO-diagrammet leses.

Hendelsesforløpet er delt i to kapitler, 3.1 beskriver rørbruddet og aktiviteter knyttet til å finne årsaken til bruddet og 3.2 beskriver beredskapen hos ExxonMobil og Gassco.

3.1 Bruddet på gasseksportørledningen fra Jotun A til Statpipe

I 1997 inngikk McDermott/ETPM kontrakt med ExxonMobil på design, innkjøp og fabrikkasjon (EPCI) av gasseksportørledningen for Jotun A. Flere aktører var engasjert som underleverandører.

Installering av gasseksportørledning ble utført av ETPM i januar 1999 og Rockwater utførte grøftingen og steindumpingen av røret i løpet av våren 1999. ROV inspeksjon av rørledningssystemet ble utført etter gjennomført steindumping i juni 1999.

Nye inspeksjoner med ROV av rørledningen ble utført i 2000 og 2001. Flensens plassering som framgår av figur 2, ble identifisert og konstatert til å ligge åpen under alle disse inspeksjonene.

Den første eksterne påkjenningen av røret (flensen) antar man har skjedd i 2002 eller 2003. Undersøkelser av marin begroing av rørledningen på siden av flensen kan tyde på at røret er dradd opp av steinfyllingen den var plassert i og avdekket over ett område på ca 7 m (2+5m) til sides for flensen.

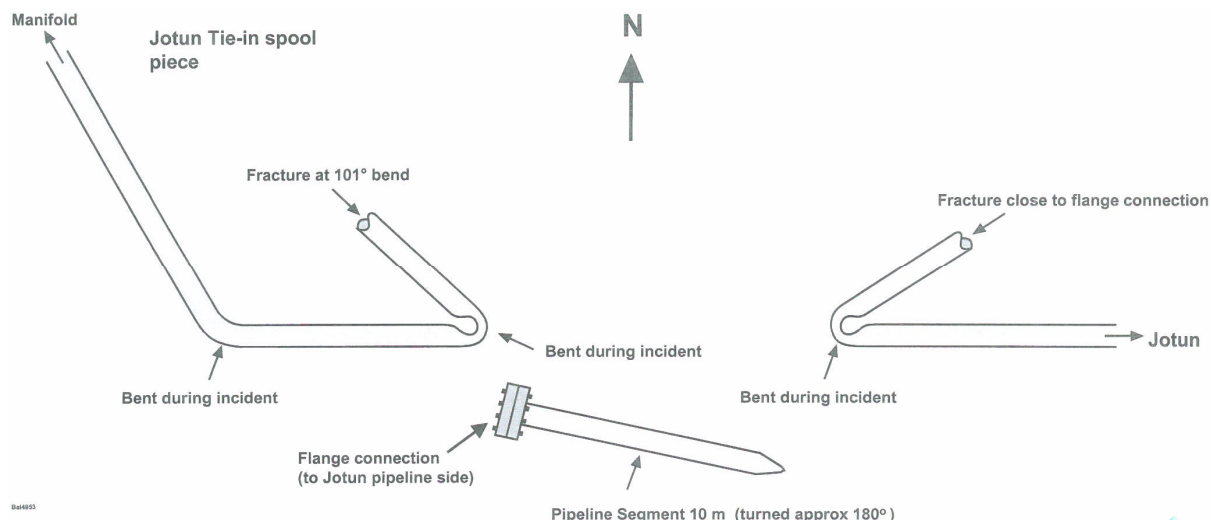
Gasseksporten øker gradvis fra slutten av 2003. Økningen er fra ca 0,2 MSm³/d og opp til ca 1 MSm³/d i løpet av første halvdel av 2004. Temperaturen øker også gradvis i samme tidsrom, og analyser viser en endring fra ca 10 grader celsius til nærmere 30 grader celsius ved "hot-tap" området hvor flensen er lokalisert.

Flens og rørledning blir sannsynligvis utsatt for en ny ytre påkjenning. Den siste eksterne påkjenningen antar man har skjedd i løpet av dette året. Merker på flens/bolter kan tyde på det, men dette er ikke endelig bevist. Rørledningen ryker fredag 20.8.2004.

Det er funnet spor av grønn polypropylenfiber på boltene på flensen, av samme type som benyttes på utstyr for tråling. Dette bekrefter at flensen etter all sannsynlighet er blitt utsatt for ytre påkjenninger fra fiskeredskap.

Undersøkelser på stedet i etterkant av hendelsen viser at rørledningen har blitt brutt av på to steder. Det initielle bruddet skjedde ved flensen, og den raske utstrømningen av gass som da inntraff, medførte at rørledningsendene ble utsatt for betydelige bevegelser. Store bevegelser frem og tilbake medførte at enden mot manifolden fikk et nytt brudd, ca 10 meter fra det opprinnelige. Ved dette bruddet var det en kraftig innsnevring etter gjentatte bøyninger frem og tilbake, noe som har bidratt til at det totale gassutslipp fra Statpipe ble betydelig redusert i forhold til hva det kunne blitt ved en full åpning fra et 6" rør.

Beregninger i etterkant har vist at utslippet var ca 0,6 MSm³/d, mens det maksimale som kunne sluppet ut ved full 6" åpning med de gjeldende betingelser er oppgitt til å være ca 50 MSm³/d.



Figur 4 Rørledning og rørbit på sjøbunnen etter rørbruddet [8]

3.2 Håndtering av hendelsen

Fredag 20.8.2004

Fredag 20.8.2004 kl 11.20 faller trykket på innløpet til gasseksportørledningen fra Jotun A fra et trykk på ca 140 bar. Dette ifølge driftsdata både på innretningen og hos Gassco på Bygnes. Når trykket, kl 11.44, passerer 70 bar aktiviseres en forhåndsbestemt alarm som delvis stenger ned prosessen på innretningen. Ventilen på eksportørledningen, plassert på havbunnen, se figur 3, gasseksportkompressor og gassimporten fra Balder stenges. Produksjonen fra brønnene stenges ikke, og produsert gass brennes.

På Jotun A samles nøkkelpersonell for å få klarlagt årsak til nedstenging. Kontrollrommet åpner for gassimport fra Balder slik at gassløft/produksjon fra brønnene kan opprettholdes. Uteområdet, ventiler og instrumenter sjekkes. Det konstateres at det ikke er lekkasje eller feil på instrumenter, ventiler og sikkerhetssystem om bord. Jotun A varsler, kl 13.05, beredskapsledelsen på land. Beredskapsfartøyet på Jotun, Stril Hval, sendes langs gasseksportørledning for å søke etter eventuell lekkasje. En "sikkerhetssone"/varslingssone opprettes langs rørledningen, fra Jotun A til "hot tap" området. Gassco, HRS, Ptil, Nasjonal koordinator blir varslet kl 13.13.

Gassco benytter sine modeller til å verifisere eventuell lekkasje fra sine rørledninger. Dette gir negativt resultat. Det viser seg senere i hendelsesforløpet at grunnen til dette er lav gassutstrømning fra røret (kun ca 1 % av full utstrømningsrate).

Klokken 14.00 observerer Stril Hval lekkasjen som en gassboble på overflaten med diameter på ca 100 m i område rundt "hot tap" område, se figur 1.

Produksjon fra brønnene og gassimport fra Balder opprettholdes samtidig med at gass brennes. Balder stanser gasseksporten til Jotun A kl 13.25 og kl 14.20 stenges produksjonen fra brønnene på Jotun A. Anlegget kjøres kontrollert ned for å unngå stor flamme i fakkell.

Produksjonen fra Heimdal til Statpipe stenges kl 14.15. Oseberg, som er oppstrøms Heimdal, ble bedt om å redusere produksjonen ca ½ time tidligere. Gassco overtar beredskapsansvaret

kl 14.45 siden det kan tyde på at lekkasjen kommer fra den del av rørsystemet som Gassco er operatør for. Det er fortsatt samarbeid mellom ExxonMobil og Gassco for håndtering av hendelsen. Gassco anmoder Statoil, som Technical Service Provider (TSP), om å mobilisere ressurser slik som fartøyer, verktøy for stenging av ventiler, etc. iht. etablerte avtaler.

Gass som strømmer ut må komme fra Statpipe, ettersom Jotun A har stengt gasseksporten. Avstengingsmulighetene for Jotun-røret er to stk 6" ventiler på manifold eller to stk 16" ventiler på "hot-tap" punktet for rørledningen fra Jotun A til Statpipe, se figur 1. Avstengingsmulighetene for selve Statpipe er på Heimdal og Draupner. De nevnte 6" og 16" ventiler kan åpnes og lukkes ved hjelp av ROV.

Lørdag 21.8.2004

I løpet av natten er det utført beregninger for lekkasjen, involvert volum og utstrekning. Gassco, Statoil og ExxonMobil samordner lekkasjeberegningene som er utført og er enige om hvordan fartøyer kan gå inn i området rundt lekkasjestedet.

Fartøyet Norman Tonjer kommer på lokasjon i løpet av natt til lørdag. Norman Tonjer setter ROV i sjøen kl 11.05 og kl 12.20 observerer ROV lekkasjen fra 6" gasseksportørledning før innløp til manifold. Fartøyet har verktøy for stenging av 6" ventiler om bord. De forsøker å åpne lukene over 6" ventiler, men mislykkes. Det konstateres at det er behov for oppdriftslegeme for å åpne lukene. Norman Tonjer går fra lokasjon.

Søndag 22.8.2004

Fartøyet Viking Poseidon kommer på lokasjon i løpet av natten. Viking Poseidon har to ROV-er om bord, verktøy for lukking av både 6" og 16" ventiler, samt oppdriftslegemer om bord.

Viking Poseidon setter begge ROV-ene i sjøen kl 08.30, lukker første 6" ventil kl 10.00 og andre 6" ventil kl 10.30. Lekkasje stanser, og lekkasjestedet observeres for å verifisere at ventilene holder tett, mens trykket i Statpipe normaliseres. Viking Poseidon går av lokasjon.

Etter at det er konstatert at bruddet er på ExxonMobils rørledning, og lekkasjen er stanset, overføres beredskapsansvaret for hendelsen fra Gassco til ExxonMobil samme dag ca. kl 17.00.

ExxonMobil demobiliserer sin beredskapsorganisasjon på land.

4 FAKTISKE OG POTENSIELLE KONSEKVENSER

De faktiske konsekvensene av hendelsen er utslipp av ca 1,3 mill Sm³ gass (metan) til atmosfæren [8], kostnader i størrelsesorden 150 MNOK [8] forbundet med reparasjon av gasseksportørret, tapte inntekter fra gasseksport i perioden fra rørbruddet inntraff til reparasjonen er utført samt utslipp av CO₂ i forbindelse med fakling. Dette innebærer at hendelsen får store økonomiske konsekvenser, men begrensede konsekvenser for miljø og sikkerhet. Det er ikke registrert noen konsekvenser knyttet til helse.

Bruddmekanismen medførte at rørenden som gass strømmet ut fra, ble strupet igjen slik at utstrømsraten ble begrenset til ca 1 % av maksimal utstrømning. Hendelsen hadde altså

potensiale for utstrømming av opp mot 100 ganger mer gass til atmosfæren enn tilfellet var. Dette ville imidlertid fortsatt representert en begrenset konsekvens miljømessig.

Det var ikke noe fartøy i området da bruddet inntraff. Dersom det hadde vært et fartøy i området, ville gassen kunne medført brann og eksplosjonsfare.

Dersom et fartøy hadde vært over bruddstedet og blitt liggende i senter av gassutslippet ville dette med liten sannsynlighet ført til oppdriftsproblemer for fartøyet. Et sannsynlig scenario er at fartøyet ville drevet bort fra senter av utslippsområdet.

En tilsvarende flens nedstrøms tilkoblingsventilen (SSIV) til Jotun A ligger eksponert på samme måte som flensen mellom "spool" og manifold, og er dermed ikke beskyttet mot påkjenning fra fiskeriaktivitet. DNV gjennomførte før installeringen en risikoanalyse som vurderte risikoen forbundet med å la den aktuelle flensen ligge eksponert [8]. Konklusjonen til DNV var at flensen kunne ligge eksponert siden den ligger godt innenfor sikkerhetssonen. Som kjent har ikke fiskefartøy anledning til å entre sikkerhetssonen, men det kan skje at fiskeutstyr i form av tråldører og lignende kommer innenfor sikkerhetssonen. Mulighet for påkjenning fra fiskeutstyr innenfor sikkerhetssonen er derfor til stede, men det er knyttet strenge oppfølgingskrav til håndhevelse av sikkerhetssonen. Sannsynligheten for brudd innenfor sikkerhetssonen er betydelig lavere enn ved "hot-tap", men konsekvenser for innretning og personell vil kunne være store.

5 UTLØSENDE ÅRSAKER /DIREKTE ÅRSAKER

Undersøkelsene som er utført tyder på at den utløsende årsaken til rørbruddet er ekstern påkjenning av røret i form av ytre krefter fra trålfredskap. Røret har sannsynligvis blitt utsatt for eksterne påkjenninger to eller flere ganger i løpet av de siste tre årene. Disse eksterne påkjenningene har ikke ført til brudd umiddelbart, men påført røret tilstrekkelig store påkjenninger og deformasjoner til å svekke integriteten til røret tilstrekkelig til at et brudd har oppstått i ettertid.

Bruddet er et resultat av at røret har blitt utsatt for en last som den ikke er dimensjonert for, og ikke en feil relatert til materialet, sveisene, fabrikasjon eller designet av selve røret.

6 BAKENFORLIGGENDE ÅRSAKER- INVOLVERTE BARRIERER OG AVVIK

6.1 Undersøkelser og analyser

For å kunne peke på de ulike årsakene til rørbruddet har ExxonMobil gjennomført en rekke undersøkelser og analyser.

To ROV undersøkelser av bruddstedet ble gjennomført umiddelbart etter rørbruddet. Selve rørbiten med en tilhørende flens er tatt opp for undersøkelser hos DNV i Bergen. Hensikten var å studere brudddetaljene samt lete etter spor av ekstern påkjenning. Operasjonshistorikken til Jotun A gasseksport er blitt analysert for om mulig å identifisere en sammenheng mellom bruddet og operasjonsbetingelsene. I tillegg har DNV gjennomført analyser for å bestemme hvor store eksterne påkjenninger røret vil tåle før brudd, samtidig som ExxonMobil har prøvd å spore fartøyer som har vært i området forut for bruddet.

For å sikre at verdifull informasjon ikke skulle gå tapt var en marinbiolog med ute på fartøyet som tok opp rørbitene.

6.1.1 ROV undersøkelser

Etter at lekkasjen var forseglet ble det gjennomført omfattende kartlegging av sjøbunnen i området rundt "hot-tap". Hensikten var å sikre full informasjon og sporbarhet for området før videre arbeid og undersøkelser ble igangsatt.

6.1.2 Undersøkelser hos DNV Bergen

Rørbitene ble transportert inn til land for nærmere undersøkelser hos DNV. Det ble slått fast at det initierende bruddet var bruddet ved flensen. Dette bruddet var i nærheten av sveisen, men kan i følge undersøkelsene ikke relateres til sveisen. Undersøkelsene i ettertid har konkludert med at bruddet skyldes betydelige deformasjoner, arbeidsharding og høye tøyninger. Bruddet inn mot manifolden var et sekundært brudd og oppstod som en følge av det første bruddet.

Undersøkelsene viste også at røret ved flensen var blitt dratt ut av steinfyllingen og kraftig deformert før bruddet inntraff. Det ble funnet tydelige tegn på ekstern påkjenning av boltene og flensen. Senere ble det også påvist rester av nylon (polypropylenfiber) inne i boltegjengene. Den typen nylon som ble påvist blir ofte benyttet i fiskeredskaper.

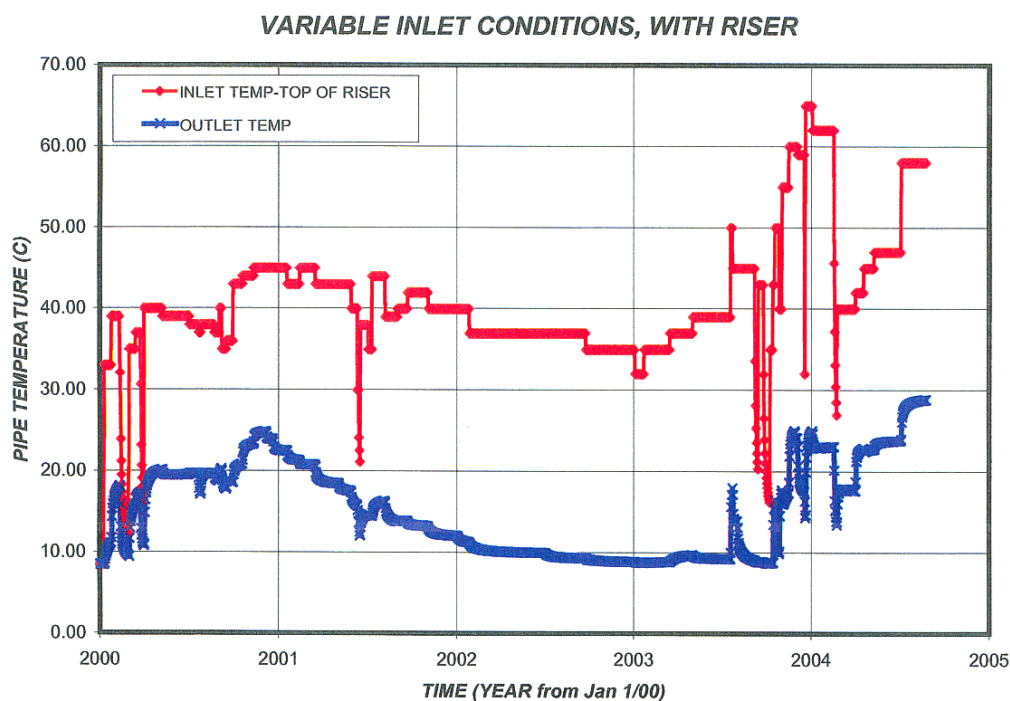
Det ble videre påvist marine begroing opp til fem meter ut fra flensen på røret. Undersøkelser av denne begroingen antyder en alder på 1-2 år.

Inspeksjonsvideoen fra 2001 viser at røret er eksponert kun i et område +/- 1 meter ut fra flensen. Dette tidfester tidspunktet for når røret ble dradd opp av steinfyllingen til etter 2001.

Ytterligere vurderinger av den marine begroingen sannsynliggjør at røret er blitt påført store krefter, også ved en senere anledning. Dette kan ha skjedd i løpet av sommeren 2004.

6.1.3 Analyser av operasjonshistorikk

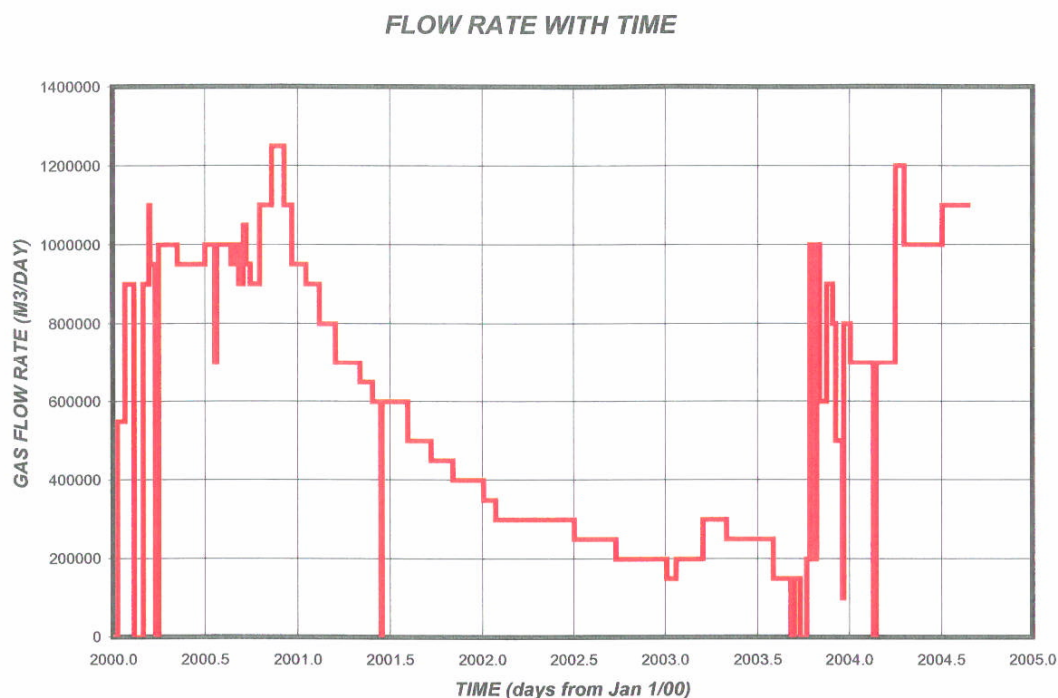
ExxonMobil har fått gjennomført analyser som modellerer temperatur og trykk i bruddområdet med utgangspunkt i operasjonshistorikken til Jotun A gasseksport. Selv om analysen viser at temperatursvingninger har vært til stede, konkluderer rapporten [8] med at den aktuelle variasjonen ikke kan ha hatt noen innvirkning på røret i form av utbuling slik at røret ble eksponert.



Figur 5 Temperatursvingninger i gassportsrøret for JOTUN A [8]

Temperaturen steg i bruddområdet i tiden før selve bruddet. Denne utviklingen er illustrert i figur 5. En mulig teori er at denne siste temperaturvariasjonen kan være en utløsende faktor med tanke på selve bruddet.

Temperaturøkningen henger sammen med økningen i gassportsraten som vi ser i samme tidsrom. Figur 6 viser økningen fra siste halvdel av 2003 og frem til sommeren 2004.



Figur 6 Gassports fra JOTUN A [8]

6.1.4 Sporing av fiskefartøyer

ExxonMobil har forsøkt å kartlegge fiskeriaktiviteten i området rundt bruddstedet ved hjelp av data fra radaren på Jotun A og data fra Fiskeridirektoratet.

Radarbildene fra Jotun A viser ingen fiskeriaktivitet ved bruddtidspunktet. Siste observerte aktivitet fra sannsynlig fiskefartøy er konstatert til flere dager forut for bruddet. Denne mangelen på aktivitet ved bruddtidspunktet antyder at ekstern påkjenning fra fiskeredskap ikke kan ha vært den siste utløsende årsaken til selve bruddet.

Informasjonen som er innhentet bekrefter imidlertid at det er stor fiskeriaktivitet i området rundt bruddstedet. Det er derfor sannsynlig at flensen har blitt utsatt for ekstern påkjenning fra fiskeredskap, som for eksempel trål.

6.2 Bakenforliggende årsaker til rørbruddet

6.2.1 Planlegging av installering

Planene og prosedyrene for installering ble utarbeidet av ETPM. I tillegg gikk Rockwater, London Marine Consultants (Warranty Surveyour) og ExxonMobil gjennom de utarbeidede planene og prosedyrene [3]. Standarden BS 8010 ble fra prosjektets side lagt til grunn for innstalleringen av eksportrøret [1].

Prosedyrer som ble utarbeidet for steindumping omhandlet ikke flensen mellom røret og ”spool” inn til manifold eksplisitt.

	Observasjoner – områder med forbedringspotensial	Krav
1.	Kvalitetssikringsrutiner hos ExxonMobil. Oppfølging av leverandør og underleverandør.	RF §5
2.	Mangelfull planlegging.	SF §9, AF §27

6.2.2 Installering og kartlegging av installert system

Steindumping ble utført av Van Oord ACZ ved hjelp av fartøyet Trollnes. Van Oord ACZ var underleverandør til Rockwater. ExxonMobil var representert om bord under steindumping. [3].

Under gjennomføring av arbeidet fikk ExxonMobil om bord på Trollnes en forespørsel vedrørende steindumping på flensen mellom selve røret og ”spool” inn til manifolden, se figur 2. ExxonMobil aksepterte at flensen ikke ble dekket av stein [8, appendiks Z2]. Granskingen har ikke avdekket årsaken til at ExxonMobil aksepterte at flensen ble liggende åpen.

Beslutningen om å ikke dumpe stein på flensen er ikke registrert i ExxonMobils avviksbehandlingssystem (Managment Of Change, MOC). Det faktum at det ikke ble dumpet stein på flensen ble dermed ikke kommunisert tilbake til prosjektet og underlagt formell

behandling der. I "Jotun TGE Project Management Close Out Report" [3] blir det under "lessons learned" pekt på svakheter i prosjektets MOC system.

Etter fullført steindumping ble det foretatt en "As built survey". Hensikten med denne ROV-kartleggingen er å dokumentere at alt er installert i henhold til etablerte planer som en del av bekreftelsen på at systemet er klart for oppstart. Denne kartleggingen viser at flensen og en meter av røret og "spool" ikke er dekket av stein. Rapporten etter denne kartleggingen er referert til i det endelige DFI resymeeet [1].

Som tegning i vedlegg 4 viser, går det klart fram av DFI resymeeet for manifolden [2] at flensen mellom rørledningen og "spool" en er dekket av stein. DFI resymeeet er datert 9.11.1999 og er merket "As built". Siste revisjonen av tegningen, det vil si "As built" revisjonen, er kun kvittert ut av en person. De andre revisjonene er sjekket av tre personer.

Selv om den endelige kartleggingen av gasseksportsystemet altså påpeker det faktum at flensen ved manifolden ikke er dekket av stein, blir ikke dette fulgt opp. Avviket fra design er ikke reflektert i den endelige versjonen av DFI resymeeet.

I tabellen nedenunder er det vist til relevante krav i dagens regelverk, mens det under installering i 1999 var Forskrift om sikkerhet i petroleumsvirksomheten, §§29, 33 samt Forskrift om rørledningssystemer i petroleumsvirksomheten, §27 som var relevant vedrørende krav om overtrålbarhet. Når det gjelder tekniske krav, kan forskrifter som fikk anvendelse før 1.1.2002 legges til grunn for eksisterende innretninger, jf IF §83.

	Avvik	Krav
3.	Flens ble liggende åpen, eksponert for ytre laster	RF §24
4.	Manglende bruk av system for behandling av endringer	SF §20
	Observasjoner - områder med forbedringspotensial	
5.	Mangelfull kontroll før bruk	RF §28, AF §§14, 18
6.	Kvalitetssikringsrutiner hos ExxonMobil i forbindelse med mangelfullt bruk av MOC system.	AF §22, SF §12

6.2.3 Inspeksjoner

Et overordnet rammeprogram for inspeksjon av gasseksportsystemet [4] er utgangspunktet for de årlige inspeksjonene. I følge rammeprogrammet skal eksportrøret inspiseres ved hjelp av visuell inspeksjon hvert år.

Det årlige inspeksjonsprogrammet 2001 [9] refererer til tegningen i vedlegg 4. Som tidligere nevnt viser denne "As Built" tegningen at flensen mellom "spool" og rørledning skal være dekket av stein. Samtidig presiseres det i det samme årlige inspeksjonsprogrammet at boltene på den aktuelle flensen skal sjekkes. Dette er motstridende informasjon som kan ha bidratt til at ingen reagerte på at flens lå eksponert for ytre påkjenninger.

Videoinspeksjon gjennomføres langs rørledningen. Bildene fra inspeksjonen i 2001 viser at flensen ikke er dekket av stein. Dette er ikke blitt registrert og rapportert som funn i etterkant av gjennomført inspeksjon.

I 2000 og 2001 rapporterte ExxonMobil til det daværende Oljedirektoratet at en ikke hadde gjort noen funn etter den årlige inspeksjonen på gasseksportørledningen [4 og 5].

I forkant av inspeksjonskampanjen i 2002 ble rammeprogrammet revurdert. Basert på de gjennomførte inspeksjonene og risikovurderinger ble det konkludert med at en 5-årig visuell inspeksjon av gasseksportørret var tilstrekkelig. Neste planlagte visuelle inspeksjon var i 2006.

De gjennomførte risikovurderinger avdekket ikke det faktum at rørledningssystemet som installert ikke var beskyttet mot ytre påkjenninger, før inspeksjonsintervallet ble endret. Den eksponerte flensen var kjent gjennom de ROV-undersøkelser som var gjennomført etter installering og steindumping i 1999.

	Avvik	Krav
7.	Eksponert flens ikke identifisert og vurdert i forbindelse med oppdatering av vedlikeholdsprogram	SF §13, AF §44
	Observasjoner - områder med forbedringspotensial	
8.	Mangelfull vurdering av gjennomført tilstandskontroll	AF §42

6.3 Håndtering av hendelsen – beredskapsmessige forhold.

6.3.1 Risikoforståelse – Jotun A

Trykkfallet i gasseksportledningen førte til lokal prosessnedstenging. Gasskompresjon, gasseksport og gassimport fra Balder ble stengt ned. På tross av alarm og nedstenging gikk personell på Jotun A i gang med å inhibitere alarmer og startet opp gassimporten. Dette for å opprettholde gassløft og produksjon fra brønnene.

På Jotun A ble produksjonen fra brønnene, gassimport fra Balder og brenning av gass opprettholdt hele perioden fra første alarm kl 11.44 og fram til kl 14.20 etter at lekkasjestedet var påvist. Produksjonen fra brønnene og gassimporten pågikk i en situasjon hvor en hadde alarm om brudd i gasseksportsystemet, men uten at ansvarlige om bord visste hvor lekkasjen var.

Usikkerheten mht hvor lekkasjen kunne være, var så stor at personell ble sendt ut på Jotun A for å observere om det kunne være lekkasje i prosessanlegget eller i turret området. Personellet skulle også observere om det var lekkasje i sjøen ved/under Jotun A.

Dette kan tyde på at personell om bord på Jotun A ikke oppfattet det eksisterende risikobildet.

Gransking avdekket manglende kommunikasjon mellom Jotun A og ExxonMobil beredskapsledelse vedrørende pågående produksjon fra brønnene på Jotun A.

	Avvik	Krav
9.	Beredskapshåndtering og kommunikasjon	AF §§68, 24 og AF §71
	Observasjoner - områder med forbedringspotensial	
10.	Manglende risikoforståelse om bord på Jotun A	SF §§1, 2

6.3.2 Risikoforståelse – Gassco, Bygnes

Fredag 20.8.2004 kl 13.05 konstateres det at det ikke er lekkasje eller feil på systemer om bord. Lekkasjestedet må være utenfor Jotun A og beredskapsfartøyet blir sendt langs gasseksportørledning for å søke etter eventuell lekkasje.

Gassco benytter sine modeller til å verifisere eventuell lekkasje fra sine rørledninger. Dette ga negativt resultat på grunn av manglende nøyaktighet i modellen.

Kl 14.00 observerer beredskapsfartøyet lekkasjen som en gassboble på overflaten med diameter på ca 100 m ved "hot tap" området.

Produksjonen fra Heimdal til Statpipe stenges imidlertid først ned kl 14.15.

Dette tyder på at Gassco's kontrollsentral på Bygnes ikke kan ha oppfattet det eksisterende risikobildet. Det ser ut som at Gassco stoler mer på sine beregningsmodeller enn på den faktiske informasjonen som foreligger.

	Observasjoner - områder med forbedringspotensial	Krav
11.	Manglende risikoforståelse	SF §§1, 2
12.	Beredskapshåndtering	AF §68

6.3.3 Dokumentasjon - Bygnes

Gassco overtok beredskapsansvaret for hendelsen lørdag kl 14.45. Mobilisering av ressurser slik som fartøyer og verktøy for stenging av ventiler ble startet opp. Det viste seg imidlertid at Gassco's beredskapsledelse ikke hadde tilfredsstillende oversikt over hvilket ROV-verktøy det var behov for og hvor denne type verktøy befinner seg.

I den aktuelle situasjonen tok det nesten 2 døgn fra alarmen gikk om bord på Jotun A til lekkasjen var stengt. Det kan stilles spørsmål om denne tiden kunne vært redusert ved bedre oversikt over tilgjengelighet av verktøy. Derved kunne også konsekvensen av hendelsen vært ytterligere redusert.

	Observasjoner - områder med forbedringspotensial	Krav
13.	Mangelfull dokumentasjon	SF §12, AF §67

7 VEDLEGG

Vedlegg 1: Deltakere

Vedlegg 2: Klassifisering og definisjon av barrierer

Vedlegg 3: Hendelsesdiagram Jotun gasseksport

Vedlegg 4: "As built" tegning.

8 REFERANSER

- [1] DFI RESUME – GAS EXPORT PIPELINE & RISER (JT03-TR-U-RE-0006 Z1, AS BUILT 21.12.1999)
- [2] DFI RESUME – JOTUN MANIFOLD & SPOOLPIECES (JT03-TR-U-RE-0003 Z1 AS BUILT 21.12.1999)
- [3] Jotun TGE Project Management Close Out Report (JT03-ES-Z-RA-0001, Rev. A, Date effective 10.03.00)
- [4] TIEBACK AND GAS EXPORT SYSTEM INSPECTION FRAMEWORK PROGRAM 2000 – 2003 (Doc. No. 3M000KPN001, Rev 02, 16.7.1999)
- [5] Brev fra ExxonMobil til OD datert 30.4.2002, saksnummer: 01/1148
- [6] Brev fra ExxonMobil til OD datert 30.4.2001, saksnummer: 01/1148
- [7] Jotun Tieback and Gas Export Subsea Maintenance Programme (Doc No. JT03-ES-O-PR0001, Rev no 01, dato: 12.3.2004)
- [8] Granskingsrapport fra ExxonMobil.
- [9] ExxonMobil Inspection 2001 Project. Jotun Gas Export System Inspection. Inspection Workpack. (40147317-00-P-3-010, rev. 0, 27.4.01)

Beredskapsdokumentasjon ifm hendelsen mottatt av ExxonMobil 25.8.2004 (offshore)

Beredskapsdokumentasjon ifm hendelsen mottatt av ExxonMobil 30.8.2004

Beredskapsdokumentasjon ifm hendelsen mottatt av Gassco 31.8.2004

VEDLEGG 1 DELTAKERE**Deltakere fra ExxonMobil**

Rune Fauskanger
Tom Benjaminsen
Jone Hess
Jørn Hansen
Birgit Opheim
Jan Erik Jensen
Jo Petter Oftedal
Martin Håheim
Johannes Leidland
Jan Yngve Jacobsen
Gudmund Strømsvig
Bjørn Sætervik
Svein Bredde
Phil German
Rune Sortland
David Equid

Deltakere fra Gassco

Trond Nordal
Sigve Apeland
Vidar Wilhelmsen
Willy Kostvold
Jan Hauge
Are Jacobsen
Olav Rassmussen
Atle Jan Gundersen

Deltakere fra DNV

Ketil Melkeraaen
Catherine Jahre-Nilsen

Vedlegg 2

Ptil klassifisering av bakenforliggende årsaker til hendelser

Bakenforliggende årsaker	
A ARBEIDSMILJØ AA () Mangelfull belysning/ dårlig sikt AB () manglende rengjøring AC () Trangt/ stressende/ farlig arbeids miljø AD () Ubekvem temperatur og/eller fuktig AE () Sterk vind /høye bølger AF () Høyt lydnivå	B ARBEIDSORGANISASJON BA () Utilstrekkelig tid til arbeidsforberedelse BB () Utilstrekkelig tid til gjennomføring BC () Utilstrekkelig bemanning /arbeidsfordeling BD () Bemanning med mangelfull opplæring /kompetanse BE () Mangelfull planlegging /ansvarsfordeling BF () Mangelfull arbeidsforberedelse(arbeidsunderlag) BG () Manglende driftklarhetsverifisering
C RUTINE VED ENDRINGSVIRKSOMHET CA () Manglende driftklarhetsverifisering CB () Endringer ikke gjennomført/oppdaget i tide CC () Konsekvens av endring ikke korrekt analysert CD () Mangelfulle rutiner/endring ikke korrekt gjennomført CE () Manglende informasjon om gjennomført endring	D BEDRIFTSLEDELSE /PLATTFORMORGANISASJON DA () Policy / /Mål ikke veldefinert/ forstått DB () Mangelfull sikkerhetskultur DC () Mangelfullt QA- program DD () Mangelfull erfaringsoverføring DE () Mangelfull ansvarsfordeling DF () Tiltak ikke gjennomført i tide/gjentakelse DG () Utilstrekkelig personellstyrke mhp oppgaven DH () Mangelfullt vedlikeholdsprogram DI () Mangelfull opplæringsprogram DJ () Mangelfull test program DK () Mangelfull risikoanalyse DL () mangelfull beredskap
E ERGONOMI – MANGELFULL TEKNIKK EA () Manglende/ dårlig indikering (lesbarhet/hørbar) EB () Manglende/ dårlig komponent merkning (Tunglest) EC () Vanskelig tilgjengelighet (kalibrering/testing/vedlikehold) ED () Manglende ergonmi/teknisk løsning.	F ARBEIDSTIDFAKTOR FA () Omfattende overtid FB () Trøtthet (ifm nattarbeid) FC () Stress
G KOMMUNIKASJON GA () Arbeidsoppgaven ikke gjennomgått GB () Potensiell risiko ikke diskutert /forstått GC () Mangelfull overlevering/ kommunikasjon GD () Start, avbrudd, avslutning av arbeidet ikke meddelt GE () Missbruk av kommunikasjonsutstyr /radio GF () Mangler ved/ utilgjengelig kommunikasjonsutstyr	H INSTRUKSJON (alle skreven) HA () Mangelfullt/ feil innhold HB () Feil format HC () Uleselig (også diagram) HD () Ikke oppdatert/ gransket HE () Instruksjon adm. dokumenter mangler
I ARBEIDSLEDELSE IA () Manglende delegering av arbeidet IB () Manglende oppfølging av arbeidsoppgaven IC () Forventning (egenkontroll etc.) ikke kommunisert ID () For mange oppgaver gitt til samme person IE () Hovedvekt på tid ikke kvalitet/ sikkerhet IF () Kontakt mellom medarbeiderne for sjelden IG () Manglende erfaringsoverføring	J ARBEIDSPRAKSIS / IDIVIDSFAKTOR JA () Instruksjon /tegning ikke brukt JB () Avvik fra instruksjon JC () Manglende forberedelse (bruk av feil instruksjon/verktøy mm) JD () Manglende egenkontroll for å unngå feil JE () Feil bruk / utelatt bruk av utrustning JF () Individsfaktor (Trøtthet, sykdom, motivasjon etc.)
K OPPLÆRING / KOMPETANSE KA () Mangelfull kompetanse/ praktisk erfaring KB () Utilstrekkelig opplæring /oppfriskning KC () Mangelfull opplæring mhp prosedyrer/rutiner	KD () Mangelfull praktisk erfaring KE () Utdanning ikke oppdatert mhp endring KF () Mangler i opplæringsmateriell

