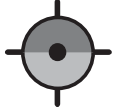


**Risiko knyttet til gassutslipp
under vann**



Rapport

Rapport	
Rapporttittel Risiko knyttet til gassutslipp under vann	Rapportnummer

Gradering		
<input checked="" type="checkbox"/> Offentlig	<input type="checkbox"/> Begrenset	<input type="checkbox"/> Strengt fortrolig
<input type="checkbox"/> Unntatt offentlighet	<input type="checkbox"/> Fortrolig	

Involverte	
Organisasjonsenhet	Forfatter/saksbehandler Odd J Tveit
Deltakere i revisjonslaget	Dato

Rapport og prosjektinformasjon	
<p>Sammendrag:</p> <p>Denne rapporten oppsummerer et prosjekt Petroleumstilsynet gjennomførte i 2006 rettet mot gassutslipp under vann og risiko knyttet til slike hendelser. I særlig grad er arbeidet rettet mot selve utslippsscenariet; fra lekkasje/brudd på trykksatt rørledning på havbunnen, gassens strømming/spredning i vannmassene opp gjennom vannsøylen og etterfølgende spredning i luft over havflaten. Det er foretatt uavhengige beregninger for å undersøke i hvilken grad resultatene avviker fra hverandre. Det konkluderes med at avvikene er for store og at det bør arbeides videre for å avdekke de underliggende årsakene til ulikhetene.</p>	
Norske emneord: Risiko, Gasslekkasje, Gasspredning, Gassutslipp under vann	
Prosjekttittel Risiko knyttet til gassutslipp under vann	Prosjektnr
Antall sider	Opplag

INNHOLDSFORTEGNELSE

0.	Sammendrag.....	1
1.	Innledning	3
1.1	Prosjektet	3
1.2	Begrensninger.....	3
1.3	Bakgrunn.....	3
2.	Gassutslipp under vann. Hendelser. Data.	4
2.1	Hendelser på norsk sokkel	5
2.1.1	Hendelser rapportert til RNNS, Ptil.....	5
2.1.2	En hendelse i transportnettet for gass	5
2.1.3	Flere hendelser/lekkasjer i brønnstrømsrørene fra/mellom undervannsinstallasjoner.....	5
2.1.4	Informasjon fra oljeindustrien	5
2.2	Noen eksempler på gassutslipp på norsk sokkel.....	6
2.2.1	Eksempel 1. Jotun. Brudd på gasseksportledning 20.08.2004.....	6
2.2.2	Kort om hendelsesforløpet.....	7
2.2.3	Aktuelle problemstillinger som belyses av dette eksemplet.	7
2.3	Eksempel 2. Snorre A Gassutblåsing 28.11.2004.....	11
2.3.1	Kort om hendelsesforløp.....	11
2.3.2	Hvor stor var lekkasjen?	12
2.3.3	Hvor stor var gasskyen? Brennbar gass på plattformen?.....	12
2.3.4	Hva hvis gasskyen antennes?.....	14
2.3.5	Noen poenger knyttet til dette utslippsscenariet.	16
2.4	Eksempel 3. Lekkasje på brønnstrømsrør Åsgard	17
2.4.1	Karakteristisk for denne feilmekanismen.	17
2.4.2	Beslutningsproblemer.	18
3.	Risiko KNYTTET TIL utslipp FRA TRANSPORTSYSTEMENE FOR GASS. ..	21
3.1	"Anbefalte feildata for rørledninger". Ny, oppdatert rapport i 2006	21
3.1.1	Usikkerhet knyttet til datagrunnlaget.....	22
3.1.2	Utviklingstrekk.	23
3.1.3	Potensial til forbedring når det gjelder datagrunnlaget.....	23
3.2	Risiko- og beredskapsanalyse av Transportnettet for norsk sokkel.....	24
3.2.1	Lekkasjefrekvenser.	24
3.2.2	Risiko for miljøtap.....	25
3.2.3	Risiko for liv.....	27
3.2.4	Beredskap.	29
3.3	Drøfting av risikoanalysens resultater. Usikkerhet.....	31
3.3.1	Lekkasjefrekvens.	31
3.3.2	Utslipps- og spredningsscenariet.	31
4.	Beredskap. Informasjons- og kunnskapsbehov.....	31
4.1	Deteksjon av lekkasje.	31
4.2	Lokalisering av lekkasje.	32
4.3	Estimering/beregning av lekkasjens størrelse.....	32
4.4	Estimering av område som eksponeres for brennbar gass.	33
4.5	Fastsettelse av sikkerhetssone, grenser for aktivitet i området.	33
4.6	Gjennomføring av tiltak for å redusere risiko.....	33
4.7	Krefter på fartøy eller andre objekter i gasstrømmen.	34
5.	Beregning/simulering av utslippsscenariet. "testcase".....	34
5.1	Definisjon av testcase.	34
5.2	Oppgaven.....	34
5.2.1	Beskrivelse av testcase. Gassutslipp fra rørledning på havbunnen..	35
5.2.2	Krav til presentasjon av resultater	35
5.2.3	Fullt brudd på en 36" gassrørledning på havbunnen.	36

5.3	Resultat av beregningene fra de fire selskapene.	36
6.	Videreføring av prosjektet.	38
6.1	Forståelsen og modelleringen av utslippet under vann, fra selve utslippet på havbunnen til og med overgangen hav til luft, - hvor gassen bryter havflaten.	38
6.2	Spredning av gass i luft over havet.	38
6.3	Fysiske forsøk i stor eller mellomstor skala.	39

Appendiks A

A1: Rapport fra DNV Energy

A2: Rapport fra Scandpower Risk Management

A3: Rapport fra Safetec

A4: Rapport fra Lilleaker

A5: Kopi av SINTEFs presentasjon

0. SAMMENDRAG

Denne rapporten oppsummerer et prosjekt Petroleumstilsynet gjennomførte i 2006 rettet mot gassutslipp under vann og risiko knyttet til slike hendelser.

Rapporten beskriver og drøfter, kortfattet, tre hendelser med gassutslipp under vann på norsk sokkel de senere årene. Disse er valgt ut fra den hensikt å belyse karakteristiske og viktige trekk ved utslipp under vann, og problemstillinger knyttet til slike hendelser.

Prosjektet tar utgangspunkt i hendelseskjeden som leder til lekkasje og videre til tap av verdier som liv og helse, tap av- eller skade på miljø, og materielle/økonomiske verdier.

Innsats for å påvirke risikoen kan rette seg mot alle ledd i denne hendelseskjeden og innsatsen settes inn der gevinsten/nytteverdien er størst i forhold til ulemper/kostnader.

Dette krever at man har kunnskap om de enkelte ledd i hendelseskjeden, hvordan de kan påvirkes/styres, og samvirket mellom de ulike faktorene. I rapporten diskuteres noen av de faktorene som påvirker denne hendelseskjeden med hensyn til:

- Status når det gjelder dagens kunnskap og praksis
- Feilmekanismer
- Utviklingstrekk
- Usikkerhet
- Potensial til forbedring.

Arbeidet ble etter hvert konsentrert om selve utslippsscenarioet; fra lekkasje/brudd på trykksatt rørledning på havbunnen, gassens strømming/spredning i vannmassene opp gjennom vannsøylen og etterfølgende spredning i luft over havflaten. En faglig god innsikt i dette scenarioet er avgjørende for forståelsen av risikobildet og muligheten for å påvirke risikoen knyttet til gassutslipp under vann. En sentral del av prosjektet har vært en kartlegging av de metoder og modeller som er utviklet for å beskrive og beregne forløpet av et gassutslipp, gassens bevegelse opp vannsøylen og videre spredning i luft.

Med utgangspunkt i en nærmere definert oppgave, "testcase", gjennomførte fire selskaper; DNV, Scandpower, Safetec og Lilleaker uavhengig av hverandre beregninger av et antall ulike utslippsscenarioer med sine modeller. Resultatene gav et bilde av i hvilken grad industrien behersker dette fagområdet og ville være et godt utgangspunkt for en evt forbedringsprosess.

Prosjektet ble avsluttet med et seminar 15. november 2006, med 75 deltakere. I seminaret ble resultatene presentert og drøftet. Konklusjonen etter seminaret er at avvikene innbyrdes er for store, og at det er et betydelig potensial til forbedringer. En videreføring av arbeidet er nå satt i gang.

Deltakerne i prosjektet ønsker å samarbeide i 2007 for å avdekke de underliggende årsakene til at resultatene ble forskjellige. Kildene til ulikhetene kan grovt knyttes til områdene:

- Strømmingsscenariet under vann
- Spredningsscenarioet over vann
- Overgangen hav/luft

Forhold som må avklares eller arbeides med fremover:

1) Forståelsen og modelleringen av utslippet under vann, fra selve utslippet på havbunnen til og med overgangen hav til luft (der gassen bryter havflaten)

Utfordringen her er å etablere den grunnleggende forståelsen av de fysiske fenomener, og evnen til å omsette dette i modeller som er tilstrekkelig korrekte og presise for de ulike formål. Det er særlig ved de store, massive utslippene at dagens modeller ikke strekker til. Vi innser at det på dette området er behov for en mer fundamental angrepsmåte, og sannsynligvis utvikling av nye modeller

2) Spredning av gass i luft over havet

På dette området vil det være mulig å løse oppgaven ved å foreta nye beregninger, hvor oppgaven (scenariet) vil starte med et sett presist definerte "utslippsprofiler" på havets overflate, og en mer detaljert og nyansert beskrivelse av beregningsresultatene. Deretter sammenlignes resultatene med sikte på å avklare i hvilken grad spredningsberegningene i luft er kilde til de observerte ulikhetene.

3) Fysiske forsøk i stor eller mellomstor skala

Dagens modeller bygger på forsøk i liten skala, alle under 1 kg/s. Fullt brudd på en av de store rørledningene for transport av gass fra norsk sokkel gir initielle utslippsrater på 20-30.000 kg/s. Dette gjør at vi ikke har muligheter til å verifisere de modellene som benyttes mot realistiske eksperimenter. Eksperimenter i stor skala vil bli omfattende og kostbare. Det er imidlertid stor interesse for dette, og som et første steg bør man foreta en "utredning" av:

- Hvilke eksperimenter (type, størrelse, antall, -) som vil være nødvendige for å gi informasjon som kan benyttes til å "kalibrere" eller verifisere modellene.
- Hvordan slike eksperimenter kan gjennomføres i praksis.

1. INNLEDNING

1.1 Prosjektet

Petroleumstilsynet (Ptil) gjennomførte i 2006 et prosjekt rettet mot gassutslipp under vann og risiko knyttet til slike hendelser. Det ble gjennomført som et internt prosjekt, men industrien ble engasjert på ulike måter. Arbeidet ble etter hvert konsentrert om selve utslippsscenarioet; fra lekkasje/brudd på trykksatt rørledning på havbunnen, gassens strømming/spredning i vannmassene opp gjennom vannsøylen og etterfølgende spredning i luft over havflaten. En faglig god innsikt i dette scenarioet er avgjørende for forståelsen av risikobildet og muligheten for å påvirke risikoen knyttet til gassutslipp under vann.

En sentral del av prosjektet har vært en kartlegging av de metoder og modeller som er utviklet for å beskrive og beregne forløpet av et gassutslipp, gassens bevegelse opp vannsøylen og videre spredning i luft.

Med utgangspunkt i en nærmere definert oppgave, "testcase", gjennomførte fire selskaper; DNV, Scandpower, Safetec og Lilleaker beregninger av et antall ulike utslippsscenarioer med sine modeller, - uavhengig av hverandre. Ved å sammenholde resultatene ville man kunne få et bilde av i hvilken grad industrien behersker dette fagområdet. Det ville også være et godt utgangspunkt for en forbedringsprosess om det ble vurdert nødvendig.

Prosjektet ble avsluttet med et seminar 15.november, med 75 deltakere. I seminaret ble resultatene presentert og drøftet. Konklusjonen etter seminaret er at avvikene innbyrdes var for store, og at det er et betydelig potensial til forbedringer. En videreføring av arbeidet med dette for øye er nå satt i gang.

1.2 Begrensninger

Hovedfokus har vært på risiko for liv knyttet til hydrokarbonutslipp under vann. Det innebærer at gass/gassandelen av utslippet som når havflaten vil være sentralt. Miljøeffekt og materielle/økonomiske tap er mindre vektlagt.

Det har ikke vært rom for utvikling av metoder, modeller, - heller ikke verifisering/kvalifisering av modeller/beregningsprogrammer. Vurderingene begrenser seg til å kartlegge kunnskap, metoder og modeller, - identifisere likheter og ulikheter og peke på eventuelle områder som krever avklaring eller videre utvikling.

Prosjektet behandler ikke spesifikt utblåsning fra undergrunnen/reservoar. Problemstillingene knyttet til gassutslippet og scenariet som følger et utslipp fra en brønn er likevel i stor grad sammenfallende med et utslipp fra rørledninger eller prosessanlegg på havbunnen.

1.3 Bakgrunn.

Flere hendelser de senere årene med gassutslipp under vann aktualiserer behovet for bedre innsikt i hvordan et utslipp av hydrokarboner under vann oppfører seg, og risikoen som er knyttet til slike utslipp. Eksempler på slike hendelser er:

- Brudd på gasseskjortledning fra Jotun A i august 2004
- Undervanns gasslekkasje fra brønn på Snorre A i november 2004
- Brudd på produksjonsrør fra undervannsinstallasjon, Draugen i mai 2003
- Sprekker/brudd på strømningsrør på Åsgard-feltet og Gullfaks i 2001 -2003

Tre av disse blir nærmere drøftet i kapittel 2.1

Et økende omfang av installasjoner under vann på norsk sokkel øker potensialet for denne type hendelser.

Karakteristiske trekk ved en slik hendelse er:

- Mange berørte og involverte parter, flere aktører
- Potensial for storulykke
- 3. person kan være eksponert
- Miljøtap
- Langvarig tap av produksjon og transport, med store økonomiske tap og tap av omdømme

I forbindelse med hendelser av denne kategori vil det være behov for:

- Å detektere, identifisere lekkasjen
- Å lokalisere lekkasjen
- Å estimere lekkasjens størrelse, ev potensial for øket størrelse på utslippet
- Å estimere/beregne område som eksponeres for brennbar gass
- Å fastsette "sikkerhetssone", sette grenser for aktiviteter i området som er eksponert, eller kan bli eksponert for gass.
- Å identifisere og gjennomføre tiltak for å redusere risiko for tap
- Å etablere og vedlikeholde en effektiv beredskap mot slike hendelser.

Alle disse oppgavene vil måtte bygge på en grunnleggende forståelse av de prosesser og mekanismer som styrer dette scenariet, - fra start lekkasje til eventuell eksponering av innretninger, fartøy, mennesker, inkludert en mulig antennelse av gass/luft-blandingen.

Kunnskap på dette området vil ha anvendelse både i planlegging, i prosjektering og i driftsfase.

I prosjektfasene vil man ha behov for å kunne forutsi/beregne forløp og konsekvenser av undervanns utslipp; dette for å kunne styre risikoen knyttet til slike hendelser.

I aktuelle utslippssituasjoner vil kunnskap om selve utslippsscenarioet danne nødvendig grunnlag for de aksjoner man beslutter og gjennomfører i en beredskapssituasjon.

2. GASSUTSLIPP UNDER VANN - HENDELSER

Kunnskap om lekkasje er selvfølgelig helt sentralt. Kilder til kunnskap om lekkasje er.

Godt dokumenterte enkelthendelser;

Svært nyttig informasjon ligger i beskrivelse av enkelthendelser, som i granskningsrapporter. Her ligger en verdifull kunnskapskilde blant annet fordi man normalt vil finne informasjon om feilmekanismene, årsakene og de faktorene som påvirket lekkasjeforløpet. Noen slike hendelser beskrives og drøftes i kapittel 2.1

"Statistikk";

Samling og bearbeiding av hendelsesdata, gjerne sammen med bakgrunnsdata eller eksponeringsdata for å beregne mer generiske data, som feilfrekvenser, lekkasjefrekvenser o.a.

Kunnskap om feilmekanismene som leder til lekkasje eller brudd;

For trykkbærende utstyr som rørledninger og trykkbeholdere vil denne kunnskapen ligge i fagområder som materialteknologi, bruddmekanikk, korrosjon etc. Studie av enkelthendelser gir verdifulle bidrag til kunnskap om feilmekanismene.

Kunnskap om "fysikkens lover" som styrer selve utslippsscenarioet, og evnen til å formulere/modellere dette forløpet. De senere årene har det vært en rask utvikling på dette området.

2.1 Hendelser på norsk sokkel

2.1.1 Hendelser rapportert til RNNS, Ptil

Lekkasjer hvor lekkasjeraten er større enn 0,1 kg/s skal rapporteres til Ptil.. De vil inngå i den årlige rapporten RISIKONIVÅ NORSK SOKKEL (RNNS).

Totalt er det rapportert 16 lekkasjer med utslipp under vann av olje og gass. De fleste er små, til dels observert (med ROV) som ”bobler”. Noen er knyttet til lekkasje i fleksible stigerør, - av begrenset størrelse.

2.1.2 En hendelse i transportnettet for gass

Det er hittil bare registrert en hendelse med utslipp; fullt brudd på en 6” grenledning fra Jotun til Statpipe (Heimdal-Draupner), den 20. august 2004. Denne diskuteres separat i kap. 2.3. Utover dette tilfellet har det bare vært noen få svært små lekkasjer i transportsystemene. Disse lekkasjene har vært knyttet til pakninger og lignende i komponenter, mest ventiler i transportsystemet.

2.1.3 Flere hendelser/lekkasjer i brønnstrømsrørene fra/mellom undervannsinstallasjoner.

På Åsgard-feltet, Gullfaks C (til GF Sør), Tune, Draugen har det oppstått lekkasjer som har visse felles trekk. Materialet er ”rustfritt stål”, 13 % Cr i de tre førstnevnte installasjonene. Feilmekanismene er komplekse og ikke enda fullt ut forstått. Mekanismen betegnes HISC (Hydrogen Induced Stress Cracking). Feilen opptrer som en sprekk som under visse betingelser, som tilgang på hydrogen (for eksempel fra katodisk beskyttelse-systemet), materialspenning, temperatur, vokser i størrelse, i noen tilfelle til brudd.

Med hensyn til risiko (for liv spesielt) er denne feilmekanismen særlig uheldig:

- Spekkutviklingen kan føre til plutselig fullt brudd. Det er fullt brudd som gir de massive utslippene. Selv om sprekkutviklingen kan ta lang tid, og i de fleste tilfellene nok vil gi en gradvis økende lekkasje før brudd, så er det usikkert om lekkasjen blir detektert før røret går til brudd. Tidlig deteksjon av små lekkasjer vil være et nyttig virkemiddel.
- Det har vist seg å være vanskelig å eliminere betingelsene for at denne feilmekanismen er til stede.

I samarbeid med industrien har DNV utarbeidet en veiledning som tar sikte på å eliminere/reducere problemet med HISC hvor katodisk beskyttelse er identifisert som hydrogen-kilden¹.

2.1.4 Informasjon fra oljeindustrien

Oljeindustrien ble orientert ved oppstart av prosjektet ved likelydende brev. Her ble det også anmodet om informasjon relevant for prosjektet:

- Informasjon om lekkasjer/utslipp av olje og gass under vann fra installasjoner på norsk sokkel hvor selskapet er/var operatør. Helt små lekkasjer, typisk under 0,1 kg/s, behøves ikke rapportert. Passende dokumentasjon kan være granskningsrapport.
- Det er hittil få hendelser av denne kategori på norsk sokkel. Det vil derfor være av interesse å bli informert om hendelser utenfor norsk sokkel. Observasjoner, bilder av aktuelle utslipp vil være verdifulle, særlig hvis man også kjenner utslippsrate.
- Deteksjon av lekkasje under vann, metoder, anvendelser.

¹ DESIGN GUIDELINE FOR DUPLEX STAINLESS STEEL USED FOR SUBSEA EQUIPMENT EXPOSED TO CATHODIC PROTECTION

- Kunnskap, studier som selskapet har vært involvert i; - vedrørende de fysiske fenomener knyttet til lekkasje/utslipp, strømning/spredning i vannsøylen, overgang hav/luft og spredning over havflaten.
- Forsøk og eksperimenter.
- Etablerte metoder og beregningsmodeller som selskapet benytter
- Aktuelle anvendelser, for eksempel i beredskapsanalyser eller hjelpemiddel i beredskapssystemet.

Industriens respons var god, og vi fikk en fin oversikt over industriens aktiviteter innen dette området. Som forventet var det ingen større undervanns utslipp som ikke var kjent på forhånd. Informasjonen som er mottatt gir en generell, bred oversikt. En del av dette er benyttet i prosjektet og i denne rapporten. Selskapenes besvarelser er for øvrig ikke systematisert og gjengitt i denne rapporten.

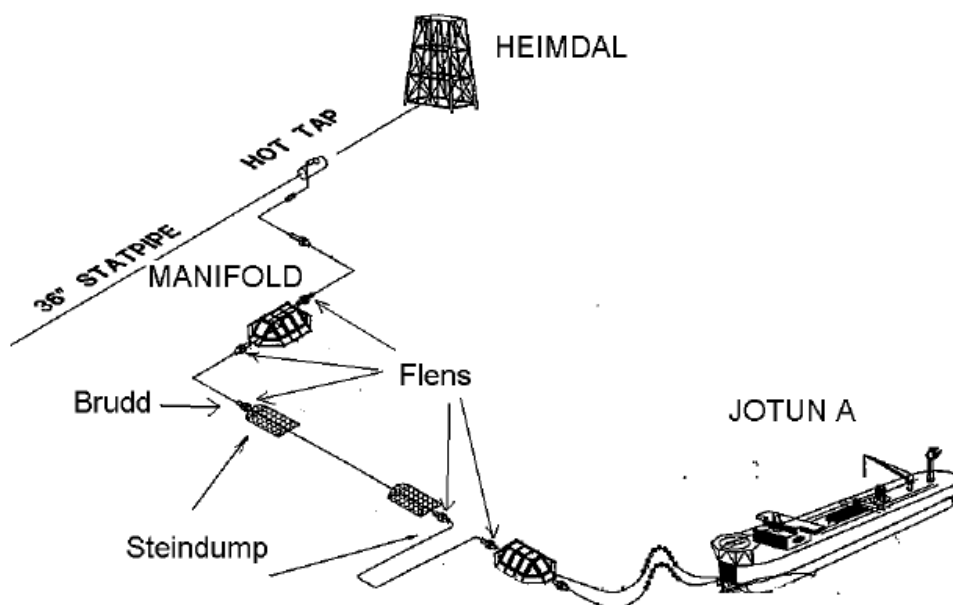
2.2 Noen eksempler på gassutslipp på norsk sokkel

Nedenfor beskrives og drøftes tre hendelser på norsk sokkel de senere årene. De er valgt ut fra den hensikt å belyse karakteristiske, og viktige trekk ved utslipp under vann, og problemstillinger knyttet til slike hendelser. Fremstillingen er nødvendigvis kortfattet, og konsentrert om selve utslippsscenariet, hvordan scenariet beskrives og oppfattes, og beslutninger som blir tatt med grunnlag i den informasjon som foreligger i den aktuelle situasjon..

2.2.1 Eksempel 1. Jotun. Brudd på gasseksportledning 20.08.2004

Gasseksporten fra Jotun A føres i en 6" rørledning til Statpipe, via en manifold og en kort 16" rørledning fra manifold til Statpipe 36" mellom Heimdal og Draupner.

Den 20.august 2004 oppsto fullt brudd på 6" eksportledning for gass, nær en flens som indikert på figur 1.



Figur 1 Jotun A med rørledning ned til Statpipe. Bruddsted på 6" ledning.

2.2.2 Kort om hendelsesforløpet.

20.august 2004:

Kl 11;44: Første varsel på Jotun A; - alarm for lavt trykk gasseksport, 70 bar. Automatisk nedstengning av Jotun gasseksport. Også SSIV på sjøbunnen stenger.

Kommentar: I historisk logg på Jotun A og på Bygnes, er det registrert et kraftig trykkfall i perioden fra kl 11;18 til 11;37: - fra 145 bar til 80 bar; et trykkfall på 65 bar i løpet av 19 minutter.

Kl. 13;00: Jotun varsler sin beredskapsleder på land og til Gassco og HRS, - videre varsling til Ptil kl 13;13.

Kl. 13;05: Hjelpefartøyet sendt for å søke langs ledningen, mot tilkoblingen til Statpipe

Kl. 13;36: Gassco melder: ingen indikasjon på lekkasje i Statpipe (Heidrun til Draupner)

Kl. 14;02: Hjelpefartøyet observerer indikasjon på gass på havets overflate (80-100m diameter) nær tilkoblingspunktet på Statpipe.



Figur 2 Synlig spor av gassutslipp. Mulighetene til å bedømme størrelsen er avhengig av ”vær og vind”, lys/mørke.

Kl.14;15: Man stanser eksport fra Heimdal

Kl 14;20: Stopper produksjon på Jotun A

Neste dag, 21.8.2004

Kl. 02;40: Draupner stenger, etter å ha ”produsert” trykket i Statpipe ned til under 100 barg.

Kl. 12;20: Inspeksjon med ROV viser fullt brudd på 6” ledning

Neste dag, 22.8.2004

kl. 10;00: 6” ventil på manifold, mot Statpipe, stenges ved ROV. Derved kan transport i Statpipe gjenopptas.

2.2.3 Aktuelle problemstillinger som belyses av dette eksemplet.

Granskningen konkluderer med at årsaken til bruddet er ytre krefter, flensbolter som lå eksponert (ikke overdekket) er huket av fiskeredskaper, - sannsynligvis trål.

Her drøfter vi ikke årsakene til den initielle skaden, men benytter hendelsen til å illustrere noen generelle trekk ved hendelsesforløpet, beslutningsprosessen og grunnlaget for å trekke (riktige) beslutninger.

For beslutningstakeren vil det komme opp en rekke spørsmål som han gjerne skulle hatt et raskt svar på:

2.2.3.1 Lekkasje. Har vi en lekkasje? Deteksjon av lekkasje

Fra kl. 11;18 til 11;37 (19 min) falt trykket på Jotun A fra 145 til 80 bar. Dette observeres ikke på Jotun A eller på Bygnes. Alarm for lavt trykk er satt så lavt som 70 barg. Denne utløses kl 11;44

Det tar 80 minutter fra alarmen går til man sender et fartøy for å søke langs rørledningen. Det er rimelig, og riktig, at man i første omgang vil konsentrere seg om egen installasjon, om nærområdet, - sjekke "instrumentfeil" etc. før fokus rettes mot rørledningen.

Vi må altså regne med at det kan ta betydelig tid før man identifiserer en lekkasje av denne type. Dette er en situasjon man ikke vil ha personlig erfaring med, - det er den første lekkasjen i transportsystemet for gass fra norsk sokkel.

En forbedring på dette området må bygge på en bedre/raskere "diagnose" av de signaler systemet gir, som her trykk- og trykkendringer, strømningsrater o.l. Man kan eventuelt ha trent, simulert tilsvarende situasjoner.

Eller man kan utvikle bedre tekniske løsninger for lekkasjedeteksjon.

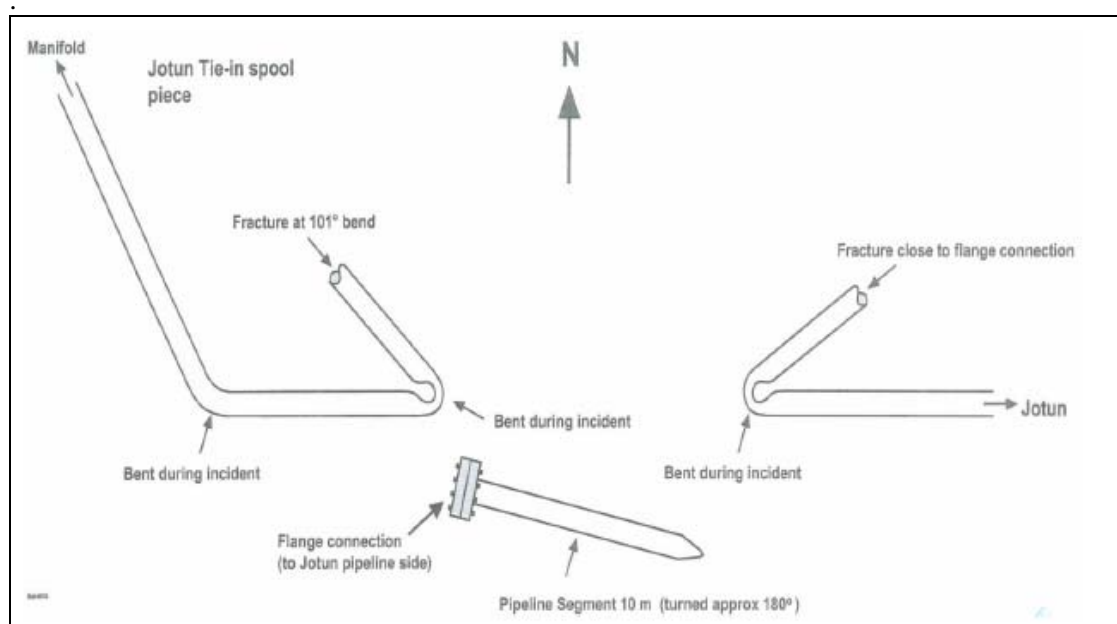
2.2.3.2 Hvor stor er lekkasjen?

Det raske trykkfallet de første 20 minuttene indikerer en stor lekkasje eller brudd.

Lekkasjeraten er i ettertid beregnet til ca 25-30 kg/s i gjennomsnitt, - fra Jotunledningen, i denne tidlige fasen av lekkasjeforløpet.

Systemet for lekkasjedeteksjon som opereres av Gassco detekterte ikke lekkasje i Statpipe (Heimdal-Draupner) i forbindelse med denne hendelsen

Noe av forklaringen ligger i rørets tilstand slik det ble observert med ROV dagen etter, se figur 3 og 4.



Figur 3 Skisse etter bruddet på 6" rørledning.



Figur 4 Foto på havbunnen etter bruddet på 6" rørledning.

Røret har brukket to steder, og begge rørendene er bøyd, det er dannet en knekk som lukker (i betydelig grad) for lekkasje fra både Jotun og Statpipe.

Umiddelbart etter det initielle bruddet ved flensen kan lekkasjen ha vært omkring 500 kg/s (full åpning i begge retninger), og det er rimelig å anta at de mekanismene som har "lukket" begge rørene har å gjøre med de reaksjonskreftene som opptrer kort tid etter bruddet. På hvilket tidspunkt de to rørene har lukket på denne uforutsigbare måten er ukjent, men den beregnede gjennomsnittlige lekkasjerate på 23-30 kg/s indikerer at den store lekkasjen initielt har pågått mindre enn ett minutt.

I senere fase, da utslippet ble observert på havoverflaten, er lekkasjen fra Jotun-siden nær null. Lekkasjen fra Statpipe-siden kan beregnes med god nøyaktighet med utgangspunkt i trykkfall i Statpipe (lukket på Heimdal og Statpipe). Lekkasjen i denne perioden, mens lekkasjen kunne observeres på havflaten, er beregnet til 5 kg/s. Dette kan benyttes som en referanse, et "målepunkt" som kan brukes til å etablere sammenhengen mellom lekkasjerate og hva man observerer på overflaten.

2.2.3.3 Hvor er lekkasjen?

Lekkasjeposisjonen var ukjent inntil Stril Hval observerer utslippet visuelt, 2 timer og 40 min etter bruddet. Man trodde deretter at lekkasjen var på- eller etter manifold, på 16" ledning, - av denne grunn overtar Gassco kl 15:15 beredskapsansvaret. Lekkasjestedet ble presist lokalisert neste dag, til 6"rørledningen ved hjelp av ROV fra Norman Tonjer.

Lekkasjedeteksjonssystemet som Gassco opererer vil, med visse begrensninger, kunne estimere lekkasjens posisjon. I dette tilfelle var lekkasjens størrelse (fra Statpipe) for liten til at den kunne detekteres.

Dette illustrerer at en mer presis lokalisering av en undervannslekkasje kan ta lang tid. Beslutning om tiltak, som nedstengning/isolering og trykkavlastning, krever normalt at man kjenner lekkasjens lokasjon.

2.2.3.4 Størrelse og posisjon på risikosone?

Det området som eksponeres for brennbar gass er en funksjon a flere faktorer. De viktigste er:

- utslippets størrelse, som for store utslipp, brudd, vil ha et transient forløp
- gassens sammensetning
- havdyp
- vind retning og -styrke.

I tilfellet på Jotun er utslippets størrelse ukjent i tidlig fase. Dette vil være det vanlige. Man var for eksempel usikker på om lekkasjen var på 6", På 16" eller på 36" (Statpipe) også etter at Stril Hval observerer utslippet visuelt.

I det aktuelle tilfelle ble det, kl 13;13 etablert en "sikkerhetssone" på 1x10 km langs rørledningen (Esso), senere, kl 14;00 en sone på 10 km ut fra lekkasjeposisjonen. Senere, kl 17;05 etableres (Gassco, Ptil) en sone med radius = 7000m, høyde = 5000m ut fra lekkasjens posisjon.

Alle disse avstandene er "konservative" i den forstand at den reelle faresone har vært mindre.

2.2.3.5 Hvilke virkemidler?

Nedstengning, isolering.

Gasstransporten fra Jotun stenger ned 11;44, samtidig med alarm. Dette har en god effekt. Jotun-ledningen "tømmes" gjennom lekkasjen i løpet av 25 minutter. Lekkasjen fra Statpipe fortsatte i to dager inntil ventilene på manifold ble stengt med ROV fra fartøy. Da var lekkasjen 5 kg/s, og man kunne gå inn med fartøy "oppvinds" utslippet tilstrekkelig nær til å foreta denne operasjonen uten å bli eksponert for gass.

Trykkavlasting.

Trykkavlasting av Statpipe vil redusere utslippet, men effekten er begrenset og kommer langsomt. Det er typisk for transportsystemene at mulighetene for trykkavlasting er sterkt begrenset, - det kan være tale om dager, - uker.

Hindre/begrense trafikk.

Det tredje tilgjengelige virkemidlet var å hindre eller begrense trafikk inn i området. Vaktfartøyet på stedet var nok tilstrekkelig i det aktuelle tilfelle, - med den begrensede lekkasjerate som da var 5 kg/s. Dette var imidlertid ukjent, og man vil måtte ta høyde for at lekkasjen kan øke i størrelse.

Ved etablering av fareområde må man ta i betraktning den usikkerhet som til enhver tid ligger i anslagene på lekkasjestørrelse. Man må heller ikke utelukke at en lekkasje kan utvikle seg til en større. For visse formål vil det være hensiktsmessig å forutse muligheten for fullt brudd. I det aktuelle tilfelle var man usikker på om lekkasjen var på 6", 16" eller 36" rørledning.

2.2.3.6 Hvem gjør hva?

Mange parter er involvert eller berørt, her blant andre:

- Jotun A
- Feltsjef
- ExxonMobil sin beredskapsorganisasjon
- Gassco
- Statoil (TSP)
- Ptil
- HRS
- Heimdal, Draupner
- Fartøy involvert eller i området
- Trafikk til havs og i luften
- Balder, Oseberg

I dette tilfelle oppsto hendelsen på dagtid, i dagslys, i normal arbeidstid. Karakteristisk for en hendelse som denne er at de ulike parter/rolleinnhavere kommer inn i bildet til ulike tider, noe som stiller krav til mer eller mindre kontinuerlig oppdatering av status. Lys- og værforhold vil påvirke flere av de aktiviteter som settes i gang, - som muligheten for å lokalisere lekkasjen.

Det er åpenbart at situasjoner som dette må være tenkt igjennom på forhånd, - roller og arbeidsdeling må være kommunisert og innøvd.

I denne sammenheng må man innse mangfoldet i de situasjoner som kan oppstå, samtidig som det er tale om svært sjeldne hendelser. Man kan ikke beskrive, analysere, trene på alle.

Til grunn for beredskapen bør det ligge en grunnleggende forståelse av "lekkasjens fysikk";

- innsikt i sammenhenger mellom lekkasjens størrelse og eksponering for gass på havets overflate;
- evne til "diagnose" med utgangspunkt i de indikasjoner man har, for eksempel trykk og trykkendringer;
- kunnskap om effekt av tiltak som nedstenging, trykkavlasting etc.

Det er mulig å forutberegne et utvalg scenarier, for eksempel fullt brudd. Dette vil gi holdepunkt/referanse ved vurderinger som må foretas i spesifikke situasjoner. Dette gjøres i viss utstrekning i dag.

2.3 Eksempel 2. Snorre A Gassutblåsing 28.11.2004

2.3.1 Kort om hendelsesforløp.

Beskrivelsen begrenses til indikasjoner og målinger av gass på og ved plattformen.

- 28.11.2004: Arbeid på brønn P-31A, med formål å bore et sidesteg. Fra kl 15;00 indikasjoner på at brønnen var ustabil.
- KL 19;05: mønstret ledelsen i beredskapsrommet på grunn av sterk trykkstigning i ringrom og foringsrør i brønnen.
- KL.19;14: detektert gass i sjøvannssystemet Vigdis-modul (ble antatt å være detektorfeil?)



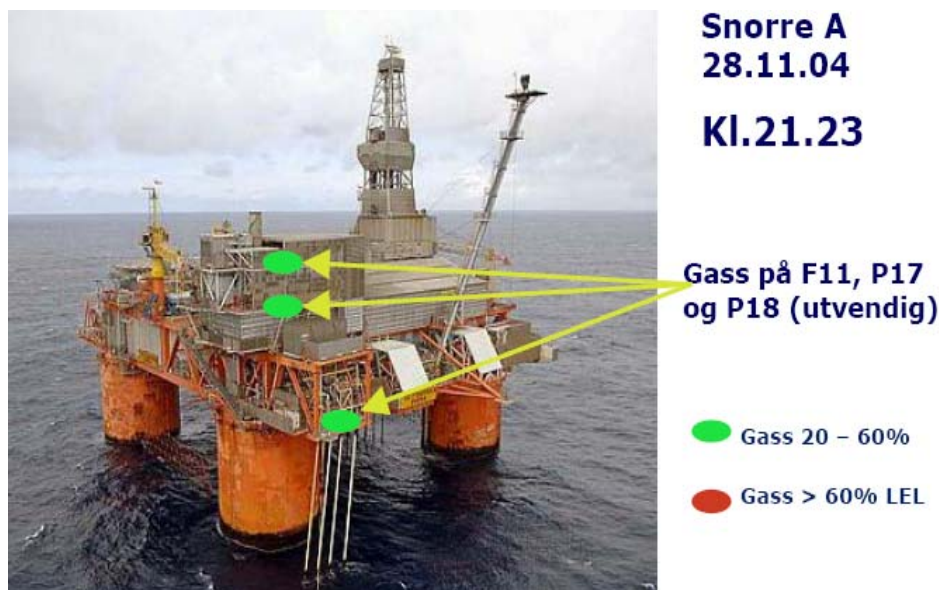
**Snorre A
28.11.04
KL.19.14**

**Gass internt i
kjølevannsuretur
Vigdis-prosess**

- Gass 20 – 60%
- Gass > 60% LEL

- Kl 19;30. Generell alarm og melding over PA, basert primært på en vurdering av tilstanden for brønn P-31A
- Kl 19;35: gass (20-60% LEL) i boretårn under boredekk (v/ BOP). Denne kom fra lekkasje gjennom ringromsventil. Gass var tidvis målt over 60 % LEL. Fra kl. 20;47 var dette området gassfritt.

- I perioden fram til ca 21:30 var det vekselvis målt gass og gassfritt. I perioder ble det målt gass på utsiden av plattformen.



- Kl. 21:23 ble det observert gass i sjøen under plattformen, "sjøen kokte". Deretter, kl. 21:27 ble nødavstenging aktivisert, som bl.a. stenger ned hovedkraften
- Etter kl. 21:33 ble det ikke målt gass på plattformen
- Ved midnatt startet man opp hovedkraften igjen
- Etter nytt forsøk med tungt, vannbasert boreslam lyktes det å drepe brønnen
- Kl. 12:15 ble brønnen erklært stabil.

2.3.2 Hvor stor var lekkasjen?

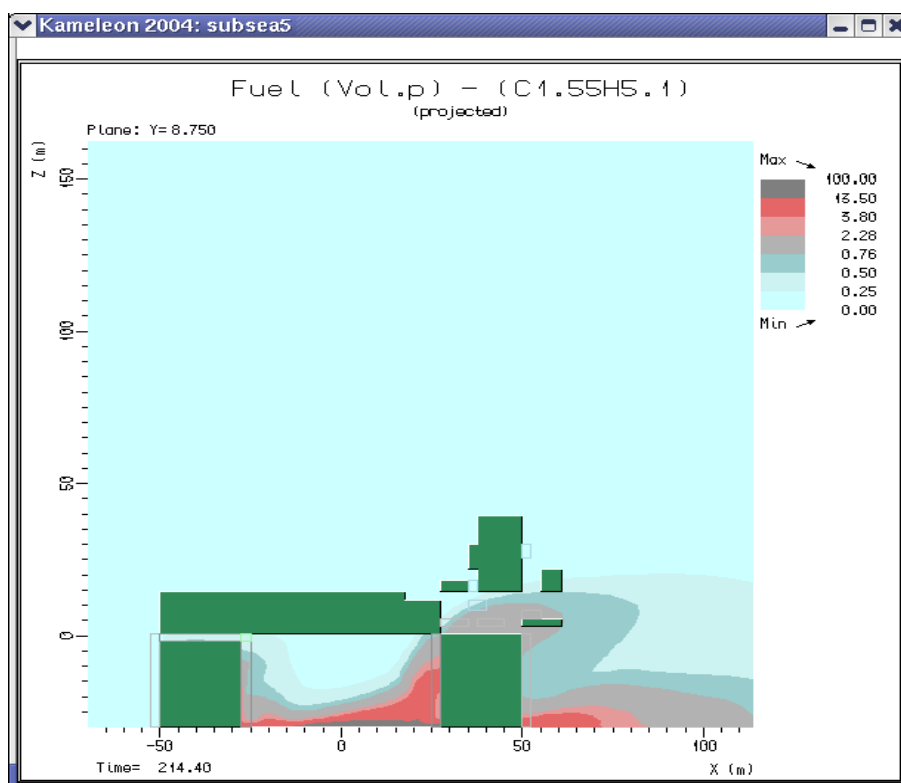
Det er i ettertid foretatt beregninger av lekkasjerate basert på data om brønnen og kunnskap om lekkasjebanen, fra brønn gjennom hull i foringsrør på 1561m, forbi utenforliggende foringsrør, opp gjennom overliggende formasjoner til sjø, under plattformen. Lekkasjens størrelse (lekkasje til sjø) er beregnet til 26 kg/s. I den initiale, transiente fase kan raten ha vært større. Usikkerheten i dette anslaget er angitt ved en nedre grense på 20 kg/s og en øvre på 34 kg/s.

Dette er derved en "case" hvor utslippsraten er relativt godt kjent, og hvor det også er målt gass på plattformen. Dette skulle gi en mulighet til å etterprøve de beregningsmodellene vi benytter for utslipp og spredning, opp vannsøylen og videre i luft. En viktig faktor for skystørrelsen, spesielt høyden, er vindhastigheten. Den ble klokken 19:00 målt til ca 5 m/s fra nord, 010 grader. Fem timer senere er den målt til ca 6 m/s fra sør, - 210 grader. Vinden har altså snudd omtrent 180 grader. I mellomtiden er det ikke registrert målinger av vind. Muntlige utsagn går på at det var "nesten vindstille" i de periodene det ble målt gass på plattformen.

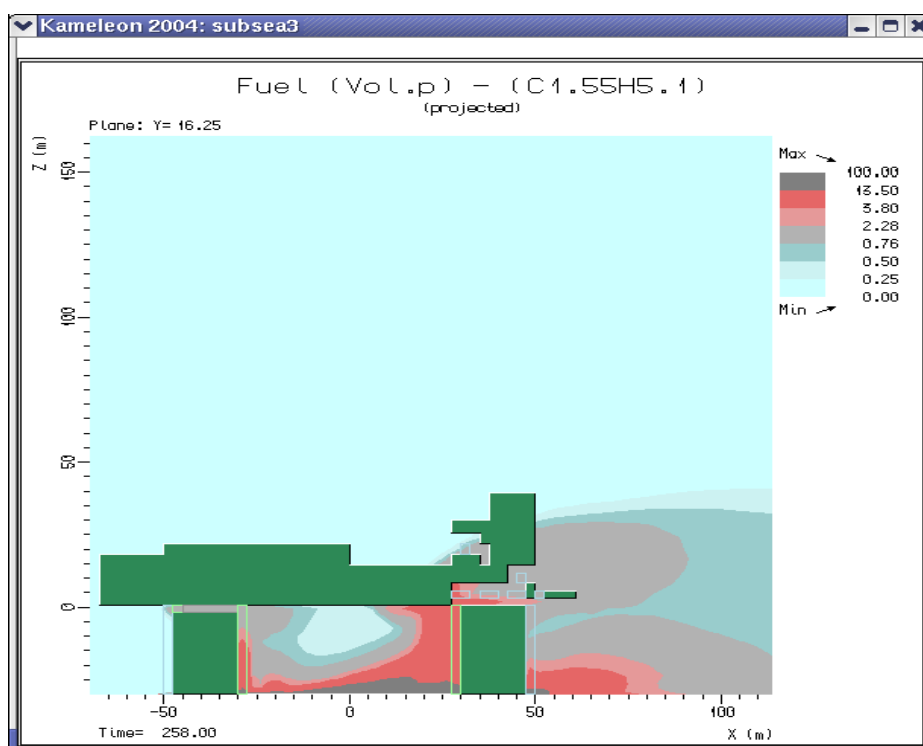
2.3.3 Hvor stor var gasskyen? Brennbar gass på plattformen?

Gassmålingene som er gjort på plattformen gir en indikasjon på gasskyens størrelse. Utslagene varierer betydelig med tiden, som nok mest skyldes skiftende vindforhold.

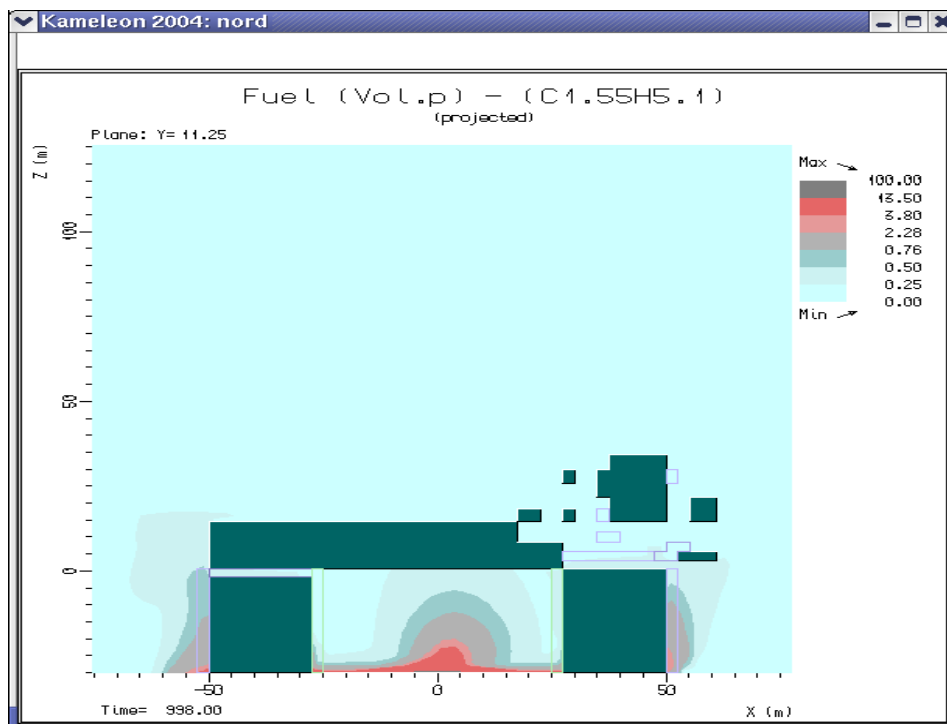
Det er senere foretatt beregninger (med Kameleon) som fremstiller gasskyen ved ulike verdier på utslippsrate, vindstyrke og - retning. Snorre A er en strekkstagsplattform, og strukturen påvirker strømningsforholdene i nærsonen.



Figur 5 Gasspredningsplot sett fra syd (projiserte verdier). Utslipp 20 kg/s, vind 2 m/s fra nordvest.



Figur 6 Gasspredningsplot sett fra syd. Utslipp 40 kg/s, vind 2 m/s fra nordvest.



Figur 7 Gasspredningsplot sett fra syd (projiserte verdier). Utslipp 40 kg/s, vind 5.5 m/s fra nord.

I figurene er områder med mørkerødt gass med konsentrasjon over 100 % LEL, lyserødt er gass over 60 % LEL og lysegrått er gass over 20 % LEL. Kjellerdekk er plassert på $z = 0$ m i plottene, havoverflaten ved $z = -30$ m.

Figur 5 viser resultat av beregninger med utslipp 20 kg/s og vind 2 m/s

Figur 6 viser gasskyen ved et utslipp på 40 kg/s og vind 2 m/s. Vi ser at gass med konsentrasjon over LEL vil opptre over kjellerdekket.

Med en vindstyrke på 5,5 m/s, figur 7, ser vi at det ikke vil være gass over 20 % LEL over kjellerdekket, selv med en lekkasjerate på 40 kg/s.

Dette stemmer godt med observasjonene på plattformen. Etter kl 21;33 målte man ikke gass på plattformen. Vinden var stabil, mellom 210-230 grader, 6 m/s ved midnatt, gradvis økende i styrke til 16 m/s kl 0900 neste dag. Et poeng er at man likevel "luktet gass" oppe på plattformen, også i de periodene man ikke hadde utslag på detektorene.

Området som "kokte" på overflaten var ca. 100m i diameter. Posisjonen vekslet, dels rett under plattformen, i perioder i utkanten av plattformen.

Ved midnatt besluttet man å starte hovedkraft, som hadde blitt stoppet kl 21;27 (NAS). Etter et nytt forsøk med vannbasert boreslam lyktes man med å drepe brønnen.

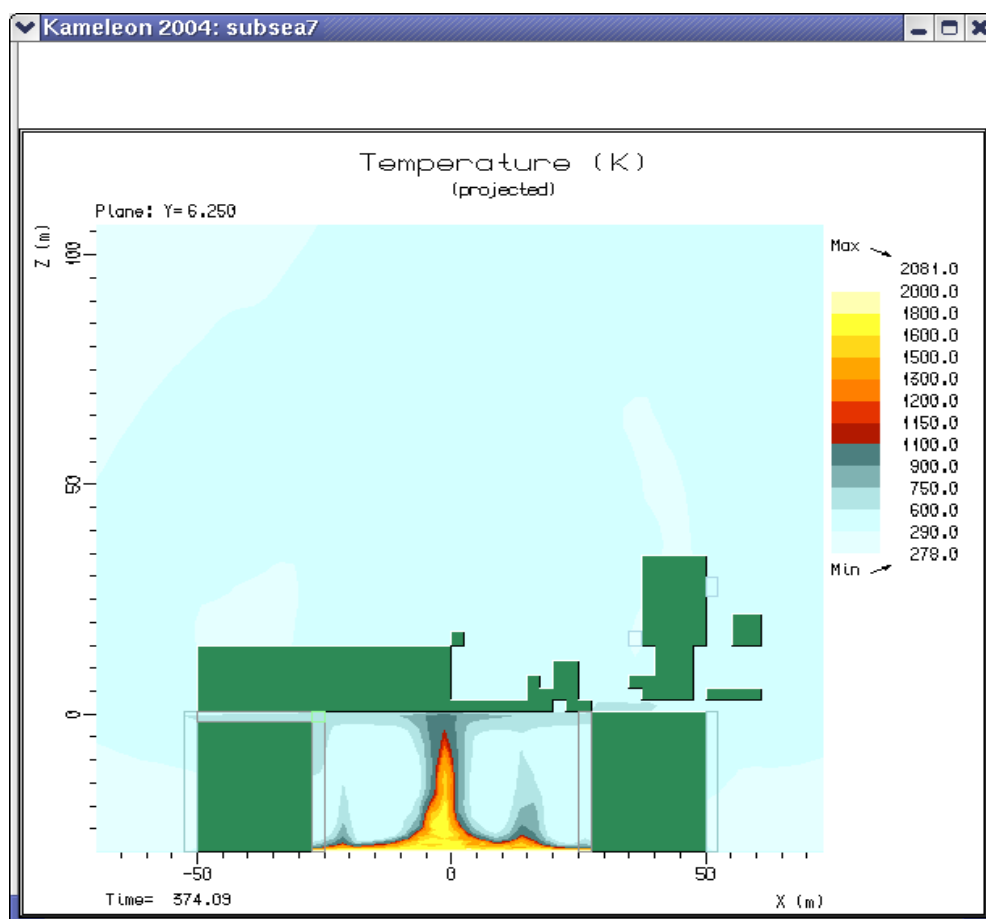
2.3.4 Hva hvis gasskyen antennes?

Risiko for antenning av gassen, og konsekvensene av brann var selvfølgelig de sentrale spørsmål, og vurderingene av denne muligheten vil være avgjørende for de beslutningene man tar. Viktige indikasjoner i den aktuelle situasjon var gassmålingene, og utviklingen av disse over tid, - som var gunstig i perioden etter kl 21;30.

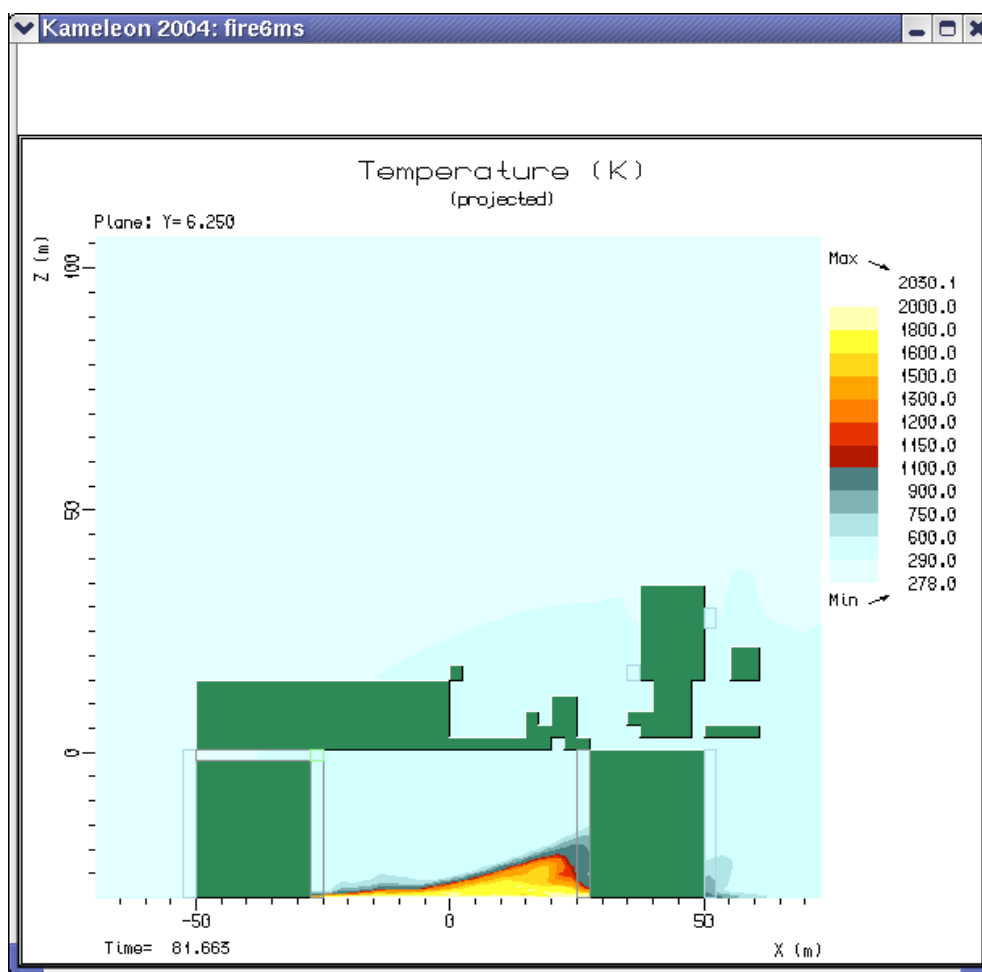
Det er i ettetid utført brannberegninger med lekkasjerate på 40 kg/s, med forskjellig vindhastighet. Gassen er antatt umiddelbart ved havoverflaten i beregningene, og ikke på plattformen. Temperaturplot sett fra sør er gitt i figur 8.

Figurene 8 og 9 viser temperaturene som vil utvikles i en brann ved en antennelse av 40 kg/s, med 2 m/s og 6 m/s vind. Beregningene er her gjort med 40 kg/s mens den mest sannsynlige lekkasjerate nå er beregnet til 26 kg/s.

Beregningene viser at denne lekkasjen brenner godt og med en stabil flamme. Dette vil kunne gi høye temperaturer, røyk og giftige gasser på plattformen. Det kan blant annet skape vanskeligheter for rømming og evakuering av plattformen. Ved en vindhastighet på 6 m/s ser vi at forholdene i denne sammenheng blir bedre.



Figur 8 Temperaturplot sett fra syd (projiserte verdier). Utslipp 40 kg/s, vind 2 m/s fra nordvest.



Figur 9 Temperaturplot sett fra syd (projiserte verdier). Utslipp 40 kg/s, vind 6 m/s fra vest.

2.3.5 Noen poenger knyttet til dette utslippsscenarioet.

Eksemplet gir verdifull informasjon ved at utslippsraten i den stasjonære fasen er stor og relativt godt kjent, samtidig som det er foretatt målinger av gass på plattformen. Det er også gjort visuelle observasjoner av gass under plattformen. Dette gir et "referansepunkt" som kan utnyttes til utvikling, verifisering, forbedring av modeller for beregning av slike scenarier.

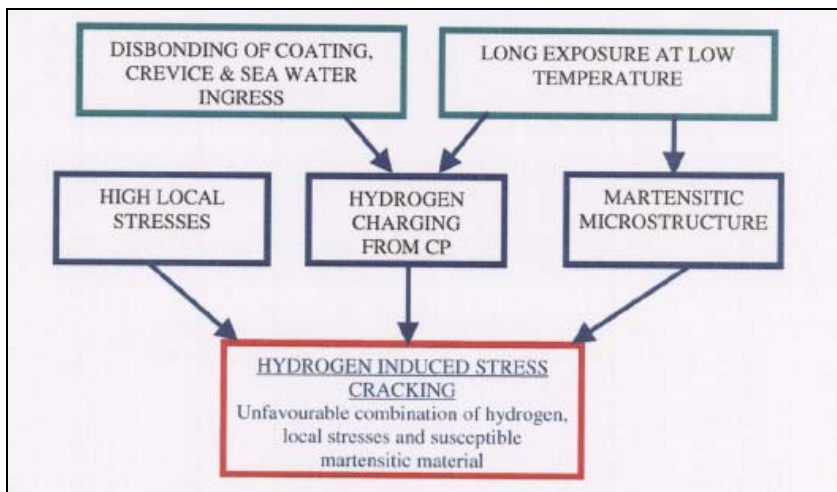
Eksemplet demonstrerer effekten av vind på gasskyens form over havet, som her hvor plattformskroget påvirker strømningsmønsteret og gasskyens form og utstrekning, spesielt i høyden. Faktisk ble dette utnyttet om bord da man tok beslutningen å starte opp hovedkraften, som var en av forutsetningene for at man lyktes i å drepe brønnen.

En kritisk usikkerhet man står overfor i en slik situasjon er om lekkasjen vil øke i størrelse. I dette tilfelle var man klar over at utslippet til sjø hadde å gjøre med "problembønnen", og med innsikt i egenskapene for den aktuelle brønn og mulige lekkasjebaner (og litt tid til å tenke), så vil man kunne foreta en bedømming av risikoen for en ugunstig utvikling i retning økende lekkasjerate. Dette er selvfølgelig en vanskelig vurdering, - med mange ukjente faktorer.

I viss grad er det mulig å forutberegne utslippsscenarioer som kan tjene som holdepunkter i aktuelle beredskapssituasjoner. Her er det et potensial til forbedring. Det gjelder for eksempel "fullt brudd" på en rørledning, som da kan tjene som en "worst case". Tilsvarende vil være mulig når det gjelder utslippsrater fra den enkelte brønn.

2.4 Eksempel 3. Lekkasje på brønnstrømsrør Åsgard

Flere steder, på norsk sokkel og utenfor, har det de senere årene oppstått sprekker og brudd på rørledninger i rustfritt stål; flere varianter av krom-legert stål som blant annet benyttes i brønnstrømsrør. På Åsgard-feltet er de fleste feltrørene i såkalt 13 % Cr supermartensittisk stål. Feilmekanismen er betegnet HISC, "Hydrogen Induced Stress Cracking". Figuren viser de viktigste faktorene/betingelsene for denne feilmekanismen.



På Åsgard-feltet var det systemet for katodisk beskyttelse som dannet kilden til hydrogen. Gjennom en sprekke i isolasjonen, nær tilkoblingen av anoden, etableres en strømbane inn til stålet som derved "lades" med Hydrogen. Samtidig høye lokale spenninger kan føre til at det dannes sprekker i materialet. Under visse betingelser vil sprekken kunne vokse i størrelse. Denne feilmekanismen er ikke enda fullt ut forstått. Det satses i dag mye på å komme til bunns i dette fenomenet slik man i design kan eliminere/reducere risikoen for HISC.

Etter den første lekkasjen på Åsgard kom man fram til at betingelsene for HISC kunne være til stede på et stort antall lokasjoner på ledningene, - ved tilkoblingen av anodene til røret.

Med hensyn til sikkerhet ga dette store utfordringer.

2.4.1 Karakteristisk for denne feilmekanismen.

Man regner med at følgende forutsetninger må være til stede for at denne type sprekkeutvikling skal initieres, og vokse i størrelse.

- Den første betingelse, tilgang på hydrogen på stålets overflate, ble funnet å være til stede ved alle eller de fleste anodetilkoblingene ("pads"). Det er installert et stort antall slike på brønnstrømsrørene.
- Det er, ved siden av tilgang på hydrogen, en kombinasjon av materialspenning og temperatur (og tid) som bestemmer om en sprekke initieres. Det er etter inspeksjon funnet et antall slike små sprekker, som kan aksepteres hvis de ikke vokser.
- Det er usikkert om den initielle sprekken vil vokse videre, eventuelt stoppe.
- På et visst stadium vil sprekken bli gjennomgående, - slik som på de aktuelle lekkasjene. Dette introduserer et nytt fenomen som kan stoppe sprekkeutviklingen; ved at utstrømmende gass hindrer sjøvannstilgang, og derved hydrogen, som er en av betingelsene for sprekkepropagering. Dette er imidlertid en usikker hendelsesutvikling.

- Vokser den videre vil lekkasjen øke. Lekkasjen er imidlertid liten, - ved en 100mm lang sprekk er lekkasjen 1-2 kg/s, og det er usikkert om man vil kunne detektere denne lekkasjen før røret går til brudd.
- Feilmekanismen er altså slik at det kan oppstå "fullt brudd" uten at vi med dagens systemer for lekkasjedeteksjon får et varsel før brudd.
- Gassutslipp som følger etter et brudd gir gasskyer som er store nok til at de kan tennes på fartøyer og plattformer i området.

Denne feilmekanismen er altså slik at vi må regne med at den kan føre til fullt brudd, uten forvarsel i form av en detektert sprekk eller en forutgående lekkasje som vi er i stand til å detektere.

2.4.2 Beslutningsproblemer.

Etter at man oppdager slike skader vil man stå overfor en rekke beslutningsproblemer hvor risikovurderingene vi står sentralt. Her drøftes et par eksempler.

2.4.2.1 Er fortsatt drift akseptabelt?

Risikovurderingene gir underlag for slike beslutninger. I praksis ble driften gjenopptatt på de fleste rørledningene. Det er gjennomført ulike typer reparasjoner og det er eksempler på at rørledning erstattes med ny. Et omfattende program for sprekkdeteksjon gjennomføres.

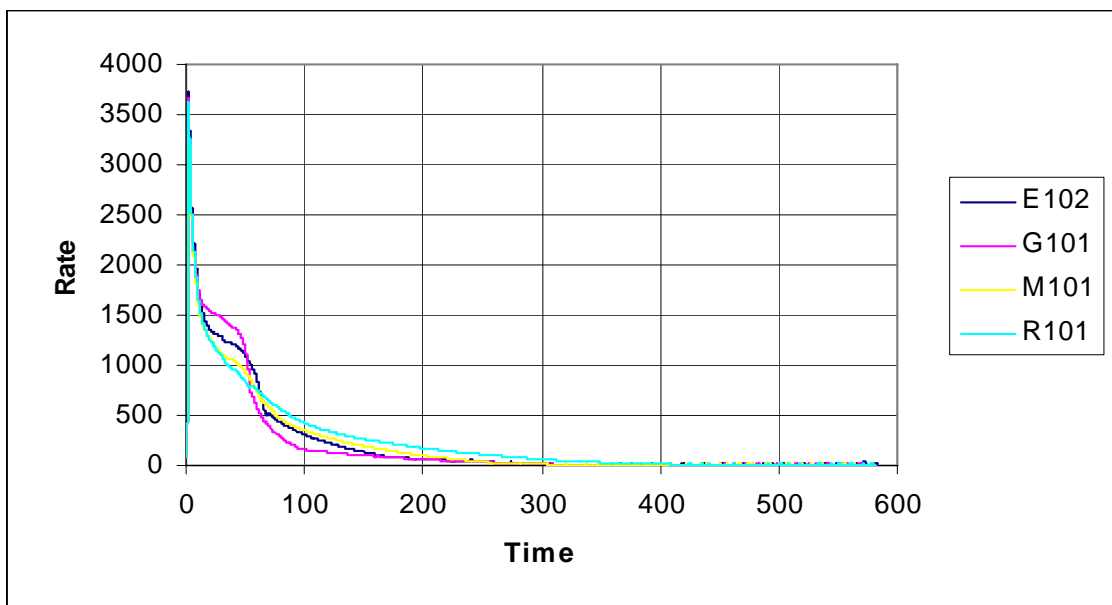
Den største usikkerheten i et slikt tilfelle ligger i den spesielle feilmekanismen (HISC), og sannsynlighet for brudd. Det finnes selvfølgelig ingen databaser for denne kategorien feil. To feil på 1700 eksponerte "pads" gir likevel en indikasjon. Bruddmekaniske analyser indikerer at sprekkutviklingen er langsom, også etter at sprekken er gjennomgående. Det åpner for mulighet til å detektere lekkasje før den går til brudd, blant annet ved hyppigere inspeksjon med ROV.

Figur 10 viser utslippsrate som funksjon av tid etter fullt brudd på en 10" rørledning. Som figuren viser er utslippet utpreget transient.

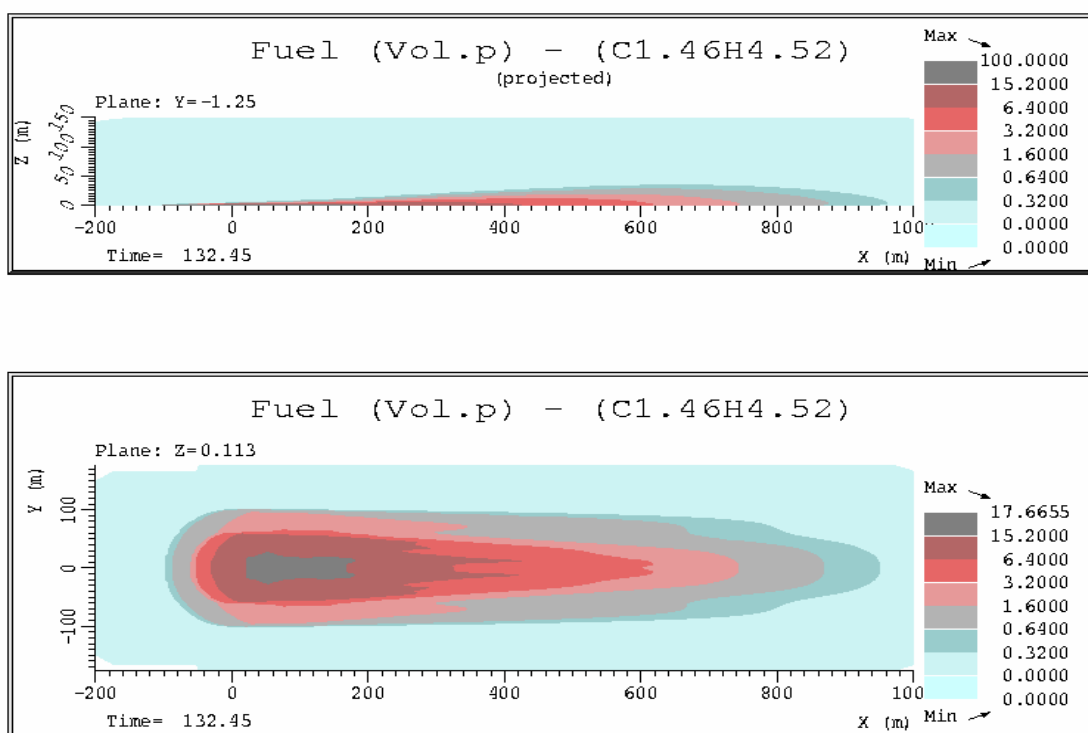
Disse bruddene fører til en brennbar gassky over havflaten. Et eksempel på skyens utstrekning er vist i figur 11, - 130 sekund etter at gassen bryter havflaten.

Med dette som grunnlag, sammen med kunnskap om lekkasjelokasjon og plasseringen av bemannede innretninger og fartøyer, kan man beregne risikoen for at mennesker blir eksponert, gitt brudd. Slike beregninger gir underlag for de valg og prioriteringer som må tas, om reparasjon, om styring av trafikk, om fortsatt drift o.a..

I dette tilfelle ser vi klart at man i beregningene **må** kunne håndtere det sterkt transiente strømningsforløpet, både under og over havnivå.



Figur 10 Lekkasjerate (kg/s) som funksjon av tid (s) etter brudd på 10" rørledning, 200 bar. 4 ulike lengder og bruddlokasjoner



Figur 11 Eksempel på utstrekning av gassky etter brudd på 10" rørledning, 200 bar. 130 s etter at gass bryter havflaten. Vind 7 m/s. Rødt er LELL.

2.4.2.2 Usikkerheter

Ved beregning av risiko vil usikkerhet, for eksempel når det gjelder sannsynlighet for brudd, føre til at man vil måtte velge "konservative" verdier. Det fører igjen til at beslutningene påvirkes i samme retning, ved at vi for eksempel må velge mer kostbare løsninger enn om usikkerheten var mindre.

Den største usikkerheten i dette tilfelle var knyttet til selve feilmekanismen (HISC). Det pågår fremdeles omfattende studier og forsøk på det materialtekniske område for å oppnå en bedre innsikt i fenomenet, og redusere denne usikkerheten.

En annen betydelig usikkerhet er knyttet til beregning og fremstillingen av gasskyens form og utstrekning etter et brudd på havbunnen. Det er i dette tilfelle helt avgjørende at man behersker det spesielle, sterkt transiente forløpet som følger etter et brudd.

Figur 10 og 11 viser et eksempel på fullt brudd på en 10" rørledning ved trykk 200 bar. Initielt er lekkasjeraten oppe i 3-4000 kg/s. Etter 200 sekund er raten under 100 kg/s.

Eksposeringen for gass på en installasjon eller fartøy er følgelig relativt kortvarig i dette eksemplet. Det samme vil da også gjelde en eventuell brann. Andre usikkerheter er tenning, og om mennesker er eksponert for det som følger etter tenning, brann/eksplosjon. Styring av trafikk i området er et eksempel på virkemiddel som retter seg mot disse to faktorene, - tenning og eksponering av mennesker.

2.4.2.3 Reparasjon av rørledning eller undervannsinstallasjon.

Reparasjon foretas oftest ved et fartøy som ligger rett over, eller nær reparasjonsstedet. Arbeidet medfører som regel løfteoperasjoner. Et spørsmål er ofte om reparasjon kan foretas samtidig med at det er trykkbærende utstyr og rørledninger i området, som kan bli eksponert, for eksempel for fallende last fra reparasjonsfartøyet.

Igjen blir utgangspunktet for denne vurderingen de beregningene som er gjort for "worst case" hendelser, ref eksemplet som er vist i figur 10.

Nedenfor summeres opp noen momenter som primært retter seg mot det vi har å spille på (virkemidler, tiltak) for å redusere risikoen i forbindelse med en reparasjon.

- Unngå feil som leder til ytre krefter på trykksatte systemer, som fallende last. Her er det primært mannskapene ombord i fartøyene som kan bidra. Poenget er at dette får fokus, at de blir engasjert og får tid og ressurser til analyse av arbeidsoperasjonene og til planlegging. Til hjelp ved slike analyser/vurderinger kan det gjennomføres beregninger av fallende last og skade ved treff på trykksatte systemer.
- Unngå dynamisk posisjoneringsfeil, spesielt "drive-off" må det fokuseres på, - at alt er i orden, alle redundante systemer er "oppe", intet annet arbeid, som vedlikehold, varmtarbeid, testing etc. mens kritiske operasjoner pågår.
- Vær og vind, vindretning. Gassen driver ikke opp mot vinden. For eksempel når et fartøy arbeider nær opptil bemannede innretninger: Vind i retning fra plattformen mot reparasjonsstedet/fartøyet driver gass (også fartøyet) bort fra plattformen. Været kan ikke bestilles, men vi kan tilpasse oss været i noen grad.
- Reduser trykket i eksponert trykksatt utstyr og rørledninger. Risiko for liv er knyttet til hendelser som gir fullt brudd NB! Reduksjon av trykk har to gunstige effekter:
 - Mengde gass som slippes ut (ved brudd eller en gitt åpning) blir mindre
 - Sannsynligheten for fullt brudd vil være mindre fordi materialutnyttelsen er mindre. Denne siste effekten er betydelig; - røret vil tåle en større skade før det går til brudd.
 - Det gunstige ved dette virkemidlet er at det vil ha en gunstig effekt for **alle** typer hendelser som påkjenner det trykkbærende systemet. !

3. RISIKO KNYTTET TIL UTSLIPP FRA TRANSPORTSYSTEMENE FOR GASS.



Figur 12 Noen elementer i hendelseskjeden som leder til tap

Figuren overfor gir en enkel illustrasjon av hendelseskjeden som leder til lekkasje og videre til tap av verdier som liv og helse, tap av- eller skade på miljø, og materielle/økonomiske verdier. Tap av omdømme kan ha store negative virkninger for en nasjon som dekker betydelige deler av energibehovet i Europa. Skade, ev lekkasje på en av "stamveiene" til Europa kan føre til svært lange nedetider.

Innsats for å påvirke risikoen kan rette seg mot alle ledd i denne kjeden. Man vil selvfølgelig søke å sette inn innsatsen der gevinsten/nytteverdien er størst i forhold til ulempene/kostnaden. Dette betinger at man har kunnskap om de enkelte ledd i hendelseskjeden, hvordan de kan påvirkes/styres, og samvirket mellom de ulike faktorene. I det etterfølgende diskuteres noen av de faktorene som påvirker denne hendelseskjeden.

Dette gjøres nedenfor ved å vise til, og drøfte det datagrunnlaget som hittil har blitt benyttet ved analyse av risiko knyttet til rørledninger.

Dernest refereres fra en risikoanalyse som er gjennomført for transportnett for gass fra norsk sokkel, og de viktigste faktorene i hendelseskjeden drøftes med hensyn til:

- Status når det gjelder dagens praksis og kunnskap om selve fenomenet, - feilmekanismen, hendesscenarier..
- Utviklingstrekk
- Usikkerhet
- Potensial til forbedring.

3.1 "Anbefalte feildata for rørledninger". Ny, oppdatert rapport i 2006

Dette er en ny, oppdatert utgave av tidligere rapporter, fra 1988, 1991 og 1997, utarbeidet av DNV på oppdrag fra Statoil og Gassco. De viktigste datakildene som er benyttet er:

- Parloc: *The update of Loss of Containment Data for Offshore Pipelines*. Denne gir en god oversikt over hendelser/lekkasjer i Nordsjøen og dekker gass og oljerørledninger i stål, fleksible rørledninger og stigerør og undevannsutstyr. Dataene inneholder til sammen 96 lekkasjer for rørledninger og stigerør.

- Concawe dekker data om rørledninger for olje på land i Vest-Europa. Det er registrert 379 lekkasjer, inkludert lekkasje fra ventiler, i perioden 1971 til 2000.
- EGIG dekker lekkasjer på transmisjonsledninger for gass på land i Vest-Europa, hele 1631 lekkasjer.

Det er Parloc som er den viktigste datakilden siden denne dekker rørledninger under vann, og det er primært denne som er lagt til grunn ved utarbeidelsen av de ”anbefalte feildata”.

Datagrunnlaget er beskjedent når det gjelder rørledninger og annet utstyr under vann. Dataene vil derfor ikke gi grunnlag for nyansering av lekkasjefrekvens ut fra spesifikke egenskaper for den enkelte rørledning. Det samme gjelder nyansering på lekkasjestørrelse.

Det er etablert en metode for å foreta en slik nyansering, basert på spesifikk kunnskap om tilstand og belastninger for den enkelte rørledning. Her baserer man seg i noen grad på faglig skjønn; det gis ”karakter” for utvalgte egenskaper og laster/påkjenninger som: laster fra trålbord, innvendig og utvendig korrosjon, utmatting (frie spenn), utknekking, ras. Eksempel på slik ”karaktersetting” er vist i figur 12.

Kriterium	Karakter
Rør hvor tråling ikke foregår eller røret er nedgravd	0
Rør hvor tråling foregår og trål-aktiviteten er som forutsatt i design	1
Rør hvor tråling foregår, men ikke forutsatt i design. Rør hvor tråling foregår og trål-aktiviteten er som forutsatt i design, og det er frie spenn langs ledningen Det tråles med bomtrål eller klumpvekt, og dette er ikke forutsatt i design.	3
Rør hvor tråling foregår, men ikke forutsatt i design og frie spenn	10

Figur 13 Kriterier for karaktersetting. Eksempel: eksponering for tråling.

Rapporten gir en enkel anvisning for hvordan disse karakterene trekkes inn ved fastsettelse av lekkasjefrekvenser for den enkelte rørledning.

3.1.1 Usikkerhet knyttet til datagrunnlaget

Det er klart at usikkerheten er stor når det gjelder å estimere lekkasjefrekvens på en spesifikk rørledning basert på den ”statistikken” som foreligger. Når det gjelder de store rørdimensjonene er det få eller ingen hendelser. Datagrunnlaget for rørledninger over 24” er bare 2 hendelser på ca 150.000 km-år. De to tilfellene er for øvrig lekkasjer av moderat størrelse.

Tabellen nedenfor viser en oppstilling av datagrunnlaget basert på Parloc.

Beskrivelse av rørledning	Ant. lekkasjer	Eksponerings-tid	Feilfrekvens	Benevning
Brønnstrømsrør og andre små rørledninger med uprosessert væske, alt. 1	30	60033 km-år	$5,0 \cdot 10^{-4}$	per km-år
Brønnstrømsrør og andre små rørledninger med uprosessert væske, alt. 2	30	60033 km-år 10576 rør-år	$2,5 \cdot 10^{-4}$ $1,4 \cdot 10^{-3}$	per km-år per år
Prosessert olje eller gass med rørdiameter $\leq 24''$	3	59003 km-år 4320 rør-år	$2,5 \cdot 10^{-3}$ $3,5 \cdot 10^{-4}$	per km-år per år
Prosessert olje eller gass med rørdiameter $\geq 26''$	2	147608 km-år 2949 rør-år	$6,8 \cdot 10^{-6}$ $3,4 \cdot 10^{-4}$	per km-år per år
Ekstern ulykkesbelastning*, $\leq 16''$	7	8836 år	$7,9 \cdot 10^{-4}$	per år
Ekstern ulykkesbelastning*, $> 16''$	0,7 ⁾	3734 år	$1,9 \cdot 10^{-4}$	per år

* Gjelder nærplattformsonen

Figur 14 Datagrunnlag for lekkasjer. Basert på Parloc

Analysere vi data fra rørledninger på land, hvor det er et betydelig større datagrunnlag, observerer vi en klart fallende lekkasjefrekvens med økende rørdimensjon/veggykkelse. Datagrunnlaget for rørledninger på land omfatter heller ikke her store dimensjoner med stor veggykkelse, da designtrykket normalt ligger på 70-80 bar.

Ut fra disse betraktningene er det nærliggende å mene at de store rørledningene med høyt trykk og stor veggykkelse som er karakteristisk for norsk sokkel, vil ha en lavere lekkasjefrekvens enn de verdiene som rapporten ANBEFALTE FEILDATA FOR RØRLEDNINGER angir.

3.1.2 Utviklingstrekk.

For landleddninger (EGIG rapport 2002) hevdes at feilfrekvensen for gassledninger er redusert med en faktor 5 de siste 32 år. I Parloc 2001 uttales det, noe forsiktigere, at analysen av dataene kan indikere en med årene synkende lekkasjefrekvens.

Samtidig har vi andre trekk ved utviklingen som kan virke motsatt:

- Økende materialutnyttelse i design. Gitt andre faktorer uendret, så reduserer dette marginene, for eksempel når det gjelder størrelsen på den skade eller ytre påkjenning som leder til fullt brudd. Fullt brudd er den feilmodusen vi av sikkerhetsmessige årsaker bør unngå.
- Nye materialer, høystålmaterialer, ”rustfrie” rør. Dels innebærer dette ”nye” (ukjente) feilmekanismer, mindre veggykkelse og derved mindre motstand mot visse feilmekanismer. Problemene med 13 Cr brønnstrømsrør skyldes for eksempel en feilmekanisme (HISC) som ble oversett i designfasen.
- Økende utnyttelse av transportsystemene. Dette innebærer høyere operasjonstrykk og mindre marginer for systemene for trykkbeskyttelse.

3.1.3 Potensial til forbedring når det gjelder datagrunnlaget.

Fortsatt registrering av feil, spesifikt lekkasjer, og en sentral, samlet bearbeiding og analyse av slike hendelser vil, over tid, forbedre datagrunnlaget. Man skal ikke undervurdere nytten av en slik aktivitet, - det ligger for eksempel læreeffekter i en slik aktivitet som går ut over det som kommer ut av den statistiske analysen.

Hullstørrelsesfordelingen, basert på de få hendelsene, er åpenbart enda mer usikker. Hullstørrelsesfordeling, primært basert på Parloc data, fremgår av tabellen nedenfor.

Hullstørrelse	Antall lekkasjer	Fordeling
Liten (<20mm)	37	74%
Middels (20-80mm)	8	16%
Stor (>80mm)	1	2%
Fullt brudd	4	8%
Totalt	50	100%

Konsekvensen av et utslipp, tapet, er dramatisk forskjellig om vi har fullt brudd enn om det er tale om lekkasje av liten eller moderat størrelse. Det er derfor en utfordring å redusere usikkerheten knyttet til denne fordelingen.

En mulighet er å basere seg i større grad på erfaringer fra gass transportledninger på land. Her er for øvrig andelen brudd større.

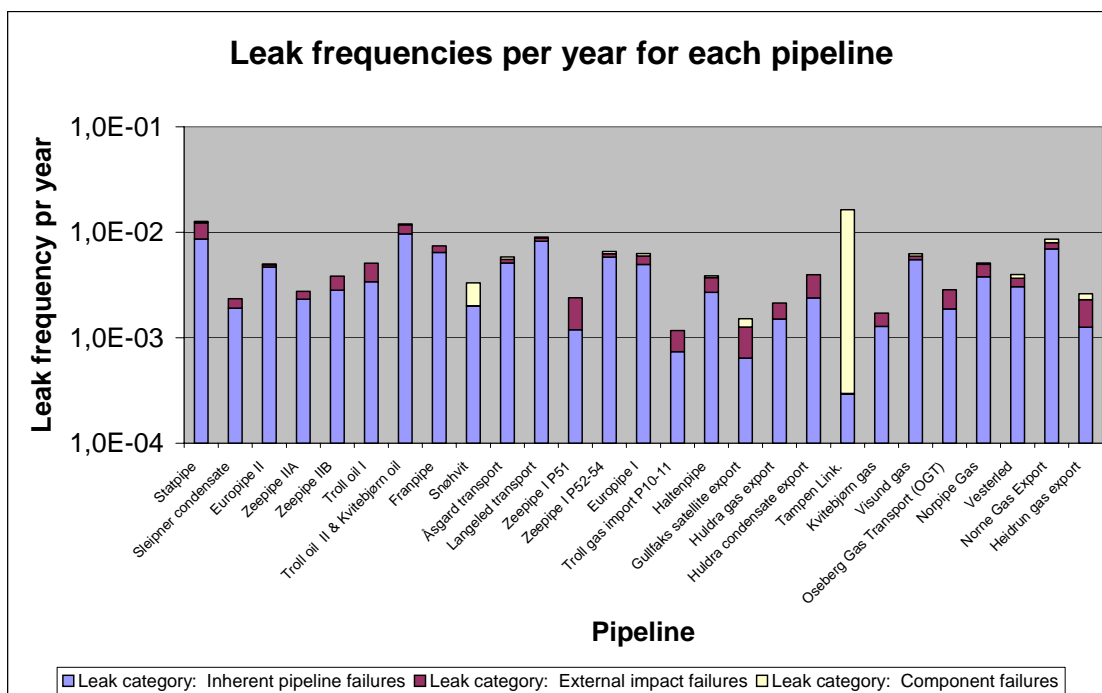
En annen mulighet som ikke er utnyttet er i større grad å bygge på bruddmekaniske beregninger, som kan si noe om hvilke typer og størrelser på skader som fører til brudd. Av særlig interesse vil det være å etablere bedre innsikt i de parametrene som påvirker andelen brudd, - som for eksempel materialutnyttelsen.

3.2 Risiko- og beredskapsanalyse av Transportnettet for norsk sokkel.

Statoil og Gassco har fått gjennomført en analyse som omfatter (med få unntak) alle rørsystemene for transport av olje og gass på norsk sokkel. Analysen er utført av Scandpower Risk Management. Her gjengis noen av resultatene.

3.2.1 Lekkasjefrekvenser.

Studien tar utgangspunkt i, og benytter de verdier som er angitt i rapporten: ”*Anbefalte feildata for rørledninger 2006*”. Det gjelder også den modellen som er etablert for å fange opp spesifikke egenskaper og teknisk tilstand for den aktuelle rørledningen. Prosjektet benyttet blant annet ”systemansvarlig person” i Statoil, som kjenner godt historie og tilstand for rørledningen. Sammen med andre fagpersoner fastsettes de ”karakterene” som inngår i beregningene av feilfrekvensen.



Lekkasjefrekvensene varierer fra ca $1,0E-3$ til ca $1,0E-2$ per år, mest styrt av lengden på rørledningen.

Ser vi på hele transportnettverket bestående av disse rørledningene, blir frekvensen (per år) for lekkasje lik 0,14. Eller: **Midlere tid mellom lekkasje er 7 år.**

En mer nyansert måte å uttrykke dette på:

Sannsynligheten for **ikke** å oppleve lekkasje på disse rørledningene er:

87 %, i løpet av ett år

50 %, i løpet av fem år

25 %, i løpet av ti år

6 %, i løpet av tjue år

Vi har i virkeligheten ikke enda hatt lekkasje i disse rørledningene enda. Eksponeringen (antall km-år) har vært økende, fra Statpipe 1985 til Snøhvit som enda ikke er i drift. Den samlede eksponeringen (rør-år) av de rørledningene som er med i analysen tilsvarer nå vel ti år for de samme rørledningene. Dette kan være en indikasjon på at de verdier vi benytter er "konservative" i den forstand at verdiene gir for høye lekkasjefrekvenser.

Imidlertid har vi hatt en hendelse, fullt brudd på en mindre, 6" grenledning til Statpipe, - bruddet på Jotun 20. august 2004. Denne, og andre tilsvarende grenledninger er ikke med i denne analysen.

3.2.2 Risiko for miljøtap

Visse karakteristika ved transportnettverket som bidrar til miljøtap er:

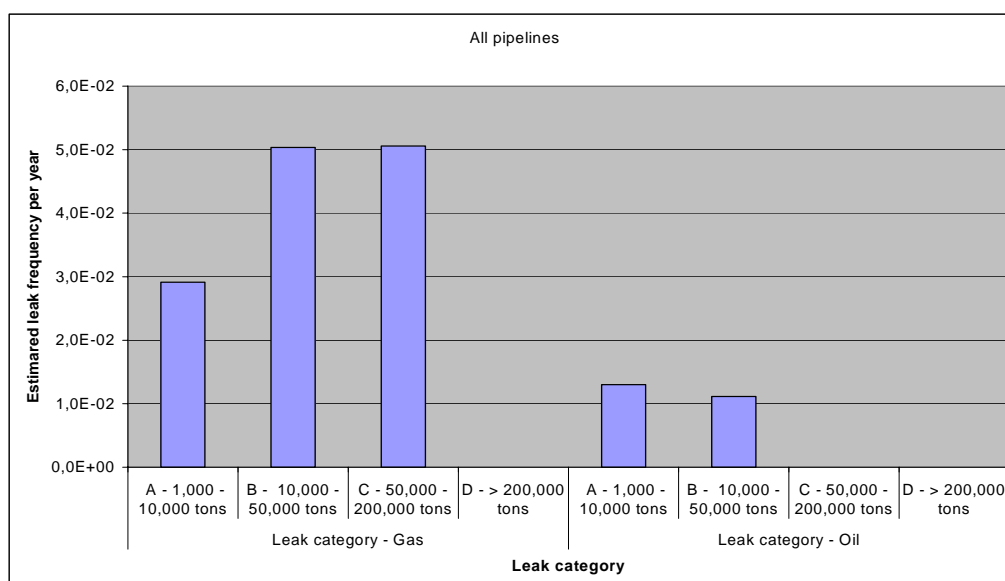
Store volumer/mengder gass og olje/kondensat lagret i systemene

Begrensede muligheter til å seksjonere/isolere og trykkavlaste systemene

Mulighetene for deteksjon av lekkasje (spesielt gasslekkasje) er begrenset. For eksempel vil en gasslekkasje på 1 kg/s kunne pågå i måneder uten å bli detektert.

Det er altså tale om betydelige mengder som vil kunne slippe ut ved en lekkasje, - også ved små lekkasjer.

I denne risikoanalysen er analysen av miljøeffekten ikke gjennomført. Den er begrenset til å beregne sannsynlighet for gitte mengdekategorier for de enkelte rørledningene. Når det gjelder olje/kondensat utslipp til sjø så er miljøeffekten behandlet i andre analyser.

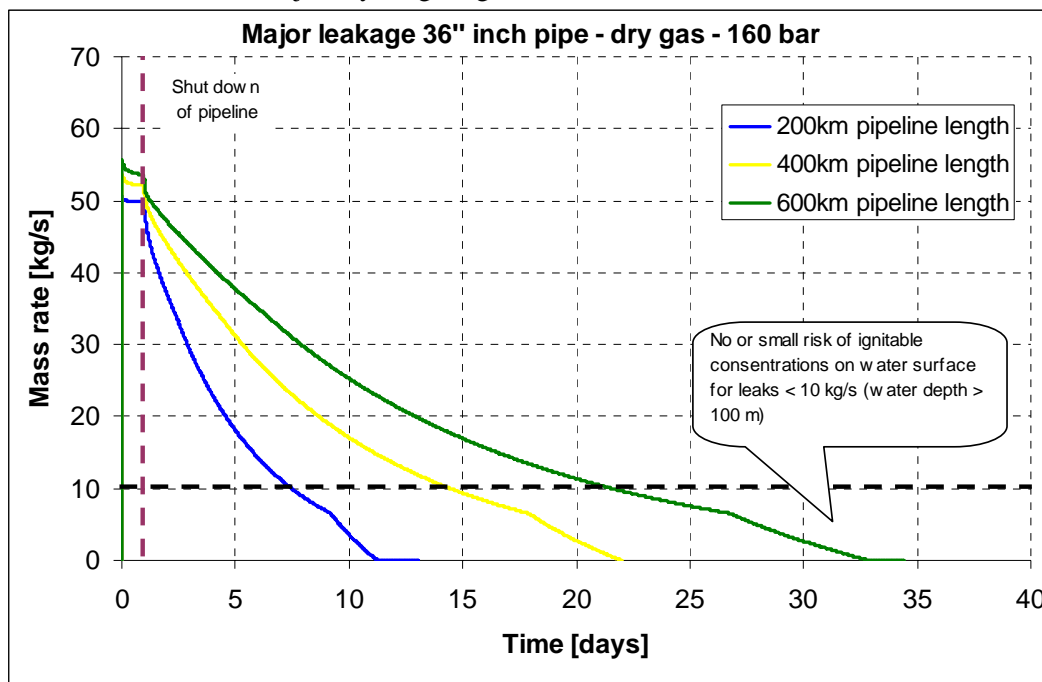


Figur 15 Frekvens av utslipp, for ulike størrelseskategorier, - samlet for alle rørledningene.

I risikoanalysen er det gjort visse realistiske forutsetninger når det gjelder deteksjon av lekkasje, og tid til nedstengning.

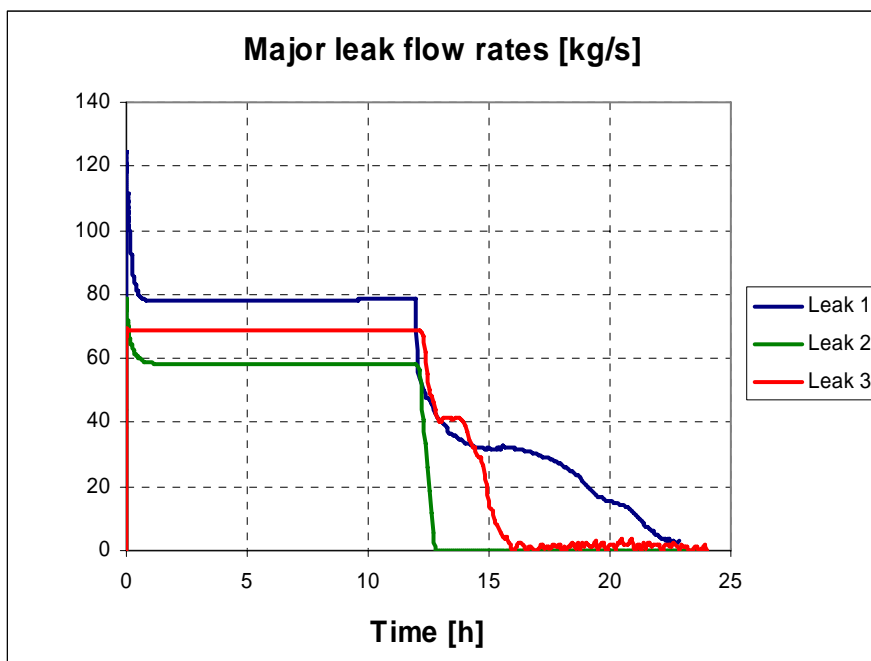
I Figur 16 illustreres lekkasjeforløpet etter en "stor lekkasje" (ekvivalent 50mm hull, 160 bar) i en 36" ledning, - for tre ulike rørlengder. 200, 400 og 800 km.

Uten ytterligere trykkavlastning (som ofte ikke er raskt tilgjengelig) ser vi at dette kan ta flere uker, - for en liten lekkasje betydelig lengre.



Figur 16 Lekkasje rate som funksjon av tid. 36" rørlledning 160 bar. Tre ulike rørlengder. Initiell rate 50 kg/s

I figuren nedenfor vises tilsvarende lekkasjeforløp for en kondensatledning (50mm hull), for tre ulike lekkasjelokasjoner på ledningen. Også denne er fremstilt/beregnet uten annen trykkavlastning enn det selve lekkasjen bidrar med. Nedstengning foretas i dette eksemplet etter 12 timer.



Figur 17 Lekkasjerate som funksjon av tid. Eksempel kondensatledning. Tre ulike lekkasjelokasjoner.

3.2.3 Risiko for liv

Personer på land eller på innretningene offshore som kan være eksponert for utslipp fra rørledningene er ikke med i denne analysen. De dekkes av de analysene som gjennomføres for landanlegg, respektiv innretningen til havs.

På åpent hav vil risiko for liv generelt være lav. Dette fordi eksponeringen (av mennesker) er lav. Transportnettet dekker et stort område, og kartlegging av eksponeringen (trafikken) i dette store området vil være krevende.

Det er blant annet av den grunn valgt å presentere risiko for liv ved å fremstille:

Individrisiko for noen utvalgte personkategorier som er særlig eksponert

Samfunnsrisiko for en rørledning som representerer antatt "verste tilfelle" med hensyn på trafikk, vanddyp og rørledningens størrelse.

Dessuten beregnes **sannsynlighet for eksponering** for gass over havets overflate.

3.2.3.1 Individrisiko

Det er valgt tre eksempler. For alle har man benyttet den rørledningen som gir størst sannsynlighet for eksponering for gass.

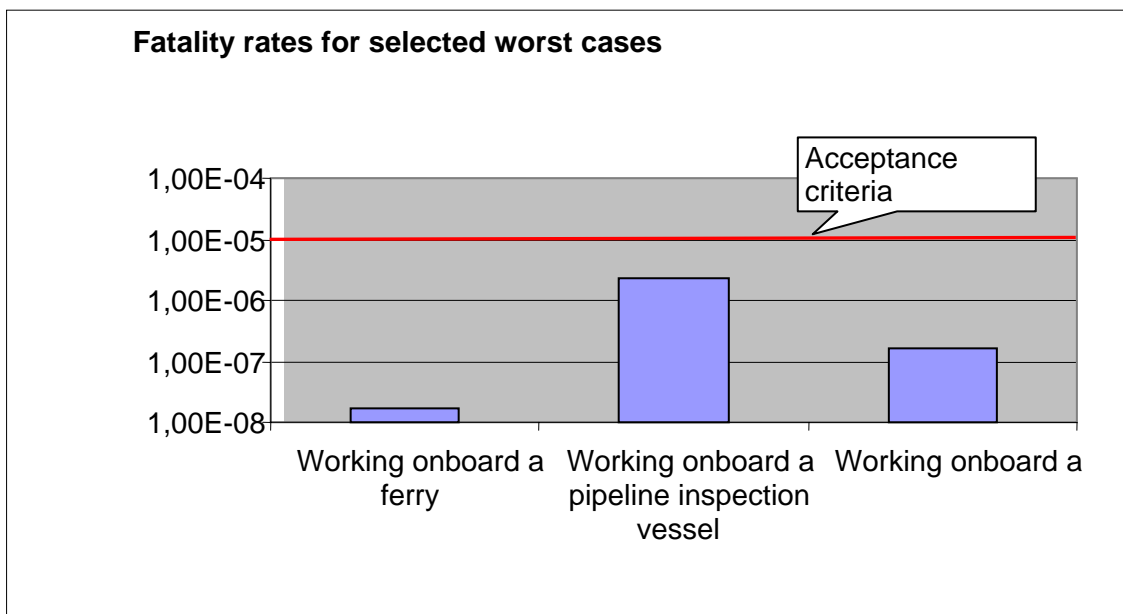
Individrisiko for person ansatt på en ferge som krysser ledningen 200 ganger per år: sannsynlighet for tap av liv: $1.6E-8$ per år

Individrisiko for person som arbeider på en mindre tråler som krysser ledningen 200 ganger per år: sannsynlighet for tap av liv: $1.7E-7$ per år.

Individrisiko for person som arbeider på et inspeksjonsfartøy som beveger seg langs rørledningen 98 døgn per år: $2.2E-6$ per år.

Ved disse beregningene er det gjort en del forutsetninger om hastighet på fartøy, tennsannsynlighet og personeksponering som antas å være konservative.

Akseptkriteriet for individrisiko 3. person (Statoil og Gassco) er $1.0E-5$ for mest utsatte person. Som vist i figuren ligger verdiene i eksemplene godt under dette.



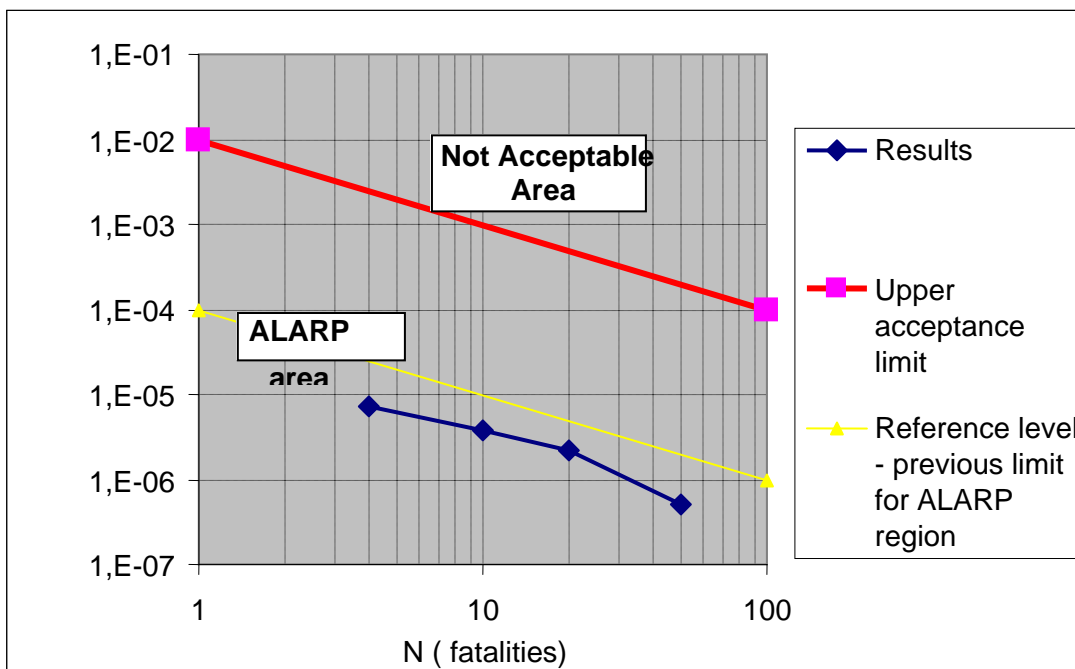
Figur 18 Individrisiko for tre ulike, særlig eksponerte personellkatagrier.

3.2.3.2 Samfunnsrisiko

Det er ikke etablert akseptkriterier for samfunnsrisiko for våre anlegg til havs. På land er dette angitt som en såkalt FN-kurve, som angitt med rødt i figuren. Denne skal gjelde for **enhver** 10 kilometer strekning langs rørtraseen.

Beregningene er gjort for den samme rørledningen som nevnt over. Trafikken i området er høy, - 27.000 passeringer per år.

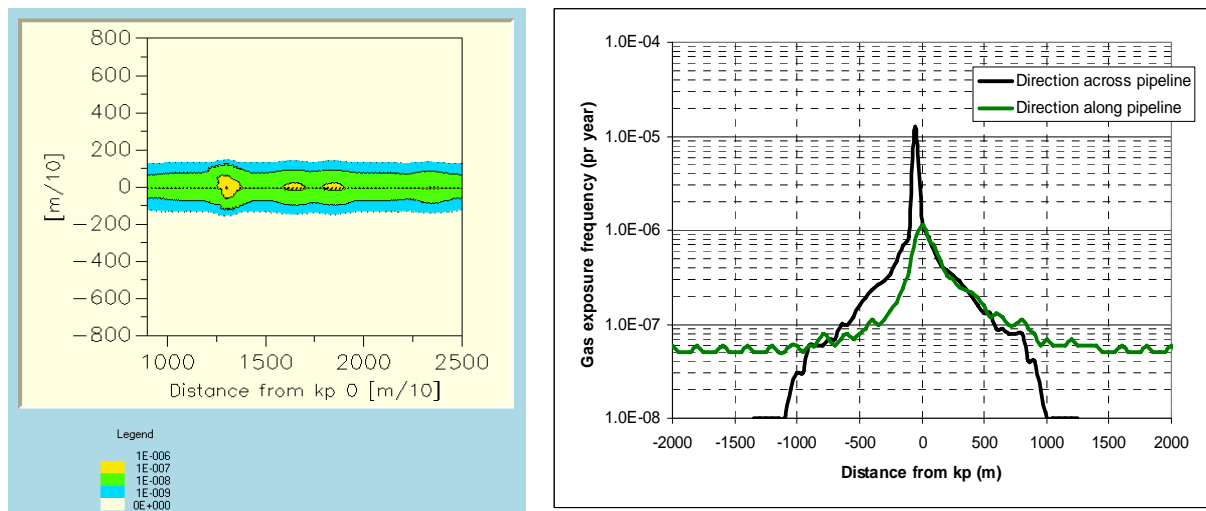
Resultatet er vist i figuren nedenfor (blå kurve):.



Figur 19 Samfunnsrisiko. For en utvalgt, særlig eksponert 10 km strekning langs rørledningen

3.2.3.3 Sannsynlighet for eksponering for gass på havets overflate

I figuren nedenfor fremstilles sannsynlighet for gass over havets overflate langs en rørledning.. Denne kombineres med trafikkdata (sannsynlighet for fartøy i området som er eksponert for gass) for å beregne risiko for liv.



Figur 20 Eksempel på fremstilling av sannsynlighet for gass over havets overflate, langs en rørledningstrase.). I dette tilfelle ligger det en ventil (altså en "punkt"-lekkasjekilde) ved posisjon kp 0, noe som øker eksponeringen for gass i dette området

3.2.4 Beredskap

I risikoanalysen er det lagt vekt på å fremskaffe et godt underlag for beredskapen ved å etablere gode scenariebeskrivelser for et stort antall aktuelle utslipp. Det er gassskyens form og utstrekning som bestemmer om et fartøy eller en plattform eksponeres for brennbar gass. De viktigste parameterne som styrer gassskyens størrelse er:

Utslippsrate

Havdyp

Vindstyrke

Gass sammensetning (tetthet)

En enkel måte å fremstille dette på er vist i tabellen nedenfor.

Constant mass release rate = 1,000 kg/s		Wind speed			Constant mass release rate = 5,000 kg/s	Wind speed				Constant mass release rate = 10,000 kg/s	Wind speed											
		Hazard distance (1/2 LEL)	Weak	Medium		Strong	Hazard distance (1/2 LEL)	Weak	Medium		Strong	Hazard distance (1/2 LEL)	Weak	Medium	Strong							
Depth [m]	70		2 m/s	8 m/s	14 m/s	Depth [m]	70		2 m/s	8 m/s	14 m/s	Depth [m]	70		2 m/s	8 m/s	14 m/s					
		L _{max}	480	900	1370			L _{max}	600	1700	1900			L _{max}	500	2150	2700					
		H _{max}	300	110	25			H _{max}	900	300	210			H _{max}	1200	520	320					
		L ₁₀	140	600	1300			L ₁₀	110	650	1150			L ₁₀	120	550	1050					
	140		2 m/s	8 m/s	14 m/s		140		2 m/s	8 m/s	14 m/s		140		2 m/s	8 m/s	14 m/s	280		2 m/s	8 m/s	14 m/s
		L _{max}	420	1040	1600			L _{max}	580	1720	2070			L _{max}	600	2600	2700					
		H _{max}	340	120	40			H _{max}	700	310	200			H _{max}	1030	430	300					
		L ₁₀	180	750	1500			L ₁₀	160	900	1400			L ₁₀	150	620	1500					
	280		2 m/s	8 m/s	14 m/s		280		2 m/s	8 m/s	14 m/s		280		2 m/s	8 m/s	14 m/s	280		2 m/s	8 m/s	14 m/s
		L _{max}	440	1250	1500			L _{max}	560	1750	2600			L _{max}	600	2250	3000					
		H _{max}	320	80	15			H _{max}	550	220	150			H _{max}	800	430	270					
		L ₁₀	240	1050	700			L ₁₀	220	1100	1850			L ₁₀	230	1100	1950					

Tabellen viser beregnet utstrekning av gasskyen:

- for tre ulike utslippsrater (stasjonært utslipp) på 1.000, 5.000 og 10.000 kg/s
- for tre vanddyb: 70m, 140m og 280m
- for tre vindhastigheter: 2, 8, og 14 m/s

Gasskyens størrelse karakterisert ved ½ LEL konturen er angitt ved tre verdier:

- maksimal horisontal utstrekning, L_{max}
- maksimal høyde, H_{max}
- maksimal utstrekning horisontalt i 10 meters høyde, L₁₀

Verdiene i tabellen er beregnet for "lett gass" (20 g/mol).

3.2.4.1 Praktisk anvendelse i beredskapssituasjon.

En slik oppstilling som vist i tabellen kan i en beredskapssituasjon benyttes til en grov, rask estimering av gasskyens størrelse. Dette kan for eksempel benyttes til å etablere et "fareområde" for begrensning av aktivitet, og styring av trafikk utenom fareområdet. Ved å benytte grensen for ½ LEL legges det inn en viss margin.

Havdyb, vindstyrke og retning vil oftest være kjent. Den parameteren som gjerne er ukjent, i tidlig fase, er utslippsraten. Den kan i noen grad anslås ut fra det visuelle bildet man ser på havets overflate. For øvrig vil det ofte være slik man vil være usikker på om en lekkasje av begrenset størrelse vil utvikle seg til en større, - for eksempel til fullt brudd som medfører et massivt, transient utslipp.

I en aktuell beredskapssituasjon vil man derfor ofte måtte basere seg på fullt brudd som en mulighet, og handle deretter. Utslipsscenarioet etter et fullt brudd kan forutberegnes for de forskjellige rørledningene og resultatene kan gjøres tilgjengelige på hensiktsmessig måte. I risikoanalysen er dette tilgjengelig og presentert i HTML-format.

3.3 Drøfting av risikoanalysens resultater. Usikkerhet

Som i alle risikoanalyser bygger beregningene på mange forutsetninger. Her drøftes noen av forutsetningene som analysen bygger på, primært de som har stor betydning for resultatene og hvor usikkerheten er stor.

3.3.1 Lekkasjefrekvens

Lekkasje ligger tidlig i hendelseskjeden. Lekkasjefrekvensen, og fordelingen på ”hullstørrelser” vil derfor slå inn på alle risikoelementene, som risiko for liv, miljøtap, materielle tap. Sammenhengen er noenlunde proporsjonal. Når det gjelder tap av liv er de forutsetningene som gjøres om frekvens av **fullt brudd** svært viktige.

Som også diskutert tidligere i kapittel 3.1.1, er usikkerheten særlig stor for den størrelseskategorien rørledninger vi opererer i Nordsjøen, - typisk veggtykkelse over 20mm. For denne kategorien rørledninger for gasstransport til havs har vi begrenset driftserfaring. Det er ikke enda registrert lekkasjer på rørledninger med veggtykkelser over 20mm. Verdiene vi benytter baserer seg på ekstrapolering av erfaringer med mindre dimensjoner. Vi har ikke en god modell for hvordan en slik ekstrapolering fra mindre til større rør kan gjøres.

3.3.2 Utslipps- og spredningsscenarioet

Det er enda betydelig usikkerhet når det gjelder hvor godt man faglig behersker scenarioet som følger etter et gassutslipp under vann, og hvor presist man i dag kan modellere og beregne resulterende gassky over havet. I Ptils prosjekt ble dette identifisert som et eget innsatsområde. I denne rapporten behandles og drøftes dette emnet i kapittel 5.

I risikoanalysen vil usikkerhet på dette området ha betydning for risiko for liv, i mindre grad vil det slå ut på risiko for skade på miljø.

4. BEREDSKAP, INFORMASJONS- OG KUNNSKAPSBEHOV

I en beredskapssituasjon vil de beslutningene man tar måtte basere seg på den informasjon man har tilgang til, der og da, og på den innsikt og forståelse man har av situasjonen. Tilsvarende vil riktige valg/beslutninger måtte baseres på kunnskap om de ressurser og virkemidler som står til rådighet for å begrense tapet.

Nedenfor drøftes noen av de viktigste kunnskapsfaktorene (knyttet til selve utslippet) i en situasjon hvor det har oppstått et gassutslipp under vann.

4.1 Deteksjon av lekkasje

For de fleste større rørledningene er det etablert modeller for deteksjon av lekkasje basert på tilgjengelige målinger, som trykk, temperatur og mengdemålinger (P, T, Q). Gassco og Statoil opererer et antall slike. Modellen må tilpasses den enkelte rørledning, og nøyaktighet i målingene av trykk og strømningsrate begrenser følsomheten. Nedre grense for deteksjon vil derfor variere fra ledning til ledning.

Dagens systemer for lekkasjedeteksjon har begrenset ytelse når det gjelder hvor små lekkasjer som kan detekteres, - det samme gjelder tid til deteksjon og angivelse av lekkasjens størrelse. Lekkasjer på 1 % av rørledningens kapasitet anses som en nedre grense for hva som kan detekteres. Det betyr, for de store rørledningene, at gasslekkasjer opp mot 10 kg/s vil kunne pågå i dager uten å bli detektert. Avhengig av havdyp, vær, vind, lys/mørke vil en slik lekkasje kunne observeres på havets overflate.

En lekkasje på 1 kg/s eller mindre vil normalt ikke bli detektert før det foretas undervannsinnspeksjon.

En bedre, raskere deteksjon av lekkasje vil ha en gunstig effekt på varighet av et utslipp, - raskere nedstengning og trykkavlasting, og derved bidra til lavere risiko.

I tilfellet rørbrudd på Jotun (se kap.2.3) ble lekkasjen først detektert ved lavt trykk på Jotun A. Lekkasjemodellen hos Gassco (for Statpipe) detekterte ikke denne lekkasjen, - en lekkasje som i den stasjonære fase var på 5 kg/s, initielt og kortvarig betydelig høyere.

Dette innebærer at vi i dag vil kunne ha lekkasjer av betydelig størrelse over lang tid.

I økende grad installeres spesielt utstyr for deteksjon av gass- og oljelekkasjer.

I forbindelse med undervanns ventiltre er det i mange tilfelle montert et oppsamlingskar som skal fange opp en eventuell gasslekkasje. Dette karet er utstyrt med en HC gassdetektor som gir alarm på plattformen. I noen tilfelle (som Midgard) gir dette direkte nedstengning.

På Åsgard er det konkrete planer om å sette opp et fast montert undervannskamera for å kunne overvåke en ventil på en brønnramme. På rørledningen fra Ormen Lange installeres lekkasjedeteksjon basert på akustiske detektorer. På Tordis Undervanns Separator og Vigdis extension fase 2 prosjektene er det lagt til rette for å installere akustiske undervanns gassdetektorer.

I OLF regi har SINTEF utarbeidet en rapport som beskriver status og perspektiver på undervannsdeteksjon². Denne rapporten gir en grei oversikt over det som eksisterer på området. Ellers er Statoil i samarbeide med Gassco, i gang med et FoU prosjekt for å forbedre eksisterende modellbaserte lekkasjedeteksjonssystemer, men vurderer også nye sensorbaserte systemer. Blant annet undersøkes muligheten for å bruke gassdeteksjonskamera for å detektere gass som kommer opp fra havoverflaten.

Disse sensorbaserte systemene vil etter hvert få økende anvendelse for overvåking av utvalgte installasjoner og for begrensede, lokale områder. For lange transportledninger er det enda ingen praktisk realiserbare tekniske løsninger.

4.2 Lokalisering av lekkasje

I tilfellet Jotun ble lekkasjen lokalisert 2 timer 40 minutter etter at den var detektert, ved beredskapsfartøyet som søkte langs ledningen og observerte strømningsmønster/gass på overflaten. En slik observasjon er ikke alltid presis nok, for eksempel når det gjelder iverksettelse av tiltak. I tilfellet på Jotun ble lekkasjestedet lokalisert presist ved ROV en dag senere, og lekkasjestedet ble isolert fra Statpipe neste dag ved å stenge to 6" ventiler.

Tilsvarende problemstillinger knyttet til lokalisering av lekkasjen vil man kunne møte når det er flere rørledninger i området.

Lekkasjedeteksjon basert på (P,T,Q)- modellering vil kunne si noe om posisjon, men også dette forutsetter en relativ stor lekkasje

4.3 Estimering/beregning av lekkasjens størrelse.

Dagens etablerte systemer, basert på (P, T, Q) vil kunne gi et estimat på størrelsen på lekkasjen, igjen forutsatt en stor lekkasje.

Lekkasjens størrelse har svært stor betydning for risikopotensialet.

Fullt brudd vil være karakterisert ved et utpreget transient forløp; ekstreme utslippsrater umiddelbart (typisk flere tusen kg/s) som avtar ettersom inventaret tømmes og eventuelt isoleres. Disse verdiene kan beregnes på forhånd og lagres i et system for rask gjenfinning ved behov. De vil kunne benyttes for "worst-case" scenarier når usikkerheten er stor, eller når man ikke kan utelukke at lekkasjen kan eskalere til fullt brudd.

For store lekkasjer vil man kunne få et grovt estimat på lekkasjens størrelse av det "bildet" som avtegnes på havets overflate, blant annet basert på strømningsmønsteret og arealet/diameteren på området hvor gass er synlig.

² Subsea Leak Detection. Screening of systems. Report 29.6215.00/01/05

For små lekkasjer vil man kunne få et godt estimat på størrelsen ut fra bilder/video fra ROV på lekkasjestedet.

4.4 Estimering av område som eksponeres for brennbar gass

For gitt lekkasjerate/-forløp kan man beregne gasskyens størrelse. Også gasskyen vil selvfølgelig ha et transient forløp. De viktigste parametrene som styrer dette er, foruten lekkasjens størrelse og forløp; gassens tetthet, havdyp og vindforholdene, - i mindre grad havstrømmer og visse karakteristika ved selve bruddet, som retning på utslippet. Vi har sett at ulike modeller som anvendes gir sprikende resultater. Ulikheten kan dels ligge i modelleringen av gassens strømming opp vannsøylen, dels i modelleringen av overgangen hav/luft, og dels i modelleringen av spredning av gass over havet. Dette er separate modeller som må tilpasses og spille sammen. Dette behandles separat og diskuteres i kapittel 5.

Da risikopotensialet vil være knyttet til om gasskyen tennes eller ikke, så må man også kunne fremstille brannforløpet og brannlastene på de aktuelle eksponerte objekter.

De senere års utvikling på dette området åpner for nye, effektive hjelpemidler i risikostyringen, et potensial som enda ikke er utnyttet fullt ut.

Både avanserte CFD-modeller og enklere empiriske modeller er benyttet. Behovet for presisjon i beregningene er avhengig av hva de brukes til, så det er rom for både enkle (og raske) og ”tyngre” beregningsverktøy.

Petroleumstilsynet har sett et behov for å evaluere/kvalifisere disse modellene for de aktuelle formål.

Modeller som beskriver det transiente forløp etter et brudd er enda ikke tilstrekkelig utviklet og kvalifisert.

4.5 Fastsettelse av sikkerhetssone, grenser for aktivitet i området

I prinsippet vil man fastsette grenser for aktiviteter i området basert på utbredelsen av den brennbare gasskyen. I praksis er det usikkerhet knyttet til hvordan denne utbredelsen er; gjerne betydelig usikkerhet i den innledende fase, - mindre usikkert ettersom man får kartlagt og vurdert situasjonen.

I den innledende fase bør man basere begrensningene på ”worst case” betraktninger, - som oftest vil være en antakelse om fullt brudd. ”Worst case”-scenariene kan være analysert på generelt grunnlag og foreligge forberedt for rask gjenfinning i de systemene man vil benytte i en aktuell beredskapssituasjon. Vind retning og styrke vil naturlig være variable man kan sette verdier for i den aktuelle situasjon.

For transportnettet for gass fra norsk sokkel er det utviklet et databasert system som raskt angir utstrekning av gasskyen for varierende input-verdier på utslippsrate, gass tetthet, havdyp og vindhastighet.

4.6 Gjennomføring av tiltak for å redusere risiko.

I en aktuell situasjon vil man ha visse muligheter for å påvirke forløpet etter en undervanns lekkasje. Isolering av aktuelt segment fra ”kilden” og trykkavlastering er åpenbare tiltak. Men det er betydelige begrensninger på virkemidlene, gitt av de svært store volumer, og begrensninger når det gjelder nedstengning/isolering og trykkavlastering.

I noen tilfelle vil det være aktuelt å gå inn i området for å foreta visse observasjoner eller operasjoner. I tilfellet Jotun gikk man (dagen etter) inn med et fartøy/ROV, oppvinds lekkasjen, for å observere tilstanden på lekkasjestedet. Tredje dagen gikk man inn og fikk isolert mot Statpipe ved å stenge to 6” ventiler i Jotun-tilkoplingen på manifold.

For disse to operasjonene vil det være nødvendig å ha en presis forståelse/modell for gassens utbredelse. Man må også ta i betraktning og vurdere effekten av faktorer som kan endre seg, -

som at vinden kan snu, eller at den pågående lekkasjen kan eskalere i størrelse, eventuelt gå over i fullt brudd.

4.7 Krefter på fartøy eller andre objekter i gasstrømmen

Det verserer ulike, og sprikende, beskrivelser av hvordan et utslipp av gass under vann vil påvirke et fartøy eller andre installasjoner som ligger i den gass/væske-strømmen som oppstår ved en (større) lekkasje.

Det er i forbindelse med de ekstremt store, transiente utslipp etter brudd, at usikkerheten er stor. Her gjelder ikke de modellene som vanligvis benyttes for beregning av utslipp under vann.

Det er også her behov for en avklaring, og i etterkant av en slik avklaring, en nøktern og troverdig informasjon om dette fenomenet og konsekvensene.

Dette prosjektet har ikke gått nærmere inn på dette

5. BEREGNING/SIMULERING AV UTSLIPPSSCENARIET. "TESTCASE"

En sentral del av prosjektet har vært en kartlegging av de metoder og modeller som er utviklet for å beskrive og beregne forløpet av et gassutslipp, - selve lekkasjen/utslippet, gassens bevegelse opp vannsøylen og videre overgangen til luft og spredningen/fortynningen av gassen over havets overflate.

5.1 Definisjon av testcase

Med utgangspunkt i en nærmere definert oppgave, "testcase", har fire selskaper; DNV, Scandpower, Safetec og Lilleaker foretatt beregninger av dette scenariet med sine modeller, - uavhengig av hverandre. Hensikten var blant annet å fremskaffe et bilde av i hvilken grad industrien behersker dette fagområdet.

Som diskutert tidligere finnes det ingen "fasit" i form av godt dokumenterte reelle hendelser eller forsøk, i reell, stor skala, som beregningene kan måles mot. De fire selskapene benytter til dels ulike modeller, de har delvis utviklet sine egne metoder og foretatt sine tilpasninger til den aktuelle oppgaven. Dette beskrives i detalj i rapportene som inngår i Appendiks til denne rapporten.

Ved å sammenholde resultatene fra de fire uavhengig gjennomførte analysene får vi en god indikasjon på om industrien behersker dette området.

Opgaven er bevisst definert slik at den er utfordrende, i grenseland når det gjelder etablert kunnskap på området. Det gjelder for eksempel "skalaen"/størrelsen på utslipp og det sterkt transiente forløpet ved fullt brudd. Det var derfor forventet at de fire selskapene ville komme ut med noe forskjellige svar. Fullt brudd er for øvrig i høy grad en aktuell hendelse som vi må kunne beskrive og analysere/beregne.

I seminaret 15.november 2006 ble resultatene presentert og drøftet. Avvikene selskapene imellom var til dels betydelige. Så store at det gir grunn til å arbeide videre for å redusere usikkerheten i dagens modeller og metoder. Arbeidet som er gjort i dette prosjektet er et godt utgangspunkt for å identifisere de områdene som krever avklaring og videreutvikling.

5.2 Oppgaven

Opgaven gikk ut på å beskrive og beregne scenariet som følger et gassutslipp under vann, - til og med gasskyens form, konsentrasjon og utstrekning over havet. Noen av de viktigste parameterne som styrer scenariet er:

- Utslippets størrelse, - rate over tid
- Havdyp
- Vindstyrke

Disse ble i oppgaven definert som variable, men begrenset til noen få steg. Følgende er de størrelsene som ble beskrevet som felles for alle fire selskapene:

5.2.1 Beskrivelse av testcase. Gassutslipp fra rørledning på havbunnen.

Oppgaven ble beskrevet på denne måten:

- Gassutslipp fra trykksatt rørledning på havbunnen, altså ikke utslipp fra reservoar, utblåsning
- Gass, tørrgass, - tetthet 0,8 kg/m³ ved havets overflate, - vi ser bort fra væskefraksjon
- Scenario 1: fullt brudd
 - I punkt 5.1.3 nedenfor beskrives av det transiente forløp på utslippsraten. (viser utslipp etter brudd på en 36" rørledning, beregnet med OLGA). De lokale fenomenene ved selve bruddet og forutsetninger som gjøres i denne sammenheng er ikke spesifisert.
- Scenario 2: Lekkasje av størrelse 50 kg/s, konstant rate
 - For en stor rørledning vil vi kunne forutsette konstant rate over tid. Det videre forløp vil være transient i en viss fase, men det kan være av interesse også å teste enklere programmer som forutsetter stasjonære forhold.
- Havdyp: To ulike havdyp: 300 meter og 70 meter
- "Topografi": Flatt hav, Ingen installasjoner, ingen obstruksjoner, ingen havstrømmer
- Vindhastigheter: 2 m/s, 7 m/s, og 15 m/s
- Stabilitet: Nøytral

Dette gir til sammen 12 ulike scenarier som skal beregnes:

Utslipp	Havdyp m	Vind m/s
Fullt brudd	70	2
Fullt brudd	70	7
Fullt brudd	70	15
Fullt brudd	300	2
Fullt brudd	300	7
Fullt brudd	300	15
50 kg/s	70	2
50 kg/s	70	7
50 kg/s	70	15
50 kg/s	300	2
50 kg/s	300	7
50 kg/s	300	15

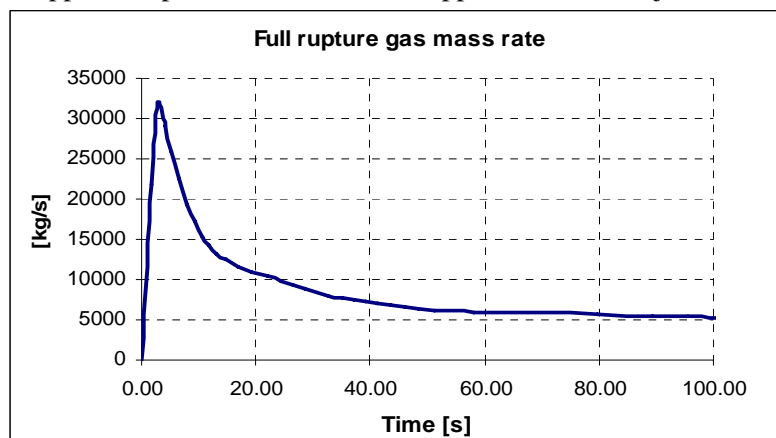
5.2.2 Krav til presentasjon av resultater

For å kunne foreta en noenlunde entydig sammenligning av resultatene fra de fire selskapene ble det spesifisert noen krav til hvordan resultatene skulle presenteres:

- Fremstilling av gasskyens form og utstrekning, med "iso-konsentrasjons"- konturer (spesifikt for LEL og ½ LEL)
 - Som funksjon av tid, - når relevant
 - Spesifikt: gasskyens form og utstrekning 150 og 300 sekunder etter brudd på rørledning.
 - Angi spesifikt maksimal utstrekning horisontalt og vertikalt
- Gass-/væske strømning opp vannsøylen, og gass"flux" i havflaten.
- Beskriv hvordan gassen modelleres som kilde i spredningsmodellen i luft.

5.2.3 Fullt brudd på en 36" gassrørledning på havbunnen

Utslippet ble spesifisert i form av utslippsrate som funksjon av tid som angitt i figur 21.



Figur 21 Utslipp fra rørledningen etter et plutselig fullt brudd

5.3 Resultat av beregningene fra de fire selskapene

Resultatene er presentert i rapporter fra de fire selskapene. Disse er gjengitt i sin helhet i appendiks A.

- A1: Rapport fra DNV Energy
- A2: Rapport fra Scandpower Risk Management
- A3: Rapport fra Safetec
- A4: Rapport fra Lilleaker

Det fremgår av rapportene at det er klare forskjeller i angrepsmåte, beregningsprogram og i fremstilling og visualisering av beregningsresultatene.

For gasspredningen i luft har alle benyttet såkalt CFD-programmer som Kameleon (Scandpower), CFX (DNV og Safetec) og Fluent (Lilleaker).

For gass/væske strømmingen under vann har alle tatt utgangspunkt i arbeid som Professor Torstein Fanneløp med flere, har gjennomført og publisert, med visse tolkninger og tilpasninger, spesielt til scenariet fullt brudd.

I noen grad er det benyttet andre initialverdier enn de som anvises i oppgaven. Dette gjør det vanskelig å sammenligne resultatene entydig. I tabellene nedenfor angis den beregnede maksimale **horisontale og vertikale** utstrekning av gasskyen gitt ved LEL og ½ LEL. Lengste distanse er angitt for de fire kombinasjoner av utslippsstørrelse og havdyp. I tillegg til lengste distanse angis den vindhastigheten som ga den angitte største distanse, horisontalt resp vertikalt.

Dessuten er det i appendiks også kopier av en presentasjon fra SINTEF, "Strømning og spredning av gass i vann og overgang vann til luft".

Maksimal horisontal distanse til LEL og ½LEL			
Case	Dyp	LEL	½LEL
Full brudd	70 m	Scandp: 1800m (15m/s) Lilleaker: ca 500m DNV: 354m (15m/s) Safetec: >1000m (15 m/s)	Scandp: 2600m (15 m/s) Lilleaker: ca 750m DNV: 469m (15m/s) Safetec: >1000m (15 m/s)
Full brudd	300 m	Scandp: 2000m (15 m/s) Lilleaker: --- DNV: 542m (15m/s) Safetec: >1000m (15 m/s)	Scandp: 2800m (15 m/s) Lilleaker: --- DNV: 735m (15m/s) Safetec: >1000m (15 m/s)
50 kg/s	70 m	Scandp: 120m (2 m/s) Lilleaker: 76m (2m/s) DNV: 135m (15m/s) Safetec: 100m (7m/s)	Scandp: 170m (2 m/s) Lilleaker: ca 120 m DNV: 195m Safetec: 170m (7m/s)
50 kg/s	300 m	Scandp: 0 Lilleaker: --- DNV: 362m (15 m/s) Safetec: 150m (2m/s)	Scandp: 0 Lilleaker: --- DNV: 503m (15 m/s) Safetec: 220m (2m/s)

Maksimal vertikal distanse til LEL og ½LEL.			
Case	Dyp	LEL	½LEL
Fullt brudd	70 m	Scandp: 900m (2m/s) Lilleaker: ca 500m DNV: 1477m (2m/s) Safetec: >200m (2m/s)	Scandp: 1200m (2m/s) Lilleaker: ca 750m DNV: 1748m (2m/s) Safetec: >200m (2m/s)
Fullt brudd	300 m	Scandp: 750m (2m/s) Lilleaker: --- DNV: 1078m (2m/s) Safetec: >200m (2m/s)	Scandp: 1100m (2 m/s) Lilleaker: --- DNV: 1287m (2m/s) Safetec: >200m (2m/s)
50 kg/s	70 m	Scandp: 50m (2m/s) Lilleaker: ca 20m (2m/s) DNV: 65m (2m/s) Safetec: 40m (2m/s)	Scandp: 60m (2 m/s) Lilleaker: ca 30m (2m/s) DNV: 71m (2m/s) Safetec: 50m (2m/s)
50 kg/s	300 m	Scandp: 0 m Lilleaker: --- DNV: 36m (2m/s) Safetec: 10m (2m/s)	Scandp: 0 m Lilleaker: --- DNV: 37m (2m/s) Safetec: 35m (2m/s)

Generelt må vi konstatere at resultatene viser betydelige forskjeller:

- En faktor ca 4 mellom høyeste og laveste verdi for maksimal utstrekning horisontalt til LEL ved fullt brudd, både ved 70m og 300m havdyp
- Ved utslipp 50 kg/s og 70m dyp er det bedre samsvar når det gjelder maksimal horisontal utstrekning; Scandpower:120m (2 m/s), Lilleaker: 76m (2m/s), DNV:135m (15m/s), Safetec:100m (7m/s). Imidlertid er det interessant å merke seg

at to selskaper har lengst distanse ved 2m/s, mens de to andre har lengste distanse ved 15m/s, resp 7m/s.

- For utslippsscenarioet 50 kg/s og 300m dyp er ulikhetene store; - fra 0 m (Scandpower) til 362 m (DNV).
 - Forklaringen her er delvis at man fremstiller ulike ting, - som illustrerer betydningen av selve presentasjonsmåten. Scandpower (Kameleon) fremstiller gjennomsnitt gasskonsentrasjon i elementene i grid'et, - verdien blir derved avhengig av størrelsen (høyden) på det laveste elementet. Safetec derimot definerer gasskonsentrasjonen på havoverflaten (innenfor "pool") lik 100 %. Det er i ettertid sjekket (Scandpower) hvordan gasskonsentrasjonen blir hvis gridet gjøres finere. Da viser beregningene gass over LEL også i Scandpowers beregninger. Størrelsen på "entrainment factor" (gass-arealeet på overflaten) har også betydning for hvordan dette resultatet blir.
- Testen/beregningene er gjort med "flatt hav", og man fremstiller gjerne "projeksjonen" av gasskyen med konsentrasjonskonturer. Dette gir ikke nødvendigvis et entydig bilde av risikoen for et fartøy eller annen bemannet installasjon. Et risikobidrag betinger tenning av gasskyen, og et objekt på overflaten endrer strømningsforholdene og derved gasskyens form og utstrekning. Disse forholdene er ikke behandlet i forbindelse med denne "testcasen". For et fartøy som passerer over/gjennom en gassky, vil gasskonsentrasjonen, som beregnet med "flatt hav", måtte være over LEL for å bli tent om bord på skipet.

6. VIDEREFØRING AV PROSJEKTET.

Deltakerne i prosjektet har kommet til at de ønsker å gå videre i et samarbeide for å avdekke de underliggende årsakene til at resultatene er så forskjellige, og derigjennom redusere usikkerheten knyttet til disse beregningene. Selve utslippet fra rørbruddet, - strømningsraten som funksjon av tid ved brudd eller lekkasje fra en gitt åpning regner man med å beherske tilfredsstillende i dag.

Kildene til ulikhetene vi har sett kan grovt sett henføres til to områder: strømningsscenarioet **under** vann, og spredningsscenarioet **over** vann, samt selve overgangen hav/luft.

6.1 Forståelsen og modelleringen av utslippet under vann, fra selve utslippet på havbunnen til og med overgangen hav til luft, - hvor gassen bryter havflaten.

Utfordringen her er å etablere den grunnleggende forståelsen av de fysiske fenomener, og evnen til å omsette dette i modeller som er tilstrekkelig korrekte og presise for de ulike formål. Det er særlig ved de store, massive utslipp (eller de mer moderate utslipp på grunt vann) at de modeller som benyttes i dag ikke strekker til. Vi innser at det på dette området derfor er behov for en mer fundamental angrepsmåte, og sannsynligvis utvikling av nye modeller. Det foreligger et utkast til samarbeidsprosjekt på dette området som nå diskuteres.

6.2 Spredning av gass i luft over havet.

På dette området vil det være mulig å angripe oppgaven ved at de fire selskapene som deltok i "Testcase" foretar nye beregninger med sine programmer som sist, men at oppgaven (scenarioet) nå starter med et sett presist definerte "utslippssprofiler" på havets overflate, og en mer detaljert og nyansert beskrivelse av beregningsresultatene. Deretter sammenlignes resultatene, man identifiserer og diskuterer likheter, ulikheter, hvor og hvorfor ulikheter oppstår.

Et poeng er at denne oppgaven derved kan gjennomføres uten å vente på resultater fra "undervannsprosjektet", og man vil relativt raskt kunne avklare i hvilken grad spredning i luft er kilde til de observerte ulikhetene.

Da den førstnevnte oppgaven gir startbetingelsene for spredningsberegningene, er det klart at dette henger sammen, og denne sammenhengen må ivaretas ved hensiktsmessig kontakt/samarbeid mellom de to prosjektene.

6.3 Fysiske forsøk i stor eller mellomstor skala.

Dagens modeller bygger på forsøk i liten skala, alle under 1 kg/s. Fullt brudd på en av de store rørledningene for transport av gass fra norsk sokkel gir initielle utslippsrater på 20-30.000 kg/s.

Dette gjør at vi ikke har muligheter til å verifisere de modellene som benyttes mot realistiske eksperimenter. Man innser umiddelbart at slike eksperimenter i stor skala blir omfattende og kostbare. Interessen er imidlertid stor, og som et første steg bør man foreta en "utredning" av:

1. hvilke eksperimenter (type, størrelse, antall, -) som vil være nødvendige for å gi den informasjon man ønsker for å "kalibrere" eller verifisere modellene.
2. Hvordan slike eksperimenter kan gjennomføres i praksis, også grovt anslå kostnader.

Det arbeides med å få i gang en aktivitet også på dette området.

