

Kunde
Petroleumtilsynet

Dokument type
Rapport

Dato
17.12.2014

Ramboll ref
ROGN-S-RA-000032

GASSLEKKASJER, BRANNBELASTNING OG EKSPLOSJONSTRYKK I INNELUKKEDE MODULER

Revisjon: **02/ endelig utgave**
Dato: **17.12.2014**
Utarbeidet av **Jens Chr. Bennetsen, Ørjan Knudsen, Farhad Pakshad**
Sjekket av **Farhad Pakshad, Ørjan Knudsen**
Godkjent av **Farhad Pakshad**
Beskrivelse **Gasslekkasjer, brannbelastning og eksplosjonstrykk i innelukkede moduler**

Ref
ROGN-S-RA-000032

INNHALDSFORTEGNELSE

1.	Formål og arbeidsomfang	1
2.	Sammendrag og konklusjoner	2
2.1	Innelukking av moduler og effekten på eksplosjonstrykk	2
2.2	Innelukking av moduler og effekten på brannlaster	3
2.3	Øvrige tiltak for å redusere brann og eksplosjonsrisiko	3
3.	Forkortelser	5
4.	Innledning	6
4.1	BAKGRUNN	6
4.2	EKSISTERENDE OFFSHORE INSTALLASJONER I ARKTISKE OMRÅDER	6
4.2.1	Offshore Norge - Barentshavet	6
4.2.1.1	Snøhvit	6
4.2.1.2	Goliat plattform	7
4.2.2	Offshore Nordamerika	8
4.2.2.1	Newfoundland og Labrador	8
4.2.2.2	Hibernia Gravity Base Structure	8
4.2.2.3	Terra Nova FPSO	9
4.2.2.4	SeaRose FPSO (White Rose)	9
4.2.2.5	Hebron GBS	10
4.2.2.6	Northstar Island	10
4.2.2.7	Kulluk	11
4.2.3	Offshore Russland	11
4.2.3.1	Sakhalin offshore prosjekter	12
4.2.3.2	Lunskoye-A plattform	12
4.2.3.3	Molikpaq Plattform (PA-A)	13
4.2.3.4	Piltun Astokhskoye Plattform (PA-B)	13
4.2.3.5	Offshore prosjekt i Petsjorahavet	14
5.	EKSPLOSJON I INNELUKKEDE MODULER	15
5.1	BAKGRUNN	15
5.2	RESULTATER	15
5.2.1	Sammenligning av resultater fra probabilistiske studier (anonymisert)	15
5.2.2	Effekt av ventilasjonsrate på gassky-størrelser	17
5.2.3	Case-studie: Reduksjon av innelukkethet på offshore prosessmodul	18
5.2.4	Ventilasjon	19
5.2.5	Gass-spredning	20
5.2.6	Eksplasjon	21
5.2.7	Omforent effekt på eksplosjonsrisiko	21
5.3	DISKUSJON	22
5.3.1	Design av moduler	22
5.3.2	Mekanisk ventilasjon	22
5.3.3	Eksplasjonspaneler	23
5.3.4	Aktive paneler	24
5.3.5	Deluge	26
5.3.6	Inertgass	27
5.3.7	Sesongavhengige tiltak	28

5.3.8	Generelle risikotiltak	29
5.4	USIKKERHETSMOMENTER	29
5.4.1	Gassdeteksjon	29
5.4.2	Ekspløsjonspaneler	29
5.4.3	Aktive paneler	29
6.	BRANN I INNELUKKEDE MODULER	30
6.1	BAKGRUNN	30
6.2	Brann fysikk	30
6.2.1	Overtenning	32
6.2.2	Backdraft	33
6.2.3	Varmelaster gitt i standarder	33
6.3	RESULTATER	34
6.3.1	Jetbrann – effekten av innelukkede moduler	34
6.3.2	Væskedambrann – effekten av innelukkede moduler	36
6.3.3	Ventilasjon av innelukkede moduler – brann og mekanisk ventilasjon	37
6.4	DISKUSJON	38
6.4.1	Barriere i forbindelse med eksplosjoner og branner	38
6.5	Usikkerhetsmomenter	39
6.5.1	Prediksjon av forbrenningshastighet fra en væskedam- og flerfases jetbrann	39
6.5.2	Slukningskriterier for flammer	39
6.5.3	Eksterne Flammer	39
6.5.4	Utslipp av uforbrente hydrokarboner	40
6.5.5	Brann i miljø med lavt oksygennivå	40
7.	Forslag til videre arbeid	41
7.1	Ekspløsjon	41
7.2	Brann	41
8.	ANDRE MULIGE TILTAK	42
8.1	Anleggsintegritet	42
8.2	Bakenforliggende årsaker	44
8.2.1	Korrosjon og materialvalg	44
8.2.2	Vibrasjon og materialtretthet	44
8.2.3	Arbeidsmiljø og menneskelige faktorer i prosess- og arbeidsmiljødesign	44
8.3	Begrensning av toposide hydrokarbonvolum	44
8.3.1	Separasjonsteknologi med mindre lagerbeholdning	44
8.3.2	Nedihulls olje / vann-separatorer	45
8.3.3	Havbunns separasjon	45
8.3.4	Rørseparator	46
8.3.5	Kompakt elektrostatiske væskeutskiller	46
8.3.6	Sykloner	47
8.3.7	Mindre men flere nedblåsningssegmenter	47
8.4	Begrense lekkasjemuligheter	47
8.4.1	Akutte og diffuse lekkasjer	47
8.4.2	Årsaker til lekkasjer under drift	47
8.4.3	Strategi for å opprettholde flensforbindelsesintegritet	49
8.4.4	Flenser	50
8.4.5	Lekkasjetesting i forkant av prosessoppstart	50
8.4.6	Kompakte flenser	50
8.4.7	Clamp forbindelse	51
8.4.8	Erstatte flensforbindelser med helsveiste forbindelser	52
8.4.9	«Clamp-on / Non-intrusive instrumentation»	52
8.4.9.1	Måling av gjennomstrømning	52
8.4.9.2	Måling av nivå	53
8.4.9.3	Måling av temperatur	53
8.5	Lekkasjedeteksjon før nedstegning, etter oppstart og under drift	53
8.5.1	Teknologi for lekkasjedeteksjon	53

8.5.2	Flammeionisasjonsdetektor	53
8.5.3	Infrarødt kamera	54
8.5.4	Fotoioniseringsdetektorer	55
8.6	Trykktanker utformet som bokser i stedet for sylindriske beholdere	55
9.	Referanser	57

1. FORMÅL OG ARBEIDSBOMFANG

Sommeren 2014 ble Ramboll tildelt et oppdrag av Petroleumstilsynet for å studere problemstillinger knyttet til gasslekkasjer i innelukkede moduler og konsekvenser for brannbelastning og eksplosjonstrykk. Ramboll utførte arbeidet i samarbeid med Gexcon, som er firmaet bak utviklingen av det CFD-baserte eksplosjonssimuleringsprogrammet FLACS.

Målet med oppdraget var å etablere en robust kunnskapsplattform relatert til gasslekkasjer, brann og eksplosjonstrykk i innelukkede områder. Dette er en problemstilling som er aktuell spesielt med tanke på utvikling og etablering av petroleumsvirksomhet i nordområdene. Vinterisering i form av innelukking av moduler og områder er ofte brukt for å tilpasse arbeidsmiljøet og beskytte utstyr.

Med dette oppdraget ønsker Petroleumstilsynet å oppnå følgende mål:

- Få en bedre forståelse av hvordan innelukking, helt eller delvis, sammen med utstyrskonfigurasjon og -tetthet påvirker beregnet eksplosjonstrykk og brannlaster.
- Beskrive kunnskapssituasjonen på en robust måte slik at resultatet fra arbeidet kan benyttes i Petroleumstilsynets tilsyn.
- Påvirke industrien til å fylle eventuelle kunnskapshull i de relevante områdene.

Arbeidsomfanget av oppdraget inkluderer blant annet følgende aktiviteter:

- Innhenting av informasjon: offentlig tilgjengelige studier og utgitte vitenskapelige artikler vil bli innhentet, studert og henvist til i rapporten.
- Utarbeidelse av en oversikt over installasjoner i det arktiske området med relevans til studiens problemstilling.
- Innhente informasjon om utførte storskalaforsøk og modellere / simulere ved hjelp av CFD.
- Tabulere og drøfte anonymiserte data fra eksplosjonssimuleringer og vurdere effekten av blant andre følgende faktorer som påvirker risikoen:
 - Effekt på naturlig ventilasjon i området
 - Effekt på brennbare skystørrelser fra gasslekkasjer
 - Effekt på sannsynlighet for antennelse
 - Betydning for effekt av isolasjon av tennkilder
 - Effekt på eksplosjonstrykk fra gasseksplosjoner
- Drøfte effekten av redusert ventilasjon på brannlaster.
- Drøfte mulige tiltak for å redusere eksplosjonsrisiko i innelukkede moduler.
- Drøfte mulige tiltak for å redusere brannrisiko i innelukkede moduler.
- Systematisere data og utarbeide en rapport.

2. SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Denne rapporten er resultatet av arbeidet utført av Ramboll og Gexcon om gasslekkasjer i innelukkede moduler og følgende konsekvenser for brannbelastning og eksplosjonstrykk. Innelukkethet er aktuelt pga. vinterisering av olje- og gassanlegg i det arktiske området.

Studien har identifisert en del eksisterende anlegg som er operative i det arktiske området. Detaljert designinformasjon foreligger ikke offentlig, men alt tyder på at innelukking av moduler har blitt benyttet for å takle klimaforholdene i det arktiske området.

Opplisting av kulepunkter i følgende under er ikke uttømmende.

2.1 Innelukking av moduler og effekten på eksplosjonstrykk

Erfaring fra risikoanalyser viser at økt innelukkethet øker eksplosjonsrisikoen vesentlig. Dette skyldes i hovedsak redusert ventilasjon, som gjør at små lekkasjer som ellers ville ventileres bort, gir vesentlige brennbare skyer. Siden små lekkasjer er langt mer sannsynlige enn større lekkasjer, øker eksplosjonsrisikoen.

Der innelukkede moduler behøves, kan risikoen reduseres ved tiltak som forbedrer ventilasjonen:

- Mekanisk ventilasjon som er dimensjonert for modulen
- Mekanisk ventilasjon som «skrus opp» ved gassdeteksjon for å trekke ut gass («plug flow»)
- Smarte paneler som åpnes ved gassdeteksjon for å gi naturlig ventilasjon
- Utstyr som tåler kulde bedre og har vesentlig lekkasjerisiko kan plasseres i åpne moduler, mens annet utstyr står i innelukkede moduler

Design av moduler kan redusere eksplosjonsrisiko:

- Størrelsen på moduler som behandler brennbar gass minimeres
- Moduler seksjonerer med «soft barriers», gardiner som hindrer spredning av gass men gir trykkavlastning ved eksplosjon
- Utstyr plasseres strømlinjeformet (på langs av flyt mot trykkavlastningspaneler) og total utstyrstetthet holdes lav i områder med lekkasjekilder
- Prosessutstyr seksjonerer i små segmenter for å gi mindre gassutslipp
- Sikkerhetsbarrierer forsterkes for å tåle høyere eksplosjonstrykk

Eksplosjonspaneler vil kunne gi trykkavlastning, men snø og is kan redusere effektiviteten av disse. Følgende tiltak kan hjelpe mot dette:

- Paneler kan plasseres på vegger heller enn tak
- Varmetråder kan hindre fastfrysing
- Jevnlig fjerning av is og snø manuelt

Aktive tiltak kan vurderes. Noen av disse har vesentlige utfordringer som må løses, i tillegg er de avhengige av et driftssikkert og hurtig system for deteksjon av gassutslipp:

- Inertgass som slippes ut i modulen ved gassdeteksjon for å hindre/ redusere eksplosjonstrykk
- Vannspray som løses ut ved gassdeteksjon for å redusere eksplosjonstrykk
- Isolering av tennkilder ved gassdeteksjon

Usikkerhetsmomenter knyttet til eksplosjon i innelukkede moduler

- Hurtig og pålitelig gassdeteksjon for å sikre effekten av risikoreducerende tiltak
- Eksperimentell testing av eksplosjonspaneler påvirket av snø og ising
- Utforming, pålitelighet og åpningstiden av aktive paneler i arktiske strøk

2.2 Innelukking av moduler og effekten på brannlaster

I utformingen av arktiske offshore moduler med hensyn til brannsikkerhet, er det viktig å skaffe pålitelige estimater av blant annet forbrennings- og varmefrigjøringshastigheter for å forutsi oppførselen til brann i innelukkede modulene samt konstruksjonsrespons til disse brannene.

Diskusjon og resultater i denne studien er basert på dagens funn og kunnskap knyttet til jet- og væskedam branner i innelukkede moduler med mekanisk ventilasjon. Brann på offshore plattformer vurderes vanligvis i forbindelse med moduler som er delvis åpne og har naturlig ventilasjon. Så snart modulene lukkes inn med vegger, paneler, osv., så må nye mekanismer vurderes i utviklingen av branner, for eksempel overtenning, Backdraft fire/deflagrasjons, stabiliteten til flammen, svingende brenning og termisk feedback til brensel og overflaten til stålstruktur.

Den generelle oppførselen til brannen vil være svært avhengig av blant annet størrelsen på lekkasjen, lokasjon i forhold til plassering av åpninger i modulen og type av brensel. Disse parameterne vil påvirke gasstemperatur innenfor rommet, vegg og tak temperaturer, objektets temperaturer, varmeflukser til vegger, tak og objektet, og sammensetningen av røykgass.

I innelukkede moduler er ventilasjonsraten i gjennomsnitt betydelig lavere enn naturlig ventilerte moduler, og dermed vil romtemperaturen i en brann stige fortere og høyere sammenlignet med åpne eller delvis åpne moduler. Et annen relevant fenomen er «ghost» flammer, som ofte observeres på utsiden av moduler med begrenset tilgang til frisk luft (for eksempel i under-ventilerte branner). Grunnen til dette er at den begrensede mengde av frisk luft vil forårsake ufullstendig forbrenning og det vil produseres en stor mengde CO og hydrokarbon damp som en del av røyken. En slik varm røyk kan ta fyr igjen hvis den kommer i kontakt med oksygen på utsiden av det opprinnelige brannområdet eller i andre tilstøtende områder.

I slike ventilasjon-kontrollerte branner er maksimalt strålingsnivå redusert i forhold til en brensel-kontrollert brann, men ventilasjon-kontrollert branner påvirker større overflatearealer inne i innelukkede moduler. Dermed kan ventilasjon-kontrollerte branner resultere i varmere branner og skape et mer kritisk scenario i forhold til brensel-kontrollerte branner.

Usikkerhetsmomenter knyttet til ventilasjonskontrollert-branner (brann i innelukkede moduler)

- Mangel på pålitelig, generell metode for beregning og prediksjon av forbrenningshastighet som bestemmer indre temperaturer og størrelsen på flammer
- Mangel på sikre kriterier for å avgjøre når væskedam branner er selvslukkende
- Mangel på sikre beregningsmetoder for å vurdere eksterne flammer (pga. uforbrente hydrokarboner) som blant annet kan ramme rømningsveier. Potensialet for generering av eksplosive blandinger og risiko for antennelse fra ventilasjons-kontrollerte offshore branner bør undersøkes nærmere
- Usikkerhet i evaluering av branntyper knyttet til lavt-oksygen miljø som overtenning, backdraft fire/deflagrasjon og flammestabilitet

2.3 Øvrige tiltak for å redusere brann og eksplosjonsrisiko

Øvrige tiltak, som individuelt eller tilsammen med andre tiltak kan redusere risikoen for lekkasjer i innelukkede moduler i arktiske områder, kan være;

- Overordnede: kvalitetsstyring og -sikring i prosjektgjennomføring og senere i operasjonen av anlegg
- Eliminering av bakenforliggende årsaker
 - Korrosjon og materialvalg
 - Vibrasjon og utmatning

- Arbeidsmiljø og menneskelige faktorer i prosess- og arbeidsmiljødesign
- Betydning og anvendelsen av systematisk, strukturert og dokumentert tilnærming i å introdusere og ivareta design, teknisk og operasjonell integritet, som til sammen betegnes anleggsintegritet, i anlegg som skal operere i arktiskområder
- Begrense Topside hydrokarbonsvolumet ved hjelp av følgende tiltak;
 - nedi hulls olje / vann-separasjon
 - havbunns olje / vann-separasjon
 - Topside væske / gass rørseparator
 - Kompakt elektrostatisk væskeutskiller
 - Større bruk av sykkloner
 - Mindre men flere nedblåsningssegmenter
- Begrense lekkasjemuligheter
 - Lekkasje undersøkelse før nedstegning
 - Lekkasjeundersøkelse før oppstart
 - Lekkasjeundersøkelse etter oppstart og under drift
 - Redusert flensbruk og fokus på flensenes egenskaper i forhold til lekkasje
 - Erstatte flensforbindelser med helsveiste forbindelser
 - Clamp-on / Non-intrusive instrumentation

Diffuse lekkasjer utgjør en stor andel av utslipp av flyktige organiske komponenter til atmosfæren. I forbindelse med innelukkede moduler i arktiske områder kan diffuse lekkasje få større betydning, ikke bare med hensyn til miljø men også i forbindelse med risiko for eksplosjon. Slike lekkasjer må betraktes som symptomer på svake mekaniske flensforbindelser som har potensialet for å svikte og forårsake eskalering ved en ulykke. Det finnes flere teknologier for deteksjon av diffuse lekkasjer, blant annet;

- Flammeionisasjonsdetektor
- Infrarød kamera
- Fotoioniseringsdetektorer (ingen respons på metan – er egnet til oljeproduserende anlegg)

3. FORKORTELSER

ACH	Air Changes per Hour, luftutskiftninger per time
ALARP	As Low As Reasonably Practicable
CFC	Compact Flange Connections, kompakte flensforbindelser
CFD	Computational Fluid Dynamics, computersimulering av vind, gass eller eksplosjoner
CIMS	Component Integrity Management System, styringssystem for å sikre integriteten til lekkasjeutsatte komponenter i et anlegg
CO	Carbon Monoxide, karbonmonoksid
DOWS	Downhole oil/water separators, nedihulls olje/vann-separatorer
EPA	Environmental Protection Agency, miljøvernetaten i USA
ESD	Emergency Shutdown System, nødavstengningssystem
F	Energien av varmestråling fra flammens overflate
FID	Flame ionisation detectors, flammeionisasjonsdetektor
IPL	Independent Protection Layers, uavhengige barrierer
IS	Inherently Safe, iboende trygt
LDAR	Leak Detection And Repair, lekkasjedeteksjon og reparasjon
MIG	Metal Inert Gas welding, metall-buesveising
MWIR	Mid-Wave Infra Red, mellombølge infrarød
PIDs	Photoionization detectors, fotoioniseringsdetektor
PPM	Parts Per Million, deler per million
PSD	Process Shutdown System, prosessavstengningssystem
Q	Effekt av brann
Q9	Et mål på gassky-størrelse. Brennbart volum vektet etter laminær flammehastighet og ekspansjonsratio. I praksis vektet gass nær støkiometrisk blanding høyt, mens gass nær øvre og nedre brennbarhetsgrense (som brenner langsomt og gir lite bidrag ved eksplosjoner) vektet lavt. Dette målet gir en god representasjon av eksplosjonsrisikoen forbundet ved en gassky. Generelt er Q9 (som måles i m ³) mindre enn totalt brennbart volum, som igjen er mindre enn totalt volum av gass (der deler er over eller under brennbarhetsgrensene).
QA	Quality Assurance, Kvalitetssikring
QC	Quality Control, kvalitetskontroll
Qr	Heat radiation, varmestråling
RRM	Risk Reduction Measures, risikoreducerende tiltak
TIG	Tungsten Inert Gas welding, wolfram-lysbue sveising i inert gass
UV	Ultraviolet, ultrafiolett
VOC	Volatile Organic Components, flyktige organiske komponenter

4. INNLEDNING

4.1 BAKGRUNN

Oljeutvinning i nordområder utfordrer dagens teknologi og løsninger på grunn av de ekstreme klimaforholdene. Opphoping av snø, isdannelse fra sjøsprøyt, frosset regn eller yr, frysing av tåke eller skydråper og polare lavtrykk kan negativt påvirke plattformoperasjoner, og integritet/funksjonalitet av sikkerhets-, rømnings- og evakueringsutstyr. Ekstreme lave temperaturer og værforhold gjør det vanskelig å prosessere hydrokarboner i åpne utendørs prosessområder. Det kan også være utfordrende for personalet som skal betjene utstyr. Flere typer tiltak for å håndtere denne type utfordringer kategoriseres gjerne under begrepet vinterisering¹.

I følge ref. /¹/ inkluderer vinterisering samtlige tiltak for å tilrettelegge innretningen for operasjoner i kaldt klima. Vinterisering er primært fokusert på å motvirke de negative effektene av kulden, ising og vindfaktor på mennesker og utstyr i det arktiske klimaet. Vindfaktor (wind chill) er kombinert avkjølingseffekt fra lav temperatur og vindhastighet. Denne faktoren øker varmetap fra utstyr og menneskekropp.

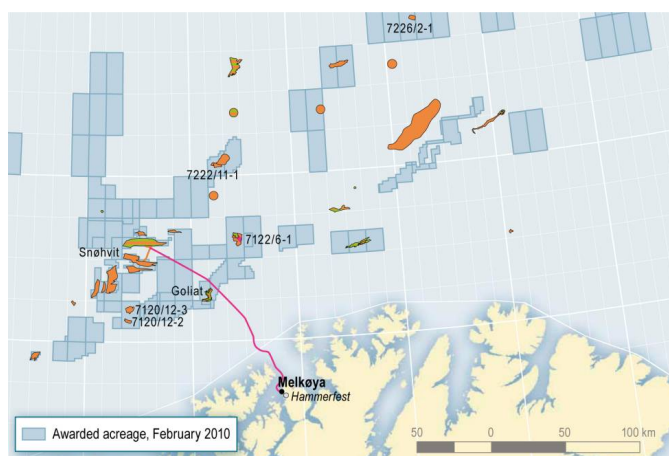
Som et vinteriseringstiltak for å motvirke ising bør utstyr helst plasseres i lukkede områder. Dette kan suppleres med bruk av andre antiisingstiltak som hindrer isdannelse på overflater, konstruksjoner eller utstyr. Hensikten er at overflater, konstruksjoner eller utstyr er umiddelbart tilgjengelige for bruk. Tiltak mot tilising inkluderer blant annet oppvarming av luft, bruk av varmekabler på overflater eller frostvæskekemikalier i prosessen.

4.2 EKSISTERENDE OFFSHORE INSTALLASJONER I ARKTISKE OMRÅDER

Studien har identifisert en del eksisterende anlegg som er operative i det arktiske området. Detaljert designinformasjon foreligger ikke offentlig, men alt tyder på at innelukking av moduler har blitt benyttet for å takle klimaforholdene i det arktiske området.

4.2.1 Offshore Norge - Barentshavet

Snøhvit er det eneste feltet som til nå er bygd ut i Barentshavet og har vært i produksjon siden 2007. Utbyggingen av Goliat ble godkjent av myndighetene juni 2009 og hadde en produksjonsstart sent i 2013, men er forsinket.



Figur 4-1: Felt og funn i Barentshavet (Oljedirektoratet: <http://www.npd.no/Publikasjoner/Faktahefter/Fakta-2011/Kap-10>)

4.2.1.1 Snøhvit

Produksjonsanlegget Snøhvit er plassert på havbunnen i en dybde på mellom 250 og 345 meter. Snøhvits brønner produserer gass fra de tre reservoarene Snøhvit, Askeladd og Albatross. Store

mengder naturgass transporteres til land gjennom en 143 kilometer lang rørledning inn til Melkøya utenfor Hammerfest for produksjon av flytende naturgass (Liquified Natural Gas (LNG)).



Figur 4-2 LNG-anlegget på Melkøya (Kilde: Statoil/Øyvind Hagen)

4.2.1.2 Goliat plattform

I følge ENI er Goliat det første oljefeltet som bygges ut i Barentshavet. ENI Norge har sammen med sin partner Statoil valgt å bygge ut feltet med Sevan Marines flytende, sylindriske produksjonsenhet, en Sevan 1000 FPSO. Sevan 1000 er designet for å kunne operere under de utfordrende klimaforholdene som finnes i Barentshavet, og innfører blant annet nye prinsipper for vinterisering.

I følge værdata fra området er Goliat mindre værutsatt enn den ville vært mange andre steder i Barentshavet. Blant annet fordi Goliat feltet ligger midt i Golfstrømmen, holder det at den flytende plattformen dimensjoneres for å tåle 18 minusgrader. De meteorologiske data viser at installasjonen er lite utsatt for ising fra tåkeskyer og regn. Goliat-plattformen er dessuten rund med høyt fribord på om lag 20 meter. På feltet kommer de fleste store bølgene fra vest, og da er det som regel mildvær. Kulden kommer fra øst, men svært sjelden i kombinasjon med store bølger. Dette gjør også isingsproblematikken mindre.



Figur 4-3: Goliat plattform i Barentshavet (Kilde: ENI).

Goliat er konstruert slik at regn, snø og is skal renne av vegger og tak - samt for å tåle alle forventede islaster. Det brukes varmekabler i gulvet i særlig utsatte områder, for eksempel i

evakueringsveier og på helikopterdekk. Dette skal hindre at det bygger seg opp mye snø og is. I hjelpeutstysrommet er alt utstyr innebygd. En konstruksjonsmessig utfordring har imidlertid vært å ivareta hensynet til et godt arbeidsmiljø samtidig som kravene til god lufting av prosessområdet opprettholdes. Ventilering er viktig for å minimere eksplosjonsfare. Det sikreste ville vært å ha en helt åpen løsning på prosessområdet, men dette ville resultert i håpløse forhold for de som skal jobbe der. Derfor har ENI funnet frem til en løsning der ytterveggen til prosessanlegget består av vertikale stålplater som delvis overlapper hverandre. Dette gir god lufting, samtidig som arbeiderne beskyttes mot vær og vind.

4.2.2 Offshore Nordamerika

4.2.2.1 Newfoundland og Labrador

Newfoundland og Labrador har 3 eksisterende offshore-installasjoner og én planlagt: Hibernia, Terra Nova, White Rose og Hebron.



Figur 4-4 Installasjoner i Newfoundland og Labrador (Kilde: CBC News).

4.2.2.2 Hibernia Gravity Base Structure

Hibernia GBS er verdens største oljeplattform og den første som er designet for å motstå kollisjoner med drivende isfjell. En GBS er en plattform som holdes på plass av tyngdekraften, typisk med en tung støttestruktur av betong. På Hibernia er denne støttestrukturen armert for å kunne tåle å treffes av drivende isfjell som kan være så store som 6 millioner tonn. Den indre veggen beskyttes av en 1.4 meter tykk isvegg, og et system av vegger på kryss mellom disse fordeler trykkene ved en eventuell kollisjon. /2/



Figur 4-5 Hibernia GBS. Merk de stjerneformede «is piggene» i støttestrukturen (Kilde: AIS).

4.2.2.3 Terra Nova FPSO

Mens Hibernia har valgt å kunne motstå kollisjoner med isfjell, er Terra Nova designet som et skip som kan navigere for å unngå kollisjoner. Terra Nova, som ble sjøsatt i 1999, er av typen Floating Production, Storage and Offloading (FPSO), og er en av verdens største FPSO'er. Brønner bores av et separat boreskip, og legges i utgravde fordypninger i havbunnen (såkalte «glory holes» for at de ikke skal skades av isfjell som skraper langs bunnen. Brønnene kobles til Terra Nova FPSOs turrett, og produsert råolje lagres i skipets tanker. I nødstilfelle som f.eks. isfjell på kollisjonskurs, har turreten en hurtigkobling som lar skipet koble fra og forlate området trygt.



Figur 4-6 Terra Nova FPSO, supply skip, boreplattform og «glory holes» (Kilde: Suncor).

4.2.2.4 SeaRose FPSO (White Rose)

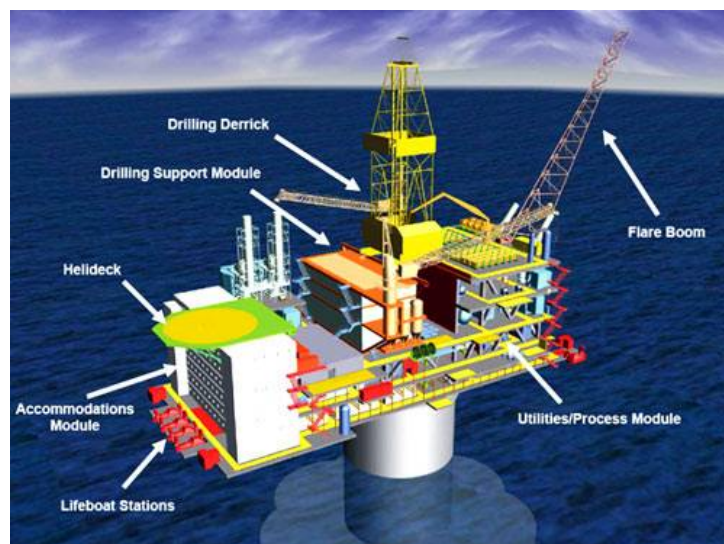
Som Terra Nova er SeaRose en FPSO. SeaRose ble sjøsatt i 2004.



Figur 4-7 SeaRose FPSO (Kilde: Husky Energy).

4.2.2.5 Hebron GBS

På Hebron-feltet planlegges det en GBS-plattform. Igjen vil det kreves et kraftig «is-belte» som på Hibernia.



Figur 4-8 Konseptmodell for Hebron GBS (Kilde: Hebron Project).

4.2.2.6 Northstar Island

Denne installasjonen ligger i Beauforthavet nord for Alaska. På grunn av pakkis kan ikke en vanlig plattform brukes her. I stedet ble en kunstig øy bygget for å huse produksjonsanlegget. For å hindre at fyllmassene eroderes av isfjell, er kantlinjen forsterket med betongmutter. Oljen sendes til land via rør som er gravd ned i havbunnen. I tillegg sendes naturgass under trykk til øya for å opprettholde trykket i reservoaret. Et tredje rør huser et spesialisert lekkasjedeteksjonssystem – «LEOS» - som brukes for å unngå utslipp i de sårbare nordområdene. Det tredje røret fylles med oksygen. Ved et utslipp av gass eller olje vil hydrokarboner trekke inn i dette røret og forurensne oksygenet. Hver dag trekkes oksygenet ut av røret og måles i en gasskromatograf /3/. Konstruksjonen ble påbegynt i 1999, og produksjon ble igangsatt i 2001.



Figur 4-9 Northstar Island i Beauforthavet (Kilde: Joint Pipeline Office).

4.2.2.7 Kulluk

Kulluk var en bore-lekter som var i bruk først i Canada og senere i Beaufort-havet utenfor Alaska. Skroget er traktformet, og gjør at is presses nedover og brytes i stykker. Kulluk var i drift fra 1983 til 1993 og fra 2005 til 2012.



Figur 4-10 Kulluk kort tid før grunnstøtingen (Kilde: USAs kystvakt).

4.2.3 Offshore Russland

Figuren under viser offshore installasjoner operert av Gazprom

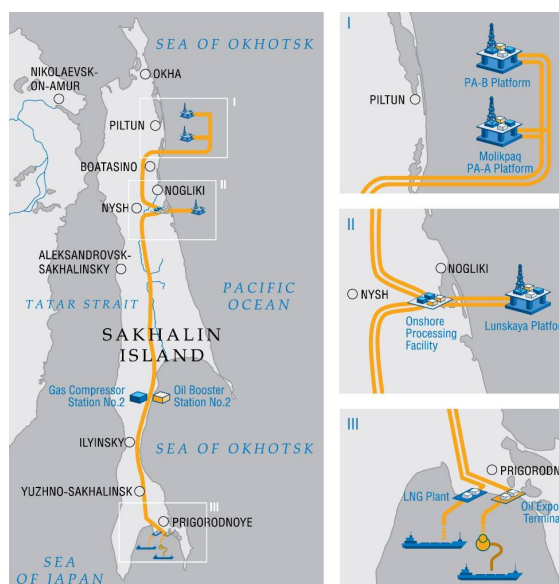


Figur 4-11 offshore Russland (Kilde: www.Gazprom.com)

4.2.3.1 Sakhalin offshore prosjekter

Offshore forholdene i Okhotskhavet i Russland;

- Temperaturen varierer 25 til -40 grader (Temperatur offshore kan falle til -40 grader med wind chill)
- Is på havet fra desember til juni
- Bølger på opptil 10 meter
- Hyppig tåke om våren og sommeren
- Sterke strømninger om sommeren
- Jordskjelvsone



Figur 4-12 Sakhalin offshoreprosjekter (Kilde: www.Gazprom.com)

4.2.3.2 Lunskeye-A plattform

Lun-A plattform er Russlands første offshore gassproduksjonsplattform. Denne plattformen produserer mesteparten av gassen for LNG-anlegget i Sakhalinprosjektet. Lun-A ble satt i drift i desember 2008 og er designet for helårs drift i tøffe klimatiske forhold. Den er bygget for å tåle grov sjø, omfattende is og høy seismisk aktivitet. Den ligger 15 km utenfor den nordøstlige kysten av Sakhalin Island, i en vanddybde på 48 m.

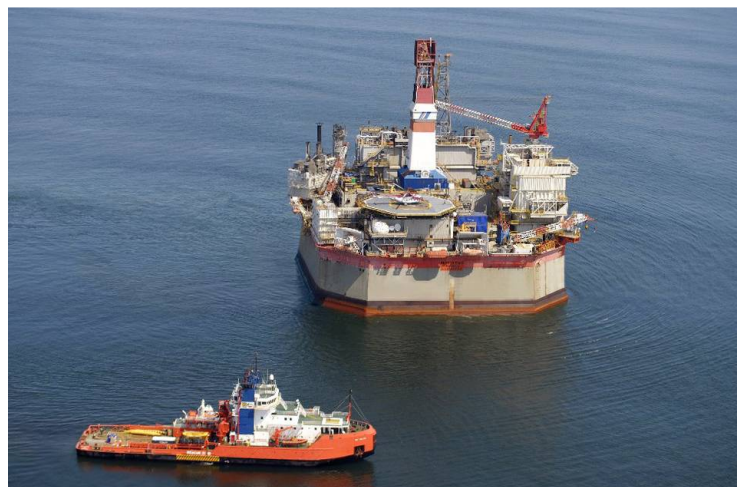
Understellet er en firbent betongkonstruksjon (Concrete Gravity Base Substructure (CGBS)) som støtter et fullt integrert dekk med anlegg for olje-, kondensat- og gassseparasjon, gassbehandling for transport til LNG, lagring for kjemikalier og et boligkvarter med plass til 136 personer.



Figur 4-13 Lunskeye-A plattform (Kilde: www.Gazprom.com)

4.2.3.3 Molikpaq Plattform (PA-A)

Molikpaq er Russlands første offshore oljeproduksjonsplattform. Kommersiell oljeproduksjon fra plattformen ble startet i 1999. Molikpaq er en ombygd borerigg som først ble brukt i arktiske farvann, i Beauforthavet utenfor kysten av Canada. Strukturen er spesielt konstruert for å brukes i de krevende arktiske isforholdene. Boligkvarteret har en kapasitet på 164 personer.



Figur 4-14 Molikpaq Plattform (Kilde: www.Gazprom.com)

4.2.3.4 Piltun Astokhskeye Plattform (PA-B)

Piltun-Astokhskeye-B (PA-B) er Russlands største plattform i Sakhalin-2-prosjektet og er en kombinert bore-, prosesserings- og produksjonsplattform. PA-B-plattformen er designet for helårs drift i tøffe klimatiske forhold.

Understellet er en firbent betongkonstruksjon (CGBS) som støtter et fullt integrert dekk med anlegg for olje-, kondensat- og gassseparasjon, gassbehandling for transport til LNG, lagring av kjemikalier og et boligkvarter med plass til 140 personer. Den har en fullt integrert dekkskonstruksjon som er bygget separat i Sør-Korea, ved Samsung Heavy Industries' verft.



Figur 4-15 Piltun Astokhskiye Plattform (PA-B) (Kilde: www.rogtecmagazine.com)

4.2.3.5 Offshore prosjekt i Petsjorahavet

Prirazlomnaye oljefelt ligger sør for Novaja Zemla i Nord-Russland i Petsjorahavet, i en avstand på 60 km fra kysten. Havdypet i området er 19 m til 20 m. Området er isfritt 110 dager i året, mens kuldeperioden varer 230 dager. Istykkelsen kan bli opptil 1.7m. Den årlige gjennomsnittstemperaturen er -4°C , og minimumstemperaturen når -50°C . Bølgehøyder opp til 12 m kan forventes i dette området. Konseptet er en fast gravitasjonsplattform, og overbygningen basert på Hutton-strekstagplattformen i den britiske nordsjø, ombygd for å operere i et nytt klima.



Figur 4-16 Prirazlomnaye plattform(Kilde: www.Gazprom.com)

5. EKSPLOSJON I INNELUKKEDE MODULER

5.1 BAKGRUNN

I arktiske områder designes modulene med økt innelukkethet, og dette har flere negative effekter på eksplosjonsrisiko:

- Redusert ventilasjon som gir
 - Større brennbare skyer ved lekkasje
 - Lengre varighet på brennbare skyer
- Redusert trykkavlastning som gir høyere eksplosjonstrykk

I studier gjort på ikke-arktiske installasjoner gjøres det ofte en vurdering av effekten av å fjerne eller legge til vegger. I de fleste tilfeller er dette av stor betydning for den totale risiko. Det er imidlertid som regel snakk om delvis innelukkethet, med vesentlig gjenstående naturlig ventilasjon. Arktiske moduler er fullstendig innelukkede, og derfor avhengig av mekanisk ventilasjon. Mekanisk ventilasjon gir typisk mye lavere luftutskiftningsverdier (ACH) enn naturlig ventilasjon, men på et konstant nivå. I NORSOK S-001-standard kreves det et minimum av 12 ACH 95% av tiden for naturlig ventilerte områder, og et minimum av 12 ACH (fast) for mekanisk ventilerte områder. I åpne konstruksjoner som wellhead-platformer ses det ofte at dette kravet oppfylles med god margin (gjerne over 50 ACH 95% av tiden), mens for mer komplekse geometrier og tunnelformede moduler kan denne verdien iblant ligge kun rett over kravet. Et vesentlig poeng er imidlertid at ventilasjonen store deler av tiden vil være mye høyere enn 95%-terskelverdien. På en bestemt platform hvor flere tunnellmoduler ble vurdert, lå den typiske 95%-persentilen nær 12 ACH, mens *medianen* (dvs. 50%-persentil) av ACH var på ca. 100-150. En naturlig ventilert modul som så vidt oppfyller NORSOK-kravet vil typisk i gjennomsnitt være vesentlig bedre ventilert enn en mekanisk ventilert modul som så vidt oppfyller kravet.

Effekten av lav ventilasjon er at små lekkasjer som ellers ville ventileres ut før de ble et vesentlig problem, kan gi farlige eksplosive skyer. Jo lavere ventilasjon, jo mindre må en lekkasje være for å kunne være et problem. Siden sannsynligheten for små lekkasjer generelt er vesentlig høyere enn for større lekkasjer, økes eksplosjonsfrekvensen og dermed risikoen vesentlig.

Veggene gir også lavere trykkavlastning ved en eventuell eksplosjon. Dette fører til større eksplosjonstrykk fra en ellers lik antent gassky. Det er ikke tilrådelig å inneslutte et prosessområde med kun solide vegger. I stedet bør en vesentlig del av veggene være eksplosjonspaneler som vil løses ut og gi trykkavlastning ved en eventuell eksplosjon. Det er viktig at disse panelene løses ut hurtig og ved et tilstrekkelig lavt trykk. Snø og ising på veggene vil kunne redusere effekten av eksplosjonspanelene vesentlig, og det bør gjøres designvalg som sikrer at panelene er effektive.

Bruk av vannspray/deluge ved gassdeteksjon har vist seg å kunne redusere eksplosjonstrykk, men er vanskelig å bruke når utetemperaturen er lavere enn -25 °C grader.

5.2 RESULTATER

5.2.1 Sammenligning av resultater fra probabilistiske studier (anonymisert)

Hovedårsaken til økt eksplosjonsrisiko i arktiske moduler er den økte innelukketheten. For å illustrere effekten av dette vil et (anonymisert) utvalg av offshore-moduler støttet med probabilistiske risikoanalyser bli presentert. For å lette sammenligningen summeres analysene til forenklete tall. Det må imidlertid påpekes at disse analysene er komplekse, og mye av detaljene som bidrar ikke tas med her.

Syv moduler har blitt valgt ut til sammenligningen. I tillegg er det tatt med en sensitivitetsstudie som ble gjort på en av modulene (Modul C) hvor noen av panelene i endeveggene ble tatt bort,

samt en oppdatering av studien for en av modulene (Modul H) når nye data ble tilgjengelige i EPC-fasen.

Tabell 5-1 viser informasjon om geometri/layout for modulene. Verdiene for tette dekk, tak og vegger er andel blokkering, dvs. hvis én av fire vegger er helt tett teller denne 25%, mens en vegg dekket med louverpaneler som er antatt å gi 50% blokkering teller 12.5%. Utstyrstetthet er målt ved antall meter rør o.l. per kubikkmeter volum. Høyere utstyrstetthet gir generelt høyere eksplosjonstrykk. Disse generelle dataene vil illustreres ved en gjennomgang av sensitiviteten som er gjort på «Modul C» (avsnitt 5.2.3).

Tabell 5-1: Informasjon om geometri for referansemoduler

Geometri										
	Lengde (m)	Bredde (m)	Høyde (m)	Dekksareal (m ²)	Volum (m ³)	Tett dekk	Tett tak	Tette vegger	Ex-paneler	Utstyrstetthet (m/m ³)
Modul C	63	19	14	1197	16758	100 %	100 %	94 %	47 %	0.86
Modul C - sensitivitet	63	19	14	1197	16758	100 %	100 %	81 %	47 %	0.86
Modul D	65	20	14	1300	18200	100 %	100 %	94 %	25 %	1.29
Modul E	38	13	9	494	4446	100 %	100 %	37 %	0 %	N/A
Modul F	38	28	16	1064	17024	100 %	100 %	36 %	0 %	0.8
Modul G	25	18	14	450	6300	100 %	100 %	79 %	0 %	0.93
Modul H - FEED-fase	25	30	9	750	6750	50 %	100 %	0 %	0 %	0.21
Modul H - EPC-fase	25	30	9	750	6750	50 %	100 %	0 %	0 %	0.22
Modul I	40	29	8	1160	9280	10 %	100 %	29 %	0 %	1.49

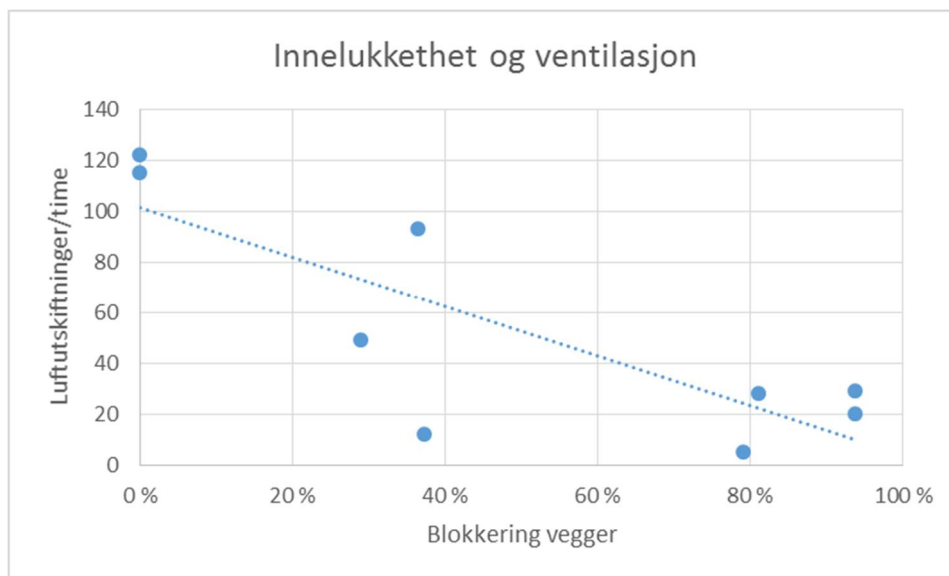
Tabell 5-2 viser resultater fra simuleringer og beregninger i modulene. Ventilasjon representeres ved høyeste antall luftutskiftninger per time (ACH) som oppnås minst 95% av tiden.

Lekkasjefrekvens er totalt antall forventede gasslekkasjer/år. Gasskomposisjon representeres ved andel metan, et lavere tall betyr tyngre gass. (For noen moduler er det simulert med både lettere og tyngre gass). Tennsannsynlighet er prosentvis sjanse for forsinket antenneelse, dvs. etter at en gassky har oppstått. Eksplosjonsfrekvens er årlig frekvens for eksplosjoner, mens 10^{-4} -trykk og 10^{-5} -trykk er det høyeste eksplosjonstrykket som forventes å oppstå h.h.v 10 000 og 100 000 år eller oftere. Trykk på dekk er valgt siden andre eksplosjonsmål ikke nødvendigvis måles i alle prosjekter.

Tabell 5-2: Informasjon om eksplosjonsrisiko for referansemoduler

	Ventilasjon (ACH 95%)	Lekkasjefrekvens (/år)	Gasskomposisjon (% metan)	Tennsannsynlighet	Eksplosjonsfrekvens (/år)	10^{-4} -trykk på dekk (barg)	10^{-5} -trykk på dekk (barg)
Modul C	20	0.94	85 %	0.04 %	3.82E-04	0.56	7.74
Modul C - sensitivitet	28	0.94	85 %	0.03 %	2.36E-04	0.23	3.77
Modul D	29	0.07	89 %	0.11 %	7.25E-05	N/A	0.74
Modul E	12	1.15	86/23%	0.03 %	3.42E-04	0.63	1.97
Modul F	93	0.07	90/64%	0.21 %	1.48E-04	0.09	N/A
Modul G	5	0.19	78 %	0.24 %	4.57E-04	4.79	10.42
Modul H - FEED-fase	115	0.14	77 %	0.07 %	1.05E-04	0.01	0.29
Modul H - EPC-fase	122	0.27	77 %	0.07 %	1.89E-04	0.01	0.26
Modul I	49	0.56	72/55%	0.15 %	8.52E-04	0.15	1.03

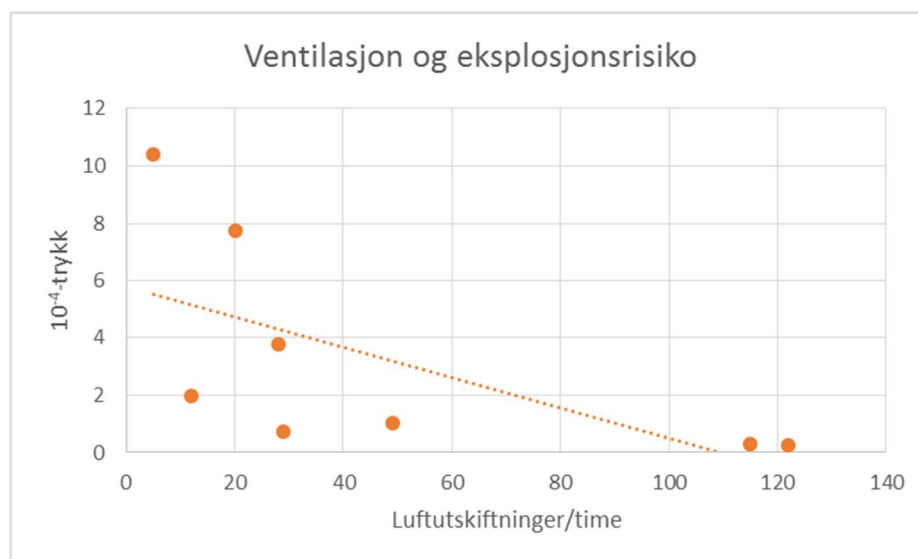
Innelukkethet fører typisk til dårligere ventilasjon. Dette går frem av disse dataene, selv om de individuelle forskjellene mellom modulene gjør at trenden ikke er helt entydig (Figur 5-1).



Figur 5-1: Samsvar mellom innelukkethet og ventilasjon

Ventilasjon har en stor effekt på eksplosjonsrisiko. En sammenstilling mellom disse dataene vises i Figur 5-2. Merk at denne sammenligningen er svært forenklet: Lekkasjefrekvens og utstyrstetthet som også er av stor betydning, er ikke tatt med her. Allikevel er det mulig å peke på en generell nedadgående trend i eksplosjonsrisiko når ventilasjonen forbedres.

Merk at verdiene for luftutskiftninger/time her er minimumsverdier for 95% av tiden. Mesteparten av tiden er disse modulene bedre ventilert enn denne verdien, mens en mekanisk ventilert modul vil holde en fast ventilasjon til enhver tid. Dette er hovedutfordringen når det gjelder eksplosjonsrisiko i arktiske moduler.



Figur 5-2: Samsvar mellom ventilasjon og eksplosjonsrisiko

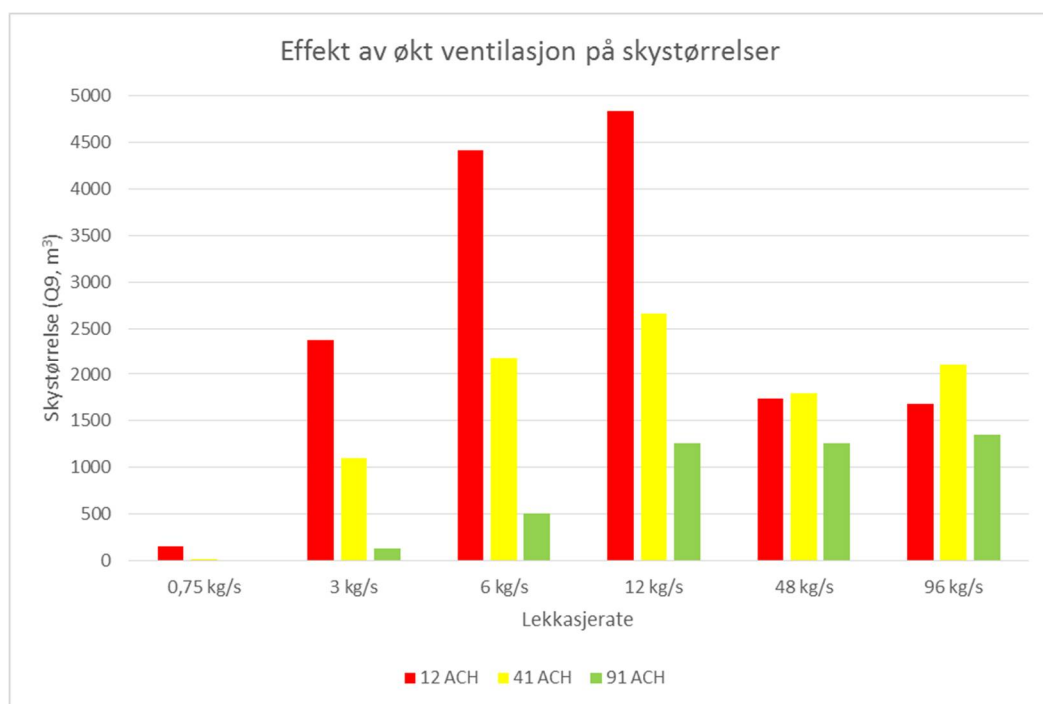
5.2.2 Effekt av ventilasjonsrate på gassky-størrelser

Det er et krav i NORSOK-reguleringene at ventilasjonsnivået skal være over 12 ACH minst 95% av tiden. I naturlig ventilerte anlegg er dette sjelden et problem. Typisk vil ventilasjonen store deler av tiden være godt over dette minstemålet. For mekanisk ventilerte områder er derimot ventilasjonen fastsatt, dvs. et mekanisk ventilert område designet for 12 ACH vil mesteparten av tiden ha vesentlig dårligere ventilasjon enn et naturlig ventilert område som så vidt oppfyller NORSOK-kravet.

Figur 5-3 viser hva dette vil ha å si i praksis. Figuren viser skystørrelser fra spredningssimuleringer i et naturlig ventilert prosessområde. Tre vindhastigheter er simulert, hvorav den minste gir en ventilasjon på grensen av NORSOK-kravet (12 ACH). For et naturlig ventilert område vil ventilasjonen være på dette nivået en del av tiden, men ofte høyere. I et mekanisk ventilert område designet for å ha 12 ACH vil ventilasjonen alltid være på dette lave nivået.

Effekten av økt ventilasjon er mest markant for små lekkasjerater, f.eks. gir den minste lekkasjeraten (0,75 kg/s) ingen skyer av betydning for de høyere ventilasjonsratene. På den andre siden er effekten på veldig store lekkasjer (48 kg/s og 96 kg/s) mindre gunstig, og vi ser at for 96 kg/s økes skystørrelsen fordi deler av skyen som var over øvre brennbarhetsgrense ved 12 ACH er brennbare ved 41 ACH. Imidlertid er effekten dramatisk for lekkasjer på 3, 6 og 12 kg/s, som gjerne utgjør en stor andel av forventede lekkasjer.

Konklusjonen er klar: I en mekanisk ventilert modul vil relativt små lekkasjer (som inntreffer oftere) gi farlige brennbare skyer oftere enn det som er tilfellet i naturlig ventilerte moduler. Den økte frekvensen for farlige skyer gir en mye høyere eksplosjonsrisiko.

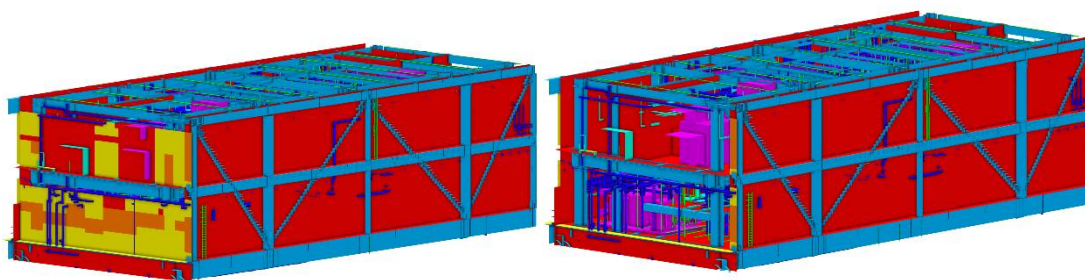


Figur 5-3: Skystørrelse som funksjon av ventilasjon for forskjellige lekkasjerater

5.2.3 Case-studie: Reduksjon av innelukkethet på offshore prosessmodul

For gass eksplosjonssikkerhet heter det satt på spissen at «den beste bygningen har ingen vegger». Dette er sjelden en praktisk løsning, men i prinsippet øker risikoen jo mer innelukket et område er. For å illustrere dette vises det her resultater fra en sensitivitetsstudie.

Som del av en større probabilistisk analyse av eksplosjonsrisiko på en plattform i Nordsjøen ble det gjort en sensitivitetsstudie for innelukkethet i en av modulene. Modulen var en såkalt *tunnelmodul* som er avlang med tette vegger på langsider, dekk og tak. I tillegg hadde denne modulen delvis åpne endevegger (deler av disse veggene var louverpaneler som reduserte gjennomstrømning av luft uten å stoppe den helt). Sensitiviteten tok for seg å fjerne disse endeveggene og dermed gjøre endene av modulen helt åpne:

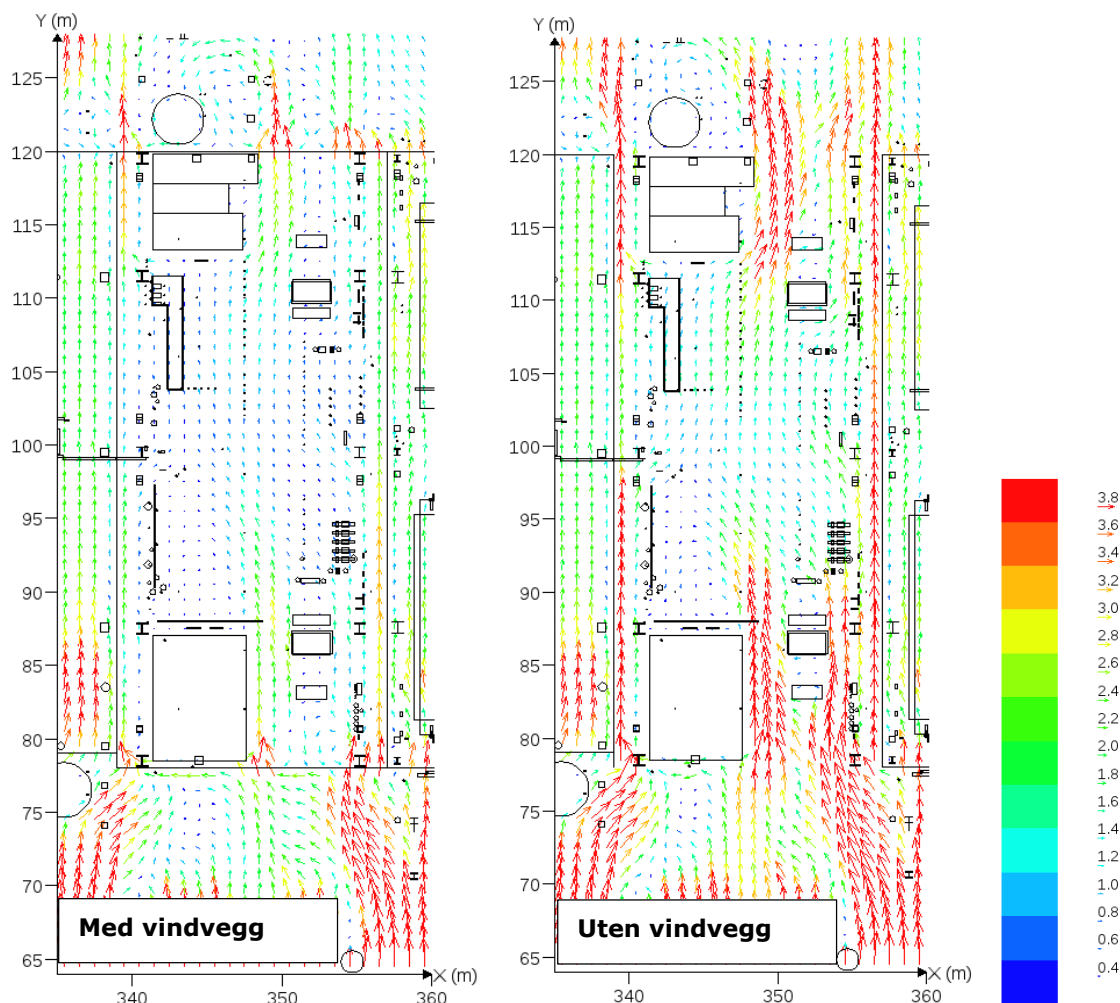


Figur 5-4: Offshore tunnelmodul med (venstre) og uten endevegger.

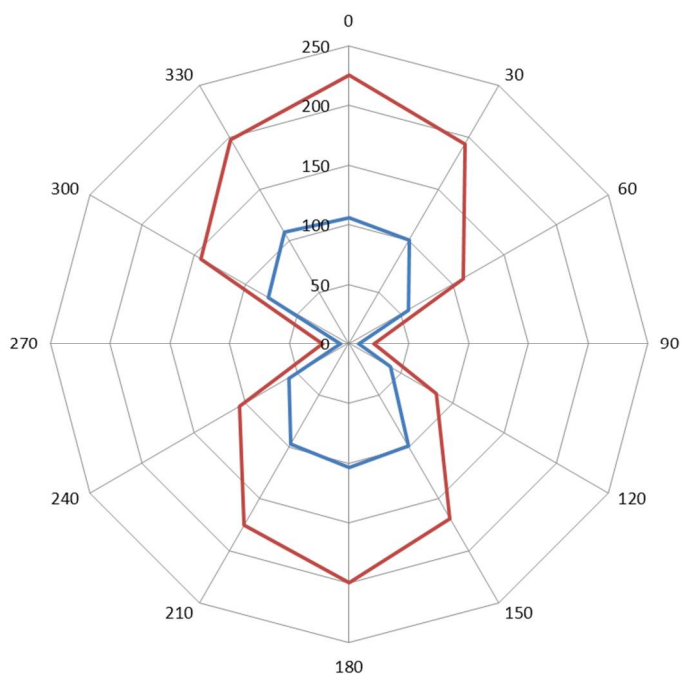
Den probabilistiske analysen ble gjentatt i sin helhet med den nye moduldesignen, inkludert ventilasjons-, sprednings- og eksplosjonssimuleringer. Dette gir mulighet til å direkte se innvirkningen endringen har på hver av disse fenomenene, og til sist på den totale eksplosjonsrisikoen.

5.2.4 Ventilasjon

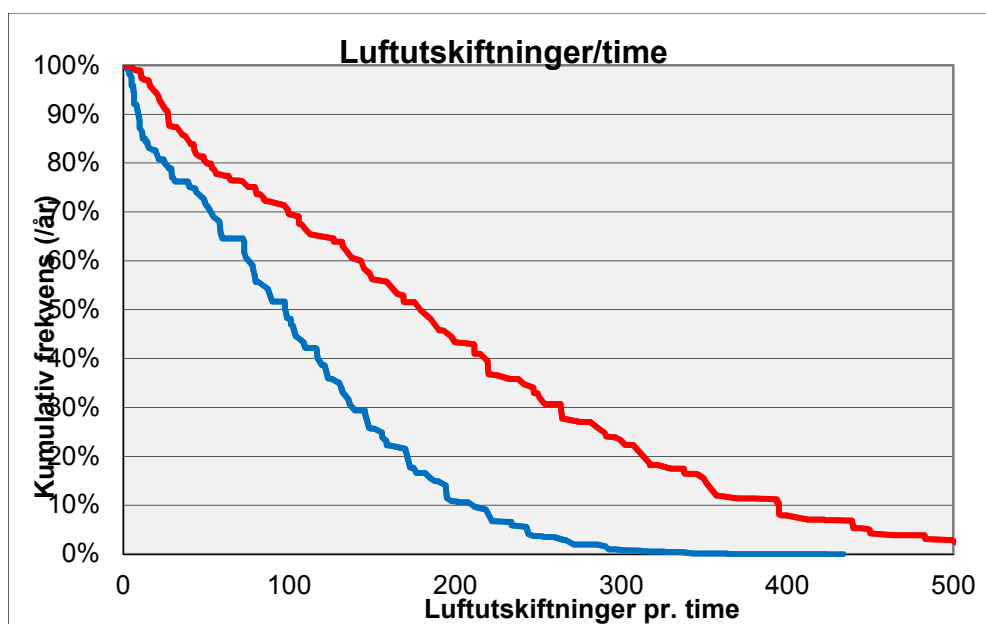
Når endeveggene fjernes, økes luftgjennomstrømningen betraktelig. Figur 5-5 viser et snittplan av strømningsfeltet i modulen, og den bedrede ventilasjonen er tydelig. Dette eksemplet viser vind fra sørlig retning, men ventilasjonen er vesentlig bedre for alle simulerte vindretninger (Figur 5-6). Når disse resultatene sammenstilles med værdata som gir årlig frekvens for de forskjellige vindretninger og -styrker, merkes det at ventilasjonen er vesentlig bedre uten endeveggene (Figur 5-7).



Figur 5-5: Luftstrømningsmønster i prosessmodul med og uten vindvegg.



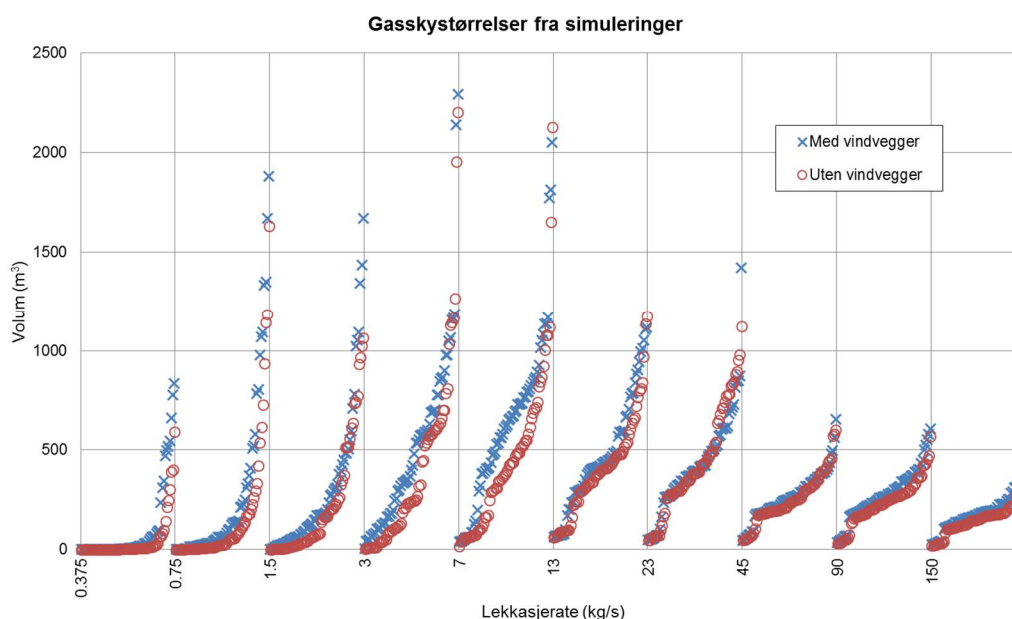
Figur 5-6: Luftutskiftninger/time for forskjellige vindretninger med (blå) og uten (rød) vindvegger.



Figur 5-7: Akkumulert årlig frekvens for luftutskiftninger pr. time med (blå) og uten (rød) vindvegger.

5.2.5 Gass-spredning

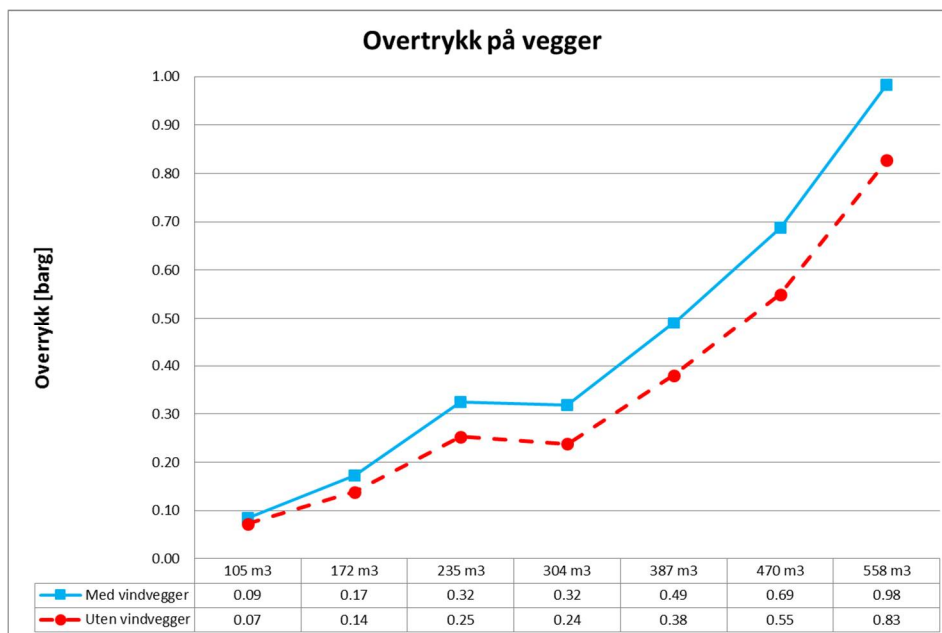
Den forbedrede ventilasjonen gir mindre brennbare skyer for de fleste scenarier, spesielt når lekkasjeratene er små. (Ved større lekkasjerater kan økt ventilasjon bidra til å tynne ut deler av skyen som ellers ville vært over øvre brennbarhetsgrense). Figur 5-8 viser denne trenden for alle de simulerte spredningsscenariene.



Figur 5-8: Skystørrelse (ekvivalent støkiometrisk volum) fra utslipp med/uten vindvegger.

5.2.6 Eksplosjon

Vindveggene har også en effekt på eksplosjonsforløpet ved en antent gassky. For en sky av samme størrelse, vil den reduserte trykkavlastningen gi høyere trykk. For de aller minste skyene er effekten mindre, siden skyene ikke når fra vegg til vegg og det derfor vil være mulig med en viss trykkavlastning innad i modulen.



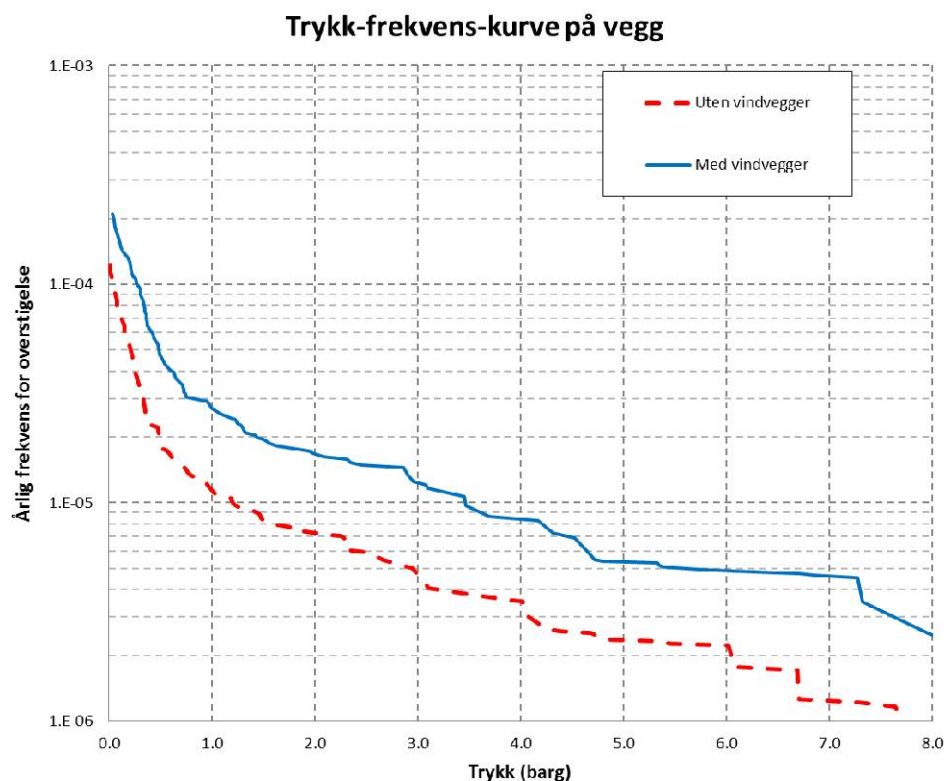
Figur 5-9: Eksplosjonstrykk på vegger for forskjellige skystørrelser, med og uten vindvegger.

5.2.7 Omforent effekt på eksplosjonsrisiko

Vindveggene reduserer ventilasjon og trykkavlastning i modulen. Den reduserte ventilasjonen fører til større brennbare skyer og høyere sannsynlighet for antennelse. Den reduserte trykkavlastningen fører til høyere eksplosjonstrykk for skyer av sammenlignbar størrelse. Hver av disse effektene er moderat, men sammen gir de en betydelig endring i total eksplosjonsrisiko. Figur 5-10 viser beregnet trykk-frekvens-urve med og uten vindveggene. Med vindvegger er

total eksplosjonsfrekvens ca. 70% høyere pga. den økte sannsynligheten for antennelse. Forskjellen er betydelig for større skyer, og 10^{-5} -trykket (det verste eksplosjonstrykk som forventes å inntreffe over en 100 000 års periode) økes fra 1,2 til 3,5 bar, nesten en tredobling!

Dette eksempelet illustrerer den omforente effekten av en endring i innelukkethet, og viser hvorfor eksplosjonsrisikoen i vinteriserte moduler må vurderes ekstra nøye.



Figur 5-10: Trykk-frekvenskurver for eksplosjonstrykk på vegg, med og uten vindvegger.

5.3 DISKUSJON

5.3.1 Design av moduler

Eksplisjonsrisiko er sterkt påvirket av skystørrelse/maksimal flammelengde. Reduksjon av størrelsen på hver enkelt modul vil kunne redusere eksplosjonsrisikoen. Spesielt områder som inneholder utstyr med høy sannsynlighet for lekkasjer bør begrenses i størrelse. Alternativt kan større moduler seksjoneres med «myke barrierer» (plast-gardiner som hindrer spredning av gass, men som lett rives opp av en eksplosjon og tillater trykkavlastning). Utstyr i modulene må plasseres slik at det ikke blokkerer strømming mot trykkavlastningspaneler. Der det er mulig bør utstyr med særlig høy lekkasjerisiko plasseres i åpne moduler.

5.3.2 Mekanisk ventilasjon

For å kompensere for innelukketheten kan mekanisk ventilasjon brukes. Risiko kan reduseres ved å designe ventilasjonsanlegget slik at det i størst mulig grad ventilerer ut gassen samlet uten å skape turbulens som blander gassen med luft ("plug flow"). Hvis oppvarming eller andre hensyn gjør det vanskelig å ha en høy ventilasjon under vanlig drift, kan ventilasjonsanlegget designes for å skrus opp til et høyere "nødnivå" ved deteksjon av brenbar gass i modulen. Mer informasjon om ventilasjon er tilgjengelig i kapittel 6.3.3.

5.3.3 Eksplosjonspaneler

Eksplosjonspaneler er tette vegg- eller takpaneler som er laget for å åpnes og gi trykkavlastning i de tidlige fasene av en eksplosjon. Der det er nødvendig med fullstendig innelukkning under normal drift, vil slike paneler være av særlig betydning. Slike paneler er mye brukt i eksisterende installasjoner og det finnes regler for nødvendig areal og plassering:

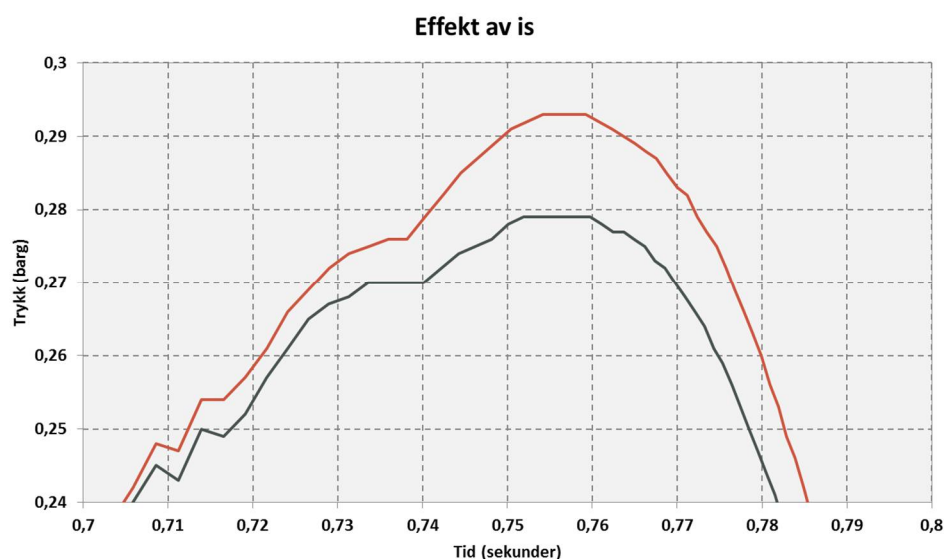
- Arealet må være tilstrekkelig i forhold til modulens volum.
- Paneler bør plasseres for å minimere den lengste tilgjengelige flammelengden.
- Området på den andre siden av panelet bør ikke være åpent for ferdsel og bør ikke inneholde utstyr som kan bidra til eskalering.

I tillegg gir arktiske omgivelser nye utfordringer:

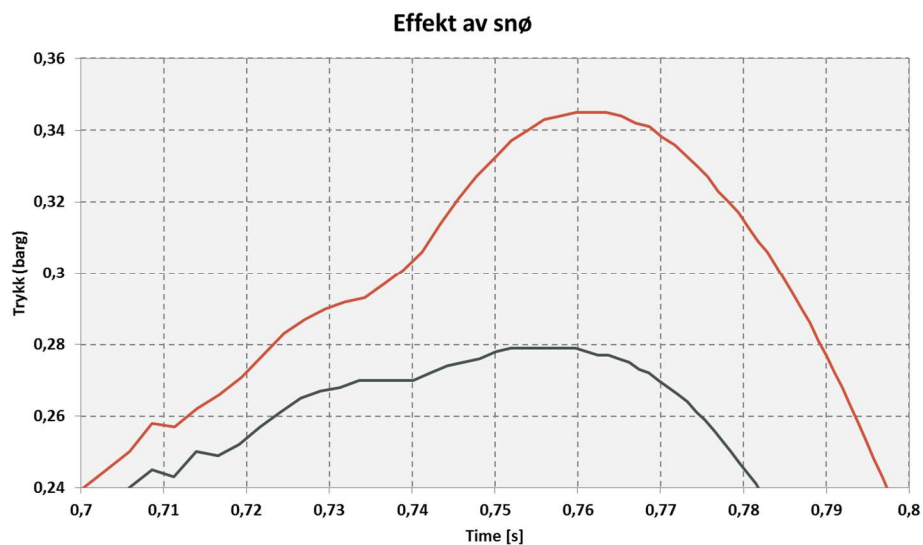
- For å ha funksjon må panelene være lettest mulig, og kan ikke ha isolasjon.
- Snø og is kan øke aktiveringstrykket og redusere effekten av panelene.

For å se på effekten av snø og is på eksplosjonspaneler, har GexCon gjort simuleringer av gasseksplisjoner der åpningstrykket på panelene er variert for å representere is og snø. Hvor mye snø som legger seg på panelene er avhengig av posisjon (tak eller vegg), værforhold og vedlikehold (det bør vurderes å fjerne snø fra panelene for å sikre optimal effekt). Hvorvidt ising vil være et problem på panelene kan diskuteres, og er avhengig av lufttemperaturen inni modulen. I tillegg vil islagets tykkelse påvirke hvor stor effekt det har på åpningstrykket. I denne omgang har vi ignorert disse ankepunktene og antatt at snø gir et økt åpningstrykk på 50 millibar, mens is gir et økt åpningstrykk på 10 millibar.

Figur 5-11 og Figur 5-12 viser trykkutvikling i et eksplosjonsscenario med h.h.v. is og snø sammenlignet med paneler under normale forhold. Både makstrykk og varighet på trykkimpulsen øker, spesielt i tilfellet med snø på panelene. Det bør gjøres en vurdering av graden av ising og snølag som forventes å oppstå på eksplosjonspanelene, og hva dette vil ha å si for åpningstrykkene. Hvis ising og/eller snø forventes å være et problem bør dette tas høyde for i plassering, vedlikehold og design av panelene. For eksempel er det sannsynlig at paneler på tak er mer utsatt for snøfall enn paneler på vegg, og ising kan reduseres med bruk av varmetråder nær skjøtene i panelene. Typen panel – hengslet eller «pop-out», se Figur 5-13 – kan også være av betydning.



Figur 5-11: Trykkutvikling for eksplosjon med (oransje) og uten (grå) is på eksplosjonspaneler



Figur 5-12: Trykkutvikling for eksplosjon med (oransje) og uten (grå) snø på eksplosjonspaneler



Figur 5-13: Hengslet (venstre) og «pop-out» (høyre) eksplosjonspaneler

5.3.4 Aktive paneler

Aktive paneler er veggpaneler som åpnes ved gassdeteksjon for å gi bedre ventilasjon. I tilfelle gasskyen antennes før panelene har blitt åpnet, er eksplosjonspaneler innfelt i veggpanelene (Figur 5-14). Scandpower og Statoil har gjort en studie av effekten av disse panelene, ref. /⁴/.

Denne artikkelen beregner økning i risiko som følge av total innelukning. Dette påvirker:

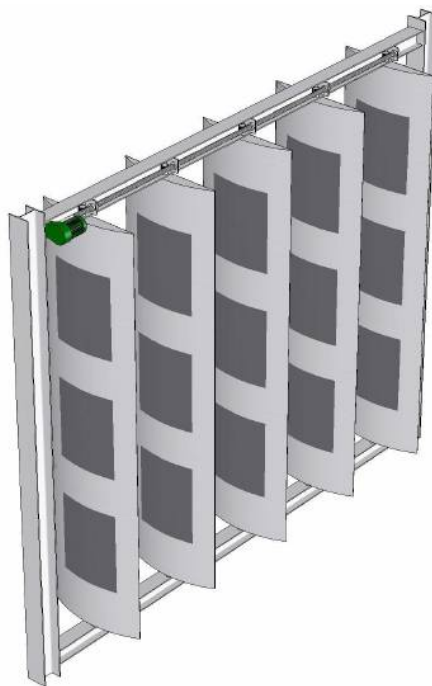
1. Ventilasjon
2. Gasskyoppbygning
3. Eksplosjonslaster

Disse effektene bidrar sammen til en kraftig økning i totalt risikonivå. Følgende hovedantakelser ble gjort:

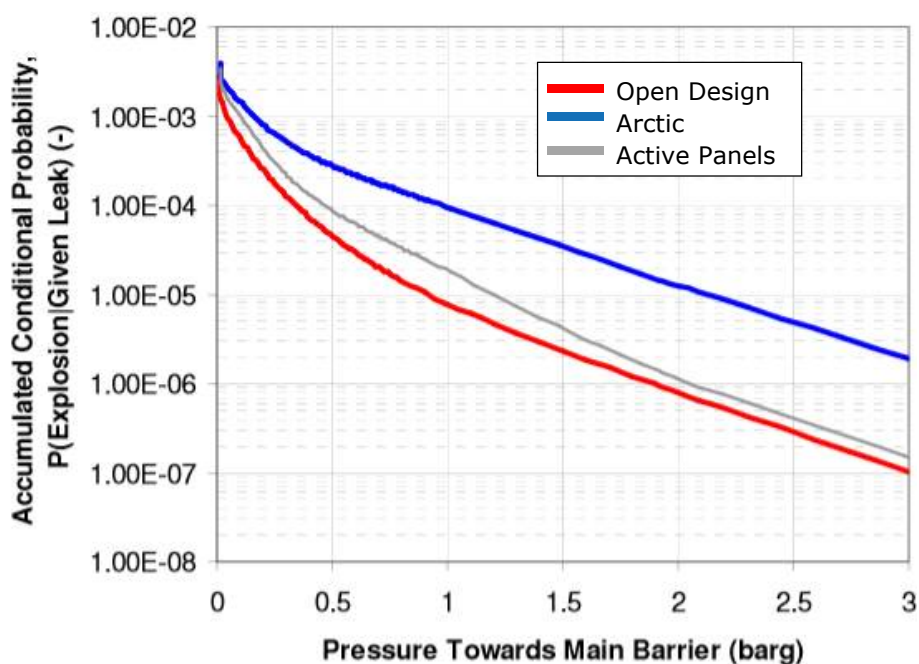
1. Vegger blir lagt til for å gi total innelukning, ellers er modulen identisk.
2. Mekanisk ventilasjon som gir 12 luftutskiftninger per time antas.

3. Tid til gassdeteksjon er ikke spesifisert, men ser ut til å være beregnet generisk (basert på antall detektorer/volum og skystørrelse som funksjon av tid).

I studien kommer det frem at disse aktive panelene er svært effektive i å redusere risiko; trykk-frekvens-kurven for denne sensitiviteten er nærmere kurven for åpen/nordsjø-design enn kurven for lukket/arktisk design (Figur 5-15).



Figur 5-14: Aktive paneler i åpen stilling. De mørke feltene i midten er eksplosjonspaneler, ref. /4/



Figur 5-15: Trykk-frekvens-kurver for åpen/lukket design og lukket design med aktive paneler, ref. /4/

Basert på disse tallene er aktive paneler klart å anbefale, men det forutsettes at disse kan holdes i sikker drift under arktiske forhold, og at antakelsen om 10 sekunders åpningstid (helst kortere!) er gyldig.

Hvis aktive paneler skal være en del av risikostrategien, vil de måtte defineres som sikkerhetskritisk utstyr, med definerte krav til pålitelighet og testing. Man må man forvisse seg om at de er driftssikre under arktiske forhold:

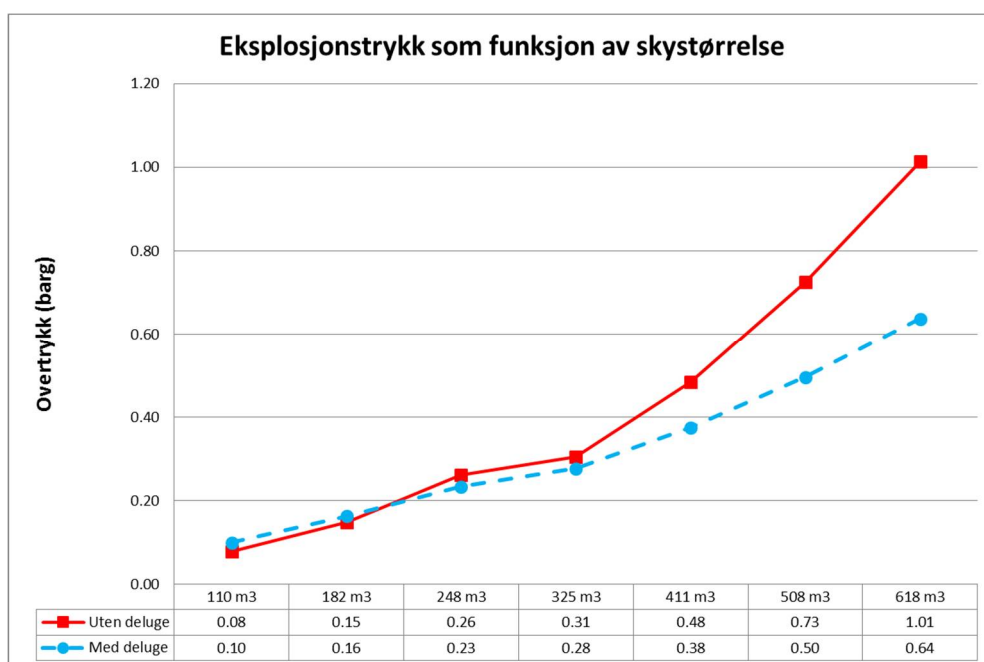
- Oppvarming, f.eks. varmetråder nær skjøter og hengsler for å unngå at is/snø hindrer panelene i å åpne seg. Er panelene tynne, kan det være at den oppvarmede luften inni modulen er tilstrekkelig for å hindre ising, dette må i så fall bekreftes
- Fjærbelastede «fail-open»-paneler, dvs. panelene holdes lukket ved magnetisk lås e.l. og vil automatisk åpnes ved strømbrudd
- Motorer som brukes til aktive paneler må være EX-godkjente, slik at de ikke gir en tennkilde for den brannfarlige gassen

Aktive paneler kan også programmeres til å åpnes når temperaturen utetemperaturen er tilstrekkelig høy, eller når en modul er ubemannet.

5.3.5 Deluge

Et *delugeanlegg* er et sprinkleranlegg med åpne dyser, dvs. vannet strømmer gjennom alle dyser i området når anlegget er aktivt. Anlegget aktiveres ved brann- eller gassalarm. Ved riktig design av dysene vil et slikt anlegg kunne ha en dempende effekt på eksplosjoner som antennes etter at anlegget har blitt aktivert, ref. /⁵/ . Den dempende effekten er avhengig av **dråpestørrelse**, **skystørrelse** og **responstid**:

- Dråpene må ha riktig størrelse for å redusere eksplosjonstrykket. Ved riktig valg av dyser og design av delugesystem skal dette ikke være et problem.
- Den dempende effekten oppstår først når eksplosjonsvinden når et visst nivå, dvs. for større gass-skyer. Figur 5-16 viser et eksempel på dette fra en eksplosjonsstudie hvor effekten av deluge ble undersøkt.
- Deluge har kun en effekt på eksplosjonstrykk når den har blitt aktivert før gass-skyen antennes. Hurtig gassdeteksjon er viktig for å kunne få best mulig effekt.



Figur 5-16: Eksplosjonstrykk mot vegg som funksjon av skystørrelse med og uten deluge

Deluge kan også ha negative effekter på totalrisiko:

- For mindre skyer kan deluge øke eksplosjonstrykket, da dråpene skaper turbulens som øker forbrenningshastigheten. Imidlertid utløses deluge generelt en stund etter lekkasjestart, og som oftest vil skyen på dette tidspunkt være stor nok til at denne effekten kan ignoreres.
- Det finnes eksempler på at gass-skyer har blitt tent av elektrostatiske gnister forårsaket av deluge, (ref. /6/), men det er mulig å designe for å unngå dette.
- Hvis sjøvann brukes i deluge, vil dette kunne bidra til korrosjon som øker sannsynligheten for lekkasjer i fremtiden.

Hvis utløsning av deluge ved bekreftet gassdeteksjon har en positiv effekt på eksplosjonsrisiko, er det påkrevd å bruke dette.

I arktiske områder er temperaturene som oftest godt under frysepunktet. Bruk av vannspray kan gi utfordringer her:



Figur 5-17: Etter en brann i Chicago i 2006 (Kilde: Corbis News).

Ved svært lav utetemperatur vil deluge vanligvis kun kunne brukes i vinteriserte/oppvarmede områder. Fra landanlegg sier erfaringen at utfordringene starter ved -25 grader C, ref. /7/. Hvis deluge likevel skal brukes i områder hvor lufttemperaturen er under frysepunktet, kan en løsning være å tilsette glykol eller salter (f.eks. natriumformiat). Dette skaper nye utfordringer:

- Lagringsplass for tilsetningsstoffene
- Deluge-systemer med systemer for innblanding
- Miljøhensyn
- Ved bruk av salter, økt korrosjon

Generelt holdes risikoen lav ved å redusere modulstørrelse og øke ventilasjon. Der dette ikke er mulig, kan deluge være et alternativ:

- Deluge har størst positiv effekt på større gass-skyer, og virker derfor bedre i større moduler.
- I innelukkede/oppvarmede moduler hvor eksplosjonsrisikoen er størst, er det også enklest å bruke deluge uten isings-problemer.

5.3.6 Inertgass

I tillegg til brennbar gass, er en eksplosjon avhengig av en oksidant (typisk oksygen). Hvis gass-luftblandingen tynnes ut ved å tilsette en ikke-reaktiv gass (inertgass), vil antennelsesgrensene snevres inn og flammehastigheten reduseres. Dette kan hindre tenning eller redusere trykket

som genereres fra en antent sky. Trykksatte inertgass-beholdere kan kobles til detektorsystemet og modulen fylles med inertgass når brennbar gass detekteres. Dette vil kunne hindre brann eller eksplosjon, eller redusere konsekvensene av disse hvis de likevel inntreffer. Imidlertid er det ulemper knyttet til dette:

Imidlertid er det ulemper knyttet til dette:

- Slike systemer er svært kostbare og plasskrevende, og kan bare brukes effektivt i relativt små moduler.
- I naturlig ventilerte moduler vil gassen raskt transporteres ut.
- Inertgassen kan være farlig for personell i modulen (minst én produsent, Inergen, hevder å ha funnet en løsning på dette, ref. /⁸/)

Slike anlegg er ikke normalt i bruk i offshore prosessmoduler. Imidlertid kan dette tiltaket igjen vurderes for arktiske moduler, da 1) modulene vil være innelukkede og 2) høyere risiko kan rettferdiggjøre dyrere/vanskeligere tiltak. En løsning kan være å seksjonere modulene på følgende måte:

1. Innelukkede områder med lav lekkasjerisiko.
2. Åpne områder med høy lekkasjerisiko, f.eks. med utstyr som tåler kulde/ikke trenger hyppig bemanning.
3. Små, lukkede områder med høy lekkasjerisiko, utstyrt med inertgass-system.



Figur 5-18: Inertgass-system (Kilde: Inergen)

5.3.7 Sesongavhengige tiltak

Temperatur og vindforhold kan variere med årstiden. Dette kan ha en effekt på hvilke tiltak som er effektive:

- Effekten av aktive paneler er mindre i perioder med vindstille.
- Deluge vil være vanskelig å bruke i de kaldeste periodene.
- I varmere perioder kan det være mulig å åpne sidepaneler for å gi bedre ventilasjon.
- Problemer med ising og snø på eksplosjonspaneler kan variere med vær og sesong.

Noen installasjoner vil ikke være i drift under tidene der forholdene er verst. Det kan også vurderes å planlegge operasjoner som fører til økt risiko til å sammenfalle med vær som tillater risikoreduserende tiltak som f.eks. å åpne ventilasjonspaneler.

5.3.8 Generelle risikotiltak

Eksplisjonsrisikoen kan også reduseres ved strengere krav til tiltak som ellers er i generell bruk:

- Tennkildekontroll
- Gassdeteksjon
- ESD/Isolering/Nedblåsning
- Lekkasjeforebygging
- Forsterkning av kritiske barrierer

5.4 USIKKERHETSMOMENTER

5.4.1 Gassdeteksjon

Mange av de risikoreduserende tiltakene (aktive paneler, økt ventilasjon/plug-flow, nødavstengning og trykkavlastning, isolasjon av tennkilder, deluge, inertgass) er avhengig av effektiv gassdeteksjon for å tre i kraft. Gassdeteksjon er også nødvendig for å få personell ut av området for å hindre personskader. Grunnet den økte risikoen stiller arktiske moduler høyere krav til hurtig og pålitelig gassdeteksjon. Systemet bør gi hurtig deteksjon, uten å bidra til falske alarmer (f.eks. kan bruk av deluge gi korrosjon som øker sannsynlighet for gasslekkasjer og tenning i fremtiden, og unødvendig utløsning av inertgass vil tømme gasstankene og hindre bruk av dette innsatsmidlet til tankene har blitt fylt igjen). Gassdeteksjonsanleggets effektivitet bør dokumenteres slik at man kan ha tillit til at de risikoreduserende tiltakene vil ha effekt.

5.4.2 Eksplosjonspaneler

Denne rapporten tar for seg en teoretisk vurdering av effekten av ising og snø på eksplosjonspaneler. Dette bør følges opp med eksperimentell testing av paneler under slike forhold. For hver installasjon bør virkemidlene som brukes for å hindre ising og snø (f.eks. rutinemessig snøfjerning og varmetråder) dokumenteres, og «worst-case»-nivåer av ising og snø innen dette regimet antas i risikovurderinger.

5.4.3 Aktive paneler

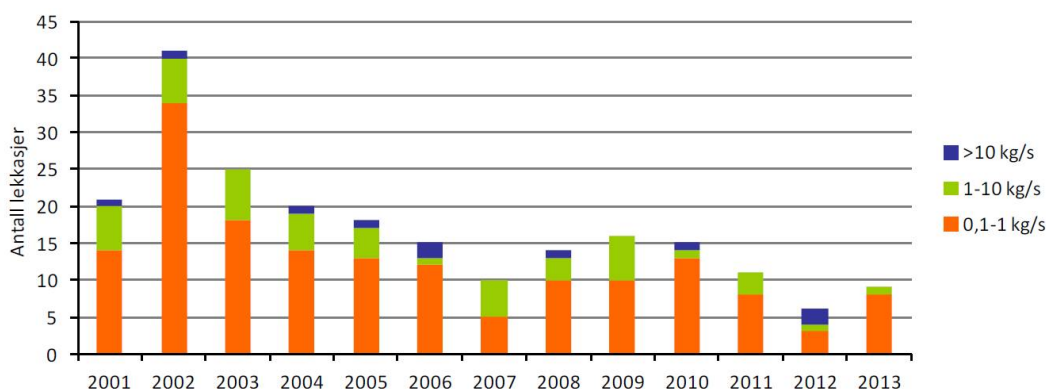
Bruken av aktive paneler for å øke ventilasjon ved gassdeteksjon er en relativt uprøvd teknologi, og erfaringer fra installasjoner der dette er i bruk bør brukes til å gi en vurdering av effektiviteten. Særlig bør panelenes pålitelighet i arktiske strøk, samt tiden til åpning dokumenteres. Det bør også dokumenteres at eventuelle elektromotorer eller metallflater som beveger seg mot hverandre ikke er vesentlige tennkilder.

6. BRANN I INNELUKKEDE MODULER

6.1 BAKGRUNN

Den norske olje- og gassindustrien har vært skånet for hendelser i stor skala i løpet av de siste tretti årene siden Alexander Kielland-ulykken. Imidlertid har den norske olje- og gassektoren ikke blitt spart for hendelser som kunne ha ført til alvorlige konsekvenser. Den årlige rapporten Risiko i Norsk petroleumsvirksomhet – ref. /⁹/ gir et oppdatert bilde av risikonivået på norsk sektor.

Etterfølgende Figur 6-1 viser mengden av rapporterte gasslekkasjer i løpet av de siste tolv årene.



Figur 6-1 Gasslekkasjer på norsk sektor med fordeling av størrelsene fra 2001-2012 (ref. /¹⁰/)

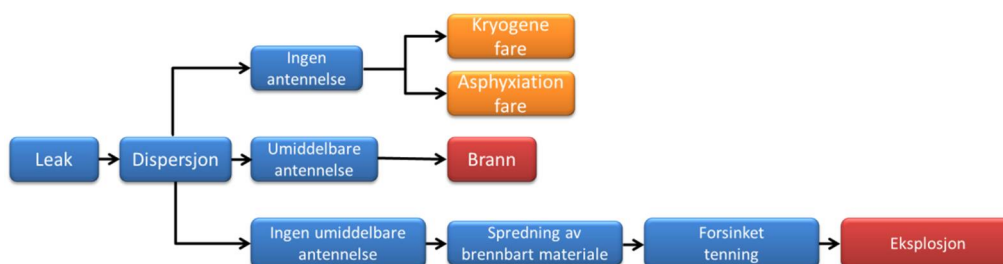
Generelt har store og middelstore hydrokarbonbranner potensialet til å medføre materialsvikt i struktur og prosessutstyr, og kan dermed forårsake uønsket eskalering. Primært vil brann skifte fra å være brensels-kontrollert som er kjent fra Nordsjøen, til å være ventilasjons-kontrollert.

Redusert ventilasjon gir:

- Høyere konsentrasjoner av giftige røykgass-komponenter (f.eks. CO)
- Lengre varighet på brennbare skyer
- Overtenning
- «Backdraft fire»-situasjoner
- Røykgass-eksplosjon
- Flammer kan oppstå i områder ved tilluft/åpninger/louver/paneler lengere vekk fra brannkilden, dvs., flammer utenfor moduler («Ghost flames»)
- Påvirkning av varmestrålingen
- Økt varmekonveksjon
- Større flammehøyde i væskedamsbranner

6.2 Brann fysikk

En hydrokarbonlekkasje kan forårsake ulike konsekvenser avhengig av hvor hurtig lekkasjen antennes.



Figur 6-2 Hendelsestre for lekkasjer - viser rekkefølgen av hendelser som kan føre til alvorlige utfall

Herunder beskrives brannens utvikling i detalj for å gi klarhet på hvordan brannen kan utvikle seg under visse omstendigheter. Ikke alle branner utvikler seg likt, blant annet fordi branner er avhengig av:

1. Det brennende materiale, herunder mengde og energiinnhold
2. Omgivende tilstand, inkludert energiinnholdet / brennbarhet
3. Størrelse på området
4. Oksygennivået

Nettopp oksygennivået vil medvirke til å bestemme hvordan en brann oppfører seg:

- Brenselskontrollert brann
- Ventilasjonskontrollert brann

Ved en brenselskontrollert brann vil mengden og formen av det brennbare materialet være en dominerende faktor. I oppstartsfasen av en brann er brannen brenselskontrollert siden behovet for luft/oksygen ikke er veldig stort. Når brannen utvikler seg og blir større vil den få behov for større lufttilførsel og vil gå over til en ventilasjonskontrollert brann hvis det foreligger begrensninger på lufttilførselen.

Ved en lekkasje vil spredning (dispersjon) inntreffe hvis det brennbare stoffet er i form av gass eller er en væske med temperaturer over sitt flammepunkt. Initiell jetstrålehastighet, vind/ventilasjon og utstyrstetthet vil dominere spredningsprosessen og vil påvirke luftinnblanding i gasskyen dannet av lekkasjen. Branner kan i hovedsak karakteriseres som følgende:

- Jetbrann
- Væskedambrann
- «Flash fire»

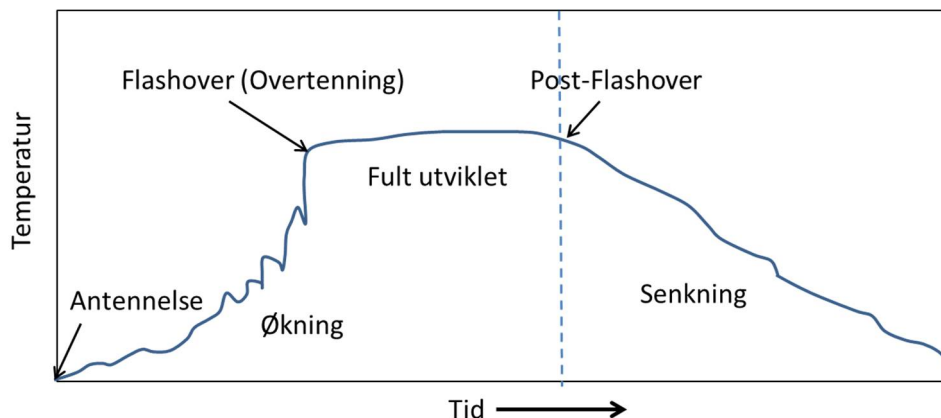
Jetbranner kan oppstå ved gasslekkasje fra et reservoar med høyt trykk og tilhørende antennelse. Jetbranner er typisk karakterisert ved blant annet høy turbulent strømming.

Væskedambranner kan forekomme hvis en brennbar væske lekker ut fra et anlegg og blir varmet opp og fordampet av en kilde (f.eks. en åpen flamme eller varm overflate) for så å danne et gass sjikt over væsken som deretter blir antent av den samme kilden. Blant annet vil vindhastighet, omgivelser og omliggende struktur påvirke flammeform og flammehøyde.

I et brannforløp vil det være forskjellige faser som brannen gjennomgår.

I Figur 6-3 vises det generelle brannforløpet med følgende faser:

- Antennelse
- Økning
- «Flashover» (Overtenning)
- Helt utviklet brann
- Senkning



Figur 6-3 Typisk brannforløp for en brenselkontrollert brann

I en innelukket modul vil en brann være ventilasjonskontrollert. Dette vil påvirke brannen slik at røygassene blir oppvarmet og mengden av uforbrente gasser stiger i røyken. De uforbrente gasser vil dermed flytte selve flammen lenger vekk fra brannstedet, hvor det er nok oksygen og høye temperaturer til at de kan starte forbrenningen igjen. På denne måten kan brannen spre seg fortere til andre områder og ikke begrense seg til det opprinnelige området ved brannkilden.

	Forklaring
	For en ventilert brann – Flammen er tett på brannkilden
	For en underventilert brann, vil flammene være i nærheten av luft/åpninger

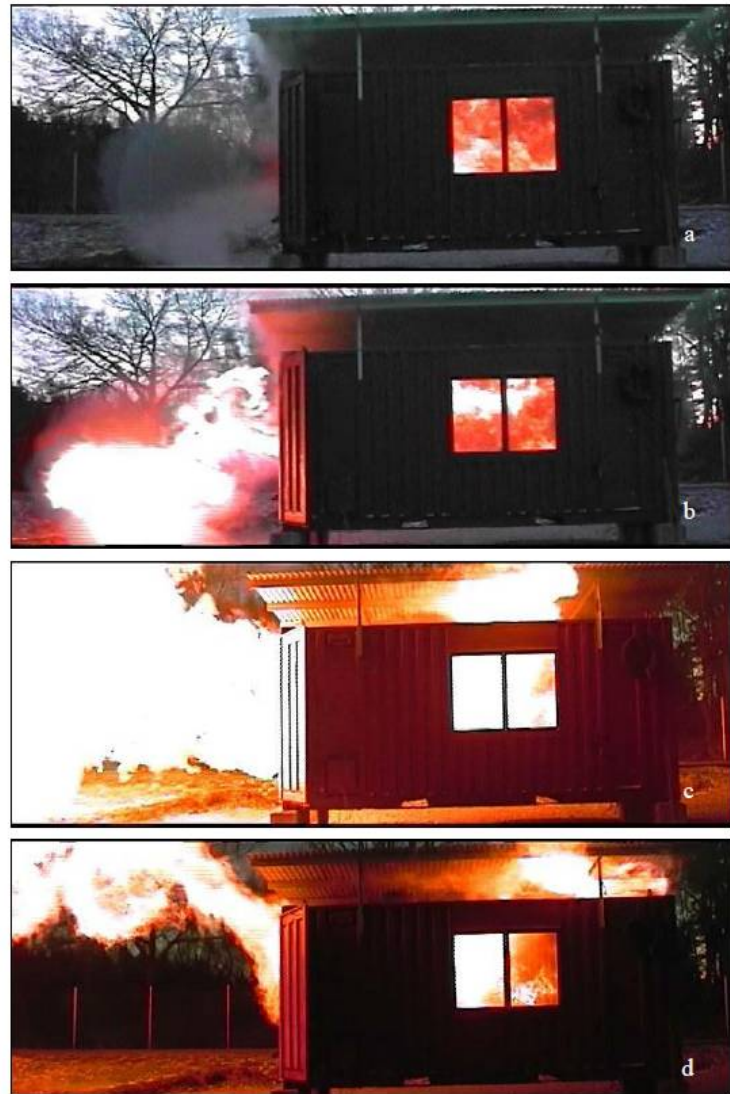
Figur 6-4 Forskjellen mellom ventilert og underventilert brann i en modul.

6.2.1 Overtenning

Overtenning er en momentant faseendring hvor energinivået i brannen er så høyt at samtlige overflater i rommet pyrolyserer og brannen går over til en fult utviklet rombrann i løpet av veldig kort tid. Dette kan også skje i forbindelse med væskedambranner i innelukkede områder. En slik overtenning vil inntreffe normalt ved temperaturer mellom 450 og 770 °C og energinivå mellom 15 og 33 KW/m². I praksis sies det at såfremt røygassen når en temperatur på 600 °C eller et energinivå tilsvarende 20 KW/m², så antennes det. Her skal man være oppmerksom på at modulens størrelse, væskedamsomfanget, brannegenskapene til det brennbare materiale og ventilasjonsmulighetene har avgjørende innflytelse på det ovennevnte.

6.2.2 Backdraft

I situasjoner hvor brannen er underventilert, røykgassene har høy temperatur og det er luftåpninger, er det risiko for at brannen utvikler seg til et «backdraft». Forutsetningen for at dette fenomen kan oppstå er at en viss del av gasserne forblendes med luft. Antennelse av røykgassene skjer ofte med eksplosjonsaktig hastighet. (ref./¹¹/, /¹²/)



Figur 6-5 Backdraft-eksperiment i en container (ref. /¹³/, /¹⁴/).

Røykgass-eksplosjon/deflagrasjon ved oljetåke

Når uforbrente røykgasser sprer seg til tilstøtende rom/moduler er det risiko for at disse blandes med luft og danner en brennbar blanding. Såfremt denne blandingen tilføres en tennkilde kan det lede til en antennelse med meget høy intensitet og trykkstigning. Det samme kan skje når en oljelekkasje under trykk skaper en tåke med fine dråper.

6.2.3 Varmelaster gitt i standarder

Det finnes flere standarder og prosedyrer som angir forskjellige verdier for brannlast som kan brukes ved dimensjonering av brannbeskyttelse på prosessutstyr. Per i dag er det i hovedsak to norske standarder som benyttes i Norge. Det er NORSOK-S001 og en veiledning utarbeidet av Scandpower (Guideline for Protection of Pressurized Systems Exposed to Fire) (ref. /¹⁵/, /¹⁶/).

Varmelastene fra en brann i standardene kan ses på som et forslag til hva det normalt kan være fornuftig å dimensjonere mot. Forsøk og beregninger viser at det vil kunne oppstå langt høyere varmelaster i virkeligheten. Begrunnelsen som ligger til grunn for å beholde de tabulerte varmelastene er at høyere varmelaster vil være for kortvarige og lokale til å være dimensjonerende, samt at frekvensen for dem er såpass lav at de kan ses bort ifra. Dette trenger ikke alltid være tilfelle, derfor kreves det avanserte brannberegninger med CFD og risikobasert metodikk for å studere dette.

Scandpower Guideline og NORSOK (ref. /¹⁷/, /¹⁸/):

Scandpower har utviklet retningslinjer for beskyttelse av trykksatte systemer som er eksponert for brann. Tabellen under tar utgangspunkt i en brenselkontrollert brann og viser foreslåtte verdier for innfallende varmestrålingsintensitet til bruk ved dimensjonering av trykksatte tanker.

Tabell 6-1 Foreslåtte verdier for innfallende varmestrålingsintensitet ved brenselkontrollert brann. Effekten fra deluge er ikke tatt med.

Type varmelaster fra Brann	Jetbrann: Lekkasjerater: $m > 2 \text{ kg/s}$	Jetbrann: Lekkasjerater: $0.1 < m < 2 \text{ kg/s}$	Væskedambran
Maksimal lokal varmelast	350 kW/m ²	350 kW/m ²	150 kW/m ²
Gjennomsnittlig effektiv varmelast	100 kW/m ²	100 kW/m ²	100 kW/m ²

NORSOK S-001:

I denne presenteres varmelaster som skal ha en dimensjonerende funksjon med mindre det er spesifikke brannanalyser som fastsetter varmelaster. Dette er standardlaster som vil dekke de fleste tilfeller og som har samme verdier som i tabellen over.

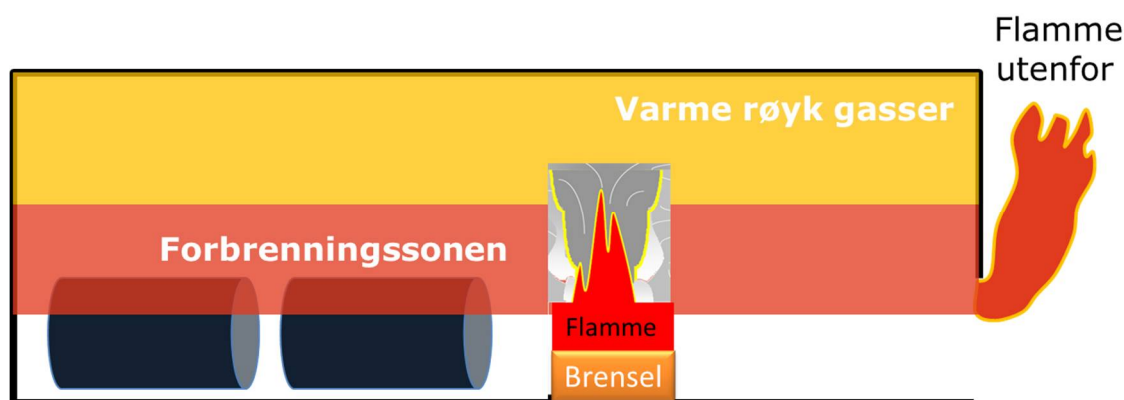
6.3 RESULTATER

En brann i en offshoremodul kan føre til at materialet i prosessutstyr eller struktur svikter, og man kan få en uønsket eskalering. For å kunne dimensjonere og beskytte prosessutstyr og struktur til å motstå den maksimale forventede brannbelastningen er det nødvendig å kunne predikere varmelaster og fastslå hvilken belastning prosessutstyret/strukturen får.

Varmebelastningen fra en flamme domineres av to varmeoverføringsmekanismer: stråling og konveksjon. Dette er to mekanismer som er svært forskjellige fysisk sett, og vil variere med forskjellige parametere. For begge mekanismene er temperaturen i flammen en viktig parameter, men de reagerer ulikt på temperaturutviklingen.

6.3.1 Jetbrann – effekten av innelukkede moduler

En jetbrann i en innelukket modul er brenselstyrt i starten, men avhengig av tilgangen til luft som er den begrensende faktoren for brann i en lukket modul, vil den hurtig bli ventilasjonskontrollert. Dette vil påvirke brannen ved at røyk gassene blir oppvarmet og mengden av uforbrente gasser stiger i røyken. De uforbrente gasser vil dermed flytte selve flammen fra brannstedet til lengre borte, hvor det er nok oksygen og høye temperaturer til å starte forbrenningen igjen (Figur 6-6). Dette vil så kunne påvirke et større område av modulen og ikke kun ved selve brannkilden.



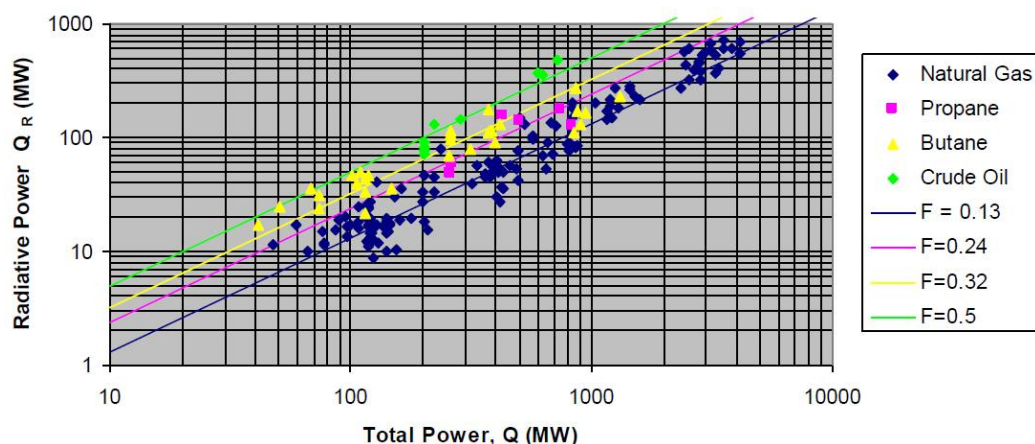
Figur 6-6 Påvirkning av innelukkede moduler på brannutvikling

Ytterligere kan følgende oppsummeres, basert på ref. ^{/19/}, ^{/20/}, ^{/21/}, ^{/22/}, ^{/23/}, ^{/24/}:

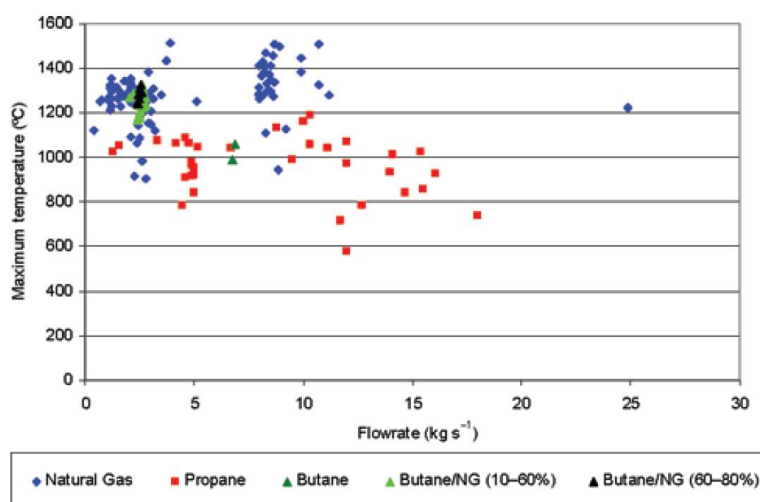
- Flammer kan oppstå utenfor innelukkede moduler grunnet stor mengde av uforbrente hydrokarboner i røykgass utenfor modulen («External flaming»)
- Rømningsveier blir påvirket av røyk og flammer
- Økt produksjon av CO - opp til 5%.
- Eksplosjons-/deflagrasjonfare i eksterne områder utenfor modulen hvis brannen opphører på grunn av anvendelse av vanntåke eller ved overopphetet røykgass
- Høy varmestråling - opp til over 300 kW/m² for 1 kg/s jetbrann og forventet 350-400 kW/m² for større jetbranner
- Høy varmestråling i større deler av moduler, grunnet varme røykgasser samt tilbakestråling fra varme overflater i modulen

Når veggene i innelukkede moduler er isolerte, kan dette øke røykgassens temperatur med 200-400 °C. Lokalt vil det oppstå «hot spots» på 1400 °C samt 400 kW/m² i jetbrann som rammer strukturen (impingement).

Figurene 6-7, 6-8 og 6-9 fra ref. ^{/21/} indikerer oppførselen til jetbrann i innelukkede områder. Figuren under viser forholdet mellom branneffekt og varmestråling for forskjellige typer av brensel. F betegner fraksjon av varmen som utstråles av brannen (Energien av varmestråling fra flammenoverflate / netto energi av forbrenning. Det viser seg at for eksempel råolje har høyere F-verdi enn naturgass.

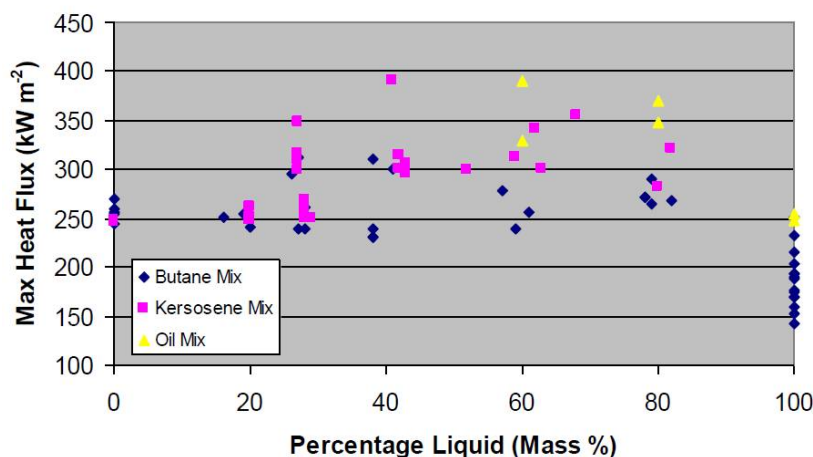


Figur 6-7 Forholdet mellom branneffekt og varmestråling for forskjellige typer brensel. Graden av innelukkethet er ikke kvantifisert, men figuren illustrerer betydningen av flammemetemperaturen. (ref. ^{/21/})



Figur 6-8 Maksimal flammtemperatur ved jetbranner med forskjellige brenselstyper i innelukkede områder (ref. /²¹/). Graden av innelukkethet er ikke kvantifisert, men figuren illustrerer betydningen av flammtemperatur.

Figuren under viser forholdet mellom væskefraksjon (%) i lekkasjen og maks. varmekraft overført til en struktur ved en 2-fases jetbrann .



Figur 6-9 Maksimum varmestraling til en omsluttet struktur i jet brann med gass-væske blandinger. Graden av innelukkethet er ikke kvantifisert, men figuren illustrerer betydningen av flammtemperatur (ref. /²¹/).

6.3.2 Væskedambrann – effekten av innelukkede moduler

De fleste tidligere arbeid med bassengbranner ble gjort på fritt ventilerte branner. Dette omfattet væskedambranner i rom med én dør åpen og relativt høy ventilasjon. Branntemperaturer nådde i overkant av 1000 °C med dertil hørende høyt sotutslipp. Men forskjellige eksperiment som er utført på laboratorienivå viser effekten av brann i innelukkede moduler som påvirker branntemperaturen samt mengden av giftige komponenter i røyken.

Ytterligere kan følgende oppsummeres basert på ref. /²⁵/, /²⁶/, /²⁷/, /²⁸/, /²⁹/, /³⁰/, /³¹/, /³²/, /³³/, /³⁴/, /³⁵/, /³⁶/, /³⁷/, /³⁸/):

- I en brenselkontrollert brann, kan flammene for en væskedambrann være opptil 2 ganger større enn dens diameter
- Høy varmestraling - opptil 125 kW/m² - for en væskedam brann med diameter mindre enn 5 meter. Samt 250 kW/m² ved væskedam branner med diameter > 5 meter.
- Høy varmestraling i større deler av moduler, grunnet varme røygasser og tilbakestråling fra varme overflater i modulen

Ved brenselkontrollerte væskedambranner i isolerte moduler og ved diesel- og kondensatbasert brann, kan en temperature på 1350 °C oppnås, kombinert med varmestråling på overflater på opptil 350 kW/m². Her vil sot i forbrenningsprosessen være begrenset og det ville kun være begrensede flammer utenfor modulen.

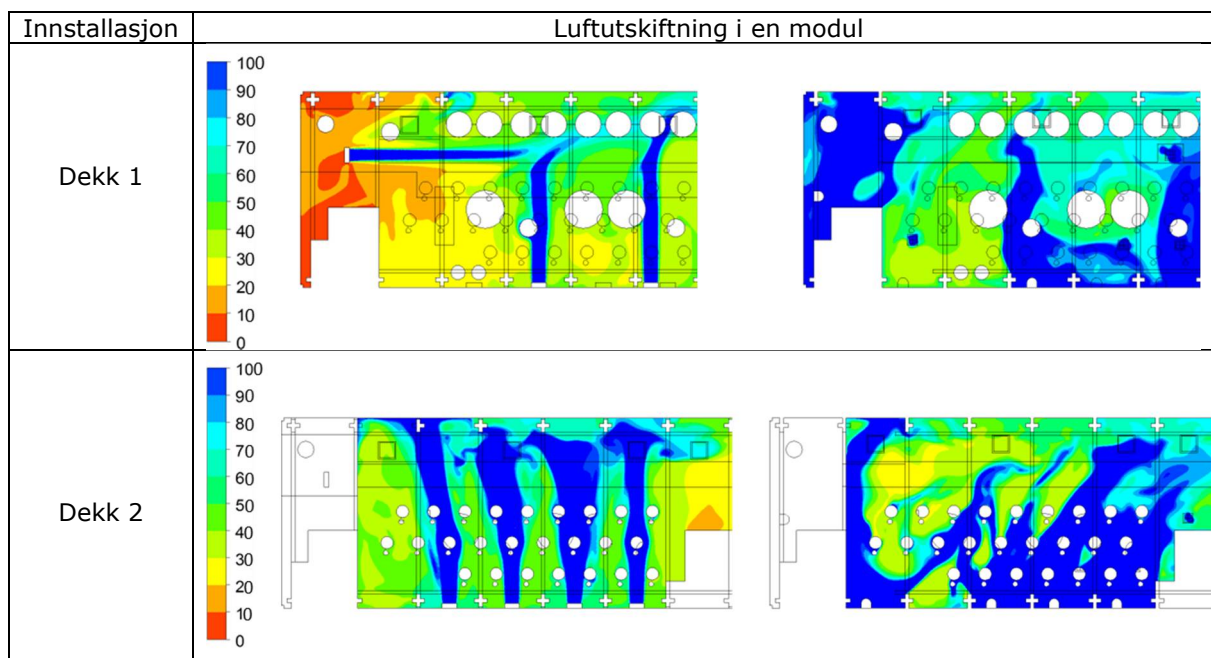
Når væskedambrannen blir ventilasjonkontrollert, vil forbrenningen senkes på grunn av begrenset lufttilgang. Det vil utvikles mye sot (tykk røyksky) som påvirker varmestrålingen. Varmestråling vil være omkring 230 kW/m² og en maksimal temperatur på 1200-1300 °C. Restforbrenning utenfor modulen vil øke.

6.3.3 Ventilasjon av innelukkede moduler – brann og mekanisk ventilasjon

Siden ventilasjon i innelukkede moduler er meget begrenset, må det anvendes mekanisk ventilasjon til å sikre luftgjennomstrømning i modulene. Dette kan videre bidra til å fjerne røyk fra modulen og sikre evakuering fra modulen i startfasen. Deretter kan andre system tar over for å sikre slukking. Dette kan være deluge, skum og injeksjon av inertgass - ref. /³⁹/, /⁴⁰/, /⁴¹/, /⁴²/, /⁴³/.

I nedenstående figurer er det vist to eksempler på hvordan en modul kan ventileres;

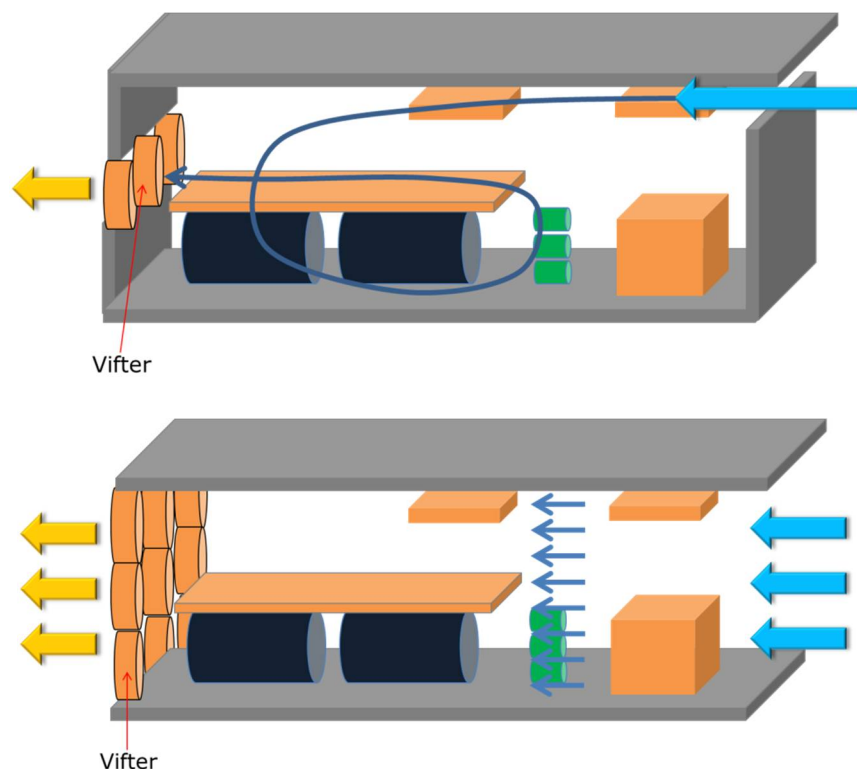
- blåse luft inn i modulen
- suge luft ut av modulen ved hjelp av stor overflate i avtrekksystemet (en optimal ventilasjonsutforming oppnås ved bruk av store overflater for å trekke ut luft gjennom, og også introdusere/blåse frisk luft inn i området. På denne måten kan luft innføres ved lav fart og lav turbulens.)



Figur 6-10 Den lokale luftveksling (ACH) ved optimalisering av plassering av arealer til henholdsvis innblåsing og utsuging. Figurer på venstre side viser mekanisk innblåsing i en modul. Figurer på høyre side er mekanisk utsuging. Like luftmengder er anvendt.

Ved å benytte et større ventilasjonsareal til å sikre gjennomstrømningen av modulen oppnås en bedre luftveksling. Ved å blåse inn i modulen fra flere punkter, vil det lokalt skapes en del turbulens, og en overordnet gjennomstrømning av modulvolumet vil oppnås. Benyttes et større ventilasjons overflate som kombineres med å suge ut av modulen vil det både være mulig å kontrollere luftstrømmen bedre (bedre sikkerhet i et brannscenario), samt sikre en gunstig

temperatur i modulen ved å blåse inn oppvarmet luft i modulen (bedre arbeidsmiljø i normal tilstand).



Figur 6-11 Forskjellen mellom punktvis innblåsing og utsuging via en større flate til å skape en bedre gjennomstrømming i modulen

6.4 DISKUSJON

Olje- og gass-utviklingsprosjekter for tøffe arktiske klima krever nye innovative løsninger for å sikre at sikkerhet, arbeidsmiljø og høy pålitelighet ivaretas i designen.

6.4.1 Barriere i forbindelse med eksplosjoner og branner

Eksplisjoner og branner som involverer brennbare gasser vil utgjør en stor trussel i prosess-industrien. Slike eksplosjoner vil uten tvil medføre betydelige skader i mange sammenhenger, med betydelig fare for menneskeliv og enorme kostnader. Derfor vil et solid og grunnleggende arbeid måtte gjennomføres etter strenge krav. Slike protokollførte retningslinjer med standardiserte sikkerhetsregler vil i sin tur redusere slike risikoer.

- Sikkerhetsfunksjoner
 - Tennkildekontroll (elektrisk/mekanisk utstyr, varmt arbeid, jording, osv.)
 - Gassdeteksjon
 - ESD/isolering
 - ESD/nedblåsning
 - Automatisk brannslukning
 - Områdeklassifisering
 - PBB
 - Drenering
 - Ventilasjon
- Forebygge lekkasjer
 - Kvalitetssikring
 - Materialvalg
 - Inspeksjon
 - Vedlikehold

Følgende punkter bør undersøkes og detaljeres nærmere i forbindelse med evaluering av brannsikkerhet:

- **Ventilasjon (før og etter lekkasje)** – Tid er viktig (deteksjons- og ventilasjonstid) Her er det viktig med hurtig deteksjon både i forbindelse med endring i prosesssystemet (trykk), og ved utslipp. Jo hurtigere et utslipp detekteres, jo hurtigere kan tiltak settes i gang, f.eks. nedblåsning eller utluftning via ventilasjonen. Ved antennelse er flamme- og røykdeteksjon viktig.
- **Modulisering av HC områder i mindre, lukkede områder, optimalisering mht. brede, lengde, høyde** - I forbindelse med konsekvensutredningen for moduler ved en brann, kan størrelse og plassering av inventar være viktige parameter som bør undersøkes nærmere. Prosessinventar (separator, gassturbiner etc.) som er kritisk og som kan gi utslipp bør plasseres i mindre, lukkede områder, hvor spesielle ventilasjons- og deteksjonstiltak kan sikre disse. Dette vil tillate en kraftigere ventilasjon til ventilering av gas og røyk, samt bruken av inertgass. Størrelse på modulen bør vurderes sammen med den mulige ventilasjonskapasiteten for området. NORSOK anbefaler et minimum luftskifte på 12 ACH til ventilasjon. Et lukket område på 10m x 10m x 4 m, vil derfor kreve 4800 m³/h i ventilasjon. Dog viser avsnitt 5.2.2 – «Effekt av ventilasjonsrate på gassky-størrelser», at økt ventilasjon kan bidra til reduksjon av gasskyer og tilhørende eksplosjonsrisiko. Her vil 41 og 91 ACH bety et ventilasjonsbehov på 16.400 og 36.400 m³/h. Dette kan være mulig, men stiller store krav til ventilasjonen, kanaler og annet utstyr.
- Forbedret gassdeteksjon, ved lavere terskel/grenseverdier for gassdeteksjon eller bruk av komplementær teknologi som f.eks. akustisk deteksjon. Typisk anvendes i dag en deteksjonsgrense som 50% LEL og 20 % LEL til henholdsvis bekreftet og alarm. En reduksjon til for eksempel 10% LEL og 30% LEL vil kunne sikre viktig tid til igangsettelse av ventilasjonen av moduler og prosessiltak.
- Bruk av inertgass i mindre rom/innelukkede områder (Se avsnittet omkring eksplosjon)
- Bruk av deluge ved gassdeteksjon (Se avsnittet omkring eksplosjon)

Det henvises også til neste kapittel som dekker de øvrige tiltakene som kan være effektive med hensyn til å forebygge lekkasjer.

6.5 Usikkerhetsmomenter

Ventilasjonskontrollerte branner

6.5.1 Prediksjon av forbrenningshastighet fra en væskedam- og flerfases jetbrann

Det er for øyeblikket ingen pålitelig, generell metode for beregning av ventilasjonskontrollerte branner. Uten denne grunnleggende kjennskap til hastigheten av brenselforbruket er det umulig å vurdere den indre temperaturen og størrelsen på flammer.

6.5.2 Slukningskriterier for flammer

Foreløpig er det ikke etablert sikre kriterier for å avgjøre når væskedambranner blir selvslukkende i et innelukket rom eller modul. Noen foreløpige data på dette ble produsert av HSL (Atkinson, 2001). Disse testene viste også at relativt små sprekker i veggene kunne hindre selvslukning av flammene.

6.5.3 Eksterne Flammer

De store eksterne flammer som kan oppstå fra ventilasjonskontrollerte branner kan true rømningsveier på offshore installasjoner, og en pålitelig metode for å vurdere størrelsen og formen på ytre flamme er nødvendig. Nøkkelparameteret i en slik vurdering er massestrømmen av uforbrent brennstoff fra brannen. Beregningsmetoder kan gi nyttig støtte til eksperimentelt arbeid på dette området.

6.5.4 Utslipp av uforbrente hydrokarboner

Eksterne flammer kan ikke oppstå hvis hydrokarbonutslippet er tilstrekkelig langt borte fra ventpunktet/ventilasjonsutløpet og det ikke allerede er flammer i venten. Potensialet for generering av eksplosive blandinger og risiko for antennelse fra ventilasjonskontrollerte offshore branner bør undersøkes.

6.5.5 Brann i miljø med lavt oksygennivå

Usikkerhet i evaluering av branntyper knyttet til lavoksygens miljø som overtenning, backdraft fire/deflagrasjon og flammestabilitet.

7. FORSLAG TIL VIDERE ARBEID

Følgende er en kort oppstilling av forslag til videre arbeid;

7.1 Eksplosjon

- Evaluere effekt av snø/is på eksplosjonspaneler, og hvordan unngå dette (vedlikehold/varmetråder)
- Evaluere design og bruk av aktive paneler i arktiske områder
- Evaluere / utvikle design av mekanisk ventilasjon for tryggest mulig fjerning av brennbar gass
 - o Økning i ventilasjonsrate ved gassdeteksjon
 - o Hvordan lage «plug flow» for å sende ut gassen uten unødvendig utblanding som kan gjøre rik gass eksplosiv
- Utvikle designfilosofi for moduler mht.
 - o Optimal størrelse på moduler
 - o Mulighet for plassering av utstyr med høy lekkasjefrekvens i egne åpne områder, evt. i små lukkede områder med inertgass-system

7.2 Brann

- Evaluere hvordan den lave temperaturen vil påvirke forbrenningsprosessen i væskedam- og jetbrann i innelukkede moduler
- Evaluere hvordan den lave temperaturen vil påvirke røykutvikling fra brannen og i hvilken grad røykutvikling kan påvirke strålingen fra brannen
- Utvikle prediksjonsmetoder for forbrenningshastighet i væskedam- og flerfase-jetbranner i innelukkede moduler
- Utvikle / undersøke kriterier og metoder (f.eks. vanntåke, inertgass, skum eller deluge) for slukning av branner i innelukkede moduler
- Utvikle bedre forståelse av eksterne flammer utenfor innelukkede moduler
- Evaluere effekten av brann på omfanget av PFP i innelukkede områder sammenlignet med åpne moduler
- Etablere bedre forståelse av røykeeksplosjon inne i innelukkede moduler
- Utvikle metode for optimal røykventilasjon inne i innelukkede moduler

8. ANDRE MULIGE TILTAK

Dette kapitlet handler om øvrige elementer og tiltak som individuelt eller sammen med andre tiltak kan redusere risikoen for lekkasjer i innelukkede moduler i arktiske områder. Kapitlet starter med å legge vekt på overordnede risikostyringssystemet i et prosjekt og viktigheten av å sikre anleggsintegriteten gjennom livsløpet til anlegget. Det er innforstått at iboende trygge («Inherently safe») løsninger og iverksettelse av forebyggende tiltak er enda viktigere i anlegg som skal operere i arktiske områder siden lokasjons- og klimaforhold setter store begrensninger på funksjonalitet og effektivitet til konsekvensreducerende tiltak. Generelt vil følgende tiltak drøftes i dette kapitlet:

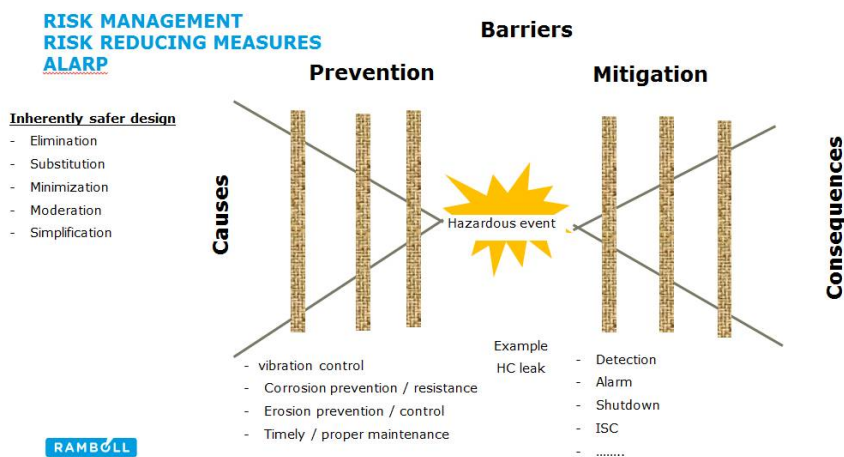
- Kvalitetsstyring og -sikring i prosjektgjennomføring og senere i operasjonen av anlegg for å sikre anleggsintegritet
- Eliminering av årsaker;
 - Korrosjon og materialvalg
 - Vibrasjon og materialtretthet
 - Arbeidsmiljø og menneskelige faktorer i prosess- og arbeidsmiljødesign
- Begrense topside hydrokarbonsvolum;
 - Nedihulls olje / vann-separasjon
 - Havbunns olje / vann-separasjon
 - Topside væske / gass rørseparator
 - Kompakt elektrostatisk væskeutskiller
 - Større bruk av sykkloner
 - Mindre men flere nedblåsningssegmenter
- Begrense topside lekkasjemuligheter
 - Lekkasjeundersøkelse før nedstegning
 - Lekkasjeundersøkelse før oppstart
 - Lekkasjeundersøkelse etter oppstart og under drift
 - Bruk av kompakte flensforbindelser
 - Bruk av clamp-forbindelse (f.eks. Graylock, AFT G-range)
 - Erstatte flensforbindelser med helsveiste forbindelser
 - Clamp-on / Non-intrusive instrumentation
- Bruk og integrering av trykktanker utformet som bokser i stedet for sylindriske beholdere
- Deteksjon av diffuse lekkasjer som et tegn på svake mekaniske flensforbindelser som har potensiale for å svikte for (tidlig For tidlig I forhold til hva? og forårsake eskalering ved en ulykke.

8.1 Anleggsintegritet

I utgangspunkt har alle olje & gass offshore installasjoner potensiale til å forårsake store skader på mennesker, miljø og anlegg hvis de ikke konstrueres med flere uavhengige barrierer (Independent Protection Layers (IPL)). Disse barrierene er enten for å unngå eller redusere de skadelige effektene av potensielt farlige hendelser. Implementering av barrierer og risikoreducerende tiltak, må i hovedsak vurderes i henhold til ALARP-prinsippet (As Low As Reasonably Practicable). Likevel er implementering av hovedbarrierefunksjonene påkrevd i myndighetenes regelverk.

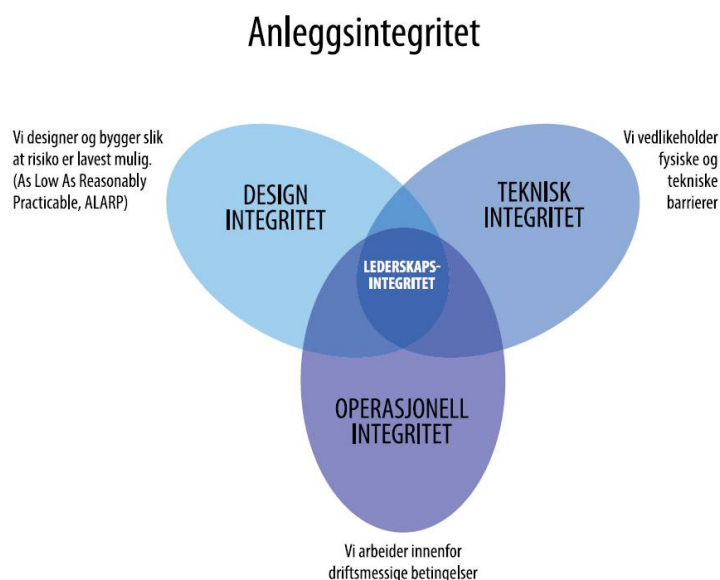
Risikoreduksjon begynner alltid med de mest grunnleggende elementene i prosessdesign hvor risikoreducerende tiltak (Risk Reduction Measures (RRM)) har som formål å gjøre installasjonen iboende trygg (Inherently Safe Design (IS)). Figuren nedenfor illustrerer hvordan årsak og konsekvenser av en farlig hendelse er koblet sammen i et sløyfe- (bow-tie)-diagram. Forebyggende tiltak / barrierer er mellom årsakene til den farlige hendelsen og selve hendelsen. Hovedvekten bør selvsagt være på denne typen av barrierer ettersom forebygging alltid er å

foretrekke fremfor reduksjon av konsekvenser. Likevel skal risikostyringsprosessen alltid starte med å vurdere hvordan løsningen kan gjøres mer iboende trygg. Ved hjelp av tiltak som kan eliminere farer, erstatte farlige materialer og praksis med tryggere alternativer, minimere mengden, varigheten eller intensiteten til farer eller farlige aktiviteter, og moderere eller forenkle designen for å oppnå et lavere risikonivå.



Figur 8-1 Sløyfe- (bow-tie)-diagram, risikostyring ved implementering av risikoreduserende tiltak

I følge ref. /⁴⁴/, oppnås god prosessikkerhet ved at anlegget designes slik at mulighetene for feil reduseres, at sikkerhetskritisk utstyr blir vedlikeholdt og at arbeidet som foregår gjøres innenfor driftsmessige betingelser. "Trekløveret" som skal sikre at vi ivaretar integriteten til anlegget er således sammensatt av design, vedlikehold og drift. Disse holdes sammen av ledelsen som vist i figuren under;



Figur 8-1 Elementer i anleggsintegritet (Kilde: Norsk olje og gass, Prosessikkerhet 2013)

Betydning av alle disse elementene er enda viktigere med hensyn til anlegg som skal operere i arktiske områder med høyere risiko for store hendelser. Det er meget viktig at en systematisk, strukturert og dokumentert tilnærming benyttes i alle livssyklusfaser av et anlegg slik at integriteten til anlegget sikres med iverksettelse av riktige tiltak og aktiviteter. Bedrifter som prioriterer kvalitetsstyring og kvalitetssikring i deres prosjektgjennomføringer og senere i operasjonen av anlegg, har større mulighet til å takle de vanskelige forholdene i forbindelse med utvinning av olje & gass i de arktiske områdene.

8.2 Bakenforliggende årsaker

For å sikre anleggsintegritet skal det legges enda høyere vekt på følgende bakenforliggende årsaker dersom prosjektet er ment å operere i arktiske områder. Iverksettelse av forebyggende tiltak til å eliminere eller redusere effekten av disse faktorer er avgjørende med hensyn til å redusere sannsynligheten for lekkasjer fra anlegget.

8.2.1 Korrosjon og materialvalg

En av årsakene til lekkasjer er intern og ekstern korrosjon i / på rør og utstyr. Valg av riktig material, belegg og malingsystem, samt riktig bruk av korrosjonsinhibitor type og mengde i prosessmedium er avgjørende faktorer for å kontrollere korrosjon på et offshoreanlegg.

8.2.2 Vibrasjon og materialtretthet

Pumper, kompressorer og motorer er blant utstyr som kan forårsake vibrasjon i et offshore anlegg. Det er meget viktig med iverksettelse av tiltak for å kontrollere vibrasjon som overføres fra utstyret til tilstøtende struktur eller røropplegg. Vibrasjon kan føre til materialtretthet i byggematerialet til rør og utstyr og dannelsen av sprekker eller brudd. Isolering av vibrerende utstyr fra sin base og riktig støtte av tilstøtende rør er blant tiltak som må vurderes.

8.2.3 Arbeidsmiljø og menneskelige faktorer i prosess- og arbeidsmiljødesign

Det skal tas ekstra hensyn til menneskelige faktorer i prosess- og arbeidsmiljødesign. Tilstrekkelig plass til materialhåndtering og tilkomst for inspeksjon, testing og vedlikehold av utstyr, riktig ergonomi og lysforhold, lavt støynivå og vibrasjon, samt robuste drifts- og vedlikeholdsprosedyrer, godt etablert system for arbeidstillatelse og kompetent arbeidskraft er blant faktorer som kan påvirke personalets sannsynlighet for å begå feil under interaksjoner med prosessanlegget.

8.3 Begrensning av topside hydrokarbonvolum

Tiltak som er diskutert i dette kapitlet er basert på det generelle prinsippet om at tilgang til mindre brennbart stoff reduserer potensialet for store brann / eksplosjonshendelser og dermed resulterer i mindre skader.

8.3.1 Separasjonsteknologi med mindre lagerbeholdning

Som en del av prosessanlegget inneholder separasjonstoget det største hydrokarbonvolumet på et offshore produksjonsanlegg. Et stort hydrokarbonvolum har potensialet til å forsyne en lekkasje eller brann over lang tid.

I flerfases hydrokarbonseparasjon ved hjelp av gravitasjon benyttes tyngdekraften for å separere olje og vann. Trefaseseparasjon foregår i store trykktanker som ofte står i serie. Første trykktank er innløpsseparatoren som mottar hydrokarbonstrømmen fra brønner. For å oppnå høyere utskillelse av vann/olje/gass kan et separasjonstog bestå av flere trinn; mest vanlig er to eller tre separasjonstrinn. I tillegg kan det hende at en test separator for å teste brønner og en koalescer for å fjerne de resterende oljedråper i produsert vann tilføres til anlegget.



Figur 8-2 En gravitasjonsbasert separator, (ref. /45/)

Størrelsen på disse trykktankene bestemmes av blant annet strømningsrate, sammensetning og oppholdstid. Slike tanker er ofte veldig store og inneholder mange tonn av hydrokarboner. En reduksjon i størrelse til disse tankene har stor betydning både med hensyn til den tilgjengelige lagerbeholdningen i et brannområde og det volumet som de okkuperer. Dette igjen kan blokkere luftstrømningen gjennom modulene både før og under en eksplosjon. Hvis det lar seg gjøre, kan følgende løsninger påvirke størrelsen på separasjonstanker på topside moduler;

8.3.2 Nedihulls olje / vann-separatorer

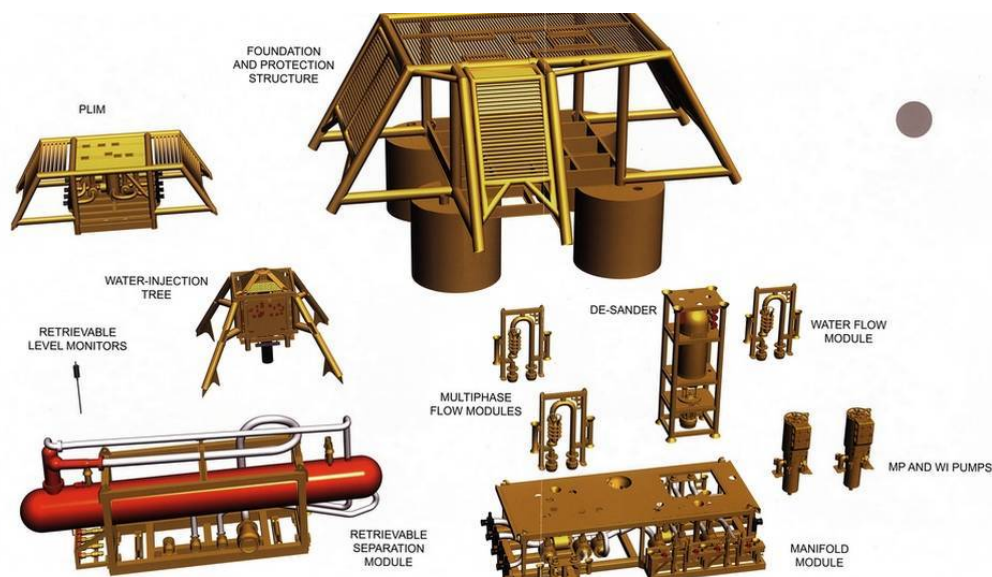
Nedihulls olje / vann-separatorer (downhole oil/water separators (DOWS)) skiller olje og gass fra produsert vann nede i bunnen av brønnen og injiserer noe av det produserte vannet i en annen formasjon eller et annet nivå i samme formasjon, mens olje og gass blir pumpet til overflaten. Siden mye av det produserte vannet ikke kommer til overflaten for behandling og injiseres tilbake i en dyp formasjon, så er kostnadene for håndtering av produsert vann sterkt redusert.

Det er to hovedtyper av nedihulls olje / vann-separatorer. En type bruker hydrosykloner til å separere olje og vann, og den andre er basert på tyngdeseparasjon. For at nedihulls olje / vann-separatorer fungerer godt må brønner ha følgende karakteristik; et høyt vann-til-olje-forhold, tilstedeværelsen av en egnet injeksjonssone som er isolert fra produksjonssonen, kompatibel vannkjemi mellom produksjons- og injeksjonssoner, og en riktig konstruert brønn med god mekanisk integritet.

Implementering av en slik løsning har sine utfordringer og begrensninger, men gir store gevinster ved å redusere separasjonsvolumet topside.

8.3.3 Havbunns separasjon

De to første feltene med undervannsseparasjon var Statoils Troll Pilot som kom i drift i 2000 og deretter Tordis i 2007. Begge er installasjoner som er satt opp for å øke oljeutvinningen. Tordis-feltet i Tampen-området er verdens første kommersielle felt med prosessering på havbunnen. Vann og sand separeres fra oljen på havbunnen og pumpes ned i undergrunnen. Olje og gass sendes via en eksisterende ti kilometer lang rørledning til Gullfaks-plattformen.



Figur 8-3 Tordis undervannsinstallasjon (ref. /46/)

Ved en slik grovseparasjon i havbunnen kan topside design redusere totalvolumet på separasjonssystemet topside, noe som er fordelaktig for design i arktiske områder.

8.3.4 Rørseparator

Statoil har utviklet en ny generasjon høyeffektive, kompakte væske- og gassutskillere som kan monteres i eksisterende produksjonsrørsystemer (derav begrepet "rørseparasjon"). Væskeutskilleren fjerner væske fra gass i gassdominerte brønnstrømmer, og gassutskilleren fjerner gass fra væske i væskedominerte brønnstrømmer. Grunnprinsippet omfatter bruken av statiske virvelementer, som danner sykloniske strømmer som presser væsken ut mot rørveggen, mens gassen presses innover (gasskjerne). (ref. /47/)



Figur 8-4 Testtrikken til rørseparator under testing på Herøya (ref. /10/)

8.3.5 Kompakt elektrostatisk væskeutskiller

Statoil har utviklet en kompakt elektrostatisk væskeutskiller som er både kostnadseffektiv, lett, kompakt og miljømessig akseptabel. I følge ref. /48/ er effektiv separasjon av forurenset formasjonsvann fra olje svært krevende, særlig fordi vannmengden, vanligvis i form av emulsjoner, øker så raskt når reservoarene dreneres. Separasjon har tradisjonelt funnet sted i gravitasjonsseparatorer og store elektrostatisk væskeutskillere fylt med en blanding av demulgatorer. En kompakt elektrostatisk væskeutskiller forbedrer separasjonen ved å anvende et høyspent, alternerende elektrisk felt på en emulsjon, som skiller ut og samler opp de

medfølgende vanndråpene slik at de avsettes i en nedstrøms separator. Under turbulente strømningsforhold inntreffer væskeutskilling raskt og minimerer behovet for demulgatorer.

Det at denne løsningen tar mindre plass har betydning med hensyn til ventilasjon både før og under en eksplosjon og gjør en slik løsning fordelaktig. Det henvises også til ref. /49/.

8.3.6 Sykloner

I dagens løsninger brukes sykloner i stor grad i forbindelse med separasjon av olje fra produsert vann. Sykloner har også mulighet til å separere væske fra gass, og deres potensiale til å erstatte gravitasjonstanker kan vurderes.

8.3.7 Mindre men flere nedblåsningssegmenter

Formålet med et nødavstengningssystem (Emergency Shutdown System (ESD)) er først og fremst å hindre eskalering av unormale forhold til en stor og farlig hendelse, og i tillegg begrense omfanget og varigheten av slike hendelser hvis de oppstår. Ved gassdeteksjon på en installasjon er det vanlig at nødavstengningssystemet segregerer prosessanlegget i ESD segmenter slik at volumet som kan lekke ut til atmosfæren begrenses til det volumet som er i hvert enkelt segment. I tillegg til ESD ventiler er det også et prosessavstengningssystem (Process Shutdown System (PSD)) - ventiler som ved en ESD 2.0 deler prosessen i avstengte segmenter. Det volumet som kan lekke ut har stor betydning med hensyn til både eksplosjon og brann. Det er derfor viktig at i det arktiske området hvor modulene har begrenset eller ingen naturlig ventilasjon brukes designløsninger med mindre, men flere nedblåsningssegmenter.

8.4 Begrense lekkasjemuligheter

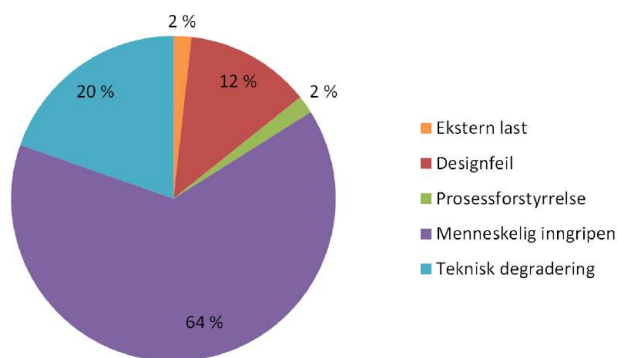
8.4.1 Akutte og diffuse lekkasjer

Små, diffuse lekkasjer er lekkasjer med massestrøm under 0,1 kg/s som forårsakes blant annet på grunn av slitte pakninger, skjev tiltrekking, temperatursvingninger, eller feil ved montering og trykkstøtte. Slike lekkasjer kan ha betydning for risikoen i innelukkede moduler. Det er meget viktig at slike små lekkasjer identifiseres og lekkasjene stoppes ved implementering av riktige tiltak.

Store akutte lekkasjer er utilsiktede utslipp med massestrøm over 0,1 kg/s. Det er myndighetskrav til registrering av slike lekkasjer. Situasjonen er enda mer kritisk for store og akutte lekkasjer i innelukkede moduler.

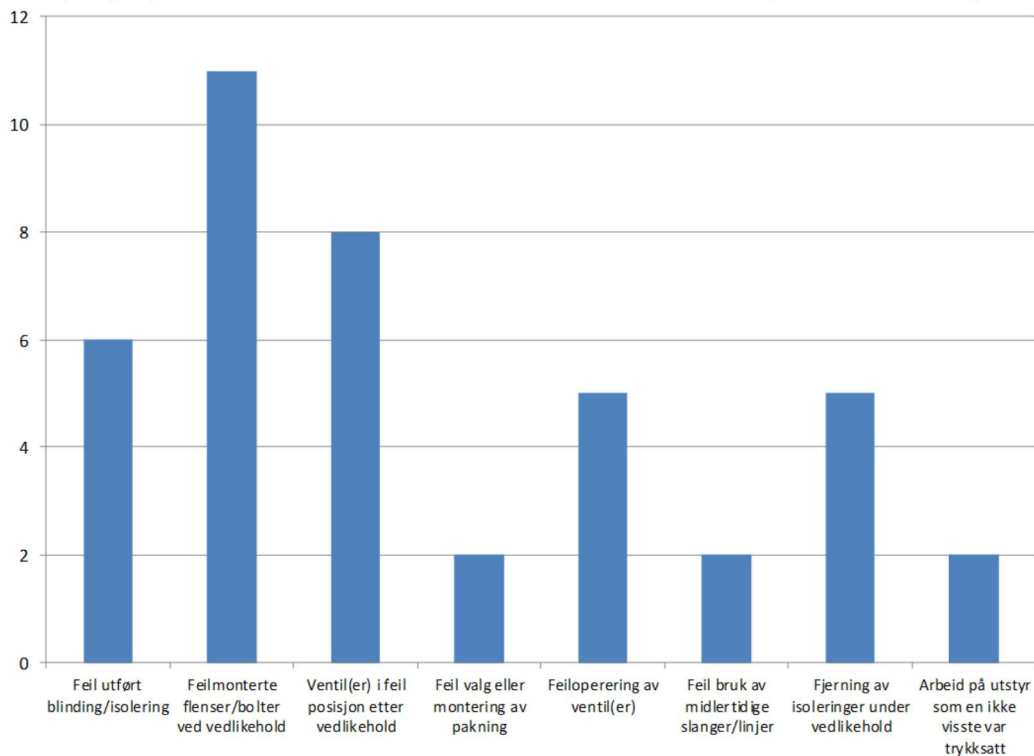
8.4.2 Årsaker til lekkasjer under drift

De viktigste årsakene til hydrokarbonlekkasjer i perioden 2008–2011 på norsk sokkel i følge ref. /44/ er i forbindelse med menneskelig inngripen på prosessutstyr. Det vil si menneskelige feil under klargjøring/ isolering, arbeid på hydrokarbonførende utstyr, og feil som gjøres ved tilbakestilling etter at arbeidet er gjort. Altså; tekniske feil på utstyr har en vesentlig lavere andel av lekkasjene enn menneskelig inngripen. Denne referansen oppgir at 56 hydrokarbonlekkasjer over 0,1 kg/s har inntruffet i denne perioden og at de fleste har skjedd i normal drift, ikke under revisjonsstans. Figuren under fra ref. /44/ angir årsakene til lekkasjer over 0,1 kg/s på norsk sokkel i 2008–2011 inndelt i fem kategorier:



Figur 8-5 Årsakene til lekkasjer over 0,1 kg/s på norsk sokkel i 2008–2011 (ref. /44/)

Figuren under viser fordelingen av hydrokarbonlekkasjene som har skjedd i forbindelse med menneskelig inngripen, det vil si den største (mørkeblå) kategorien i forrige figur. Viktige utløsende årsaker har vært feil monterte flenser/bolter (feil moment), ventiler i feil posisjon etter vedlikehold, feil utført blinding/isolering og feiloperering av ventiler. Dette betyr at det å følge rutine/styringssystemet samt å sikre at disse er i henhold til beste praksis blir veldig viktig.



Figur 8-6 Fordelingen av hydrokarbonlekkasjene som har skjedd i forbindelse med menneskelig inngripen (ref. /44/)

I følge diagrammet er feil som er oppstod i flensforbindelser den største årsaken til lekkasje i forbindelse med menneskelig inngripen.

I følge ref. /50/ fra UK olje og gas sektor er nedbrytning av materialegenskaper (26%), etterfulgt av korrosjon / erosjon (19%), utmattelse / vibrasjon (11%), uriktig installasjon (11%), operatørfeil (11%) og mangelfulle prosedyrer (8%) identifisert som umiddelbare årsaker til lekkasjer.

Nedbrytning av materialegenskaper i denne sammenheng betyr tap av integritet ved svikt i utstyr som i utgangspunktet er egnet til sitt formål og blir operert riktig. Denne kategorien inkluderer årsaker som for eksempel tap av fleksibilitet i flenspakninger og ventilspindelens

pakning, og generell slitasje. Det utelukker spesifikke årsaker til korrosjon, erosjon, utmating og vibrasjon, som er registrert som egne kategorier. Nedbrytning av materialegenskaper skjer fortore ved bruk av lavkvalitets- / lavkostkomponenter særlig i forbindelse med tetninger og pakninger.

Feil begått i installasjonsarbeidet kan spores tilbake til mangel på byggentreprenørens kvalitetssikring / kvalitetskontroll (Quality Assurance (QA) / Quality Control (QC)). Enkle oppgaver som å bruke riktig moment på flensbolter er ofte neglisjert eller ikke sjekket gjennom et velstrukturert/systematisk QA / QC-program. (ref./^{51/})

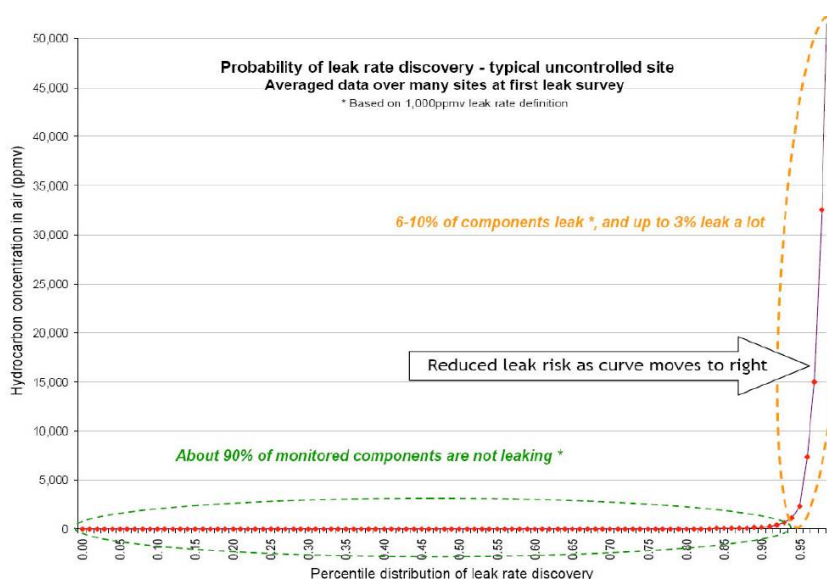
I følge ref. /^{52/} kan følgende nevnes som årsaker til lekkasje fra flenser

- ujevn tiltrekking av flensbolter fører til ujevn spenning
- feilaktig flens«alignment» / Skjev forbindelse
- uriktig plassering av flenspakning – ikke plassert i flenssenter
- skittne eller skadede kontaktoverflater i flens
- overbelastning på flensforbindelser
- termisk sjokk
- feilaktig pakningsstørrelse eller -materiale
- uriktig kontaktoverflate i flens

Håndboken «Flensarbeid», laget av Norsk olje og gass (Ref. /^{53/}) gir en grundig introduksjon i arbeid med flenser i hydrokarbonførende trykk satt utstyr.

8.4.3 Strategi for å opprettholde flensforbindelsesintegritet

For å være sikker på at lekkasjerisiko på et offshoreanlegg er redusert til et forsvarlig nivå er det viktig å ha et robust styringssystem for å sikre integriteten til lekkasjeutsatte komponenter i et anlegg (Component Integrity Management System (CIMS)). Et offshore produksjonsanlegg vil typisk ha mellom 2000 til 15000 potensielle lekkasjekilder (ref./^{51/}). Diagrammet under er en typisk statistisk lekkasjerisikoprofil (basert på gjennomsnittet av mange anlegg) uten noen form for CIMS implementert i anlegget. Diagrammet viser at om lag 90% av undersøkte lekkasjekilder ikke lekker, mellom 6-10% lekker og opptil 3% lekker veldig mye. Dette betyr at hvis for eksempel anlegget har 10.000 potensielle lekkasjekilder, så vil om lag 300 av dem lekker veldig mye hvis intet robust styringssystem for å sikre integriteten til lekkasjeutsatte komponenter implementeres på anlegget.



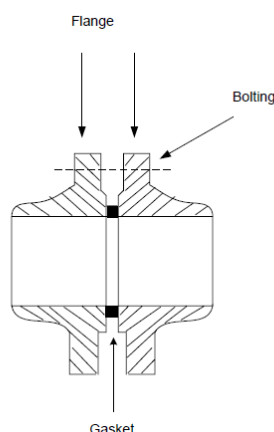
Figur 8-7 Typisk statistisk lekkasjerisikoprofil; gjennomsnittet av mange anlegg - ingen CIMS implementert

I denne sammenheng er blant annet følgende emner i fokus;

- ventiler og flenser på hovedsystemet
- instrumentering inkl. flenser
- tetningssystemet for pumper og kompressorer
- atmosfæriske ventpunkter

8.4.4 Flenser

Konvensjonelle flenser bruker en pakning mellom flensoverflater for å skape tilstrekkelig tetning i rørforbindelsen (se figuren nedenfor). Installasjon av en flensforbindelse krever rengjøring av flensoverflater, å stille flensparet i en linje, smøre gjengene og mutterne, plassere pakningen riktig og bruke riktig prosedyre for tiltrekking av flensbolt.



Figur 8-8 En konvensjonell ASME flens

8.4.5 Lekkasetesting i forkant av prosessoppstart

I følge ref. /51/ er ikke lekkasetesting ved hjelp av inert gass i forkant av prosess oppstart like effektivt som de faktiske hydrokarbonlekkasjeundersøkelser foretatt etter at anlegget er satt i drift og linjer har utvidet og sammentrukket seg til sine driftsdimensjoner på grunn av operasjonstemperatur og -trykk. Bare på dette stadiet kan den sanne driftslekkasjeprofilen bli vurdert. Følgende typer av lekkasjeundersøkelser bør settes i verk for å sikre anleggets integritet:

a) Lekkasje undersøkelse før nedstengning

Denne undersøkelsen er laget for å finne lekkasjer som trenger reparasjonsarbeid under en kommende driftsstans. Denne type undersøkelse gjøres typisk med optiske IR og FID sensortechnologier.

b) Lekkasjeundersøkelse før oppstart

Inert gass (vanligvis nitrogen, ofte med helium inkludert) brukes for å sette systemet under trykk før innføringen av hydrokarboner. Vanligvis trykkeses systemet under lekkasetest til et trykk lik 110% av maksimalt tillatte arbeidstrykk (MAWP). Boble- eller ultralydtest for å avdekke lekkasjer brukes på dette stadiet.

c) Lekkasjeundersøkelse etter oppstart og under drift

Denne undersøkelsen ligner testen beskrevet under punkt (a).

8.4.6 Kompakte flenser

NORSOK standard L-005 (ref. /54/) omhandler kompakte flensforbindelser (Compact Flange Connections (CFC)), som er et alternativ til konvensjonelle flenser spesifisert i ASME standarder og europeisk og internasjonal standard. Redusert vekt, mindre overordnede dimensjoner og økt lekkasetetthet på grunn av deres iboende konstruksjonsegenskaper er hovedfordelene med kompakte flenser.

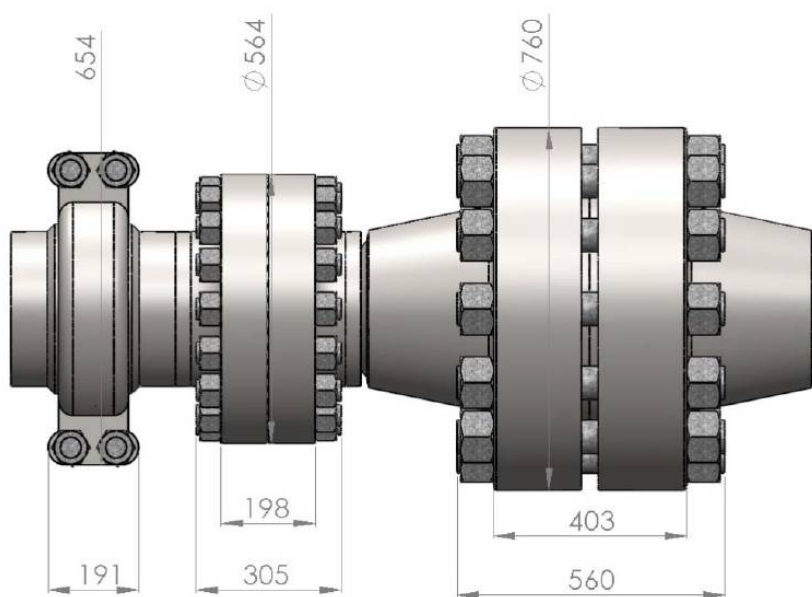
Kompakte flenser er en boltet statisk rørkobling med to flenser uten pakning hvor boltbelastninger overføres i metall-mot-metall kontakt mellom flensflatene.

I følge ref. /⁵⁵/ viser erfaring fra onshore og offshore olje & gassinstallasjoner at konvensjonelle pakningsbaserte flensforbindelser har flere svakheter sammenlignet med kompakte flenser som blant annet er følgende:

Seal ring vs. gasket (paknings)materiale: for kompakte flenser med og uten O-ring (tetningsring) er det ingen mulighet for lekkasje ved svikt i tetningsring siden det i utgangspunktet er flensoverflater som gir tetting i flensforbindelsen. Flenser som bruker pakning for å skape tetthet i rørforbindelsen er mer utsatte for lekkasje siden enhver alvorlig skade på pakning under installasjonsarbeidet kan medføre lekkasje.

Bolting: kompakte flenser har høykvalitets bolter med riktig overflatebehandling og mekaniske egenskaper, opprinnelsen til produsent er kjent og kvaliteten på installering sikres ved hjelp av spesielle kalibreringsenheter og installasjonsverktøy. For ANSI flenser foreligger derimot ingen definert prosedyre for bolting og boltforspenning.

For høy forspenning: Med de konvensjonelle ANSI flensforbindelser kan for høy forspenning medføre vridning av flensene, bøyning i boltene og ujevn sammentrykking av pakning trykk. I en NG felles, er ikke dette tilfelle.



Figur 8-9 Sammenligning av 12" clampforbindelse, kompaktfrens og ANSI frens med samme trykk (illustrasjon fra tekflow webside)

8.4.7 Clamp forbindelse

Garylock og AFT G-range er to av clampforbindelse-produktene i markedet. En slik forbindelse har hovedsakelig tre hoveddeler; en metallisk tetnings ring som er den delen som med sin deformasjon under tiltrekking sikrer en metallisk tetning mot muffene, muffene sveist i rørender, og clamps som sørger for å stramme sammen hele forbindelsen.



Figur 8-10 Graylock clampforbindelse (ref. Graylock brosjyre 05/08)

8.4.8 Erstatte flensforbindelser med helsveiste forbindelser

Hvis det lar seg å gjøre, kan antall lekkasjepunkter reduseres ved hjelp av sveiste rørforbindelser istedenfor flensforbindelser. For å ha en sikker sveist rørforbindelse bør blant annet følgende tas i betraktning: (ref. /⁵⁶/);

- dammen av smeltet metall som utgjør sveisen skal være skjermet fra forurensninger som støv, oksygen og hydrogen som kan føre til inneslutninger, porøsiteter eller sprekker i sveisen. Skjerming oppnås ved hjelp av et fluksinnskudd eller et gassteppe.
- varmsprekker, kaldsprekker, inneslutninger og forringelse av grunnmaterialets egenskaper i overgangssonen er de alvorligste defekter eller feil som en sveiseoperasjon kan føre til i sveisen eller i den tilgrensende varmepåvirkede sone.
- sveiseprosess, sveiserens ferdigheter og sveiseparametrene, som kan være: type av sveiseskjøt, sammensetning av fyllmetall / flussmiddel, type og diameter av elektrode, sveisestrøm, buelengde, sveisehastighet, sveiseteknikk (oscillasjon, veve- eller rett stringer, buestart og -stopp), buespenning, forvarming, temperaturkontroll, og etterarbeidsvarme kan påvirke kvaliteten på en sveis

8.4.9 «Clamp-on / Non-intrusive instrumentation»

Konvensjonell prosessinstrumentering er basert på løsninger som har behov for å trenge gjennom prosessen og være i kontakt med mediet i prosessen. Dette medfører at et eller flere flenspar må introduseres på instrumentrøret for å etablere kontakt mellom prosessen og måleenheten/avsenderen. Flenser er potensielle lekkasjepunkter som blant annet med ugunstig supportering er veldig utsatt for vibrasjoner og tap av integritet.

8.4.9.1 Måling av gjennomstrømning

Tradisjonelt har orifice-, Coriolis- og vortex-gjennomstrømningsmålere blitt brukt. Disse løsningene trenger å være i kontakt med prosessmediet, noe som i sin tur medfører introduksjon av flenser i instrumenteringen.

Ref. /⁵⁷/ presenterer en «ikke-gjennomtrengende» teknologi for gjennomstrømningsmåling basert på bruk av ultrasoniske pulser sendt både med- og motstrøms i prosessmediet. Differansen i pulsens reisetid med- og motstrøms brukes til å fastslå gjennomstrømningsraten.

8.4.9.2 Måling av nivå

Gjennomtrengende pulsteknologi (penetrating pulse technology- PPT) er en av metodene for å måle væsknivået i en beholder (Ref.^{58/}). Utstyret monteres på utsiden av beholderen uten behov for å trenge gjennom beholderens vegg. Akustisk energi i form av gjennomtrengende pulser måler væsknivået i tanken og påvirkes ikke av verken trykket i tanken eller skum over væskens overflate.

8.4.9.3 Måling av temperatur

I Ref. ^{59/} presenterer en av leverandørene en av sine temperaturmålingsteknologier basert på bruk av en temperaturavsender kombinert med en «clamp-on» RTD sensor. En slik løsning fjerner behovet for å bore eller sveise på røret. Det trengs heller ikke flenser.

8.5 Lekkasjedeteksjon før nedstegning, etter oppstart og under drift

Følgende avsnitt handler om teknologier for deteksjon av diffuse lekkasjer som, utgjør en stor andel av utslipp av flyktige organiske komponenter til atmosfæren. I innelukkede moduler i arktiske områder kan diffuse lekkasjer få større betydning, både for miljø og eksplosjonsrisiko. Slike lekkasjer må betraktes som symptomer på svake mekaniske flensforbindelser som kan svikte for tidlig og forårsake eskalering ved en ulykke.

8.5.1 Teknologi for lekkasjedeteksjon

Miljøvernetaten i USA (Environmental Protection Agency (EPA)) har påkrevd at alle anlegg som produserer, bruker eller transporterer flyktige organiske komponenter (Volatile Organic Components (VOC)) skal ha kontinuerlig overvåking av sine anlegg mht. lekkasjer. Dette kravet har hjemmel i loven for luftkvalitet i USA. Følgende «sniffer» teknologier for å overvåke et anlegg for lekkasjer er beskrevet i EPAs metode 21, som er kjent som «Leak Detection And Repair (LDAR)»:

- Flammeioniserings-deteksjon
- Fotoioniserings-deteksjon

Begge metodene kan både detektere og kvantitativt måle lekkasjeraten basert på målt konsentrasjon i deler per million (Parts Per Million (PPM)). Fordi det finnes flere tusener av lekkasjekilder på et anlegg, og undersøkelser av alle slike punkter vil være veldig ressurs-/tidskrevende, har EPA akseptert en alternativ deteksjonsmetode ved hjelp av «Optical Gas Imaging».

8.5.2 Flammeionisasjonsdetektor

En Flammeionisasjonsdetektor (Flame ionisation detectors (FID)) bruker en hydrogen-luft-flamme for å ionisere gassen i prøvestrømmen slik at den kan måle konsentrasjonen av gassen. Ionisering oppstår når VOC molekyler mister elektroner i den varme forbrenningsflammen og blir til ioner. Disse ionene er elektrisk ladet, og produserer en strøm som lett kan måles av sensorelektroden. Det å teste hver og en lekkasjekilde er meget tid- og ressurskrevende.

En FID detektor kan detektere følgende stoffer med redusert følsomhetsgrad i følgende rekkefølge; aromater og langkjedede forbindelser> Kortkjedede forbindelser (metan)> klor-, brom- og jodforbindelser.



Figur 8-11 Bærbar FID gasslekkasje-detektor (Ref. /⁶⁰/)

8.5.3 Infrarødt kamera

Deteksjon av VOC gasslekkasjer kan utføres ved å skanne store områder med spesielle IR-kamera som kan oppdage små lekkasjer. Hvis det viser seg at det er lekkasje, så kan lekkasjekilden bli inspisert med et annet måleutstyr som f.eks. FID for å ha en kvantitativ måling av lekkasjen. Infrarød deteksjon er basert på at VOC hydrokarboner absorberer IR-stråling i et smalt bånd av mellombølge infrarød (midwave Infra Red (MWIR))-regionen. Siden et gassdeteksjons IR-kamera er en videoenhet, kan operatøren se dampbevegelse forårsaket av luftstrømmer i nærheten av defekte komponenter.



Figur 8-12 Infrarødt kamera for deteksjon av små lekkasjer (ref. /⁶¹/)



Figur 8-13 Venstre: flammeionisasjonsdetektor. Høyre: avansert optisk gassavbildningssystem (Optical Gas Imaging (OGI) system) (ref. /51/)

8.5.4 Fotoioniseringsdetektorer

En fotoioniseringsdetektor (Photoionization detectors (PIDs)) benytter en ultrafiolett (ultraviolet (UV)) lyskilde for å ionisere gassen i prøvestrømmen slik at den kan måle konsentrasjonen av gassen. Ionisering oppstår når et molekyl absorberer høyfrekvent UV-lys, kvitter seg med et elektron og danner et positivt ladet ion. Disse ioner er elektrisk ladet, og produserer en strøm som kan måles av sensorelektroderne. En PID kan ikke detektere naturgasser (metangass) men kan detektere følgende stoffer (sortert etter synkende følsomhetsgrad): Aromatiske stoffer> Olefiner, ketoner, etere, aminer, svovelforbindelser> estere, aldehyder, alkoholer, alifater> Klorerte alifatiske, etan> metan (ingen respons). Det betyr at denne deteksjonstypen egner seg til oljeproduiserende anlegg eller raffinerier, og ikke anlegg som stort sett produserer gass.

8.6 Trykktanker utformet som bokser i stedet for sylindriske beholdere

Norsk kontinentalsokkel har erfaring med integrering av lagertanker (f.eks. for diesel og metanol) i offshore strukturer i form av bokser i stedet for sylindriske beholdere. Slike kubiske lagertanker integreres vanligvis som en del av vegger mellom forskjellige områder på plattformer. Det er rimelig å foreslå at denne tankegangen videreføres til utforming av andre typer av tanker/beholdere også, hvis slik utforming er teknisk mulig.

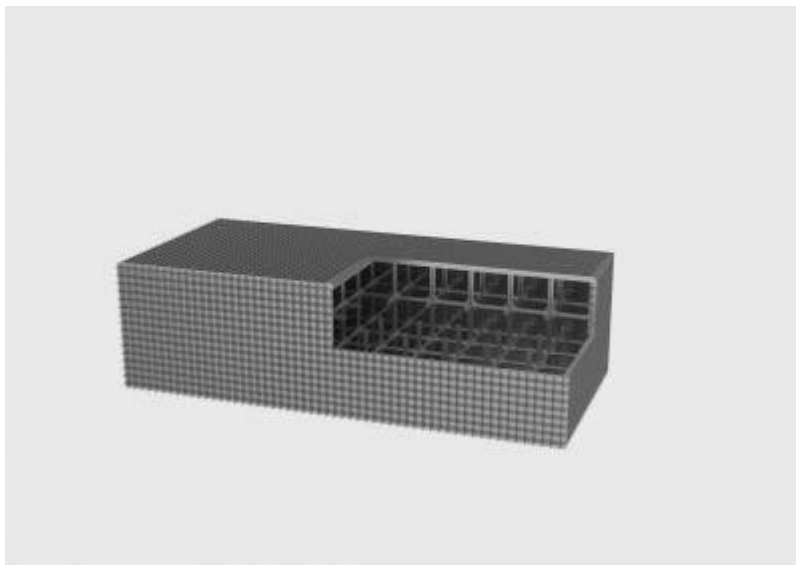
Tradisjonelt sett er alle trykkbeholdere utformet som sylindriske eller sfæriske i henhold til relevante standarder som f.eks. ASME siden slike konstruksjoner er optimale med hensyn til konstruksjon og pålagte påkjenninger / belastninger. Imidlertid blir ikke disse beholdere ansett fordelaktige i en ventilasjons/eksplosjonssammenheng. Store sylindriske beholdere på offshoreplattformer blokkerer luftstrømmen og er derfor ikke fordelaktige med hensyn på eksplosjonsrisiko. Ideen er å se om det er mulig å konstruere store trykkbeholdere slik som separatorer, koalescere, gassutskillere og dreneringstanker i form av bokser i stedet for sylindriske tanker, og deretter integrere dem i strukturen e.l., som en del av vegger mellom områder, slik at «congestion ratio» og «blocking ratio» i hydrokarbonområder går ned.

Ref. /62/ og /63/ presenterer et nytt forsknings- og utviklingsprosjekt i Korea som kan være veldig relevant for å muliggjøre en slik løsning. KAIST-forskere, sponset av POSCO, et multinasjonalt stål produksjonsselskap med base i Pohang, Sør-Korea, har tatt en dreining i tilnærming for å konstruere en trykkbeholder som er verken sylindrisk eller sfærisk. Professorene Pål G. Bergan og Daejun Chang og Ocean Systems Engineering ved KAIST har utviklet en stor boksformet trykktank for lagring og transport av væsker som flytende petroleumsgass (LPG), komprimert naturgass (CNG) eller flytende naturgass (LNG).

Den boksformede trykkbeholderen har en indre, lastbærende gitterstruktur. Gitterets mønster er modulbasert i alle tre romlige retninger, og forankrer og balanserer dermed på en effektiv måte trykk-krefter på de ytre veggene av beholderen.



Figur 8-14 Prismatisk trykktank (ref. /62/)



Figur 8-15 3-D animasjon av gitterstrukturen (ref. /62/)

9. REFERANSER

¹ Offshore Standard DNV-OS-A201, Winterization for Cold Climate Operations, October 2013

² *The Hibernia Gravity Base Structure*, François Sédillot (Proceedings of the Eight [1998] International Offshore and Polar Engineering Conference)

³ *30 STRONG: Meeting Northstar's challenges*, Rose Ragsdale - Petroleum News Vol. 12, No. 41 (2007)

⁴ SPE-111583 - *Managing Explosion Risk in Arctic Areas*, SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production 2008

⁵ *Mitigation of Gas Explosions Using Water Deluge*, Kees van Wingerden

⁶ *Safety and operational factors to be considered when using deluge to mitigate explosions*, Savage (1996)

⁷ *What about firewater in the Arctic?* – Statoil, NOROG 2014

⁸ *Brannslokking med INERGEN* – Tor Eystein Hovda, Fire Eater AS

⁹ Sammenhørende rapport 2012 RNNP Risikonivå I Norsk Petroleumsvirksomhet Petroleumstilsynet; page 15.

¹⁰ RISIKONIVÅ I NORSK PETROLEUMSVIRKSOMHET SAMMENHØRINGSRAPPORT – UTVIKLINGSTREKK 2013 – NORSK SOKKEL PETROLEUMSTILSYNET - http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/RNNP_2013/RNNP2013_sammendrag.pdf

¹¹ Gojkovic D., Karlsson B., Describing the importance of the mixing process in a backdraft situation using experimental work and CFD, Processing of the 3rd international seminar on Fire and Explosion Hazards, 2000

¹² Guigay G, Gojkovic D., Bengtsson L. Karlsson B., Evaluation of fire-fighting tactics in a possible backdraft situation using CFD calculation, Intended for publication in Fire Safety Journal.

¹³ Gojkovic D., Karlsson B., Describing the importance of the mixing process in a backdraft situation using experimental work and CFD, Processing of the 3rd international seminar on Fire and Explosion Hazards, 2000

¹⁴ Guigay G, Gojkovic D., Bengtsson L. Karlsson B., Evaluation of fire-fighting tactics in a possible backdraft situation using CFD calculation, Intended for publication in Fire Safety Journal.

¹⁵ [http://faggruppeba.no/ikbViewer/Content/846048/\(07\)%20Jens%20Kristian%20Holen.pdf](http://faggruppeba.no/ikbViewer/Content/846048/(07)%20Jens%20Kristian%20Holen.pdf) 05.6.12

¹⁶ Guidelines for the protection of pressurized systems exposed to fire – SCANDPOWER. Version 2011

¹⁷ [http://faggruppeba.no/ikbViewer/Content/846048/\(07\)%20Jens%20Kristian%20Holen.pdf](http://faggruppeba.no/ikbViewer/Content/846048/(07)%20Jens%20Kristian%20Holen.pdf) 05.6.12

¹⁸ Guidelines for the protection of pressurized systems exposed to fire – SCANDPOWER. Version 2011

¹⁹ HAZARDOUS INSTALLATIONS, DIRECTORATE, OFFSHORE DIVISION, FIRE AND EXPLOSION STRATEGY, ISSUE 1 <http://www.hse.gov.uk/offshore/strategy/fireexplosion.pdf>

²⁰ Fabig, TN11: Fire Loading and Structural Response, 2009

²¹ Lowesmith B. G., G. Hankinson, M. R. Acton and G. Chamberlain, "An overview of the nature of hydrocarbon jet fire hazards in the oil and gas industry and a simplified approach to assessing the hazards," Process Safety and Environmental Protection, Vol. 85, 2007

²² International Standardization Organization, ISO TR22899-2, 2011

²³ Gomez-Mares, M., L. Zarate, and J. Casal, "Jet fires and the domino effect," Fire Safety Journal, Vol. 43, 2008

²⁴ American Petroleum Institute, "Fire-protection considerations for the design and operation of liquefied petroleum gas storage facilities," API publication 2510A, 1996

²⁵ Sugawa, O., Kawagoe, K. and Oka, Y., 'Burning behaviour in a poor-ventilation compartment fire – Ghosting fire'. Nuclear Engineering and Design, Vol.125, p.347-352, 1991.

-
- ²⁶ Utiskul, Y., Quintiere, J.G., Rangwala, A.S., Ringwelski, B.A., Wakatsuki, K. and Naruse, T., "Compartment fire phenomena under limited ventilation." *Fire Safety J.*, 40,: 367-390, 2005
- ²⁷ Chamberlain, G.A., The Hazards posed by large scale pool fires in offshore platforms, *Trans. I.Chem.E.*, 74: Part B., 81-87, 1966
- ²⁸ Ko, G.H., Hamins, A., Bundy, M., Johnsson, E.I., Kim, S.C. and Lenhert, D.B., "Mixture Fraction Analysis of Combustion Products in the Upper Layer of Reduced Scale Compartment Fires", *Combustion and Flame*, 156:467-476, 2009
- ²⁹ D. Drysdale. *An Introduction to Fire Dynamics*. John Wiley and Sons, New York, 2nd edition, 2002
- ³⁰ Gottuck, D.T., Roby, R.J. and Beyler, C.L., "A Study of Carbon Monoxide and Smoke Yields from Compartment Fires with External Burning". Twenty Fourth Symposium (International) Combustion, The Combustion Institute, 1799-1735, 1992
- ³¹ Andrews, G.E., Ledger, J. and Phylaktou, H.N., 'The Gravimetric Determination of Soot Yields in Enclosed Pool Fires', *Proc. 3rd International Seminar on Fire and Explosion Hazards*, Windermere, 2000
- ³² SAE Paper 2001-01-0655, Toyota, 2001
- ³³ Low Ventilation Pool Fires, Aljumaiah, O., Andrews, G.*, Jimenez, A., Duhoon, N.R. and Phylaktou, H - <https://www.engineering.leeds.ac.uk/cpd/feh6/presentations/Monday/5.4%20-%20FireHazard-PoolFires.pdf>
- ³⁴ Enclosed Pool Fires in Low Ventilation Enclosures: Flame Temperatures and Global Heat Loss Using Gas Analysis
G.E. Andrews, J. Ledger and H.N. Phylaktou
Department of Fuel and Energy, The University of Leeds, Leeds, LS2 9JT, UK
<http://www.iafss.org/publications/fss/6/591/view>
- ³⁵ Fuel Volatility Effects on Pool Fires in Compartments with Low Ventilation, OMAR ALJUMAIH, GORDON ANDREWS, A. JIMENEZ, N.R. DUHOON AND HERODOTOS PHYLAKTOU, Energy Research Institute, University of Leeds, Leeds, LS2 9JT, UK
<http://www.iafss.org/publications/fss/11/50/view>
- ³⁶ Combustion Products from Ventilation Controlled Fires: Toxicity Assessment and Modelling
Omar Abdulaziz O. Aljumaiah, Ph.D.-thesis, <http://etheses.whiterose.ac.uk/2845/1/OmarAljumaiah200084875.pdf>
- ³⁷ Burning Behavior in a Poorly-ventilated Compartment Fire,- Ghosting Fire,
Osami Sugawa, Kunio Kawagoe, and Yasushi Oka, Center for Fire Science and Technology
Science University of Tokyo, 2641 Yamasaki, Noda-shi, Chiba 278, Japan
<http://fire.nist.gov/bfrlpubs/fire90/PDF/f90056.pdf>
- ³⁸ FLAME EXHAUST FROM POOL FIRES IN A SMALL-SCALE COMPARTMENT WITH A SINGLE OPENING, Andrei V. Chamichine, Georgy M. Makhviladze, Pawel Oleszczak and Sergey E. Yakush, Proceedings of the 5th International Seminar on Fire and Explosion Hazards, Edinburgh, UK, 23-27 April 2007.
http://www.see.ed.ac.uk/feh5/pdfs/FEH_pdf_pp338.pdf
- ³⁹ Managing Explosion Risk in Arctic Areas, Stian Høiset, StatoilHydro ASA; Ingar Fossan, Scandpower AS; Øyvind Kaasa, StatoilHydro ASA, SPE 111583
<http://www.riskspectrum.com/upload/News/files/SPE-111583%20Managing%20Explosion%20Risk%20in%20Arctic%20Areas.pdf>
- ⁴⁰ Natural ventilation of offshore modules, HSE RESEARCH REPORT 402, 2005; <http://www.hse.gov.uk/research/rrpdf/rr402.pdf>
- ⁴¹ Investigation of Gas Dispersion and Explosions in Offshore Modules, D.M. Johnson, Advantica Technology Inc., R.P. Cleaver, Advantica Technology Inc., J.S. Puttock, Shell Global Solutions, C.J.M. Van Wingerden, GexCon, OTC 14134; <http://e-book.lib.sjtu.edu.cn/otc2002/pdf/papers/OTC14134.pdf>
- ⁴² Recommended Practice for Fire Prevention and Control on Fixed Open-type Offshore Production Platforms, APRIL 2007, <https://law.resource.org/pub/us/cfr/ibr/002/api.rp14g.2007.pdf>
- ⁴³ Inherent Safety Design Considering Forced Ventilation
Effect by Air-Fin-Cooler in Modularized Onshore LNG Plant, Masayuki Tanabe, Atsumi Miyake, *CHEMICAL ENGINEERING TRANSACTIONS*, VOL. 31, 2013, p.649, <http://www.aidic.it/cet/13/31/109.pdf>
- ⁴⁴ Norsk olje og gass, Prosessikkerhet 2013
- ⁴⁵ <http://www.deltacompression.com/separation.html>
- ⁴⁶ <http://www.tu.no/nyheter/offshore/2005/08/29/tordis-separerer-under-vann>

-
- ⁴⁷ <http://www.statoil.com/no/technologyinnovation/fielddevelopment/topside/in-lineseparation/pages/default.aspx>
- ⁴⁸ <http://www.statoil.com/no/technologyinnovation/fielddevelopment/topside/pages/compactelectrostaticcoalescer.aspx>
- ⁴⁹ <http://www.sintef.no/SINTEF-Energi-AS/Prosjektarbeid/Effektiv-oljevann-separasjon/>
- ⁵⁰ OSD hydrocarbon release reduction campaign, Report on the hydrocarbon release incident investigation project -1/4/2000 to 31/3/2001, OFFSHORE TECHNOLOGY REPORT, 2001/055
- ⁵¹ RISK REDUCTION THROUGH ADVANCED LEAK MANAGEMENT, S.Stojic, 2010
- ⁵² OVERVIEW OF PROCESS PLANT PIPING SYSTEM DESIGN, Vincent A. Carucci, Carmagen Engineering, Inc
- ⁵³ Håndbok, «Flensarbeid», laget av Norsk olje og gass, 2012
- ⁵⁴ NORSOK L005 Standard, Compact flanged connections 2013
- ⁵⁵ FMEA OF GASKETED AND NON-GASKETED BOLTED FLANGED PIPE JOINTS, M. Abid*, D. H. Nasha
- ⁵⁶ Piping and Pipeline Engineering, Design, Construction, Maintenance, Integrity, and Repair, George A.Antaki, 2005
- ⁵⁷ Non-Intrusive flow measurement for liquids and gases in the upstream industry, FLEXIM
- ⁵⁸ Hitech safe, economical, non-contact, non-invasive, "through the wall" digital technology for accurate level measurement
- ⁵⁹ Rosemount 0085 Pipe Clamp Sensor
- ⁶⁰ HEATH DP4 – Flame ionization gas leak detector
- ⁶¹ IR Imaging Detects Storage Tank Emissions and Other VOC Leaks in a Flash, Ed Kochanek
- ⁶² http://www.eurekalert.org/pub_releases/2014-03/tkai-bpv032114.php
- ⁶³ <http://phys.org/news/2014-03-box-shaped-pressure-vessel-Ing-kaist.html>