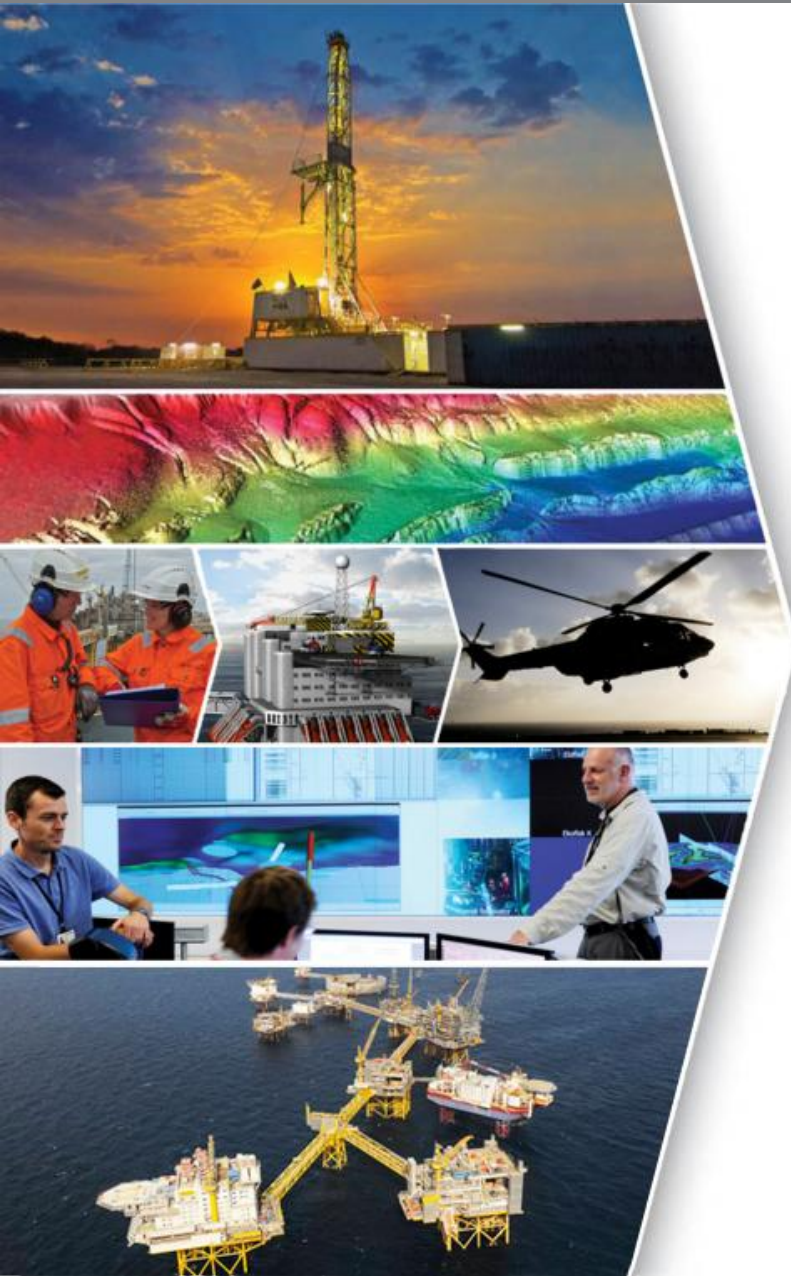




Tilpasning av beregnet
prosesslekkasjesannsynlighet i
Quantitative Risk Analysis (QRA) til
historisk frekvens
Er «limited leaks» riktig vei å gå?

Malene Sandøy, ConocoPhillips
ESRA Norge seminar om risiko for
prosesslekkasjer 26. mars 2014

Cautionary Statement



The following presentation includes forward-looking statements. These statements relate to future events, such as anticipated revenues, earnings, business strategies, competitive position or other aspects of our operations or operating results. Actual outcomes and results may differ materially from what is expressed or forecast in such forward-looking statements. These statements are not guarantees of future performance and involve certain risks, uncertainties and assumptions that are difficult to predict such as oil and gas prices; refining and marketing margins; operational hazards and drilling risks; potential failure to achieve, and potential delays in achieving expected reserves or production levels from existing and future oil and gas development projects; unsuccessful exploratory activities; unexpected cost increases or technical difficulties in constructing, maintaining or modifying company facilities; international monetary conditions and exchange controls; potential liability for remedial actions under existing or future environmental regulations or from pending or future litigation; limited access to capital or significantly higher cost of capital related to illiquidity or uncertainty in the domestic or international financial markets; general domestic and international economic and political conditions, as well as changes in tax, environmental and other laws applicable to ConocoPhillips' business and other economic, business, competitive and/or regulatory factors affecting ConocoPhillips' business generally as set forth in ConocoPhillips' filings with the Securities and Exchange Commission (SEC).

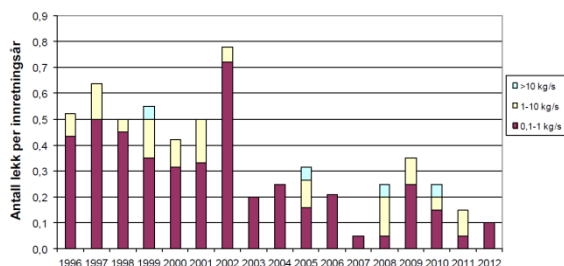
Use of non-GAAP financial information - This presentation includes non-GAAP financial measures, which are included to help facilitate comparison of company operating performance across periods and with peer companies. A reconciliation of these non-GAAP measures to the nearest corresponding GAAP measure is included in the appendix.

Cautionary Note to U.S. Investors – The SEC permits oil and gas companies, in their filings with the SEC, to disclose only proved, probable and possible reserves. We use the term "resource" in this presentation that the SEC's guidelines prohibit us from including in filings with the SEC. U.S. investors are urged to consider closely the oil and gas disclosures in our Form 10-K and other reports and filings with the SEC. Copies are available from the SEC and from the ConocoPhillips website.

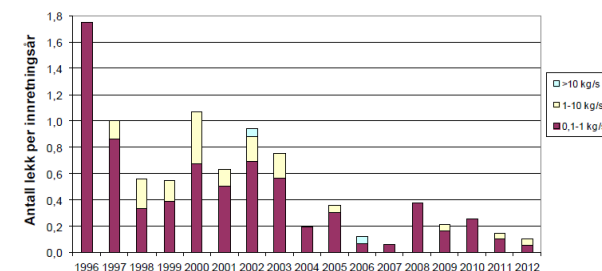
Problemstilling

- Beregnet prosesslekkasjesannsynlighet i QRA ikke i overensstemmelse med historisk erfart lekkasjefrekvens
- Beregnet lekkasjesannsynlighet fra typisk innretning
 - Årlig sannsynlighet 0,3-0,5
 - Store prosessplattformer kan få høyere lekkasjesannsynlighet

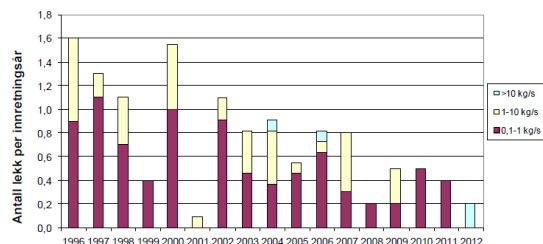
RISIKONIVÅ – UTVIKLINGSTREKK 2012 NORSK SOKKEL PETROLEUMSTILSYNET



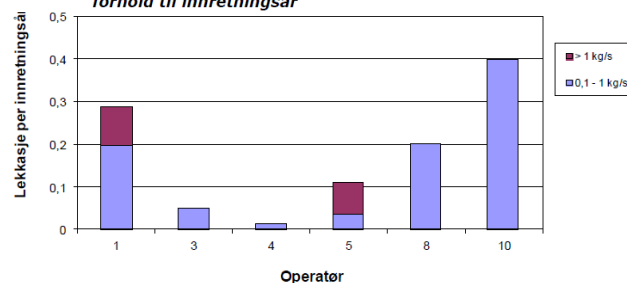
Figur 31 Antall lekkasjer, faste produksjonsinnretninger, normalisert i forhold til innretningsår



Figur 32 Antall lekkasjer, flytende produksjonsinnretninger, normalisert i forhold til innretningsår



Figur 33 Antall lekkasjer, produksjonskomplekser, normalisert i forhold til innretningsår



Figur 39 Gjennomsnittlig lekkasjefrekvens per innretningsår, 2008-2012

- Nedgang siden 1996
- 2008-2012: 0,2 lekkasjer per innretningsår
- Faste < Flytere < Komplekser
- Variasjon mellom operatørene
- Egentlig så stort avvik?

Metode for beregning av lekkasjesannsynlighet

- Historiske lekkasjefrekvenser for ulike utstyrstyper og størrelser fra Hydrocarbon Release Database (HCRD) fra UK Health and Safety Executive (HSE)
 - Udiskutabelt mest egnede databasen for prosesslekkasjer (utstyr)
 - >4000 registrerte lekkasjer på britisk sokkel siden oktober 1992
 - Data som registreres:
 - Utstyr: 78 ulike typer- og størrelser
 - Totalt utslipp og hullstørrelse

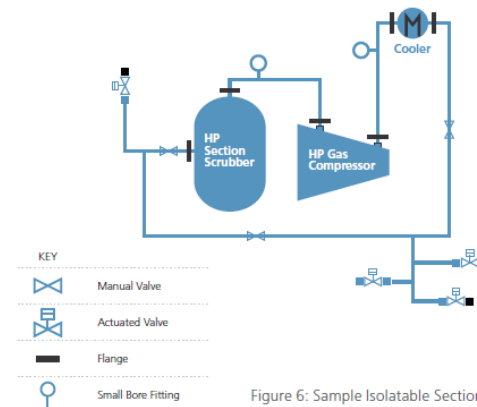


Figure 6: Sample Isolatable Section

- Utstyrstelling
 - Eksempel (fra DNV Failure frequency guidance http://www.dnv.com/binaries/failure%20frequency%20guidance%20v2_tcm4-552384.pdf)

- Utstyrstelling kombineres med historisk lekkasjefrekvens for aktuelt utstyr

- *Grunnleggende antakelse for denne metoden – lekkasjesannsynlighet proporsjonal med utstyrsmengde*

Equipment	No.	Size
Process Vessel	0.5	8"
Centrifugal Compressor	1	6"
Shell and Tube Heat Exchanger	1	6"
Flange	11	8"
Flange	5	6"
Actuated Valve	2	8"
Small Bore Fittings	2	½"
Manual Valve	3	8"
Process Pipe	10	8"
Process Pipe	5	6"

Table 4 Parts Count of Isolatable System

Equipment	No.	Size	Frequency [/equipment year]	Total [Leaks/year]
Process Vessel	0.5	8"	2.155×10^{-3}	1.077×10^{-3}
Centrifugal Compressor	1	6"	1.061×10^{-2}	1.061×10^{-2}
Shell and Tube Heat Exchanger	1	6"	3.446×10^{-3}	3.446×10^{-3}
Flange	11	8"	1.286×10^{-4}	1.414×10^{-3}
Flange	5	6"	1.117×10^{-4}	5.585×10^{-4}
Actuated Valve	2	8"	5.921×10^{-4}	1.184×10^{-3}
Small Bore Fittings	2	½"	5.894×10^{-4}	1.178×10^{-3}
Manual Valve	3	8"	1.437×10^{-4}	4.311×10^{-4}
Process Pipe	10	8"	6.945×10^{-5}	6.945×10^{-4}
Process Pipe	5	6"	7.349×10^{-5}	3.674×10^{-4}
Total				0.021

Table 5 Sample Calculation

Hvorfor for høy beregnet lekkasjesannsynlighet?

- Er det flere lekkasjer på britisk sokkel enn norsk sokkel?
- Feil i HCRD?
 - Endring i lekkasjefrekvens over tid?
 - Utstysregister – ikke oppdatert siden 2003

http://www.dnv.com/binaries/failure%20frequency%20guidance%20v2_tcm4-552384.pdf

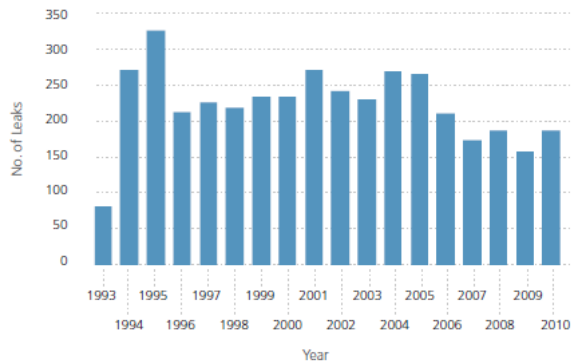
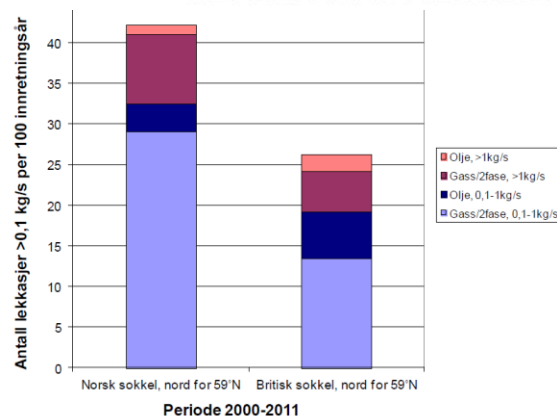


Figure 1 Number of Leaks per year

- Er lekkasjesannsynlighet proporsjonal med utstyrsmengde?

RISIKONIVÅ – UTVIKLINGSTREKK 2012 NORSK SOKKEL PETROLEUMSTILSYNET

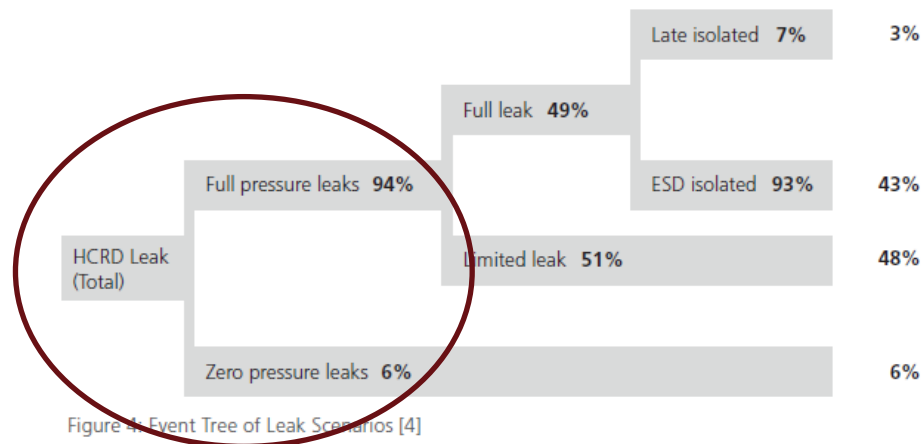


Figur 40 Sammenlikning av gass/tofase- og oljelekkasjer på norsk og britisk sokkel per 100 innretningsår, gjennomsnitt 2000-2011

Lekkasjer i HCRD – full og zero pressure leaks

- Mange lekkasjer har inntruffet når trykket har vært svært lavt
- «Zero pressure leaks» – $p < 0,01$ barg
- «Full pressure leaks» – lekkasje gjennom definert hull, starter på normalt operasjonstrykk, og kontrolleres med ESD og blowdown (med sannsynlighet for ESD og BD feil)

http://www.dnv.com/binaries/failure%20frequency%20guidance%20v2_tcm4-552384.pdf



Lekkasjer i HCRD – full og limited leaks

- Av «Full pressure leaks» har mange lekkasjer hatt kort varighet
- «Full leak» – varighet som forventet
- «Limited leak» – varighet < forventet
 - Forklaring
 - Ikke alle lekkasjepunkt gir utslipp av hele segmentet
 - Ikke alle ventiler inkludert i beregnet segmentstørrelse
 - Prosessnedstengningsventiler
 - Manuelle ventiler som stenges av personell

http://www.dnv.com/binaries/failure%20frequency%20guidance%20v2_tcm4-552384.pdf

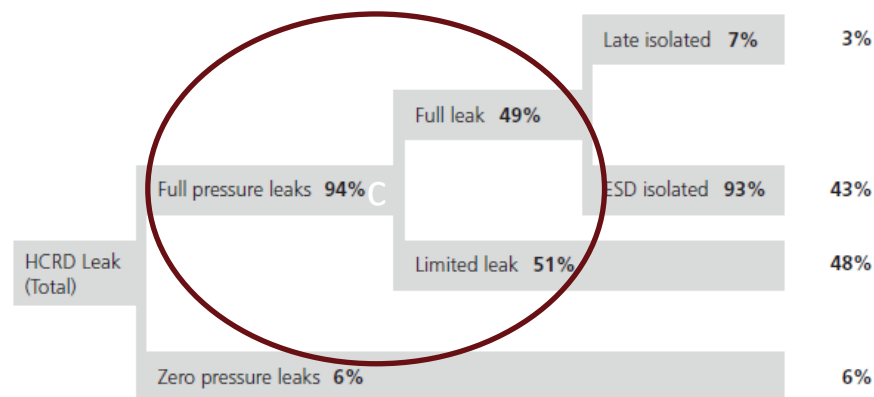


Figure 4: Event Tree of Leak Scenarios [4]

Modellering av limited leaks i QRA

- Sannsynlighet for prosesslekkasje splittes i
 - «Zero pressure leaks»
 - «Full pressure leaks»
 - «Limited pressure leaks»
- Etter følgende fordeling

http://www.dnv.com/binaries/failure%20frequency%20guidance%20v2_tcm4-552384.pdf

Release Type		Total	GAS LEAK	OIL LEAK	CONDENSATE LEAK	2-PHASE LEAK	NON-PROCESS	
Zero Pressure leak		6%	6%	7%	7%	2%	8%	
Full pressure leak	Limited leak	48%	33%	75%	64%	67%	53%	
	Full leaks	ESD isolated	43%	57%	16%	27%	30%	36%
		Late Isolated	3%	4%	2%	2%	1%	3%
Total		100%	100%	100%	100%	100%	100%	

Table 3 Proportion Distribution of leak incidents in the HCRD database² (%)³ [4]

- Varighet for «Limited leaks» reduseres ved å dividere beregnet varighet med ESD og BD med faktor på 4, dvs. varigheten reduseres til ¼ av varighet for «Full pressure leaks»

- Årlig sannsynlighet for prosesslekkasjer uendret
- Lekkasjevarighet redusert
 - Redusert sannsynlighet for antenning
 - Redusert sannsynlighet for langvarige branner
 - Redusert sannsynlighet for store gasskyer og dermed redusert eksplosjonstrykk
- Stor effekt på personellrisiko fordi prosesslekkasjer største enkeltbidragsyter til risiko på offshore innretning
- Effekt på design av innretning
 - Vegger designes for lavere eksplosjonslast
 - Utstyr designes for lavere eksplosjonslast
 - Passiv brannbeskyttelse designes for kortere branner

Tilstrekkelig grunnlag for å benytte limited leaks?

- Problemstillingen var at beregnet årlig lekkasjesannsynlighet for en innretning er høyere enn historisk årlig lekkasjefrekvens på innretninger på norsk sokkel
 - «Limited leaks» fikser ikke dette problemet
- Kan vi ta kreditt for årsaker som fører til redusert lekkasjevarighet i QRA?
 - Operatør stenger manuelle ventiler
 - beredskapsinstruks (SfS alarminstruks – ved gass: sikre arbeidsstedet, forlat straks området)
 - Brann- og eksplosjonsstrategi - faste systemer skal håndtere prosesslekkasjer
 - Ventiler som ikke er modellert i QRA
 - Forutsetning for «Limited leaks»: Kun ESD-ventiler som er modellert i QRA?
 - Sjekkventiler modelleres ikke – med god grunn?
 - Ikke alle lekkasjepunkt vil gi utslipp av hele væskesegmentet
 - Vanlig praksis er å modellere dette, f.eks. separator modelleres som væske- og gassdel

Andre momenter

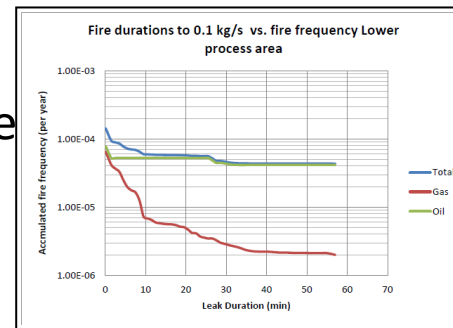
- Krav til ESD-ventiler
 - NORSOK S-001 10.4.2
 - Betyr at dimensjonerende brannvarighet skal beregnes ved kun å ta høyde for ESD-ventiler?
- Dimensjonerende brannvarighet ofte kort sammenlignet med hvilken brannvarighet passiv brannbeskyttelse tåler?
- Designe for største hydrokarbonsegment i området?

10.4.2 Emergency shut down (ESD) final elements

ESD valves shall isolate and sectionalise the installations process plant in a fast and reliable manner to reduce the total amount of released hydrocarbons in the event of a leakage.

A shut down valve shall be categorised as an ESD valve if the consequence of valve failure is that a possible fire will exceed the dimensioning fire load for the area in question. In addition the following shut down valves shall be categorised as ESD valves:

Eksempel brannvarighetskurve COP



4-5 mm tynneste som kan påføres gir jetbrannbeskyttelse i 15 min

Høringsutkast INNRETNINGSFORSKRIFTEN 2013

Petroleumstilsynet 11.07.2013

Kravet til å isolere og seksjonalisere brannområdene på innretningen innebærer blant annet at det skal installeres et tilstrekkelig antall seksjoneringsventiler i prosessanlegget for å sikre at eventuell brannbelastning ved lekkasje i ethvert segment ikke medfører mulighet for en ukontrollert spredning og/eller eskalering i området hvor lekkasjen har inntruffet. De konkrete barriereelementer som skal ha nødvendig brannmotstand, bør avklares med utgangspunkt i hvert enkelt brannområde og relevante barrierefunksjoner. For å avklare varmelast per tidsenhet og hvilket omfang en brann vil ha, bør mulige initiale lekkasjerater som kan oppstå legges til grunn, og det kan tas hensyn til system for trykkavlastning. For å robustgjøre designet bør lekkasjerater basert på konservative forutsetninger, legges til grunn. Det vil si initiale rater som medfører ugunstige kombinasjoner av varmelast, brannstørrelse og brannvarighet.

Begrunnelse

Klargjøring, blant annet som følge av foreslått endring av paragrafen.

Konklusjon

Beregnet årlig lekkasjesannsynlighet noe høyere enn opplevd historisk årlig lekkasjefrekvens på norsk sokkel	<ul style="list-style-type: none">• Bør ikke redusere risikobidrag fra prosesslekkasjer ved å endre på lekkasjevarighet• Fokuserer på årsaksmodellering av prosesslekkasjer?• Lik metodikk – gir samme risikonivå
Lekkasjer på britisk sokkel har hatt kortere varighet enn forventet	<ul style="list-style-type: none">• Bør ikke redusere lekkasjevarighet for å tilpasse oss erfaringsdata• En operatør som står ved lekkasjepunktet kan stenge en ventil – men vi bør ikke designe for at operatører med en viss sannsynlighet skal kunne redusere lekkasjevarighet

➤ Potensiale for å utnytte QRA bedre

- FRA beregning av dimensjonerende ulykkeslaster som «ingen forstår»
- TIL bred diskusjon om hvilke scenarier innretningen skal designes for