

- Status -
Brønndesign og brønnintegritet
på norsk sokkel

ESRA seminar 3.9.2014

Arne M. Enoksen
Sjefingeniør – Bore- og brønnteologi
Petroleumstilsynet



Innhold i presentasjonen

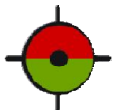
- *Risikovurdering – post Macondo hendelsen*
- *RNNP 2013 – brønnskrollhendelser og brønnintegritet*
- *Permanent plugging og forlating av brønner*
- *Tilsynsaktiviteten med gassløft assisterte brønner*
- *Oppdatering av regelverk og standarder*



Risiko - videre oppfølging

- Risikostyring
- Barriereelementer
- Organisasjon og ledelse (kunnskap)
- Regelverk, standarder og retn.linjer
- Revisjon og verifikasjon

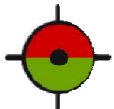
- *BOP systemer - API standard 53 - Blowout prevention equipment systems for drilling wells 4 edition nov 2012*
- *Systemer for kapsling*
- *Systemer for oppsamling*



Risikovurdering - et eksempel

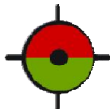
Drill Well On Paper - DWOP:

- Operatørs organisasjon ++
 - Borekonsulent
 - Boreentreprenør
 - Brønnserviceselskap
 - Kompetanse til prosessdrivere
- En eller to dagers scenariobasert gjennomgang:
 - identifikasjon av risikoforhold – forberedelse og detaljering av operasjonsplanen.
- *Resultatet av DWOP med beskrivelsen av risikoforhold og kompensierende tiltak / risikoreduserende tiltak videreføres i operasjonsplaner / aksjonslogg / risikoregister for kommende aktivitet*
- *Bunnlinjen i all planlegging => **å være forberedt***



Consideration..

Drop-down lists - Definition of drop down lists										
Statistics				Before Actions		Risk ranking with implemented actions				
ID	Risk Level	Risk Name	Risk Description	Operation	Prior	Action			After	Closed date
					TOT	Contingency / mitigating actions	Owner	Status	TOT	
1	L1	Lack of sufficient time for planning	Inadequate planning/well design and potentially governmental applications rejected.	Planning phase	Red	Initiated the project in due time. Include extra time for Skagen project as first operated well by LOTOS ON NCS.	Drilling Superintendent	Closed	Green	20.05.2012
2	L1	Insufficient resources allocated to project	Inadequate planning/well design and potentially governmental applications rejected.	Planning phase	Green	Established project organisation and allocate competent resources at the project at early stage	Drilling Manager	Closed	Green	20.05.2012
3	L1	Boulders	Lost time/respud. Potentially falling objects due to vibrations.	Planning phase	Green	Assess probability of presence boulders using reference wells and well site survey	Operations Geologist	Closed	Green	27.08.2012
4	L1	Shallow gas	Shallow gas blow out. Conductor all the way to surface	Planning phase	Yellow	Drill pilot hole to 20' setting depth. Have kill mud available. Moved spud location	Drilling Superintendent	Closed	Green	27.08.2012
5	L1	Tow window	Jack-up sensitive to weather conditions when being towed. Cause delayed well	Planning phase	Red	Prepare rig moving procedures with weather window criteria included. Run dedicated moving risk assessment	Marine Advisor	Closed	Red	
6	L1	New operator/organisation. AFC/AFD not obtained	LOTOS capacity, competences, governing document system inadequate	Planning phase	Yellow	Focus on competent organisation. Establish governing documents.	Drilling Superintendent	Closed	Green	28.03.2012
7	L1	Interaction between LOTOS-ROWM-Rig Owner	Unclear responsibilities and communication lines / Lost time, HSE - Cause delays	Planning phase	Yellow	Establish project execution plan and bridging document between LOTOS and ROWM and Rig Owner. Arrange kick off meeting session with all party involvement at the beginning of the project	Drilling Superintendent	Closed	Green	28.03.2012
8	L1	H2S	H2S during drilling and testing in 8 1/2" section.	Planning phase	Yellow	H2S awareness need to be implemented during the planning and execution phases	Drilling Superintendent	Closed	Green	27.08.2012
9	L1	Contracts	Lack of equipment due late signature of contracts/ poor quality check and maintenance	Planning phase	Yellow	Prepare contract management strategy. Raking criticality of services contractors	Drilling Manager	Closed	Green	16.08.2012
10	L1	Long lead items	Delayed operations	Planning phase	Yellow	Early identify the long lead item and place the orders at early stage	Lead drilling engineer	Closed	Green	17.10.2012
11	L1	Early arrival of rig	Not ready for spud	Planning phase	Yellow	Planning the well considering an for early spud	Lead drilling engineer	Closed	Green	20.05.2012
12	L1	Emergency preparedness	LOTOS 3 line not ready/trained	Planning phase	Yellow	Arrange training session in due time	Drilling Manager	Closed	Green	20.05.2012
13	L1	Late Rig arrival	Continuity of resources	Planning phase	Green	Maintain allocate to the project same personnel	Drilling Superintendent	Closed	Green	20.05.2012
14	L1	Unclear well Objectives	Poor well planning, unable to reach the well target	Planning phase	Yellow	Arrange Kick off meeting between Exploration, Drilling and HSE in due time. Constantly interaction and meeting between the parties	Drilling Engineer	Closed	Yellow	23.05.2012
15	L1	Rig Intake	Non conformities/failure required repairs	Planning phase	Yellow	Establish Rig Intake team. Contact Rig owner in due time. Experience transfer from other Operators	Drilling Superintendent	Closed	Green	03.05.2012
16	L1	Management of change	Unable to handle deviations.	Planning phase	Yellow	Implement formal process and procedures	Drilling Superintendent	Closed	Green	28.03.2012



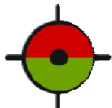
Enkelte typiske muligheter og begrensninger i risikoforståelse..

- Tradisjonelt i forlengelsen av risikovurdering:

- Sannsynlighet - at en hendelse kan inntreffe - vektlegges høyt -
- Konsekvensdelen - symptomatisk at konsekvensene av svikt til enheter, utstyr og organisasjon ikke blir kommunisert i like stor grad -

- Noen sannsynlige utfordringer:

- Økende antall og nye deltakere - lavere kunnskapsnivå?
- Økt mangfold og kompleksitet - flere utfordringer?
- Økt kostnadspress ved levetidsutvidelse– substandard løsninger?
- **Sannsynlig utfall - økt samlet omfang av utfordringer..?**
- Detaljert forberedelse av operasjonsplanene
- Solid endringsledelse og sikker jobb analyser på innretningene (SJA)
- Robust «på stedet» opplæring av personell
- Etterlevelse av intensjonen i arbeidstakermedvirkning
- Anvendelse av regelverk, standarder og retningslinjer
- Styring av virksomheten i forhold til aldring og senfase

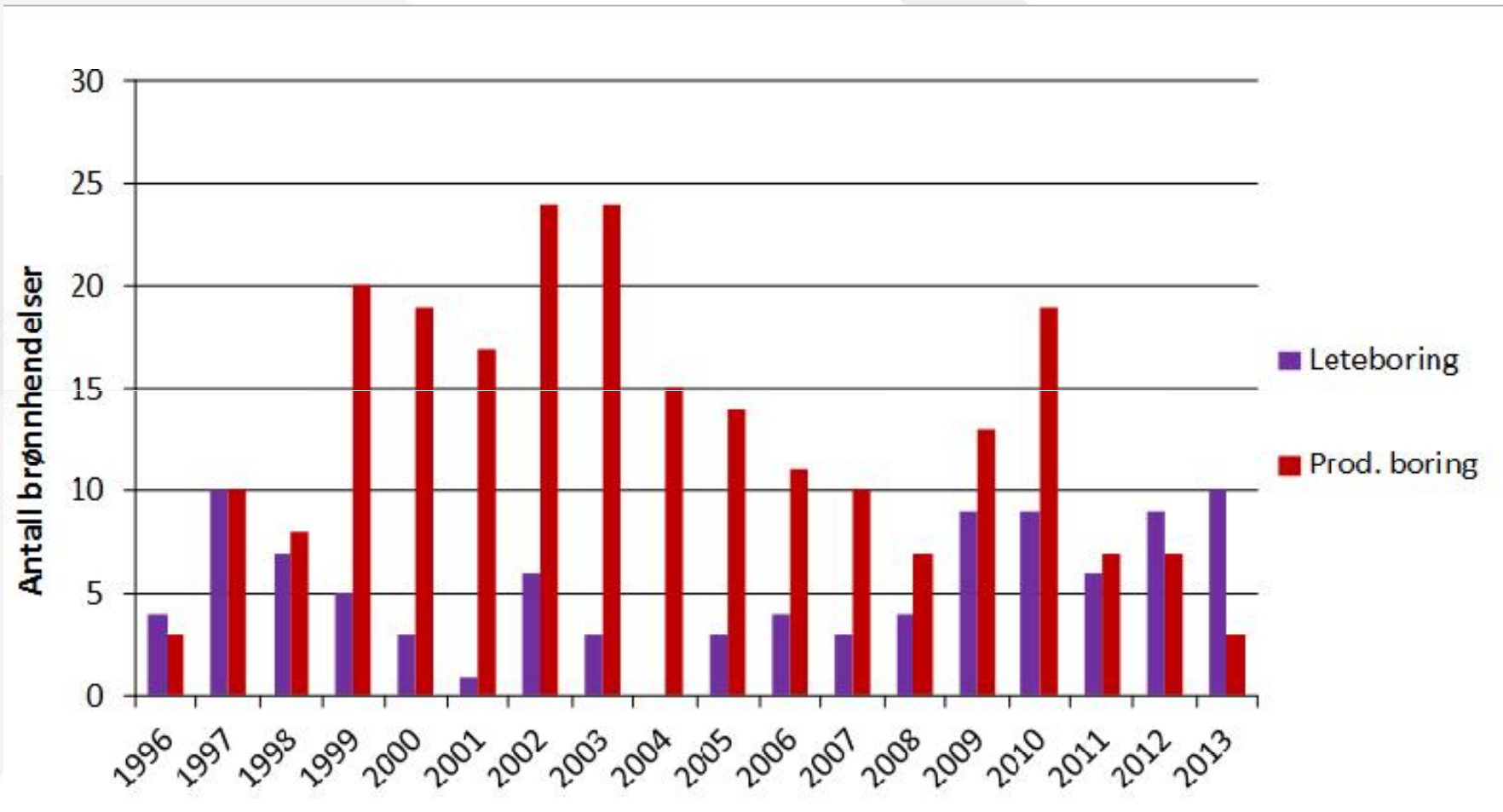


RNNP - prosjektet

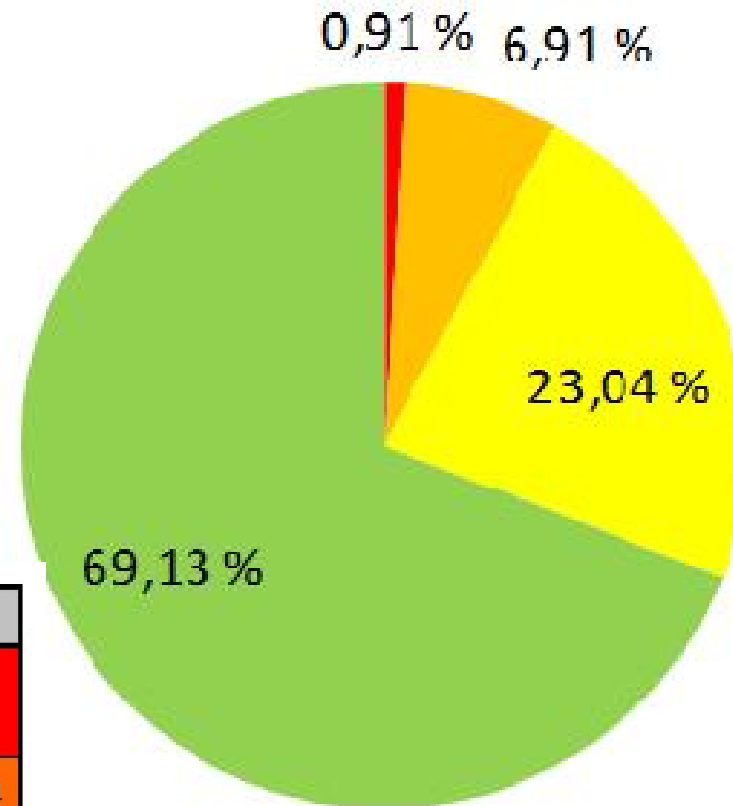
Brønnkontroll og brønnintegritet



Well Control Incidents 1996-2013

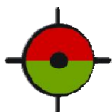
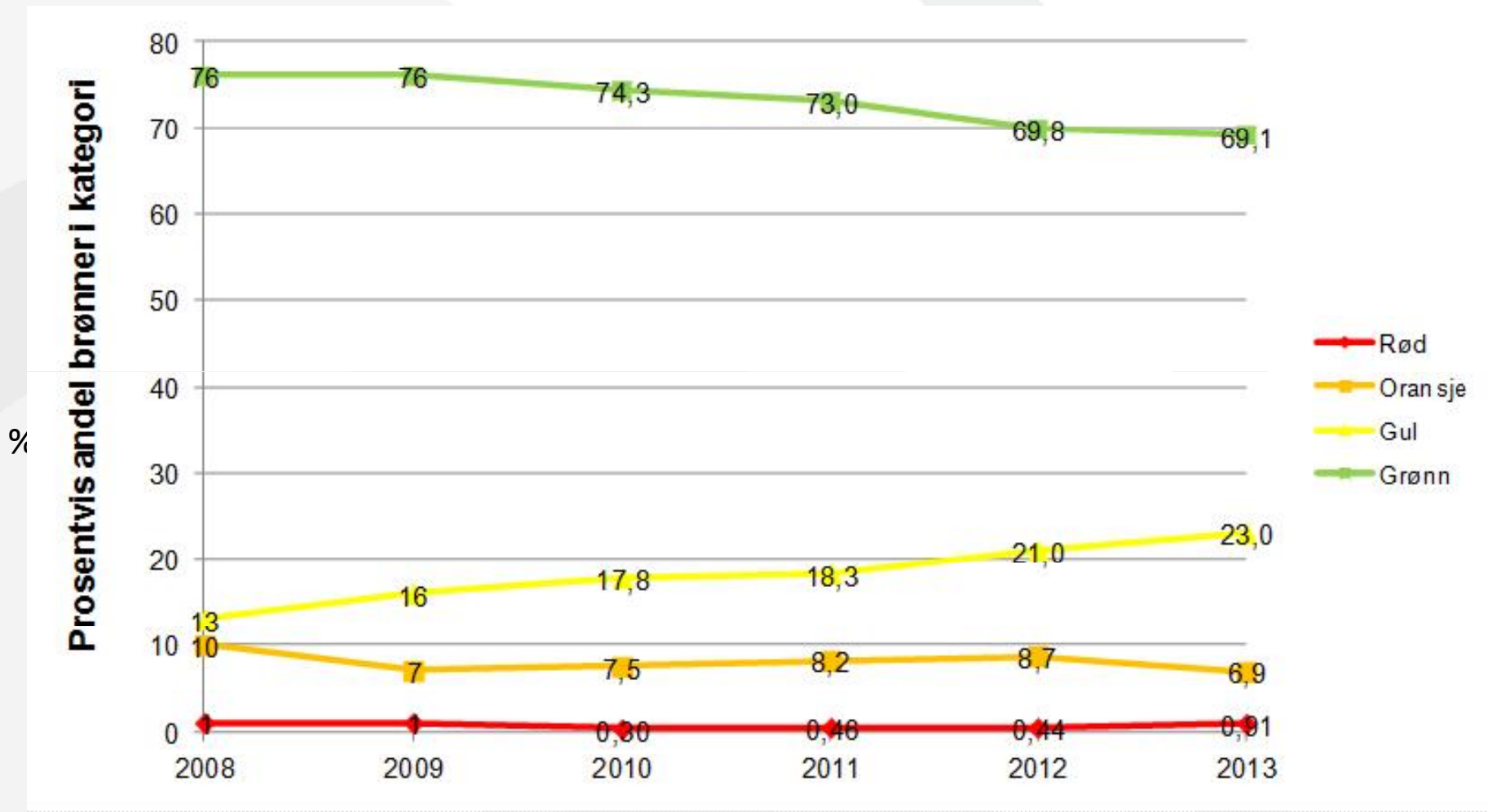


Brønnintegritet – 2008 - 2013



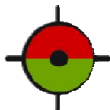
Category	Principle
Red	One barrier failure and the other is degraded/not verified, or leak to surface
Orange	One barrier failure and the other is intact, or a single failure may lead to leak to surface
Yellow	One barrier degraded, the other is intact
Green	Healthy well - no or minor issue

Brønnintegritet – 2008-2013



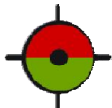
Brønnintegritet – ivaretagelse av ytelseskriterier

- Typiske årsaker til mangelfull brønnintegritet (WIF + Ptil):
 - Vedvarende ringromstrykk og gjengeforbindelser som lekker
 - Oppbygging av forkalkning i ventilseter og kompletteringsutstyr
 - Lekkasje i brønnhode- og ventiltre tetninger
 - Kontrollinjelekkasjer
 - Designkriterier som avviker fra NORSOK D-010
 - Grunn gass soner som mangler isolering / foringsrør
 - Endrede operasjonelle betingelser og konvertering (VAG)
 - Skade på brønner som følge av korrosjon og erosjon
 - Kollaps som følge av feil legeringer (ift fluids)



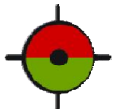
Brønnintegritet - innsatsområder i henhold til WIF og Ptil

- Ytterligere forbedre treffsikkerheten ved kategorisering og sørge for lik tolkning av referansene i retn.linje 117 - på tvers i industrien
- Redusere antall brønner i rød / oransje / gul kategori
- Utføre brønnvedlikehold i henhold til kritikalitet
- Oppdatere datagrunnlaget med hensyn til risikobidraget fra volumene av hydrokarboner i ringrommet gassløft brønner
- Forbedre kontrollrommets betydning og styring av sikkerhetskritiske barriereelementer ved monitorering av A, B, C, + tilfeller av D ringrom
- Redusere feil rater og øke tilgjengeligheten til nedihullsventiler og andre mekaniske tetninger



Permanent plugging og forlating av brønner

- Antallet aktuelle brønner for permanent plugging og forlating har økt vesentlig de siste årene:
 - brev til industrien i 2011: **193 brønner klar for P/A**
 - brev til industrien i 2014: **287 brønner klar for P/A**
- Årsakene kan være flere:
 - Flere store feltutbygginger går inn i **siste tiår** av sin levetid
 - Høyere fokus på akseptert minste standard for tilstand til brønner
 - Kostnader forbundet med P/A skyves ut i tid
 - Rigg kapasitet bundet i langtidskontrakter for nye feltutbygginger
 - Positivt:
 - lave tall på norsk sokkel sammenlignet med globale tall
 - brønndesign reflekterer i større grad behovene i P/A fasen



Ptils tilsyn med 391 gassløftbrønner

Fase 1 – Møter med leverandørene

2010: Ptil gjennomførte kontaktmøter med leverandørseskap av utstyr og ventiler til gassløft brønner og avgrenset oppgaven til følgende:

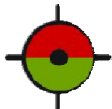
Definisjon av oppgaven: *Oppsummering av erfaringer knyttet til brønner komplettert med gassløftfunksjon, innbefattet utstyr som: - ringromssikringsventil (ASV), gassløftventiler (GLV) sidelommer (SPM), kontrollinjer, system for utførelse av 3 og 6 mnd trykktesting, kvalifisering av denne type utstyr og ventiler samt risikobidraget forbundet med utbredelse av hydrokarboner i brønnehodeområdet*

Fase 2 – Tilsynsmøter med operatør

2011: Ptil gjennomførte halvdags tilsynsmøter med operatør av gassløftbrønner

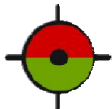
- 391 brønner - 8 operatører:

BP, ConocoPhillips, ExxonMobil, GdF, Marathon, Shell, Statoil, Talisman



Funn i form av avvik og observasjoner

- **Brønnbarrierer**
 - brønner uten velfungerende ASV
 - én barriere mot løftegass
 - ikke kvalifisert GLV
- **Brønndesign**
 - sammenfallende barriere - sement og foringsrør
- **Barriere elementer**
 - ikke gasstette gjengeforbindelser i produksjonsrør, foringsrør og produksjonspakninger-
- **Pålitelighet til ringroms- og gassløftventiler**
 - Kvalifisering, - regularitet, - robusthet og lekkasjekriterier
- **Risikovurdering av gassløftbrønner**
 - Hydrokarboner – volum og risikonivå
 - Lekkasje av hydrokarboner til omgivelsene via ringrom
 - Lekkasje av hydrokarboner på innretningen via brønnehodetområdet



Anbefalte tiltak for å ivareta krav - referanser og respektive akseptkriterier:

- **Avvik**

- *Måling av ringromstrykk (a' b' og c' + d')*
- *Oppgradering ved bruk av ventiler i brønnhodet*
- *Fjernoperert overvåking og styring av ventilene fra land/kontrollrom*
- *Oppdateringer i regelverk, retningslinjer og standarder*

- **Forbedringspunkter:**

- *materialkvaliteter i foringrør og forlengelsesrør,*
- *opprette lekkasjekriterier i norog retningslinje 117 om brønnintegritet*
- *opdatere akseptkriterier for kvalifisering denne type ventiler (D-010)*
- *utvikling av grunnleggende prinsipper for design og prøving av denne type ventiler (pålitelighet) (ISO)*



Barrierekrav for gassløftbrønner

Ptils kravreferanser for aktiviteten i varselbrevet:

Styringsforskriften:

§ 5 om barrierer

Innretningsforskriften:

§ 8 om sikkerhetsfunksjoner

§ 48 om utforming av brønnbarrierer,

§ 53 om utstyr for komplettering

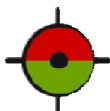
§ 54 om ventitre og brønnhode

Aktivitetsforskriften:

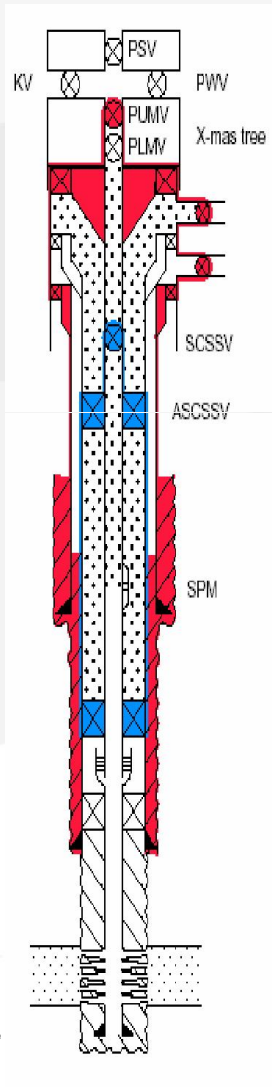
§ 47 om vedlikeholdsprogram og testing av brønnsikringsventiler

§ 84 om overvåking av parametre

§ 85 om brønnbarrierer



Aktuelle standarder for kvalifisering av gassløft ventiler som barriereelement



- **NORSOK standard D-010 «Well integrity in drilling and well operations Rev. 4, June 2013**

- **ISO 14310 V0** Downhole equipment – Packers and bridge plugs.

- **ISO ISO 17078-2 Part 1:** Side-pocket mandrels

- **ISO 17078-2 Part 2:** Flow control devices for side-pocket mandrels

- **API 11 V1 & V2** Specification for gas lift equipment/

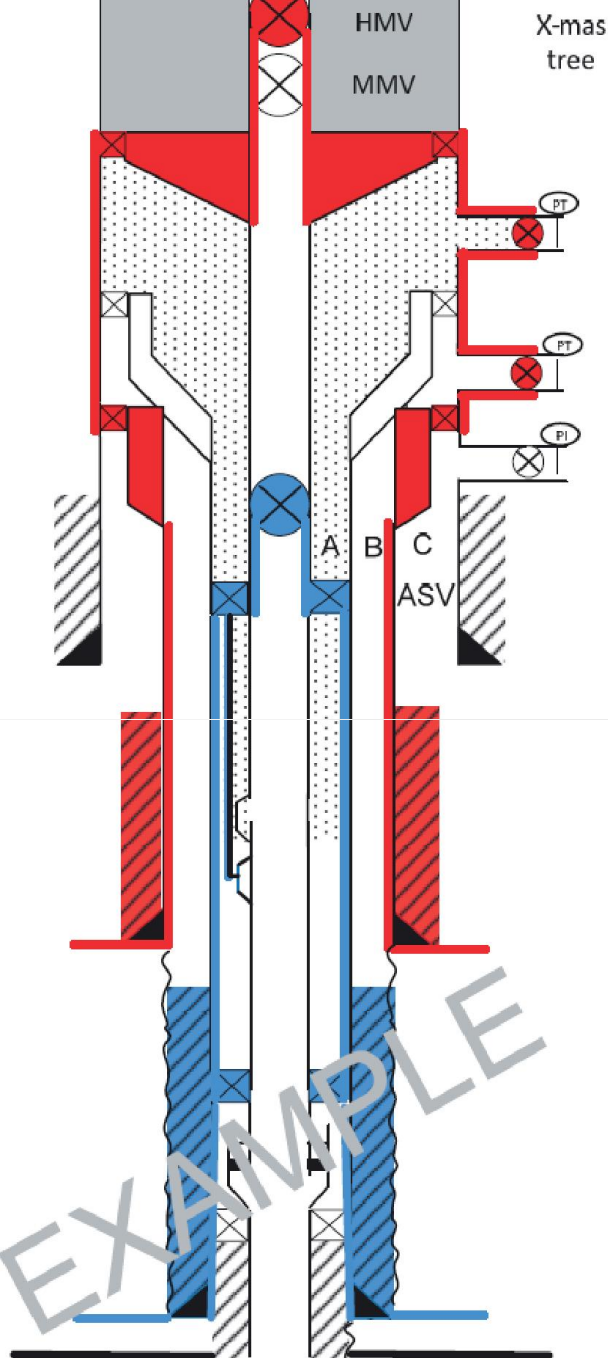
- **API 14A / ISO 10432** Petroleum and natural gas industries- downhole equipment- subsurface safety valve equipment”

- **ISO ISO 17078-2 Part 1:** Side-pocket mandrels

- **ISO 17078-2 Part 2:** Flow control devices for side-pocket mandrels

Test requirements during operations:

API 14B / ISO 10417 Design, installation, repair and operation of subsurface safety valve systems



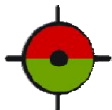
Primary well barrier		
In-situ formation	51	n/a after initial verification
Casing cement	22	n/a after initial verification
Production casing	2	Continuous pressure monitoring of B-annulus
Production packer	7	n/a after initial verification
Completion string component (CIV and CI line)	29	Periodic leak testing
ASV (including control line)	9	Periodic leak testing. AC ASV: xx bar/xx min.
Completion string (Between ASV and DHSV)	25	Periodic leak testing
DHSV / control line (including control line)	8	Periodic leak testing. AC DHSV: xx bar/xx min.

Secondary well barrier

In-situ formation	51	n/a after initial verification
Intermediate casing cement	22	Daily monitoring of C-annulus
Intermediate casing	2	Daily monitoring of C-annulus
Intermediate casing hanger with seal assembly	5	Daily monitoring of C-annulus/ Periodic leak testing
Wellhead (A-annulus valve)	12	Periodic leak testing of valve AC: xx bar/xx min.
Wellhead (B-annulus valve)	12	Periodic leak testing of valve AC: xx bar/xx min.
Tubing hanger (body seals)	10	Periodic leak testing and continuous pressure monitoring of A-annulus

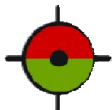
Endring av regelverk – 1.1.2014

- AF § 85 - Det skal være pumpe- og væskekapasitet tilgjengelig på innretningen eller på fartøy ved utførelse av tung brønnintervensjon. Behovet for pumpe- og væskekapasitet ved utførelse av lett brønnintervensjon skal inngå i **aktivitetsspesifikke risikovurderinger**
- AF § 85 veiledning - Med pumpe- og væskekapasitet som nevnt i tredje ledd, menes beredskap til å kunne håndtere svikt i en eller flere brønnbarrierer, jf. [§ 86](#) om brønnkontroll. Med tung brønnintervensjon som nevnt i tredje ledd, menes kveilerørs- og trykkrørsoperasjoner. Med lett brønnintervensjon som nevnt i tredje ledd, menes kabel- og pumpeoperasjoner. For å oppfylle kravet i tredje ledd, bør standarden [NORSOK D-010](#) kapittel 4.2.8 og 10.4 brukes



Endring av regelverk – 1.1.2014

- *AF § 86 - For brønner påbegynt etter 2013 skal brønnkontrollen kunne gjenvinnes ved å intervenere direkte eller ved å bore én (1) avlastningsbrønn (- avventer endelig behandling),*
- AF § 88 Letebrønner som påbegynnes etter 1.1.2014, skal ikke midlertidig forlates utover to år. I utvinningsbrønner som forlates etter 1.1.2014 skal hydrokarbonførende soner plugges og forlates permanent innen tre år dersom brønnen ikke overvåkes kontinuerlig
- IF § 53 - Strømningsrøret skal være utstyrt med nødvendig brønnsikringsventil. For permanent plasserte innretninger, med unntak av havbunnsbrønner, skal brønner med strømning av hydrokarboner i ringrommet være utstyrt med ringromssikringsventil
- IF § 54 - Ved strømning av hydrokarboner i ringrommet skal nærmeste ytre ringrom være trykkovervåket



Spørsmål?

