



KORROSJON UNDER ISOLASJON (KUI) FOR RUSTFRIE MATERIALER

# Korrosjon Under Isolasjon for Rustfrie Materialer

Petroleumstilsynet

**Rapportnr.:** 2022-4090, Rev. 1-Norsk

**Dokumentnr.:** 1835302

**Dato:** 2023-02-22



Prosjektnavn: Korrosjon under isolasjon (KUI) for rustfrie materialer DNV AS Energy Systems  
 Rapporttittel: Korrosjon Under Isolasjon for Rustfrie Materialer Integrity Management-4100-NO  
 Oppdragsgiver: Petroleumstilsynet, Professor Olav Hanssens vei 10 Veritasveien 25 Stavanger 4007  
 4021 STAVANGER Norway  
 Kontaktperson: Morten Langøy Tel: +47 50 50 60 00  
 Dato: 2023-02-22 945 748 931  
 Prosjektnr.: 10382547  
 Org. enhet: Integrity Management-4100-NO  
 Rapportnr.: 2022-4090, Rev. 1-Norsk  
 Dokumentnr.: 1835302

Levering av denne rapporten er underlagt bestemmelsene i relevant(e) kontrakt(er): Avrop nr: 06724 – 01-2022 - 992989 – saksnr. 2022/1415

#### Oppdragsbeskrivelse:

KUI på rustfritt stål. Beskriv praksisen som brukes i olje- og gassvirksomheten og standardene dette støttes av. Identifiser læring på tvers av virksomheten.

Utført av:

Verifisert av:

Godkjent av:

Frode Wiggen  
Principal Engineer

Jan Vasland Jessen  
Principal Engineer

Kjetil Eikeland  
Head of Section

Erling Skavås  
Principal Engineer

Sindre Espeland  
Senior Engineer

Beskyttet etter lov om opphavsrett til åndsverk m.v. (åndsverkloven) © DNV 2023. Alle rettigheter forbeholdes DNV. Med mindre annet er skriftlig avtalt, gjelder følgende: (i) Det er ikke tillatt å kopiere, gjengi eller videreformidle hele eller deler av dokumentet på noen måte, hverken digitalt, elektronisk eller på annet vis; (ii) Innholdet av dokumentet er fortrolig og skal holdes konfidensielt av kunden, (iii) Dokumentet er ikke ment som en garanti overfor tredjeparter, og disse kan ikke bygge en rett basert på dokumentets innhold; og (iv) DNV påtar seg ingen aktsomhetsplikt overfor tredjeparter. Det er ikke tillatt å referere fra dokumentet på en slik måte at det kan føre til feiltolkning.

#### Nøkkelord:

KUI, CUI, CRA, rustfritt stål, SSC, Grop korrosjon, Spalt korrosjon, 316SS, Duplex, Super Duplex, 6MO

Rev.nr.	Dato	Årsak for utgivelser	Utført av	Verifisert av	Godkjent av
UTKAST	2022-12-16	Utstedt for kommentar	FWIG, ERSKA, SINESP	JVJ	EIKE
0	06.01.2023	Første utgave	FWIG, ERSKA	JVJ	EIKE
0-Norsk	03.02.2022	Første utgave – Norsk	FWIG, ERSKA	JVJ	EIKE
1-Norsk	2022-02-20	Oppdatert basert på Ptil kommentarer	FWIG, ERSKA	JVJ	EIKE

## Innholdsfortegnelse

1	SAMMENDRAG .....	1
2	BAKGRUNN .....	1
2.1	Korrosjon under isolasjon og sprekkvekst som følge av spenningskorrosjon	2
3	SPESIFIKASJON OG BEGRENSNINGER .....	3
4	ERFARING OG KUNNSKAP .....	3
4.1	Operatørenes erfaringer	3
4.2	Offentlige tilgjengelige standarder og retningslinjer	6
4.3	Anbefalinger for å redusere KUI i CRA-materialer	7
4.4	Offentlige tilgjengelige artikler	8
5	Rapportering av alvorlige hendelser.....	12
5.1	Spenningskorrosjonssprekking av dupleks rustfritt stål, UNS S31803 på Gyda HP-separator	12
5.2	Hydrokarbonlekkasje på ULA produksjonsplattformen	12
5.3	Kloridindusert spenningskorrosjonssprekking på gasskjøler på Troll C-plattformen	12
5.4	Sammendrag av likheter	12
6	Erfaringsoverføring og læring.....	13
7	KONKLUSJON.....	13
8	ANBEFALING FOR VIDERE ARBEID .....	14
9	REFERANSER.....	15
Appendiks A Spørreskjema		

## 1 SAMMENDRAG

Denne rapporten vil gi en oversikt over etablert praksis og kunnskap innen håndtering av risiko knyttet til korrosjon under isolasjon (KUI) av korrosjonsbestandige legeringer (CRA).

Studien vil fokusere på materialer som brukes i olje- og gassindustrien. Informasjonen som er brukt er basert på offentlig tilgjengelige artikler og annen litteratur, intervjuer og spørreskjemaer fra operatører i Nordsjøen og gjennomgang av ulykker og hendelsesrapporter som er relevante for KUI i CRA-materiale.

Korrosjon under isolasjon i CRA-materialer er en trussel for integriteten til rørsystemer og offshoreinstallasjoner. Imidlertid er det i løpet av det siste tiåret rapportert få hendelser innen norsk petroleumsindustri som har medført lekkasje gjennom rør / beholder vegg og som videre har ført til hydrokarbonlekkasje. Forutsatt at designet følger anerkjente standarder som NORSOK M-001 /7/ og IOGP S-715 /8/ og IOGP S-738 /9/ kan fokus for rustfrie materialer rettes mot monitorering av temperatur, salt avsetninger, samt inspeksjon av maling tilstand.

Pitting i 316 materialer er den mest utbredte nedbrytningsmekanismen for rustfrie materialer relatert til KUI. Denne nedbrytningen kan forekomme ved ganske lave temperaturer (ned til 10 ° C) ved høye kloridkonsentrasjoner.

## 2 BAKGRUNN

### English

The Petroleum Safety Authority is focused in working with continuous improvement of our risk-based follow-up of activities, where follow-up of corrosion under insulation in the design and operation of offshore installations and onshore plants is a priority. A review of data in the incident register 1998-2016 showed that corrosion under insulation (CUI) is a serious contributor to major accident risk. CUI is not a separately defined hazard or accident indicator (DFU) in RNNP. Unfortunately, the cause of events is not always recorded in the description in the event data register either. This has made it difficult to map the extent of serious incidents with CUI as the main cause. But at onshore plants, our analysis of incidents have shown that around half of all leakage incidents have CUI as the main cause. The Petroleum Safety Authority has previously investigated leaks from pipes connected to KUI, such as a steam leak in 2012, a hydrogen leak in 2016, and a naphtha leak in 2017 and 2020.

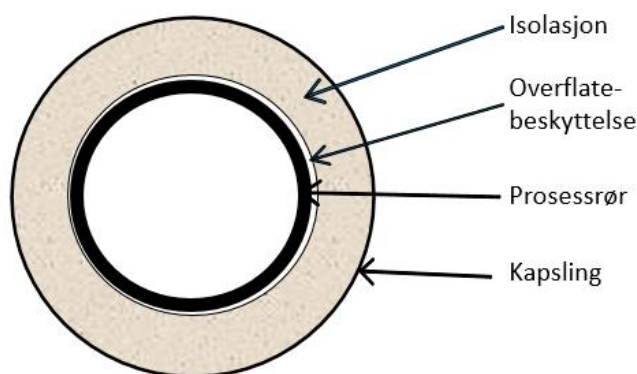
### Norsk

Petroleumstilsynet jobber bevisst med kontinuerlig forbedring av vår risikobasert oppfølging av aktiviteter, der oppfølging av korrosjon under isolasjon i prosjektering og drift av offshore installasjoner og landanlegg er et prioritert tema. En gjennomgang av data i hendelsesregister 1998-2016 viste at korrosjon under isolasjon (KUI) er en alvorlig bidragsyter til storulykkerisiko. KUI er ingen egen definert fare eller ulykkesindikator (DFU) i RNNP. Dessverre registreres heller ikke alltid årsak til hendelser i beskrivelse i hendelsesdataregisteret. Dette har gjort det vanskelig å kartlegge omfang av alvorlige hendelser med KUI som hovedårsak. Men på landanlegg har våre analyser av hendelse vist at rundt halvparten av alle lekkasjehendelser har KUI som hovedårsak. Ptil har tidligere gransket lekkasjer fra rør forbundet med KUI, som damplekkasje i 2012, hydrogenlekkasje i 2016, og naftalekkasje i 2017 og 2020.

## 2.1 Korrosjon under isolasjon og sprekkvekst som følge av spenningskorrosjon

### 2.1.1 Korrosjon under isolasjon (KUI)

I petroleumindustrien er prosess utstyr ofte isolert for å beskytte og redusere temperaturen ved en eventuell brann. Det er også andre grunner til at isolering blir benyttet i et prosessanlegg på en innretning, som gjort rede for i for eksempel Norsok M-004. Generelt består et isolasjonssystem av selve den isolerende massen med en værbeskyttelse på utsiden. Beskyttelsen, kapslingen, på utsiden er vanligvis av metall. På innsiden av isolasjonen er selve utstyret, og på moderne anlegg, med et overflatebeskyttende belegg på utsiden, se **Figure 2-1** for illustrasjon.



**Figure 2-1** Skjematisk framstilling av isolasjonssystem for prosesssystem, illustrert med et rør.

KUI er som oftest forbundet med lavlegert stål og arter seg med høyere korrosjonshastigheter med isolasjon enn uten isolasjon eksponert for samme miljø. Hovedårsaken til akselerert korrosjon er vann som har trengt inn i isolasjonen. I moderne systemer benyttes i større grad andre metoder, som overflatebehandling av rørene, rør med korrosjonsbestandige materialer, hydrofobe (vannavstøtende) materialer i isolasjonen og vanntette kapslinger ytterst, i enkelte tilfeller med drenering. Med utgangspunkt i DNV-RP-G109 (DNV, 2019) er det to barrierer mot KUI som er vesentlige å diskutere; belegg barrieren (overflatebeskyttelsen) og barrieren mot fuktighet (metallbeslag, isolasjonsmaterialets egenskaper, eksponering av vann). Begge disse må hensyntas i design, men kanskje viktigere følges opp i drift med rett vedlikehold, inkludert inspeksjonsaktiviteter.

Ptil har tidligere gransket lekkasjer i rør forbundet med KUI, som damp lekkasje i 2012 (Petroleumstilsynet, 2013), en hydrogenlekkasje i 2016 (Petroleumstilsynet, 2017) og naftalekkasje i 2020 (Petroleumstilsynet, 2020).

### 2.1.2 KUI og spenningskorrosjon (SCC)

Spenningskorrosjon, stress corrosion cracking (SCC), er generelt en akseptert karakterisering av underkritisk oppsprekking av normalt duktile materialer ved konstant last i miljø av væsker og gassatmosfærer (V S Raja, 2011). API RP 583 assosierer KUI i rustfrie materialer, som 22Cr duplex, med ekstern klorid spenningskorrosjon, external chloride stress corrosion cracking (ECSCC). Gitt at det er tilgang på vann og klor, marin atmosfære samt sjøvann fra deluge, isolasjon holder på fuktighet, og metallbeslaget som ikke kan forutsettes å være helt vanntett, samt at overflatebeskyttelsen ikke er intakt, er dette forhold som øker sannsynligheten for KUI/SCC.

Spenningskorrosjonssprekkene vokser som regel stabilt fram til de når en størrelse som kan gi ustabil/rask sprekkvekst, som kan føre til havari. Alternativt kan spenningskorrosjonssprekkene vokse stabilt gjennom skallveggen og gi lekkasje, som eventuelt kan oppdages, før havari. Dette kalles LBB-betraktninger.

Ofte er driftstemperaturen begrensende for bruk av rustfrie materialer for å unngå KUI/SCC, for 22Cr duplex angir API RP 583 kritisk driftstemperatur til 140 °C, mens Norsok M-001 Materials Selection har en maksimumsgrense på 100 °C, uten overflatebeskyttelse.

### 3 SPESIFIKASJON OG BEGRENSNINGER

Studien fokuserer på følgende materialer i rustfritt stål :

- 316 (300-serien) Austenittisk stål
- 22Cr Duplex stål
- 25Cr Duplex stål
- 6Mo austenittisk stål

Andre rustfrie stål, nikkellegeringer eller titan materialer er ikke inkludert i studien.

Følgende eksterne KUI nedbrytningsmekanismer vurderes:

- Gropkorrosjon
- Spalt korrosjon
- Utvendig spinningskorrosjon

## 4 ERFARING OG KUNNSKAP

### 4.1 Operatørenes erfaringer

Erfaringer fra operatørene ble samlet inn gjennom intervju og spørreskjemaer. På norsk sokkel er det i dag 74 bunnfaste innretninger og 23 flytende stålannretninger i drift /1/. Det er i tillegg 7 store landbaserte anlegg, dvs. raffinerier, gassprosessanlegg og gassmottaksanlegg. Informasjonen som samles inn representerer mer enn 90 % av offshoreinstallasjonene og de fleste raffineriene og gassmottakene på land. Installasjonenes alder spenner fra 1970-tallet opp til anlegg satt i produksjon i 2022. Funnene og erfaringene som er diskutert og rapportert, gjelder erfaringer fra anleggene de siste 10 årene.

#### 4.1.1 Resultater

Alle involverte selskaper rapporterer å ha opplevd funn eller hendelser relatert til KUI i rustfrie materialer.

I denne sammenheng defineres funn som identifisert degradering, mens hendelse defineres som lekkasje gjennom rørvegg.

**Tabell 4-1 Materialer under isolasjon, mottagelighet for grop- og spenningskorrosjon**

Type nedbrytning	Materialtype							
	316 Austenittisk stål (eller 300-serien)		22Cr Dupleks stål		25Cr Dupleks stål		6Mo austenittisk stål	
	Funn (identifisert nedbrytning)	Hendelse (ekstern lekkasje)	Funn (identifisert nedbrytning)	Hendelse (ekstern lekkasje)	Funn (identifisert nedbrytning)	Hendelse (ekstern lekkasje)	Funn (identifisert nedbrytning)	Hendelse (ekstern lekkasje)
Pitting	Alle operatører	Alle operatører	Alle operatører	Noen hendelser	Ingen	Én enkelt hendelse	Ingen	Ingen
Spenningskorrosjon (SCC)	Alle operatører	Alle operatører	Noen funn (kun én operatør)	Noen hendelser /5.1//5.2/	Ingen	Ingen	Ingen	Ingen

Generelt er det få internt og eksternt rapporterte hendelser, mindre enn 10 tilfeller relatert til pitting eller SCC i dupleksmateriale. De rapporterte tilfellene er for det meste relatert til spesifikke forhold som økt temperatur på grunn av varme kabler eller høy eksponering for klorider og vann. For 316 stålmaterialer er det rapportert mer gropdannelse og SCC-nedbrytning. I de senere års utviklingsprosjekter har 316 rørsystemer blitt malt, og dette har mest sannsynlig bidratt til å redusere gropdannelse og SCC i 316.

Det er kun rapportert 3 hydrokarbonlekkasjer i CRA-materialer til PSA, se kapittel 5. Hendelser på grunn av pitting i tabell over antas å være i ikke-hydrokarbon førende systemer.

## 4.1.2 utfordringer

Spesifikke utfordringer i håndteringen av KUI og rapporterte hendelser er:

- Umalt 316SS med gropkorrosjon under varmeisolasjon ved rørstøtter ved omgivelsestemperatur.
- Damprør i 316SS med TSA som opererer over 60°C - CSCC.
- Korrosjon observert på CRA-materiale, og varmgalvaniserte (HDG) bolter og skruer.
- Spenningskorrosjon med sprekking observert i en KUI-situasjon for 316SS rørklemme.
- KUI på isolerte instrumentrør er observert (316SS). Instrumentrør er ofte ikke inkludert i RBA / RBI-omfanget og er aldri malt under isolasjon.
- Temperaturkontroll av varmekabel i CRA-materialer blir generelt sett på som en utfordring.

De vanlige utfordringene for operatørenes håndtering av KUI-risikoen i CRA-materialer er:

- Vanskelig å forutse hvor KUI vil oppstå.
- Mangel på effektive NDT-metoder.
- Mangel av / utilstrekkelig belegg.
- Krav knyttet til deluge testing er en, eller den viktigste årsaken til vanninntrenging i isolasjon.

- Begrenset sengekapasitet på offshoreinstallasjoner (PoB) reduserer muligheten for omfattende KUI-kampanjer.
- Korrosjon i varmgalvaniserte karbonstålbolter i CRA - systemer er identifisert som fokalt områder for degradering.
- Høye kostnader for å administrere KUI-CRA.

#### 4.1.3 Risikoidentifiserende metodikk for operatører

Operatørene bruker en kvalitativ eller semi-kvalitativ metode for å identifisere områdene og objektene med høyest risiko for korrosjon under isolasjon i CRA-materialer. Dette kombineres ofte med bruk av historiske data og inspeksjoner utført av feltingeniører og inspektører for å identifisere mest sannsynlige områder. Noen bruker også DNV-RP-G109 "Risk Based Management of Corrosion Under Insulation"/2/ for å identifisere objekter med høy risiko. Alle operatører bruker følgende parametere i sannsynlighetsvurderingen:

- Type materiale
- Driftstemperatur
- Akseptgrense for temperatur
- Lokalmiljø , dvs. eksponering for vann
- Historiske inspeksjonsdata

Følgende parametere brukes av flere av operatørene:

- Alder på installasjon og / eller belegg.
- Temperatursvingninger
- Type belegg
- Alder av belegg
- Kvalitet på belegg ved visuell inspeksjon og / eller vedheftstesting
- Kapslingsdesign og geometri
- Kapslingskvalitet/-utførelse
- Oppsett
- Inspeksjon omfang
- Materiale i muttere og bolter.



## 4.2 Offentlige tilgjengelige standarder og retningslinjer

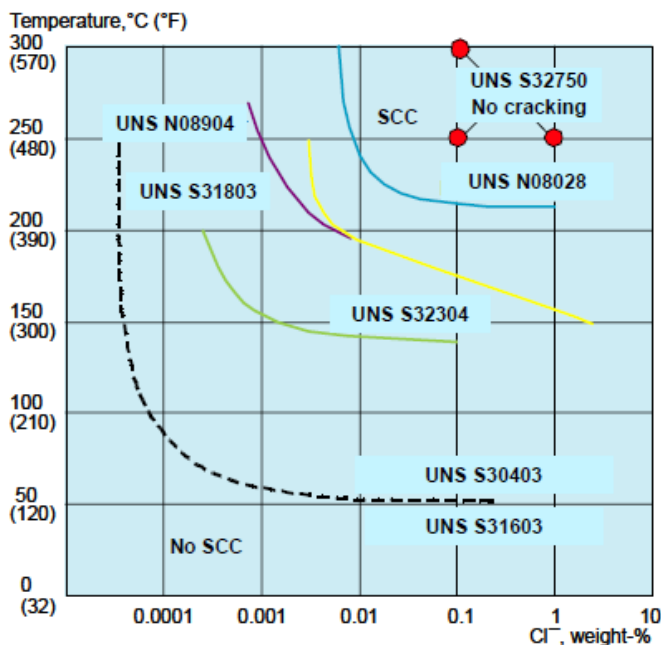
### 4.2.1 Standarder og retningslinjer gjennomgått

Følgende standarder er gjennomgått:

- API RP 581 "Risk-Based Inspection Methodology". /3/
- API RP 583 "Corrosion Under Insulation and Fireproofing". /4/
- DNV-RP-G109 "Risk Based Management of Corrosion Under Insulation". /2/
- EFC nr. 55 "Corrosion-Under-Insulation (CUI) Guidelines". /5/
- Energy Institute "Guidance for corrosion management in oil and gas production and processing". /6/

### 4.2.2 Risikovurderingsmetodikk i retningslinjer

Både API 583 /4/ og EFC nr. 55 /5/ har en poeng basert modell for vurdering av sannsynlighet for KUI i CRA-materialer. API 583 dekker austenittiske og dupleks materialer, mens EFC nr. 55 dekker austenittiske materialer. API 583 bruker 7 forskjellige parametere for å komme til et tall som tilsvarer et sannsynlighetsnivå. I vurderingen for spenningskorrosjon sier API 583 at for dupleksmaterialer vil spenningskorrosjon bare finne sted over 140° C. Dette er ikke i samsvar med NORSOK M-001 "Materialvalg" /7/ eller ISO 21457 "Materialvalg og korrosjonskontroll for olje- og gassproduksjonssystemer". API 583 bruker Figure 4-1 (nedenfor) for definisjon av temperatur-klorid kombinasjon for CRA-materialer og deres tendens til sprekkdannelse på grunn av spenningskorrosjon.



**Figure 4-1 SCC Tendens til austenittiske og dupleks legeringer (Sandvik Teknisk brosjyre S-1875 om SAF2507, (mars 2000))**

Risikovurderingsmetoden for SCC i CRA-materialer i EFC nr. 55 er basert på 4 parametere, og hvis du har en kombinasjon av f.eks. organisk belegg eldre enn 5 år (eller TSA eldre enn 30 år) og f.eks. mildt innlandsklima, vil sannsynligheten for nedbrytning være svært høy! Dokumentet er ikke veldig klart, men det antas at vurderingsmetoden gjelder for 300-serien av rustfritt stål som opererer over 60° C.

DNV-RP-G109 /2/ sier at "Sannsynligheten for utvendig spenningskorrosjon (ESCC) for austenittisk og dupleks rustfritt stål under isolasjon anses som lav hvis driftstemperaturen er i samsvar med NORSOK M-001 eller ISO 21457. I samme dokument anses sannsynligheten for korrosjon av korrosjonsbestandig stål under isolasjon som relativt lav for malte objekter. Umalt rustfrie materialer med lav PREN-verdi (< 24), for eksempel 316 austenittiske stål, bør generelt gis stor sannsynlighet for nedbrytning av materialbarrieren i en KUI-vurdering.

NORSOK M-001 og ISO 21457 setter følgende temperaturgrenser for SCC, se Tabell 4-2.

**Tabell 4-2 Temperaturgrenser for SSC i CRA materialer**

Materialtype	Legering	Maks driftstemperatur [°C]	
		ISO 21457	NORSOK M-001
Austenittisk SS	UNS S31600 (316)	50-60	60
	UNS S31245 (6Mo)	100-120	120
Tosidig SS	UNS S31800 (22Cr)	80-100	100
	UNS S32750 (25Cr)	90-110	110

### 4.3 Anbefalinger for å redusere KUI i CRA-materialer

Følgende utdrag av anbefalinger for reduksjon av KUI i CRA-materialer er gitt i referansedokument eller av operatører:

- Isolerte systemer i CRA-materiale med bolter og muttere i flensforbindelser laget av varmgalvanisert (HDG) karbonstål bør vurderes som for karbonstål, med flensene som hotspots. /2//6/
- Innpakning av rustfritt stål i aluminiumsfolie som både fungerer som et barrierebelegg og en katodisk beskyttelse (CP) anode har vist seg å være effektiv. /3/
- Dårlig påført beleggsystem kan være verre enn ingen belegg i det hele tatt, fordi det kan akselerere korrosjon ved å konsentrere den korrosive effekten på områder med brudd i malingen. /5/
- Periodisk inspeksjon for pitting eller sprekker på umalte rustfrie systemer er av begrenset verdi i fordi når korrosjon først har startet, kan det utvikle seg raskt til svikt. Periodisk inspeksjon av beleggets tilstand kan ha en viss verdi hvis beleggnedbrytning oppdages før vanninntrengning utløser skade. /6/
- Inspeksjon for å bekrefte tilstedeværelsen av belegg i utgangspunktet er viktig. Når en feil har oppstått, spiller inspeksjon en rolle i å identifisere omfanget av skaden. Hvis bart metall må inspiseres, bør den være to-tre årlig på utsatte områder, for å være effektivt, og dette vil kreve høy dekningsgrad og er ikke praktisk gjennomførbart. /6/
- For sprekke / pitting på umalt CRA benytt temperatur for spalten; sårbare tynnvegget austenitt anses å ha størst sannsynlighet for svikt. /6/
- TSA eller Al-folie er kjent for å sikre lav sannsynlighet for CRA i perioder opptil og utover 20 år /6/
- Program for overflatevedlikehold (malingsvedlikehold) blir sett på som den beste strategien for å begrense/hindre KUI i CRA-materialer. /Seksjon 4.1/
- Risikobasert tilnærming kombinert med visuelle inspeksjoner brukes for å identifisere de mest sårbare områdene for detaljert inspeksjon og/eller oppgradering. /Seksjon 4.1/

- Reduksjon av vann ved bruk av effektiv drenering eller sensorer for fuktighetsovervåking vil bidra til å redusere risiko eller bedre vurdere risikoen. /Seksjon 4.1/\*

\* Drenering av vann vil ikke være effektiv hvis fordampning av vann fortsatt finner sted på ståloverflaten. Hvis saltkonsentrasjonen på ståloverflaten blir høy nok, kan salt rester fuktes av fuktighet i luften.

#### 4.4 Offentlige tilgjengelige artikler

Artiklene som har blitt vurdert har i hovedsak fokusert på å definere miljøbestemte begrensninger for ulike austenittiske og duplex rustfrie stål kvaliteter, inkludert sammendrag av utvalgte SCC- og korrosjonsfeil i drift, erfaring med ulike beleggssystemer og erfaring med ulike inspeksjonsmetoder. Evalueringen av miljøbestemte begrensninger er basert på laboratorietesting og casestudier fra anlegg i drift. Vurderte parametere inkluderer temperatur, kloridkonsentrasjon, type kloridsalt (f.eks.  $MgCl_2$  og  $NaCl$ ) og fuktighet. Følgende grenser ble funnet:

- Laboratorietesting i en konsentrert kalsiumkloridløsning ( $CaCl_2$ ) resulterte i SCC på AISI 316 /316L ved temperaturer mellom 30 og 40°C. Gropkorrosjon ble observert ved 20°C i  $CaCl_2$  oppløsningen. SCC under isolasjon (konsentrert sjøvannsløsning fra fordampning) i drift ble observert ved 50 °C.
- 22 Cr duplex rustfritt stål er utsatt for SCC i en konsentrert sjøvannsløsning ved fordampning ved 105°C. Gropkorrosjon ble observert i mettede  $CaCl_2$  og  $MgCl_2$  løsninger ved 40°C (laboratorietester) og ved 50°C i drift.
- 25 Cr superduplex rustfritt stål er utsatt for SCC i en konsentrert sjøvannsløsning ved fordampning ved 105°C. Gropkorrosjon ble observert i mettede  $CaCl_2$  og  $MgCl_2$  løsninger ved 40°C
- Superaustenittisk rustfritt stål (904L og 6Mo) var ikke utsatt for SCC i laboratorietesting med mettede  $CaCl_2$  og  $MgCl_2$  løsninger. Gropkorrosjon ble observert i mettede  $CaCl_2$  og  $MgCl_2$  løsninger ved 40°C

Et sammendrag av de publiserte grensverdiene er gjengitt i Table 4-3.

**Table 4-3 Sammendrag av publiserte grensverdiene basert på laboratorietesting og korrosjonssvikt på utstyr i drift**

Materialkvalitet	Feilmekanisme	Klorid konsentrasjon	Type kloridsalt	Temperatur [°C]	Testtype	Merknader	Ref.
AISI 316/316L	SCC	Variierende (maks 35 vekt%)	$MgCl_2$	Variierende	Lab. testing	Testresultater viser at utvikling av SCC-sprekker stopper når klorider fjernes fra metalloverflaten	/10/
	SCC	< 200000 ppm	Variierende	100	Lab. testing	Over denne kloridkonsentrasjon en ser temperaturgrensen for SCC ut til å synke drastisk	/11/
	KUI (SCC)	Ukjent	Ukjent	121	Erfaring fra drift	Ikke-beskyttende belegg brukt under isolasjon. Klorider kommer	/12/

Materialkvalitet	Feilmekanisme	Klorid konsentrasjon	Type kloridsalt	Temperatur [°C]	Testtype	Merknader	Ref.
						sannsynligvis fra utslipp fra industri	
	KUI (SCC)	> 100 ppm (w)	Ukjent	> 50	Erfaring fra drift		/13/
	SCC	Mettet, dvs. 400 g/l	CaCl <sub>2</sub>	30	Lab. testing	Små sprekker som går gjennom små groper	/14/
				40	Lab. testing	Dype sprekker som går gjennom groper	/14/
	Gropkorrosjon	Mettet, dvs. 400 g/l (CaCl <sub>2</sub> ) og 350 g/l (MgCl <sub>2</sub> )	CaCl <sub>2</sub> og MgCl <sub>2</sub>	20	Lab. testing		/14/
22 % Cr dupleks	SCC	Konsentrert fra fordampning av sjøvann	NaCl, MgCl <sub>2</sub> , CaCl <sub>2</sub> , KCl	140	Erfaring fra drift	Belagt med 250 µm tykk epoksymaling. Skader oppstod på umalt overflate under rørstøtter	/15/
	KUI (gropkorrosjon)	Konsentrert fra fordampning av sjøvann	NaCl, MgCl <sub>2</sub> , CaCl <sub>2</sub> , KCl	55	Erfaring fra drift	Ved fjerning av isolasjonen ble det funnet omfattende saltavleiringer	/16/
	KUI (gropkorrosjon)	Ukjent	Ukjent	60	Erfaring fra drift	Belegget hadde dårlig kvalitet	/16/
	SCC	Konsentrert fra fordampning av sjøvann	NaCl, MgCl <sub>2</sub> , CaCl <sub>2</sub> , KCl	130	Lab. testing	4-punkts bøyetest oppspent til 100% av YS <sub>0.2</sub> . Ikke malt prøve	/17/
	Prøver belagt med TSA var ikke utsatt for SCC	Konsentrert fra fordampning av sjøvann	NaCl, MgCl <sub>2</sub> , CaCl <sub>2</sub> , KCl	130	Lab. testing	4-punkts bøyetest oppspent til 100% av YS <sub>0.2</sub> . Prøve belagt med TSA	/17/
	SCC	Konsentrert fra fordampning av sjøvann	NaCl, MgCl <sub>2</sub> , CaCl <sub>2</sub> , KCl	105 - 110 °C	Lab. testing	Brudd oppstod ved temperaturer nær 105°C med en påført nominell spenning på ca.	/18/

Materialkvalitet	Feilmekanisme	Klorid konsentrasjon	Type kloridsalt	Temperatur [°C]	Testtype	Merknader	Ref.
						82 % av YS <sub>0,2</sub> ved 110°C	
	Gropkorrosjon	Metning, dvs. 400 g/l (CaCl <sub>2</sub> ) og 350 g/l (MgCl <sub>2</sub> )	CaCl <sub>2</sub> og MgCl <sub>2</sub>	40	Lab. testing	Overfladisk gropkorrosjon. Ingen korrosjon i mettet NaCl	/14/
25 %Cr Superdupleks	SCC	Konsentrert fra fordampning av sjøvann	NaCl, MgCl <sub>2</sub> , CaCl <sub>2</sub> , KCl	105 - 110	Lab. testing	Brudd oppstod ved temperaturer nær 105°C med en påført nominell spenning på ca. 82 % av YS ved 110°C	/18/
	Gropkorrosjon	Metning, dvs. 400 g/l (CaCl <sub>2</sub> ) og 350 g/l (MgCl <sub>2</sub> )	CaCl <sub>2</sub> og MgCl <sub>2</sub>	40	Lab. testing	Overfladisk gropkorrosjon. Ingen korrosjon i mettet NaCl	/14/
Super austenittisk rustfritt stål (6Mo og 904L)	Gropkorrosjon	Metning, dvs. 400 g/l (CaCl <sub>2</sub> ) og 350 g/l (MgCl <sub>2</sub> )	CaCl <sub>2</sub> og MgCl <sub>2</sub>	40	Lab. testing	Ingen korrosjon i mettede NaCl-løsninger	/14/

SCC av 300-serie austenittisk rustfritt stål i kloridmiljøer fra sjøvann forekommer vanligvis over 50 ° C og en minimum kloridkonsentrasjon. Den laveste kloridkonsentrasjon som kan gi SCC vil avta med økende temperatur. Typisk temperatur - kloridkurver for forskjellige rustfrie stålkarakterer er vist i Figure 4-1 /10/. Avhengig av legeringssammensetning og kloridkonsentrasjon kan imidlertid gropkorrosjon og/eller spaltekorrosjon være mulig ved lavere temperaturer en de som er oppgitt i figuren /13/.

Laboratorietester med AISI 316L rør har blitt utført for å undersøke om det er mulig å få utvikling av SCC-sprekker til å bremse eller stoppe helt opp dersom kloridene fjernes fra testløsningen. Alternativt ble det undersøkt om det var mulig å stoppe sprekkveksten ved å tilsette en korrosjonsinhibitor til testløsningen /10/. Testresultatene viste at klorider i testløsningen var nødvendig for at en SCC-sprekk skal kunne vokse. Injeksjon av en korrosjonsinhibitor var ikke tilstrekkelig til å stoppe sprekkveksten /10/.

Holdbarheten til fire beleggsystemer ble evaluert ved å utsette beleggene for varmesykluser (30 ganger@8 timer med varme og 16 timer med naturlig kjøling) /19/. Testresultatene er oppsummert nedenfor.

- Epoksybelegg degraderes ved temperaturer over 120°C.
- Det oppstår blemmer på epoksyfenolbelegg ved 150-175°C og misfarging ved temperaturer over 140°C.

- Termisk sprayet aluminium (TSA) ble kraftig forvitret ved temperaturer over 190°C, noe som resulterte i kraftig korrosjon. Ingen SCC ble observert.
- Titanmodifisert uorganisk kopolymerbelegg (TMIC) hadde ubetydelig nedbrytning opp til 230°C (maks testtemperatur).

## 5 Rapportering av alvorlige hendelser

Informasjon om alvorlige hendelser beskrevet nedenfor er offentlig tilgjengelig. Det kan være at det har vært andre hendelser som ikke er rapportert, for eksempel på grunn av ekstern lekkasje i ikke-brennbare eller ikke-giftige systemer.

### 5.1 Spenningskorrosjonssprekking av dupleks rustfritt stål, UNS S31803 på Gyda HP-separator

Skadeundersøkelsen av separatoren viste sprekker på to rundsveiser og en avløpsdyse for olje. I tillegg til sprekkene var det brune korrosjonsprodukter og saltavsetninger med tydlige tegn på gropkorrosjon. Isolasjonen var våt langs to tredjedeler den nedre delen av separatoren. Dette inkluderer alle områdene der sprekker ble oppdaget. Sprekkene initierte på umalte områder av den ytre overflaten av separatoren. Sprekkveksten ble forsterket etter at sprekken hadde gått gjennom veggtykkelsen fra lekkasje av produsert vann. Overflatetemperaturen var i utgangspunktet 100°C, men kan ha blitt redusert relativt raskt til 40-50°C på grunn av avsetning av asfaltener i bunnen av separatoren.

Skadeundersøkelsen konkluderte med at sprekkinitieringen sannsynligvis skjedde ved 100°C, men at sprekkene kan ha vokst ved temperaturer ned til 40 til 50°C /22/.

### 5.2 Hydrokarbonlekkasje på ULA produksjonsplattformen

Lekkasjen var forårsaket av kloridindusert SCC av AISI 316/304 bolter på en bypassventil over en nødavstengningsventil for produsert vann fra 1.trinns separator. Boltene ble utsatt for produsert vann gjennom en liten lekkasje som resulterte i saltavsetninger rundt boltene. Ståltemperaturen var maksimalt 120°C /20/.

### 5.3 Kloridindusert spenningskorrosjonssprekking på gasskjøler på Troll C-plattformen

Skadeundersøkelsen viste at to gasskjølere i dupleks rustfritt stål var utsatt for kloridindusert spenningkorrosjon under isolasjon. Gass fra eksportkompressorene rutes til varmevekslere. Gassen går inn i varmevekslerene med et trykk på ca. 60 barg og en temperatur på omtrent 148°C. Gassen kjøles ned til ca. 25°C før den fortsetter i prosessen. Varmevekslerene ble bygget i 22%Cr dupleks rustfritt stål. Det er malt med et 25 µm tykt belegg av silicon under isolasjon. Skadeundersøkelsen av gasskjøleren viste at sprekkene startet på utsiden og at de gikk gjennom veggtykkelsen. Inngangstemperaturen på gassen var 148°C og utgangstemperaturen var 25°C /21/.

### 5.4 Sammendrag av likheter

- Alle hendelser involverte CRA-materialer uten overflatebelegg eller med overflatebelegg som var forringet.
- For to av tilfellene (sprekking av HP-separatoren og gasskjøleren) skjedde sprekkingen under isolasjon. For det siste tilfellet hadde saltavsetninger bygget seg opp på en ståloverflate som var eksponert for atmosfærisk betingelser.
- Ståltemperaturen ved initiering av sprekker var over eller på de maksimale temperaturgrensene gitt i NORSOK M-001 for alle tre tilfellene.
- I tillegg til SCC ble det observert gropkorrosjon på begge beholderne i dupleksrustfritt stål (HP-separator og gasskjøler). Den observerte korrosjonen gikk ikke gjennom veggtykkelsen.

## 6 Erfaringsoverføring og læring

Det er kun rapportert én hendelse innen petroleumsvirksomheten til Ptil relatert til lekkasje av hydrokarboner gjennom rørvegg på grunn av korrosjon under isolasjon i korrosjonsbestandige materialer i løpet av det siste tiåret.

Forsatt at designet følger anerkjente standarder som NORSOK M-001 /7/ og IOGP S-715 /8/ og IOGP S-738 /9/ kan fokus for rustfrie materialer rettes mot monitorering av operasjonstemperatur, salt avsetninger samt inspisere for maling tilstand.

Følgende elementer bør vurderes ved håndtering av risikoen for KUI i rustfrie materialer:

- Overvåk temperaturer for å sikre at driftstemperaturen er under kritisk temperatur i for eksempel NORSOK M-001 /7/. Vær oppmerksom på at temperaturgrensen kan variere avhengig av saltavleiringer.
- Varme kabler kan bidra til utfordringer i temperaturkontroll med hensyn til grensene for nedbrytning.
- Inspeksjon av beleggets tilstand kan være mer effektiv enn inspeksjon for gropdannelse eller sprekke dannelse.
- Karbonstålbolter og muttere i rustfrie systemer bør betraktes som utsatte områder for korrosjon.
- De fleste registrerte funn relatert til KUI i rustfrie materialer er pitting i umalt 316SS (300-serien) materialer.
- Det er ingen KUI-funn relatert til 6Mo og bare en enkelt SCC-hendelse relatert til 25Cr Duplex.

## 7 KONKLUSJON

Korrosjon under isolasjon i rustfrie materialer er en trussel for integriteten i trykkbærende systemer, inkludert rør og trykkbeholdere. Offentlig tilgjengelige data innen norsk petroleumsnæring avdekker at det har vært to hydrokarbon lekkasjer siden 1990 relatert til KUI og rustfrie materialer. Sammenlignet med 54 rapporterte KUI lekkasjer /23/ i perioden 1998 til 2020 i karbonstål, fremstår det som om KUI i karbon stål er en større utfordring for industrien. Det kan være usikkerheter relatert til nøyaktighet i innrapportering og omfang av funn i den nevnte tidsperioden. Aktiviteter for å redusere sannsynligheten for KUI i rustfrie materialer må foregå i tillegg til pågående aktiviteter for styring av KUI i karbonstål materialer.

For å minimere antall tilfeller av KUI i CRA-materialer er det viktig at retningslinjer som NORSOK M-001 /7/ følges med hensyn til temperaturgrenser for SCC. Temperaturgrensene kan variere avhengig av eksponering for klorider og type kloridsalter. Pitting i 316SS-materialer er den mest omfattende nedbrytningsmekanismen. Denne nedbrytningen kan oppstå ved ganske lave temperaturer (ned til 10 °C) ved høye kloridkonsentrasjoner. I senere år er 316SS-materialer ofte malt og dermed er sannsynligheten for pitting betydelig redusert.

Overvåking av driftstemperatur, overvåking av fuktig isolasjon og inspeksjon av beleggets tilstand synes å være det beste alternativet for styring av KUI-risiko i CRA-materiale. Visuell inspeksjon blir generelt ikke sett effektiv med mindre store områder med isolasjons fjernes. Det finnes ingen NDT-metode for påvisning av groper og/eller sprekker uten fjerning av isolasjon. Verifikasjon av operasjonell tilstand versus designkriterier som NORSOK M-001 /7/, IOGP S-715 /8/ og IOGP S-738 /9/ kan være en god basis for utarbeidelse av detaljerte inspeksjon og monitoreringsprogrammer.



## 8 ANBEFALING FOR VIDERE ARBEID

KUI er en utfordrende degraderingsmekanisme da det er vanskelig å forutsi plassering, omfang, degraderingsstart og nedbrytningshastighet. For å støtte en beslutningsprosess i denne sammenhengen vil det være fordelaktig for industrien å ha tilgang til omfattende og velstrukturerte historiske data. Dette kan oppnås ved å etablere en database med innspill på tvers av bransjer og bedrifter.

Et slikt prosjekt kan ha en trinnsvis tilnærming bestående av følgende elementer:

### **Fase 0 – Mulighetsstudie**

Identifisere og gjennomgå evnen og viljen til å hente de relevante dataene, samt teste enkle metoder for bruk av data for å støtte KUI-beslutninger. Styringsprinsipper, eierskap og vedlikeholdskostnader for en slik database skal også identifiseres i en tidlig fase.

### **Fase 1 – IT-løsning**

Bygg en skydatabase med relevante rapporterings- og datauttrekksfunksjoner. Rapportering bør bygges smart for å muliggjøre bruk av maskinlæringsalgoritmer. Rapportering skal justeres og tilpasses til elementer som brukes i DNV-RP-G109.

### **Fase 2 – Datapopulasjon og dataimplementering**

Denne fasen vil inkludere rensing og kvalitetskontroll av data for opplasting til databasen. Data anonymisering og datasikkerhet kan inkluderes (her eller i fase 1).

Dataene som skal lastes opp er først og fremst fra nyere historie (2023 og fremover), da detaljnivået til gamle historiske data kan være unøyaktige. En potensiell fase 2b kan inkludere gjennomgang og kvalitetskontroll av gamle historiske data for opplasting.

### **Fase 3 – Utvikling av smarte algoritmer for beslutningsstøtte**

Utvikle maskinlæringsalgoritmer for å støtte brukere og optimalisere bruken av historiske data.

## 9 REFERANSER

- /1/ <https://www.norskpetroleum.no/en/developments-and-operations/cessation-and-decommissioning/>
- /2/ DNV-RP-G109 "Risk Based Management of Corrosion Under Insulation" rev. 2019
- /3/ API Recommended Practice 581, "Risk-Based Inspection Methodology". Third edition April 2016, Addendum 1, 2019 and Addendum 2, 2020
- /4/ API Recommended Practice 583 "Corrosion Under Insulation and Fireproofing" First addition May 2014.
- /5/ European Federation of Corrosion (EFC) Publication number 55 "Corrosion-Under-Insulation (CUI) Guidelines" revised edition 2017
- /6/ Energy Institute "Guidance for corrosion management in oil and gas production and processing" second edition March 2019
- /7/ NORSOK M-001 "Materials Selection"
- /8/ IOGP S-715 "Coating & Painting for Offshore, Marine Coastal and Subsea Environment"
- /9/ IOGP S-738 "Insulation for Piping and Equipment"
- /10/ T. Cassagne, P. Castagna, C. Duret, T-E. Pou, "Assessment of Methods to Prevent Chloride SCC Propagation in Stainless Steels", NACE Corrosion Conference & Expo 2007, Paper No. 07476, NACE International, Houston, 2007
- /11/ S. Le Manchet, A. Fanica, C. Lojewski, "Resistance to Stress Corrosion Cracking of Super Duplex Stainless Steels", NACE Corrosion Conference & Expo 2013, Paper No. 2086, NACE International, Houston, 2013
- /12/ A. Wensley, M. Tremblay, "Oxygen reactor external stress corrosion cracking and repair", NACE Corrosion Conference & Expo 2007, Paper No. 07214, NACE International, Houston, 2007
- /13/ J. F. M. van Rooij, J. G. de Jong, "Prevention of external chloride stress corrosion cracking of austenitic stainless steel with a thermal sprayed aluminum coating", NACE Corrosion Conference & Expo 2009, Paper No. 09348, NACE International, Houston, 2009
- /14/ T. Prosek, A. Iversen, C. Taxén, "Low temperature stress corrosion cracking of stainless steels in the atmosphere in presence of chloride deposits", NACE Corrosion Conference & Expo 2008, Paper No. 08484, NACE International, Houston, 2008
- /15/ S. Huizinga, J. G. de Jong, W. E. Liek, B. McLoughlin, "Offshore 22Cr duplex stainless steel cracking – failure and prevention", NACE Corrosion Conference & Expo 2005, Paper No. 05474, NACE International, Houston, 2005
- /16/ D. McNaughtan, M. Najami, "Practical considerations for effective corrosion under insulation (CUI) management from a North Sea perspective", NACE Corrosion Conference & Expo 2009, Paper No. 09135, NACE International, Houston, 2009
- /17/ D. Harvey, S. Shrestha, S. Paul, C-M. Lee, "Thermally Sprayed Aluminum Coatings for the Mitigation of Corrosion and Environmentally Assisted Cracking of Welded Duplex Stainless Steel at Elevated Temperature", NACE Corrosion Conference & Expo 2013, Paper No. 2621, NACE International, Houston, 2013

- /18/ A. Turnbull, G. Hinds, "Stress corrosion cracking of duplex stainless steel under simulated evaporation conditions" NACE Corrosion Conference & Expo 2007, Paper No. 07474, NACE International, Houston, 2007
- /19/ O. Ø. Knudsen, K. Sigbjørnsen, N. Wilds, "Test Method for Coatings under Thermal Insulation", NACE Corrosion Conference & Expo 2014, Paper No. 4193, NACE International, Houston, 2014
- /20/ Petroleumstilsynet Investigation Report, "Hydrocarbon leak on the Ula P facility, 12 September 2012". Activity No. 010019010, Petroleumstilsynet, 23.04.2013
- /21/ Petroleumstilsynet Investigation Report, "Investigation of undesirable incident on Troll C on 24.10.2021", Activity No. 001085030, Petroleumstilsynet, 16.05.2022
- /22/ I. Øvstetun, K. A. Johansson, O. B. Andersen, "Stress Corrosion Cracking of Duplex SS, UNS 31803 on the Gyda HP separator", Offshore Technology Conference (OTC) 1993, Paper No. 7207, Offshore Technology Conference, Houston, 1993
- /23/ DNV 2021-4107 rev 02 "Ptil – Maintenance management - Corrosion Under insulation" 21.02.2022

## APPENDIKS A

### Spørreskjema

---

### KUI-CRA (SS316, 22Cr Duplex, 25Cr Duplex og 6Mo) ledelse, utfordringer og parametere:

Firmanavn:

Kontaktnavn, teknisk:

1. Har din selskap hatt funn eller hendelser knyttet til korrosjon under isolasjon i CRA-materialer?

- Ja
- Nei
- I/A eller vil ikke svare

Hvis ja, vennligst beskriv type funn og generell erfaring:

Hendelsen/funnene gjelder:

- Pitting i 316 (eller 300-serien) materialer
- Pitting i 22Cr materialer
- Pitting i 25Cr materialer
- Pitting i 6Mo materialer
- Spenningskorrosjonssprekking i 316 (eller 300-serien) materialer
- Spenningskorrosjonssprekking i 22Cr-materialer
- Spenningskorrosjon sprekker i 25 Cr materialer
- Spenningskorrosjon sprekker i 6Mo materialer

2. Hva er ditt selskaps hovedutfordring(er) med hensyn til å unngå en storulykke på grunn av korrosjon under isolasjon på CRA? (Flere svar mulig)

- Vanskelig å forutse hvor KUI-CRA vil oppstå
- Vanskelig å koordinere og involvere alle nødvendige fagområder
- Høye kostnader for å administrere KUI-CRA
- Tilgang til å utføre planlagte aktiviteter under drift
- Vanskelig å overvåke temperatur / Mangel på relevante (online) temperatursensorer
- Mangel på effektive NDT-metoder
- Mangel av / utilstrekkelig belegg
- Isolasjon er alltid våt
- Vi har ingen spesiell utfordring med KUI-CRA
- Manglende kunnskap/kompetanse
- Annet, fyll ut nedenfor:

3. Hvordan avdekker dere KUI-CRA? (Flere svar mulig)

- Overvåking for KUI-CRA
- Inspeksjon for KUI-CRA
- Kampanjer for vedlikehold av overflatebelegg
- Under vedlikeholds- eller modifikasjonsarbeid
- Operasjonelle hendelser
- Annet, fyll ut nedenfor:

4. Hva er den vanligste konsekvensen av KUI-CRA?

- Rengjøring av rør/utstyrsoverflate
- Fjerning av korrosjonsprodukter og flekk reparasjon av overflatebelegg
- Mekanisk reparasjon
- Prosess nedstenging
- Mindre lekkasjer (< 0,1 kg/s)
- Store lekkasjer (> 0,1 kg/s)
- Personelleksponering for HC/miljøgifter
- Annet, fyll ut nedenfor:

5. Hvordan er deres vurderingsmodell for KUI-CRA bygget opp (flere svar mulig)?

- Kvantitativ modell
- Kvalitativ modell
- Semi-Q-modell (kombinasjon av ovenstående)
- Poengbasert modell
- Modell basert på Bayesiansk nettverk
- Etter gitt standard (-er) / RP (-er) (navn: \_\_\_\_\_)
- Bruke overvåkingsdata (f.eks. online temperatursensorer)
- Bruk av historiske inspeksjonsdata
- Primært ved bruk av konsekvensvurdering
- Feltingeniører og inspektører identifiserer mest utsatte steder
- Vi har ikke en spesifikk modell for KUI-CRA
- Annet, fyll ut nedenfor:

6. Parametere brukt i KUI-CRA sannsynlighetsvurdering:

	Andre elementer	Materialvalg i muttere og bolter	Varmekabler	Inspesjon omfang	Inspesjon resultater	Oppsett	Rør dimensjoner	Veggykkelse	Kapslingsdesign og geometri inkl. drenering	Kapslingsutførelse	Kapslingstype	Isolasjon type	Dugg-punkt	Lokalmiljø, tilgang til vann	Kvalitet på belegg	Beleggs alder	Type belegg	Akseptgrense for temperatur (ESCC / Pitting)	Temperatursvingninger	Driftstemperatur	Materialets alder	Type materiale
Y / N																						
Kommentar																						

Vennligst fyll inn Y (ja) eller N (nei) som er relevante for hvilke parametere som vurderes i sannsynlighetsvurderingen som brukes i din bedrifts forvaltning av KUI. Hvis du trenger kommentar til hver av parameterne, kan du bruke kommentarfeltet under.



## **Om DNV**

Vi er et globalt selskap innen kvalitetssikring og risikohåndtering med tilstedeværelse i over 100 land. Vårt formål er å sikre liv, verdier og miljøet. Med vår unike tekniske ekspertise og uavhengighet bistår vi våre kunder med å forbedre sikkerhet, effektivitet og bærekraft.

Enten vi godkjenner et nytt skipsdesign, optimerer energiproduksjonen fra en vindmøllepark, analyserer sensordata fra en gassrørledning eller sertifiserer verdikjeden til en matprodusent, hjelper vi våre kunder med å ta gode og riktige beslutninger og øke tilliten til virksomheten, produktene og tjenestene deres. Verden er i endring. Vi kan påvirke utviklingen. Sammen skal vi takle de globale utfordringene og omstillingene vi vil møte.