



Til
Oljedirektoratet

postmottak@npd.no

Kopi til
Olje- og energidepartementet

Stavanger, 1.11.2022

Høring - forslag til ny måleforskrift

Det vises til Oljedirektoratets (heretter OD) høringsforslag av 1. juli 2022 med forslag til ny forskrift om fiskal måling i petroleumsvirksomheten (måleforskriften) og forslag til ny veileder, med utvidet høringsfrist til 1.11.2022.

Offshore Norge vil i det følgende redegjøre for sitt syn på høringsforslaget til måleforskriften og forslag til ny veileder. Høringsforslaget fra Offshore Norge er utarbeidet med og av representanter med måleteknisk og juridisk kompetanse, og er i tillegg til høringspapirene også basert på to møter mellom OD og arbeidsgruppen (5.10.2022 og 21.10.2022).

Vi anerkjenner at det fra myndighetenes side har blitt lagt ned mye arbeid i revidert måleforskrift med den hensikt å presisere krav og spesifisere grenseverdier. Likevel er det Offshore Norges oppfatning at en del av endringsforslagene medfører vesentlige endringer sammenlignet med dagens måleforskrift og at flere aspekter ved både forskrift og veileder krever mer arbeid.

Overordnet mener Offshore Norge at forslag til ny måleforskrift og ny veileder må forbedres på følgende punkter:

- Overgangsbestemmelser for eksisterende innretninger og måleutstyr må på plass og det må tydeliggjøres at ny forskrift vil gjelde for nye innretninger og måleutstyr
- Krav og spesifikasjoner av juridisk bindende karakter må reguleres i forskrift og ikke i veileder

Vårt hørings svar er delt inn i prinsipielle merknader knyttet til den reviderte forskriften og veilederen i sin helhet og forholdet mellom forskrift og ny veileder (kap. 1- 5). Konkrete merknader til enkeltbestemmelser er inntatt i vedlegg A.

1. Forslag til ny måleforskrift innebærer materielle endringer

Ifølge høringsnotatet og gjentatt i dialog mellom Offshore Norge og OD fremstilles den nye måleforskriften fra myndighetenes side i hovedsak som en videreføring av tidligere forskrift og at forskriftsforslaget ikke innebærer materielle endringer. Offshore Norge er ikke enige i dette. Etter vår vurdering inneholder forskriftsforslaget flere endringer som vil ha en direkte påvirkning på eksisterende

drift og vedlikehold og som vil medføre økte kostnader relatert til design, drift og vedlikehold av målesystemer.

Eksempelvis gjelder dette §§ 84 og 86 som stiller nye krav til regelmessig rekalibrering av målestasjoner, som ikke er designet for dette. Dette kravet medfører økt HMS-risiko, herunder risiko for skade på utstyr og målere i forbindelse med demontering/montering av utstyr og transport av måler mellom brukersted og kalibreringslaboratoriet samt økte kostnader fordi re-kalibrering potensielt krever innkjøp av nytt målerør med ny(e) måler(e), personelltimer og for en del målestasjoner også nedetid og tap av inntekter i periode for demontering/montering

Også §§ 11, 34, 41 og 31 vil, slik de er foreslått, innebære at flere av dagens målestasjoner må bygges om. Videre vil § 26, sammenholdt med § 19, innebære at det ved første gangs rekalibrering av gassmålere i henhold til § 86, jf. § 47 etter forskriftens ikrafttredelse, må påregnes reallokering langt tilbake i tid, potensielt revisjon av tall fra halve perioden siden dag 1 (da måleren ble satt i drift).

2. Tilbakevirkende kraft og behov for overgangsbestemmelser

Forslag til ny måleforskrift inneholder ikke overgangsbestemmelser eller bestemmelser for hvordan ny forskrift vil gjelde for eksisterende installasjoner slik dagens forskrift fra 2001 i § 35 har. Oppdatert veileder beskriver heller ikke hvordan ny og oppdatert forskrift vil påvirke eksisterende utstyr.

Som påpekt over innebærer forskriftsforslaget materielle endringer med påfølgende behov for oppgradering av eksisterende installasjoner, det vil si at forskriften i realiteten gis tilbakevirkende kraft. Offshore Norge mener derfor at en tilsvarende bestemmelse som dagens § 35 må inn i en ny måleforskrift slik at nye krav og materielle endringer som følger av forskriften kun vil gjelde for installasjon av nytt måleutstyr. Uten slike spesifikasjoner vil revidert forskrift kunne resultere i omfattende og kostbare oppgraderinger da eksisterende installasjoner er designet for annen type vedlikehold.

3. Forholdet mellom forskrift og veileder

Dagens måleforskrift suppleres med merknader. I forslag til ny måleforskrift avvikles merknadene, og det legges opp til en aktiv bruk av tilhørende veileder. Offshore Norge er ikke prinsipielt imot at merknader erstattes med en veileder, men dette krever en oppgang av hva som skal og bør reguleres av forskrift og hva som kan utdypes i en veileder.

Slik forholdet mellom forskrift og veileder er foreslått, defineres etter vår oppfatning innholdet i flere bestemmelser i selve veilederen og ikke i forskriften. Enkelte steder er det også dels motstrid mellom forskrift og veileder.

En veileder skal etter Offshore Norges syn fungere som et hjelpemiddel til å forstå hvordan forskriften skal kunne etterleves. Krav og spesifikasjoner som er forpliktet til å legge til grunn bør i all hovedsak reguleres i forskrifts form. Dette sikrer også forutsigbarhet i forhold til eventuelle fremtidige endringer i krav og spesifikasjoner ettersom endringer i forskrift er gjenstand for høring.

I møte med OD 21.10.2022 ble det fra ODs side bekreftet at det er et ønske å gå vekk i fra dagens forskrift med merknader og over til forskrift med veileder. Overgangen fra merknad til veileder ble begrunnet i at en veileder kan endres av OD uten forutgående høring og vil for myndighetene være enklere å vedlikeholde og oppdatere. En slik fremgangsmåte vil etter Offshore Norges oppfatning kunne være i konflikt med legalitetsprinsippet.

Med dette som utgangspunkt vil selskapene i stor grad være uten mulighet til å gi innspill til endringer i krav og spesifikasjoner de etter forskriften er forpliktet til å etterleve. For Offshore Norge understreker dette viktigheten av at krav og spesifikasjoner må løftes ut av veilederen og reguleres i forskriften.

Vi viser blant annet til følgende bestemmelser (våre uthevelser) hvor veilederen i stor grad definerer krav og spesifikasjoner som vil kunne endres av myndighetene uten forutgående høringsprosess:

- **§ 19 – Korrigering av måleresultater**

*" Dersom det påvises **vesentlige systematiske feil ved et måleresultat**, skal rettighetshaver korrigere resultatet. Korrigeringen skal utføres på en forsvarlig måte. Metode, grunnlag og resultat skal kunne dokumenteres."*

Veileder til § 19:

*"Med "**systematiske feil ved et måleresultat**" menes her feil som ikke er korrigert for i målemodellen og som er forårsaket av faktorer som blant annet*
- svikt i (feil ved) måleutstyr (utstyr som ikke oppfyller krav til ytelse),
- mangelfull etterlevelse av interne krav og rutiner (styringssystem),
- feil avleste verdier,
- feil innlagte parametere i datasystem (feil parametere benyttet i beregninger).

Et måleresultat anses å ha en "vesentlig systematisk feil" dersom
- den systematiske feilen har en prosentverdi av total mengde som er større enn 1/10 av angitt usikkerhetsgrense for målestørrelsen (f.eks. 0,03 % av total mengde olje eller 0,1 % av total mengde gass eller 0,75 % av total mengde faklet naturgass) eller
- den økonomiske verdien av feilen er større enn kr. 20 000 eller
- den økonomiske verdien av feilen er større enn kostnaden ved korrigering.

Dersom det ikke kan dokumenteres hvor lenge den systematiske feilen har vært til stede, kan det korrigeres for feil den siste halvdel av det maksimale tidsrommet feilen kan ha vært til stede."

Definisjon av hva som menes med "vesentlige systematiske feil ved et måleresultat" fremkommer kun i veileder. Offshore Norge mener dette bør være del av forskriften dersom spesifikasjonene i veileder har til hensikt å være juridisk bindende.

- **§ 26 - Reallokering**

*"Rettighetshaver **skal reallokere** mengder petroleum dersom det avdekkes feil ved måling, allokering eller verdijustering."*

Veileder til § 26. Reallokering:

"Bestemmelsen er ikke ment å skulle tilsidesette avtaler inngått mellom rettighetshaverne etter forskrift om andres bruk av innretninger § 10."

All den tid forskriften fastsetter at en "skal reallokere", vil bestemmelsen i kombinasjon med spesifikasjoner gitt under bl.a. til § 19 resultere i konflikt mellom inngåtte avtaler og forskrift. Veilederen gir her i tillegg en grunnleggende presisering om (fortsett) avtalefrihet mellom partene som etter vårt syn må fremgå av forskriften. For øvrig viser vi til våre merknader under i punkt 4.

- **§ 32 - Måling av temperatur og trykk**

*3) "Trykkuttak og instrumentrør **skal konstrueres** og installeres slik at målte verdier er representative for størrelsen som skal måles."*

Veilederen til § 32. Måling av trykk og temperatur

Tredje ledd:

*"Oppfyllelse av krav i tredje ledd **forutsetter** at*

- a) instrumentrør som forbinder målerørets trykkuttak med sensor er kortest mulig,*
- b) sensorer ved gassmåling plasseres høyere enn trykkuttak, og instrumentrørene har kontinuerlig fall mot trykkuttak,*
- c) sensorer ved oljemåling plasseres lavere enn trykkuttak, og instrumentrørene har kontinuerlig stigning mot trykkuttak."*

Valg av begrepet "forutsetter" indikerer at dette er et krav og bør inkluderes som en del av forskriftsteksten.

- **§ 34. Tilrettelegging for drift og vedlikehold**

*5) "Det skal legges til rette for overvåking og kontroll av integriteten til ventiler med betydning for målingen. Ventiler med særlig betydning for prøvingresultat (fireveis-ventil og avstengningsventiler) **skal ha automatisk lekkasjeovervåking.**"*

Veileder til § 34 femte ledd:

"Metode og utstyr for lekkasjeovervåking bør vurderes i forhold til risiko for feilmåling."

Forskriftens § 34 innebærer en plikt til automatisk lekkasjeovervåking, mens veilederen indikerer at det vil bero på en nærmere vurdering. Som for § 26 innebærer veilederen en presisering som ikke er forenelig med forskriftens ordlyd.

- **§ 61 - Densitet og brennverdi**

"Brennverdi og densitet skal beregnes fra målt gjennomsnittlig gasskomposisjon til LNG lastet til skip eller tankbil. Beregninger skal være basert på anerkjente metoder og tilstandsligninger."

Veilederen til § 61. Densitet og brennverdi

"Prøve samlet inn ved lasting av LNG til skip kan, dersom den er representativ for LNG lastet til tankbil, anvendes for å beregne densitet og brennverdi til LNG lastet til tankbil."

Forskrift og veileder inneholder dels motstridende krav. Dersom metode beskrevet i veileder for tankbil ansees som en godkjent metode, bør denne inkluderes som en del av forskriftsteksten.

- **§ 96 Søknad om samtykke til oppstart og videreføring av målesystem**

(1) *"Før rettighetshaver kan utøve petroleumsvirksomhet som nevnt i punkt a) til c) nedenfor, kreves samtykke til oppstart eller videreføring fra Oljedirektoratet.*

(2) *Samtykke som nevnt i første ledd må være innhentet:*

a) *før målesystemet tas i bruk første gang,*

b) *før målesystemet eller deler av det tas i bruk etter gjennomføring av større ombygginger eller modifikasjoner og*

c) *før endring av bruksformål som ikke er omfattet av samtykke etter bokstav a).*

(3) *En søknad om samtykke etter andre ledd skal inneholde opplysninger som demonstrerer at målesystemet oppfyller krav i denne forskrift. "*

Veilederen til § 96:

"For å oppfylle krav til opplysninger i søknad om samtykke til oppstart og videreføring av målesystem, skal søknaden minst inkludere

a) *spesifisering av målinger og usikkerhetsgrenser,*

b) *en beskrivelse av målesystemet,*

c) *rør og instrumentdiagram,*

d) *oversikt over standarder målesystemet (konstruksjon, installasjon, drift og vedlikehold) skal være i samsvar med,*

- e) signerte fabrikktestrapporter (FAT),
- f) kalibreringssertifikater,
- g) usikkerhetsbudsjett,
- h) prosedyrer for kalibreringer og verifiseringer som skal utføres for å klargjøre målesystemet for bruk og
- i) prosedyrer for drift og vedlikehold."

Veileder inneholder spesifikke krav til hva som skal inngå som dokumentasjonsunderlag for søknad. Kravene fremkommer ikke av forskriftsteksten og kan kun forstås ved å lese veileder.

4. Særlig om § 26 reallokering

Offshore Norges merknader til enkeltbestemmelser er inntatt i sin helhet i vedlegg A. Imidlertid knyttes det en særskilt merknad til forslag til ny § 26 om reallokering.

OD foreslår i § 26 (1) følgende:

*" Rettighetshaver **skal** reallokere mengder petroleum dersom det avdekkes feil ved måling, allokering eller verdijustering." (vår utheving).*

Etter Offshore Norges vurdering vil ny § 26 om reallokering ha et potensiale for å kunne utløse reallokeringer i stort omfang. Reviderte grenseverdier og kravspesifikasjoner vil i flere tilfeller være utfordrende å etterleve. Manglende etterlevelse av kravspesifikasjoner og grenseverdier vil danne grunnlag for re-allokering.

Forslag til veileder inneholder spesifikasjoner for hva som skal vurderes som "vesentlige systematiske feil", og Offshore Norge vurderer at gjeldende formulering vil utløse unødvendige mange feilmålinger med påfølgende behov for reallokeringer. Det er både teknisk og kommersielt svært utfordrende å gjøre reallokeringer av data bakover i tid.

Bestemmelser for måling og allokering av hydrokarboner er i dag normalt regulert gjennom tie-in avtaler, transportavtaler eller lignende. Offshore Norge mener prinsipielt at reallokering også fremover bør avtales mellom partene, og bør ikke reguleres i forskrift. Dersom ny måleforskrift skal inneholde en regel om reallokering må forskriften uttrykkelig fastsette avtalefrihet mellom partene.

Reservasjon for inngåtte avtaler bør etter Offshore Norges mening også presiseres i § 19 om korrigerende av feil. Vi viser for øvrig til våre kommentarer i vedlegg A med forslag til tilføyelse i § 19 og § 26.

5. Særlig om § 47 Gassmåler

I ny måleforskrift § 47 (Gassmåler) Tabell 11 (Krav til gassmåler ved kalibrering) settes det i nederste rad en grense på 0,3 % for tillatt endring i målefeil eller kalibreringsfaktor (altså skift) fra forrige kalibrering til ny kalibrering for strømningsrate \geq overgangsstrømningsrate. Her bør det, på samme

måte som i § 41 (Mastermålerprover) tabell 8 (Krav til mastermålere ved strømningskalibrering på laboratorium og in situ), presiseres i parentes at dette er "reproduserbarhet".

Overstiges grensen til reproduserbarhet i § 47, defineres det implisitt som målefeil i § 19, noe som medfører krav til reallokering etter § 26.

Å bruke en reproduserbarhetsgrense på 0,3% mellom rekaliseringer vurderes av selskapene som svært strengt.

Bare ved å ta det kombinerte usikkerhetsbidraget fra kalibreringslaboratoriet sine referansemålere ved to kalibreringer vil en være rundt denne kravgrensen på 0,3%. Man har for eksempel ikke kontroll på om referansemålerne til kalibreringslaboratoriet er skiftet ut, oppgradert eller justert i perioden fra forrige kalibrering, og det kan være et annet kalibreringslaboratorie som brukes på rekalisering. Kalibreringslaboratoriene har et program for å harmonisere seg mot hverandre, og hvert enkelt kalibreringslaboratorie har et program på å re-kalibrere sine egne referansemålere. I disse prosessene vil referansemålerne justeres og de får dermed noen små skift.

I tillegg vil det være usikkerhet for måler under test/kalibrering. Vi ser blant annet at strømningsprofilen i måler under test/kalibrering kan variere fra kalibrering til kalibrering.

På denne bakgrunn er det realistisk å forvente at en del målere vil kunne falle utenfor dette kravet på reproduserbarhet (0,3%) selv om målerne ikke har driftet i det hele tatt.

Nåværende ordlyd i nytt utkast kan tolkes som at denne grensen på 0,3% gjelder på hver strømningsrate \geq overgangsstrømningsrate. Dette gjør kravet betydelig strengere enn om kravet gjaldt aritmetisk eller strømningsveid snitt for måler.

En kan også stille spørsmål ved at det er reproduserbarhet en får testet ved rekalisering, gitt hvor lenge siden målerne kan ha hatt sin opprinnelige kalibrering og hvor mange endringer en kan ha hatt på referansemålerne til kalibreringslaboratoriene. De fleste målerne på norsk sektor har aldri vært re-kalibrert tidligere. Måleforskriften har tidligere bare hatt krav til tilstandsbasert vedlikehold, ikke re-kalibreringer. Dette betyr at det kan være 10-30 år siden original kalibrering, og det er helt urealistisk å forvente at kravet til reproduserbarhet vil overholdes for målerne. Tidligere var også usikkerheten på referansemålerne til kalibreringslaboratoriene større enn den er i dag.

På denne bakgrunn mener Offshore Norge at

1. Det må klargjøres i overgangsbestemmelsen at ved første gangs rekalisering av målere i henhold til § 86 etter ikrafttredelse av forskriften, gjelder ikke kravene til reproduserbarhet i § 47.
2. Kravet til reproduserbarhet i § 47 må økes og kravet bør gjøres gjeldende for aritmetisk eller strømningsveid snitt for måler, og ikke for hver strømningsrate

Det kreves en høyere grad av akademisk kompetanse innen måleteknikk og særlig usikkerhetsanalyse for å kunne forstå og tolke ny forskrift korrekt. Det vil etter vårt syn være en større utfordring for

personell med en mer praktisk tilnærming samt større prosjektorganisasjoner å benytte det foreslåtte oppdaterte regelverket. Som et eksempel kan begrepet "direktemåling" i § 11 med fordel erstattes med begrepet "måling" uten å endre formålet eller betydningen av begrepet.

Planlagt ikrafttredelse for oppdatert måleforskrift og veileder er 1.1.2023. Offshore Norge mener regelverksforslaget krever mer arbeid og all den tid gjeldende måleforskrift fungerer godt mener vi det ikke er noe i veien for at myndighetene og bransjen jobber sammen for å få på plass en oppdatert forskrift og tilhørende veileder som.

Dersom det er ønskelig, stiller vi i møte for å videre utdype vårt syn.

Med vennlig hilsen
Offshore Norge

Torbjørn Giæver Eriksen
Direktør, næringspolitikk og kommunikasjon

Vedlegg:
Vedlegg A – merknader til enkeltbestemmelser

Vedlegg A - merknader til de enkelte bestemmelsene

§ 3: Offshore Norge mener at indeksering med bokstaver, æ, ø og å, er uheldig for utenlands oppfølging. Tallindeks bør derfor vurderes.

§ 3, punkt a: Ordet "felt" bør byttes ut med felt/utvinningstillatelse. I noen tilfeller vil det være allokering internt i et felt med ulikt eierforhold.

§ 3 punkt e/g - direkte/indirekte måling: Det er uklart fra nåværende definisjoner hva som menes med direkte og indirekte måling. Dette bør avklares.

§ 3, punkt æ: Det er noe uklart om produsert petroleum må være solgt. Brenngass, fakkell, gassinjeksjon selges ikke. Begrepet vederlagsfritt petroleum er uklart og bør presiseres. Offshore Norge anbefaler å ha en definisjon for produsert petroleum og en for solgt petroleum.

§ 3, punkt gg og hh: Det er utfordrende å forstå forskjellene på disse. Bestemmelsene bør derfor gjennomgås for å klarlegge forskjellene.

§ 6: Offshore Norge stiller spørsmål knyttet til nytteverdi av å gjennomføre årlig internrevisjon av styringssystemet og foreslår derfor å ta bort kravet om gjennomføring av årlig internrevisjon av styringssystemet. Dette er i tråd med veileder. Alternativt bør det vurderes å erstatte begrepet "årlig" med "ved behov eller regelmessig".

§ 8, punkt 1: Damptrykket vil endre seg som følge av hvilke brønner som produseres og hvordan anlegget kjøres. Manuell periodisk oppdatering anbefales ikke.

§ 8, punkt 2: Det bør vurderes å fjerne benevnelser [MJ/Sm³] og [MJ/kg], samt å bruke forbrenningstemperatur ikke referansetemperatur.

§ 10, tabell 1: I tabellen er det listet opp flere enheter. Offshore Norge foreslår at det presiseres at kravet til usikkerhet er gjeldene for enhet som er valgt som fiskal enhet.

§ 10, tabell 1, linje 1: Den foreslåtte bestemmelsen gir i praksis en innskjerping av krav om en har signifikant bidrag fra WIO og BSW. Typisk WIO krav kan være å tillate opptil 2% vann i rørledning. Grenseverdi vil i flere tilfeller gi utfordringer med å tilfredsstillte 0,30% kravet ved normale prosessforhold.

§ 10, tabell 1: Tabellen oppgir flere enheter (Sm³, kg og MJ) og det uklart om en eller alle enheter må være innenfor krav. Det er betydelig innskjerpelse dersom alle enheter skal være innenfor, dette må derfor presiseres.

§ 10, tabell 2: Det bør ikke være nødvendig å ta høyde for lagerbeholdning. Effekten av lagerbeholdning er neglisjerbar i løpet av feltets levetid, og gir økt arbeidsbelastning/oppfølging/usikkerhetsberegninger/vedlikehold etc.

§ 11, punkt 3: For batchmåling av olje er mange målestasjoner ikke utrustet med tetthetsmålere.

§ 12, punkt 1: Underpunkt a er uklart gitt hovedtekst ovenfor. Bør være mer tydelig hva som gir unntak for dynamisk direktemåling. Prosess-simulering eller ventilering av kjent innestengt volum bør være godkjente beregningsmetoder.

§ 18: Krav om å dokumentere usikkerhet i erstatningsdata virker tidkrevende/ praktisk umulig i noen tilfeller. Gjeldende praksis er å benytte beste tilgjengelige data for å korrigere, uten at disse data spesifiseres med tilhørende usikkerhet.

§ 19: Offshore Norge mener vilkårene for når et måleresultat anses å ha en vesentlig systematisk feil slik det er definert i veilederen må være kumulative og ikke alternative slik bestemmelsen er formulert. I alle tilfeller er en fastsatt grenseverdi på 20 000 NOK svært lav og vil trigge mange korreksjoner og være i strid med mange inngåtte salgs/transportavtaler. Det vil være mer formålstjenlig å bytte ut ordet "eller" med "og" før "*den økonomiske verdien av feilen er større enn kostnaden ved korrigerings*".

Det bør videre i ordlyden i § 19 om korrigerings av måleresultat og i § 26 om reallokering gjøres en reservasjon for at partene i avtale kan ha regulert korrigerings av måleresultat og reallokering som avviker fra reguleringen i måleforskriften. Eksempelvis vil det for oppstrøms gassrørledningsnett være behov for å begrense retten til korrigerings av måleresultat og reallokering bakover i tid. Generelt er det ikke mulig å gjøre reallokering lenger tilbake enn to kalenderår. I tillegg er det ytterligere begrensninger nedstrøms, der det pga. gjeldende regelverk i tilgrensede land er korte frister for korrigerings av feil/reallokering som må reflekteres oppstrøms. Det kan tilføyes i ordlyden i både § 19 og § 26 "med mindre annet følger av avtale mellom partene". I veiledningen kan bakgrunnen for reservasjonen evt. utdypes nærmere.

§ 25, punkt 2: Krav til innhold i validering bør etter Offshore Norge sitt syn beskrives. En tidsramme på akkurat ett år kan være utfordrende.

§ 26: Forskriften bør etter Offshore Norge sitt syn adressere forholdet til eksisterende transport/allokeringssavtaler og andre lands regelverk. Det bør vurderes å ta inn tekst fra veileder inn i forskrift. Det vil være teknisk og kommersielt utfordrende å utføre reallokerings av data bakover i tid. Se for øvrig kommentar til § 19 om tilføyelse i ordlyden vedrørende avtaler mellom partene.

§ 29: Instrumentell måleusikkerhet omhandler normalt størrelser ved målebetingelser. Standardvolum vil være en sammensetning av flere instrumenter. Foreslår å fjerne enheter i tabell 4, samt endre "Krav til målesystem" i tekst over til "Krav til instrumentell måleusikkerhet".

§ 34, punkt 5: Det er etter Offshore Norge sitt syn ikke ønskelig med et krav om automatisk lekkasje- overvåkingssystem. Det bør være åpning for nåværende løsning med periodisk (månedlig) manuell

sjekk. Ordlyden i forskriften bør ikke være "skal ha automatisk lekkasjeovervåking" når veileder legger til rette for at "Metode og utstyr for lekkasjeovervåking" kan vurderes.

Manuell lekkasjeovervåking gir erfaringsmessig god kontroll, og lekkasje av noe størrelse vil oppdages raskt ved et skift i meter k-faktor ved prøving. Opplegg for automatisk lekkasjeovervåking har vist seg erfaringsmessig å være kompliserende og i seg selv en kilde til feilindikasjoner og er ressurskrevende å vedlikeholde.

§ 36, punkt 4: Det bør presiseres hvilke kalibreringsdata som skal inngå i kalibreringsrapport. Normal praksis er at flere ulike systemer benyttes for å arkivere kalibreringsdata, ikke bare datasystem.

§ 39: Det bør presiseres hva som menes med "Tilfeldig usikkerhet", begrepet er ikke definert i måleteknisk ordliste. Begrepet repeterbarhet er brukt i § 40.

§ 41: Grenseverdi på 0,10% for reproduserbarhet ved recalibrering av olje mastermeter vurderes som strengt og forventes å trigge mange krav om re-allokering etter §26. Vi ser av historiske data at flere målestasjoner havner utenfor kravet. Teksten tolkes som at en må tilfredsstillende 0,10% på alle de ulike ratene/k-faktorene.

§ 45: Begrepet prøvetaker er noe uklart, det kan forstås som at en skal ha automatisk prøvetaker i tillegg til GC. Det bør vurderes å omformulere til "med mulighet for manuell representativ prøvetakning".

§ 47: Grenseverdi på 0,3% for reproduserbarhet ved recalibrering av gassmåler vurderes som strengt og forventes å trigge mange krav om re-allokering etter §26. Teksten tolkes som at en må tilfredsstillende 0,3% på alle de ulike ratene/k-faktorene. Endring i målefeil mindre enn 0,3% vurderes som strengt å tilfredsstillende etter 5 år, og urealistisk ved første gangs recalibrering etter at ny forskrift trer i kraft, en rekke målere har vært i drift 10, 20 og 30 år. Ulik flowprofil for meter under test på kalibreringsrigger og i praksis ulik kalibreringsusikkerhet fra gang til gang.

§ 48 Det bør presiseres om "densitet" omhandler kun målt densitet med densitometer eller om også kalkulert densitet inngår. 0,3% kan være vanskelig å tilfredsstillende med kalkulert tetthet ved linjebetingelser grunnet usikkerhet i algoritmer samt trykk, temperatur og komposisjon.

§ 50, punkt 1: Offshore Norge foreslår at formål og omfang med inertgass spylingen beskrives i veileder.

§ 53, punkt 2: Det bør vurderes å stryke ordet "virtuelt".

§ 62: Offshore Norge foreslår å endre kravene under (1) og (2) til å være iht. bransjestandard/retningslinjer og gjeldende praksis, dvs. at disse beregnes. Alternativt kan beregninger og målinger sidestilles.

§ 66: Det bør vurderes å endre ordlyden til at rettighetshaver kan dokumentere "tilfredsstillende" kompetanse og styring. Blir krevende å dokumentere "tilsvarende" kompetanse og styring.

§ 67: Offshore Norge anbefaler å endre ordet "standard" til "målestandard" slik at det er i tråd med definisjoner i måleteknisk ordliste.

§ 72: Det vil i de fleste tilfeller ikke være mulig å kalibrere med ønskede betingelser over hele arbeidsområdet. Offshore Norge foreslår derfor at følgende inntas i bestemmelsen: Flerfasemålere, enkeltvis eller utvalgte i en serie, skal strømningskalibreres over et representativt utvalg av gass/olje/vann fraksjoner så nært målerens forventede operasjonsområde som mulig.

§ 74, punkt 1: Det er uklart hvordan "Reproduserbarhet" skal verifiseres. NORSOK test omhandler kun repeterbarhet og linearitet.

§ 74, punkt 3: Beregninger av brennverdi, og densitet bør falle inn under § 77. Densitet omfattes ikke lenger av NORSOK test.

§ 77, punkt 1 og § 91 punkt 5: Uavhengig verifikasjon står beskrevet i § 91 punkt 5) og ikke i § 77 punkt 1. Det er uklart hva som menes med "uavhengig"; menes det en uavhengig beregning eller tredjepart. Offshore Norge finner det mer naturlig at kravet om uavhengig verifikasjon gjøres før driftsfasen.

§ 77, punkt 3 og 4: Etter Offshore Norge sin vurdering bør det være tilstrekkelige å utføre kalkulasjonssjekk for en påtrykt fluidstrøm/akkumulering.

§ 79, punkt 4: Det bør vurderes å fjerne referansen til " i en loggbok".

§ 84, punkt 3: Kravet med foreslått ordlyd får etter Offshore Norge sin vurdering større konsekvenser enn det høringsnotatet indikerer:

- Eksisterende praksis og nåværende måleforskrift baserer seg ikke på periodisk re-kalibrering av målere. Re-kalibrering blir normalt gjennomført ved mistanke om feil eller observerte avvik i diagnosedata.
- Å ta ut olje målere for periodisk re-kalibrering medfører en økt HMS-risiko med tanke på benzen-eksponering og/eller andre helseskadelige komponenter.
- For systemer med kun ett måleløp vil demontering av måler kreve lang nedetid på grunn av drenering og gassfriing og normalt være avhengig av å utføres i produksjonsstans. For målestasjoner med flere måleløp vil man i flere tilfeller begrense produksjonen ved nedstenging av måleløp.
- Kostnad for re-kalibrering av måler estimeres til 500 000,- til 1 000 000,- NOK per kalibrering. Dette inkluderer kostnader knyttet til arbeid for demontering/remontering av måler, samt kostnader for frakt og kalibrering. Kostnad vil variere avhengig av størrelse på måler og tilhørende oppstrøms/nedstrøms rørrangement.
- I tillegg til økte vedlikeholdskostnader, vil dette kravet innebære behov for omfattende investeringer i nytt måleutstyr på installasjonene på sokkelen. Equinor har estimert et

investeringsbehov i størrelsesordenen 40-60 MNOK bare for installasjonene som Equinor er operatør for.

- Det nye kravet vil medføre ikke-ubetydelig økning av utskiftning av utstyr. Det påpekes at en slik økning i seg selv vil potensielt kunne medføre økt risiko for skade på utstyr og målere og økt arbeidsbelastning ifm. produksjonsstanser.

Det anmodes om at disse elementene hensyntas ved den endelige utformingen av bestemmelsen.

§ 86, punkt 2:

Kravet med foreslått ordlyd får etter Offshore Norge sin vurdering større konsekvenser enn det høringsnotatet indikerer:

- Eksisterende praksis og nåværende måleforskrift baserer seg ikke på periodisk re-kalibrering av målere. Re-kalibrering blir normalt gjennomført ved mistanke om feil eller observerte avvik i diagnosedata.
- Å ta ut gassmålere for periodisk re-kalibrering medfører en økt HMS-risiko med tanke på eksponering av helseskadelige komponenter.
- For systemer med kun ett måleløp vil demontering av måler kreve lang nedetid på grunn av drenering og gassfriing og normalt være avhengig av å utføres i produksjonsstans. For målestasjoner med flere måleløp vil man i flere tilfeller begrense produksjonen ved nedstenging av måleløp.
- Kostnad for re-kalibrering av måler estimeres til 500 000,- til 1 000 000,- NOK per kalibrering. Dette inkluderer kostnader knyttet til arbeid for demontering/remontering av måler, samt kostnader for frakt og kalibrering. Kostnad vil variere avhengig av størrelse på måler og tilhørende oppstrøms/nedstrøms rørrangement.
- I tillegg til økte vedlikeholdskostnader, vil dette kravet innebære behov for omfattende investeringer i nytt måleutstyr på installasjonene på sokkelen. Equinor har estimert et investeringsbehov i størrelsesordenen 150-250 MNOK bare for installasjonene som Equinor er operatør for.
- Det nye kravet vil medføre ikke-ubetydelig økning av utskiftning av utstyr. Det påpekes at en slik økning i seg selv vil potensielt kunne medføre økt risiko for skade på utstyr og målere og økt arbeidsbelastning ifm. produksjonsstanser.
- Det står i høringsnotatet at kravet er «i overensstemmelse med gjeldende internasjonal praksis». Vi opplever ikke at kalenderbasert re-kalibrering av ultralyd gassmålere er internasjonal praksis. Enkelte land har et kalenderbasert krav, mens andre ikke har det. Når vi da ser i standardene Oljedirektoratet peker til i veileder til måleforskriften vedlegg 1, AGA Report No. 9 og ISO 17089-1, så anbefaler ingen av disse standardene en kalenderbasert re-kalibrering. Vi har også gjort et litteratursøk i publiserte artikler om temaet og noterer oss at Letton-Hall Group skrev en artikkel til den 28. Internasjonale North Sea Flow Measurement Workshop der de summerte opp en 2-års studie med tittelen «When Should a Gas Ultrasonic Flow Meter be Recalibrated?». Konklusjonen som forfatter uthevet i artikkelen var «Do not base the need for USM recalibration on time-in-service; use diagnostic tools».

Det anmodes om at disse elementene hensyntas ved den endelige utformingen av bestemmelsen.

§ 86, punkt 3: Offshore Norge foreslår at differensialtrykk og fakkell deles opp i to ulike underpunkter til paragrafen.

§ 86, punkt 3 Forskriften fastsetter årlig intervall uavhengig om en har dobbeltinstrumentering. Et slik krav anses av Offshore Norge som strengt. For subsea differensialtrykk måling er det ikke aktuelt å re kalibrere. Det vil medføre unødvendig merarbeid om det skal søkes om dispensasjon for hver subsea måler. Offshore Norge foreslår derfor at bestemmelsen justeres for å hensynta dette.

§ 86, punkt 3: Offshore Norge finner det uklart hva Oljedirektoratet mener med «differensialtrykkmålere». Slik teksten er utformet i den foreslåtte bestemmelsen, kan begrepet tolkes til å inkludere måleelement. Ut ifra ordlyden i § 88, punkt 2 kan samme begrepet tolkes til å bety kun transmitter. Dette bør klarlegges i bestemmelsen.

§ 86, punkt 4: For målerør med gode muligheter for tilstandsovervåking vurderer Offshore Norge det som unødvendig med periodisk innvending inspeksjon.

§ 88, punkt 2: Det bør vurderes å del opp punktet slik at densitet og differensialtrykkmåling blir separate punkter.

§ 89, punkt 5: Offshore Norge ser ikke at det er formålstjenlig å ha egne grenseverdier for responsfaktor og retensjonstider, men at man heller følger med på utvikling over tid og vurderer dette på et senere tidspunkt.

§ 90, punkt 2: Det bør vurderes å benytte "representative prøver" istedenfor "akseptable prøver".

§ 91, punkt 5: Det er uklart om begrepet "uavhengig verifikasjon" involverer bruk av tredjepart. Det bør være tilstrekkelig at kontrollen er uavhengig av målesystem.

§ 95: Offshore Norge foreslår å legge til følgende ordlyd fra gjeldende forskrift:
"Godkjennelse av PUD eller PAD innebærer at målekonseptet med tilhørende usikkerhetsnivå er godkjent. Eventuell dispensasjon kommer bare til anvendelse for de avvik fra forskriftskravene som ikke er identifisert i PUD eller PAD. Dispensasjon betegner myndighetenes vedtak om å godta et avvik fra regelverkskrav."

§ 97: Navn på paragraf i veileder stemmer ikke overens med navn på paragraf i forskrift. Offshore Norge legger til grunn at ny rapport-mal gjøres tilgjengelig.

§ 99, punkt 1 a: Offshore Norge mener det ikke er formålstjenlig at alle feil/mistanke om feil sendes over "så snart som mulig". Slik oversendelse bør begrenses til ekstraordinære feil og større korreksjoner.

§ 103: Offshore Norge mener at tilbakevirkende kraft og overgangsordninger må presiseres, tilsvarende som eksisterende forskrift § 35, punkt 4.