



OLJEDIREKTORATET

Revidert utkast

Høring - Veileder til forskrift om fiskal måling i petroleumsvirksomheten (Måleforskriften)

Utgitt	Revidert
1.5.2023	
Utarbeidet av	
Oljedirektoratet	
Kontaktinformasjon	Kontaktperson
E-post: postboks@npd.no Telefon: 51 87 60 00 Adresse: P.O. Box 600, 4003 Stavanger Besøksadresse: Professor Olav Hanssens vei 10, 4003 Stavanger	Steinar Vervik

<i>Innledning</i>	1
<i>Til kapittel 1. Innledende bestemmelser</i>	1
Til § 1. Formål.....	1
Til § 2. Virkeområde.....	2
Til § 3. Definisjoner	3
Til § 4. Ansvarlige etter denne forskrift.....	3
<i>Til kapittel 2. Krav til styringssystem</i>	3
Til § 5. Styringssystem.....	4
Til § 6. Internrevisjon	4
<i>Til kapittel 3. Krav til måleenheter og referansebetingelser</i>	4
Til § 7. Måleenheter.....	4
Til § 8. Referansebetingelser	4
<i>Til kapittel 4. Generelle krav til måling</i>	4
Til § 9. Måling	4
Til § 10. Målestørrelser og usikkerhetsgrenser	4
Til § 11. Metoder for å måle produsert petroleum	5
Til § 12. Metoder for å måle petroleum som brennes og gass som slippes til luft	6
Til § 13. Måleprinsipp	6
Til § 14. Målemodell	6
Til § 15. Usikkerhetsbudsjett	7
Til § 16. Måleprosedyre	13
Til § 17. Måleresultat	13
Til § 18. Erstatning for manglende måledata.....	13
Til § 19. Korrigering av måleresultater	13
<i>Til kapittel 5. Krav til kjemiske analyse på laboratorium</i>	14
Til § 20. Målestørrelser og usikkerhetsgrenser	14
Til § 21. Krav til analysemetoder	14
Til § 22. Bruk av laboratorier for kjemiske analyser.....	14
<i>Til kapittel 6. Allokering</i>	15
Til § 23. Allokeringssystem	15
Til § 24. Allokeringprosedyrer	15
Til § 25. Verifisering og validering.....	15
<i>Til kapittel 7. Generelle krav til målesystem for dynamisk mengdemåling</i>	15

Til § 26. Utførelse av måleinstrumenter og målesystem	15
Til § 27. Nominelle driftsbetingelser	15
Til § 28. Instrumentell måleusikkerhet	16
Til § 29. Målerør og tilstøtende rørsystem	17
Til § 30. Føring av petroleum utenom målesystemet.....	18
Til § 31. Måling av trykk og temperatur	18
Til § 32. Beskyttelse	18
Til § 33. Tilrettelegging for drift og vedlikehold.....	18
Til § 34. Elektronikk	18
Til § 35. Datasystem.....	18
Til kapittel 8. Særlige krav til målesystem for dynamisk mengdemåling av olje.....	19
Til § 36. Oljemålesystemets bestanddeler.....	19
Til § 37. Kalibreringsmetoder for oljemålere.....	19
Til § 38. Oljemåler.....	19
Til § 39. Rørnormal	19
Til § 40. Mastermålerprover.....	20
Til § 41. Måleinstrumenter tilknyttet oljemålesystem	20
Til § 42. Prøvetakingsutstyr	20
Til § 43. Algoritmer og ligninger.....	20
Til kapittel 9. Særlige krav til målesystem for dynamisk mengdemåling av gass	20
Til § 44. Gassmålesystemets bestanddeler.....	20
Til § 45. Kalibreringsmetoder for gassmålere	20
Til § 46. Gassmåler.....	21
Til § 47. Måleinstrumenter tilknyttet gassmålesystem	21
Til § 48. Direktekoplet gasskromatograf	21
Til § 49. Prøvetakingsutstyr	21
Til § 50. Algoritmer og ligninger.....	22
Til kapittel 10. Særlige krav til målesystem for dynamisk mengdemåling av flerfase petroleum.....	22
Til § 51. Flerfasemålesystemets bestanddeler.....	22
Til § 52. Kalibreringsmetoder for flerfasemålere	22
Til § 53. Flerfasemåler.....	22
Til § 54. Separatormålesystem	22
Til § 55. Algoritmer og ligninger.....	22

Til kapittel 11. Krav til måling av LNG.....	22
Til § 56. Generelle krav til måling av LNG.....	22
Til § 57. Statisk måling av volum og masse.....	22
Til § 58. Prøvetakingsutstyr.....	23
Til § 59. Gasskromatografi.....	23
Til § 60. Densitet og brennverdi.....	23
Til § 61. Måling av energi til fortrenget gass og forbrukt gass	23
Til kapittel 12. Krav til verifisering og kalibrering før et målesystem tas i bruk.....	23
Til § 62. Forutsetninger for å ta måleinstrumenter og målesystem i bruk.....	23
Til § 63. Planer og prosedyrer for verifiseringer og kalibreringer	23
Til § 64. Kalibrering og justering av måleinstrumenter	23
Til § 65. Bruk av laboratorier til kalibrering.....	23
Til § 66. Målestandarder	24
Til § 67. Evaluering av målefeil	24
Til § 68. Strømningskalibrering av olje- og gassmålere	24
Til § 69. Kalibrering av rørnormal	24
Til § 70. Strømningskalibrering av mastermålere	25
Til § 71. Kalibrering av flerfasemålere.....	25
Til § 72. Kalibrering og verifisering av tilknyttede måleinstrumenter	25
Til § 73. Verifisering av gasskromatografer	25
Til § 74. Verifisering av prøvetakingsutstyr	25
Til § 75. Oppmåling og kontroll av fysiske konstanter	25
Til § 76. Verifikasjon av datasystem.....	25
Til § 77. Testing av sammenstilt målesystem og system for automatisk prøvetaking.....	25
Til kapittel 13. Krav til drift og vedlikehold av målesystem	25
Til § 78. Generelle krav til drift og vedlikehold	26
Til § 79. Vedlikeholdsprogram	26
Til § 80. Kalibreringsprogram	27
Til § 81. Arbeidsstandarder	27
Til § 82. Evaluering av målefeil	27
Til § 83. Drift og vedlikehold av oljemåler	28
Til § 84. Drift og vedlikehold av prøver	29
Til § 85. Drift og vedlikehold av gassmåler	29
Til § 86. Drift og vedlikehold av flerfasemålere	30

Til § 87. Drift og vedlikehold av tilknyttede måleinstrumenter	30
Til § 88. Drift og vedlikehold av direktekoblede gasskromatografer.....	30
Til § 89. Drift og vedlikehold av prøvetaker	30
Til § 90. Drift og vedlikehold av datasystem.....	30
Til kapittel 14. krav til materiale og opplysninger	31
Til § 91. Generelle krav til materiale og opplysninger	31
Til § 92. Opplysninger før BOV	31
Til § 93. Opplysninger i PUD og PAD	31
Til § 94. Søknad om samtykke til oppstart og videreføring av målesystem.....	31
Til § 95. Opplysninger om måling i årlig statusrapport.....	32
Til § 96. Usikkerhetsbudsjett for CO ₂ -avgiftsmålinger.....	32
Til § 97. Andre opplysninger.....	32
Til Kapittel 15. Alminnelige bestemmelser.....	32
Til § 98. Tilsynsmyndighet – myndighet til å fatte enkeltvedtak mv.	32
Til § 99. Dispensasjon.....	33
Til § 100. Straffebestemmelse	33
Til § 101. Ikrafttredelses- og overgangsbestemmelser.....	33
Vedlegg 1. Standarder og andre anerkjente dokumenter.....	34
Vedlegg 2. Måleteknisk ordliste	34

Innledning

Forskrift om fiskal måling i petroleumsvirksomheten (måleforskriften) er hjemlet i lov om petroleumsvirksomhet (petroleumsloven) og forskrift om petroleumsvirksomhet (petroleumsforskriften) samt lov om avgift på utslipp av CO₂ i petroleumsvirksomhet på kontinentalsokkelen (CO₂-avgiftsloven). Forskriften regulerer hvilke krav som stilles til måling av produsert mengde petroleum og mengder underlagt CO₂ avgift. Den skal sikre at nøyaktige og pålitelige målinger ligger til grunn for beregning av statens skatter og avgifter, samt rettighetshavernes inntekter fra petroleumsvirksomheten.

Denne veilederen gir utfyllende kommentarer til de enkelte bestemmelser i måleforskriften og beskrivelser av hvordan bestemmelsene i forskriften kan oppfylles. Veilederen erstatter, fra 1.5.2023, merknader til måleforskriften som tidligere var inntatt som en del av forskriften. Den er bygget opp på samme måte som tidligere merknader ved at det er gitt kommentarer til hver enkelt bestemmelse. Dokumenter anbefalt brukt for oppfyllelse av forskriftskrav er listet opp i vedlegg 1. Vedlegg 2. inneholder en måleteknisk ordliste.

Til kapittel 1. Innledende bestemmelser

Til § 1. Formål

Første ledd:

For å sikre nøyaktige målinger stilles det i denne forskrift blant annet krav til nøyaktighet til måleresultat og til måleutstyr. Med nøyaktighet til et måleresultat, menes grad av samsvar mellom en målt eller beregnet verdi og en sann verdi av målestørrelsen (jf. JCGM 200:2012). Med nøyaktighet til et måleinstrument eller et målesystem, menes en kvalitet som kjennetegner evnen til et måleinstrument eller et målesystem til å gi en verdi nær en sann verdi av målestørrelsen (jf. IEC 60050). Sann verdi av målestørrelsen er i praksis ukjent, men er forstått, med en viss sannsynlighet, å befinne seg innenfor et område definert ved måleusikkerhet. Et måleresultat er mer nøyaktig dersom måleusikkerheten er lavere. Tilsvarende er et målesystem mer nøyaktighet dersom instrumentell måleusikkerhet er lavere.

For å sikre pålitelige målinger stilles det blant annet krav til styringssystem, målemetode og måleteknisk sporbarhet. Pålitelighet vil si at målinger skal kunne etterprøves og da gi samme, eller ikke mer enn sannsynlig avvikende, resultat.

Andre ledd:

Rettighetshaver kan benytte standarder og andre anerkjente dokumenter som en måte å oppfylle forskriftens krav på.

En "Standard" er ifølge NS-EN 45020:2006, pkt. 3.2 og ISO/IEC Guide 2:2004 definert som: "Standard dokument til felles og gjentatt bruk, fremkommet ved konsensus og vedtatt av et anerkjent organ som gir regler, retningslinjer eller kjennetegn for aktiviteter eller resultatene av dem for å oppnå optimal orden i en gitt sammenheng." Nasjonal standard betyr en standard vedtatt av et nasjonalt standardiseringsorgan og internasjonal standard betyr en standard vedtatt av et internasjonalt standardiseringsorgan. Eksempel på nasjonalt standardiseringsorgan er Standard

Norge. ISO (International Organization for Standardization) er et eksempel på internasjonalt standardiseringsorgan.

Med «andre anerkjente dokumenter» menes tekniske spesifikasjoner, tekniske rapporter og retningslinjer utgitt av standardiseringsorgan og av anerkjente bransje- og interesseorganisasjoner. Eksempler på anerkjente bransjeorganisasjoner er: The International Organization of Legal Metrology (OIML), International Group of Liquefied Natural Gas (GIIGNL) og Offshore Norge. Norsk forening for Olje og Gassmåling (NFOGM) er et eksempel på en anerkjent interesseorganisasjon.

Tekniske løsninger beskrevet i relevante standarder kan vanligvis betraktes som forhåndskvalifiserte løsninger. Det er allikevel rettighetshavers ansvar og plikt å se til at løsningene som velges er formålstjenlige.

Ved bruk av andre tekniske løsninger enn de som anbefales i veilederen til en forskriftsbestemmelse, påligger det rettighetshaver å kunne dokumentere at den valgte løsningen oppfyller forskriftens krav. Dersom virksomheten medfører bruk av ny teknologi eller nye metoder som ikke er beskrevet i relevante standarder, skal det dokumenteres at gjeldende krav kan oppfylles ved bruk av den aktuelle nye teknologien eller metoden.

Det vises i vedlegg 1 til standarder og andre anerkjente dokumenter som Oljedirektoratet anser som særlig relevante for oppfyllelse av krav i denne forskrift. Listen er ikke nødvendigvis uttømmende og utelukker ikke at det finnes andre relevante dokumenter.

Til § 2. Virkeområde

Første ledd:

Kravene i forskriften gjelder ved planlegging, konstruksjon, installasjon, prøving og bruk av målesystem for

- a) måling av produserte mengder petroleum,
- b) måling av mengder petroleum som brennes og naturgass som slippes til luft, samt CO₂ som utskilles fra petroleum og slippes til luft.

Etter [petroleumsloven § 1-4](#) gjelder forskriften også for anlegg på land dersom petroleum er transportert til anlegget med rørledning fra kontinentalsokkelen og målingen av praktiske årsaker foretas på land i Norge. Oljedirektoratet vil i slike tilfeller samordne tilsynsaktiviteten med Justervesenet som vist til i samarbeidsavtale mellom de to etatene. Ved terminaler i utlandet hvor norsk petroleum ilandføres med rørledning foretar Oljedirektoratet måleteknisk tilsyn i samarbeid med relevante myndigheter i vedkommende stat, jf. [petroleumsloven § 1-4](#) første ledd andre punktum.

Andre ledd:

MID - Måleinstrumentdirektivet (Directive 2014/32/EU of the European Parliament and of the Council of 26 February 2014/EØS-tillegget til Den europeiske unions tidende Nr. 13/197) harmoniserer tekniske krav til ulike instrumentkategorier og skal sikre fri bevegelse av måleinstrumenter innenfor EU/EØS-området. Direktivet er rettet mot produsenter og leverandører av måleinstrumenter og målesystem. Måleinstrumenter og målesystem som omfattes av MID må

oppfylle direktivets tekniske krav før de gjøres tilgjengelig på markedet. Førmarkedskontrollen innebærer gjennomføring av en samsvarsvurdering ved bruk av teknisk kontrollorgan (samsvarsvurderingsorgan) og samsvarsmerking som skal vise at direktivets krav er oppfylt.

Måleinstrumentdirektivet er implementert i norsk rett gjennom forskrift om måleenheter og måling (FOR-2007-12-20-1723) og instrumentspesifikke forskrifter, herunder forskrift om krav til målesystem for kontinuerlig og dynamisk måling av andre væsker enn vann (FOR-2007-12-21-1738). Justervesenet er et godkjent teknisk kontrollorgan for å foreta samsvarsvurderinger i henhold til Måleinstrumentdirektivet.

For petroleumsvirksomheten kommer krav i MID til anvendelse på måleinstrumenter og målesystem for dynamisk leveringsmåling av olje og flytende gasser. Særlige krav og framgangsmåter for samsvarsvurdering fremgår av MID vedlegg VII Målesystemer for kontinuerlig og dynamisk måling av væskemengder unntatt vann (MI-005). MID omfatter ikke de deler av målesystemet som angår proving og prøvetaking.

Måleinstrumenter og målesystem som er godkjent etter MID vil også være i samsvar med måleforskriften.

Til § 3. Definisjoner

En måleteknisk ordliste med ord og uttrykk brukt i forskriften og i veileder er gitt i vedlegg 2 til denne veilederen. Ordlisten er i hovedsak basert på JCGM¹ 200:2012 «International vocabulary of metrology – Basic and general concepts and associated terms (VIM)», 3rd edition (VIM3) og utkast til ny utgave (VIM4 CD), og i noen grad på standarder fra ISO, IEC og API (jf. vedlegg 1). Terminologiske databaser er å finne på følgende adresser:

- Annotated VIM3: <https://jcgm.bipm.org/vim/en/index.html>
- ISO Online browsing platform: <https://www.iso.org/obp>
- IEC Electropedia: <http://www.electropedia.org>

Forkorting og symboler følger språkrådets anbefalinger. Disse er tilgjengelige på <https://www.sprakradet.no/sprakhjelp/Skriveregler/Forkortinger/>

Til § 4. Ansvarlige etter denne forskrift

Denne paragrafens første ledd innebærer en materiell plikt til å etterleve forskriftens bestemmelser og enkeltvedtak som gis i medhold av forskriften. Plikt til å gjøre dette gjennom iverksettelse av nødvendige systematiske tiltak følger av denne forskriften § 5.

Til kapittel 2. Krav til styringssystem

Dette kapitlet omhandler krav til styringssystem innenfor både petroleumslovens og CO₂ - avgiftslovens virkeområder. Det vises også til [petroleumsloven](#) § 10-6 og [petroleumsforskriften](#) § 56, § 57 og § 58.

¹ Joint Committee for Guides in Metrology, komité med medlemmer fra BIPM, IEC, IFCC, ILAC, ISO, IUPAC, IUPAP og OIML.

Til § 5. Styringsystem

Styringsystem er de aktiviteter, systemer og prosesser som tas i bruk for å planlegge, gjennomføre, evaluere og korrigere virksomheten slik at den samsvarer med krav fastsatt i eller i medholdt denne forskrift.

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan brukes for å oppfylle krav til styringsystem.

Andre ledd:

Ved vurdering av risiko for manglende oppfyllelse av krav i denne forskrift bør det tas hensyn til sannsynlighet for feil, konsekvens av feil, muligheter for å avdekke feil og muligheten for å korrigere for feil.

Femte ledd:

Ansvar og roller bør defineres i organisasjonskart, arbeidsbeskrivelser og prosedyrer.

Sjette ledd:

Spesifiseringen av hvordan kompetanseoverføring ivaretas, bør inkludere en spesifisering av hvordan erfaringsoverføring ved skifte av personell og ved overgang mellom konstruksjonsfase og driftsfase skal ivaretas.

Til § 6. Internrevisjon

Rettighetshaver har fleksibilitet til å tilpasse internrevisjonens formål, omfang og frekvens slik som anses nødvendig for oppfyllelse av forskriftskravet.

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan brukes for å oppfylle krav til internrevisjon.

Til kapittel 3. Krav til måleenheter og referansebetingelser

Til § 7. Måleenheter

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan brukes for å oppfylle krav til måleenheter.

Til § 8. Referansebetingelser

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan brukes for å oppfylle krav til referansebetingelser.

Til kapittel 4. Generelle krav til måling

Det stilles i dette kapitlet generelle krav til måleprosessen, både eksperimentelt og matematisk, og til målingenes kvalitet, herunder til måleresultater og usikkerhetsgrenser.

Til § 9. Måling

Ingen kommentar.

Til § 10. Målestørrelser og usikkerhetsgrenser

Første ledd:

«Petroleum» er alle flytende og gassformige hydrokarboner som finnes i naturlig tilstand i undergrunnen, samt andre stoffer som utvinnes i forbindelse med slike hydrokarboner (jf. petroleumsløven § 1-6a).

«Olje» er råolje og andre flytende petroleumprodukter (jf. petroleumsforskriften § 2f), herunder kondensat og NGL (inkludert LPG) (se Oljeordliste på ODs hjemmeside).

«Netto mengde (standard volum) olje» er standard volum av olje fratrukket sediment og vann. «Netto mengde (masse) olje» er vekt av olje i vakuum fratrukket sediment og vann.

Usikkerhetsgrense gjelder verdien (måltall x måleenhet) til den størrelsen som skal kvantifiseres ved måling.

Unntaket fra hovedregelen for usikkerhetsgrenser ved allokeringmålinger (første ledd andre setning), kommer først og fremst til anvendelse dersom produserte mengder fra et felt skal bestemmes ved en allokeringprosess som involverer måling av uprosessert (flerfase) petroleum eller ved målinger på utløp av separatorer (ett-trinns separasjon).

Andre ledd:

«Naturgass» er hydrokarboner i gassform og består i hovedsak av metan, etan og propan, mindre mengder av andre tyngre hydrokarboner og spor av forurensninger som blant annet CO₂ og H₂S og så videre (se Oljeordliste på ODs hjemmeside).

«Mengde (standard volum) faklet petroleum» er standard volum fakkelgass som er avbrent i fakkel og gass avbrent i pilotbrenner, eventuelt korrigert for vanddamp og inertgasser i fakkelgassen. «Fakkelgass» er gass eller damp ventilert eller avlastet i en fakkel (system for avbrenning av petroleum).

«Mengde (standard volum) naturgass sluppet til luft» er standard volum naturgass som uforbrent slippes til luft i fakkel og kaldventilert i dedikerte skorsteiner (kaldavlastingsystem), eventuelt korrigert for vanddamp og inertgasser.

Dersom usikkerhetsgrenser for faklet petroleum og naturgass sluppet til luft vanskelig kan oppfylles, kan rettighetshaver søke Oljedirektoratet om dispensasjon. Oljedirektoratet kan gi dispensasjon hvis det foreligger særlige grunner. Eksempler på særlige grunner for å gjøre økte usikkerhetsgrenser nødvendige kan være:

- a) Mengder naturgass sluppet til luft i en avgiftsperiode på seks måneder som er mindre enn 0,500 millioner standard kubikkmeter (Sm³).
- b) Mengder faklet petroleum i en avgiftsperiode med liten eller ingen driftsfakling og der inertgass (beskyttelsesgass) utgjør hovedmengden av den målte fakkelgassen.

Rettighetshaver må dokumentere at særlige grunner foreligger.

Mengder forbrent petroleum ved brønntester og brønnvedlikehold på en innretning eller en tilknyttet innretning er avgiftspliktig og skal inkluderes i en CO₂-avgiftsmåling. Oljedirektoratet har ikke funnet det hensiktsmessig å detaljregulere i denne forskriften hvordan slike mengder skal måles.

Det forutsettes at angitte usikkerhetsgrenser for mengde diesel anvendt som brensel er rimelige.

Til § 11. Metoder for å måle produsert petroleum

Ingen kommentar.

Til § 12. Metoder for å måle petroleum som brennes og gass som slippes til luft

Første ledd:

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan brukes for å oppfylle krav i første ledd, bokstav a) til indirekte måling av utslipp av naturgass.

Til § 13. Måleprinsipp

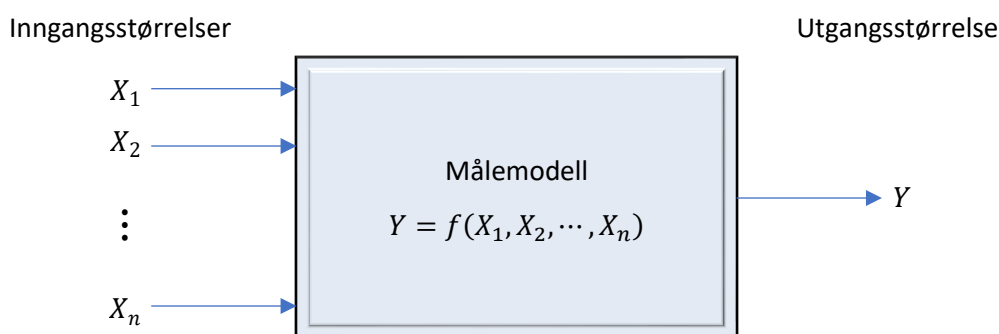
Måleprinsipp beskrevet i relevante gjeldende anerkjente nasjonale og internasjonale standarder for den aktuelle type måling kan normalt legges til grunn for oppfyllelse av kravet.

Til § 14. Målemodell

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter i serien «GUM: Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement», publisert av Joint Committee for Guides in Metrology (JCGM). Disse publikasjonene og likeverdige publikasjoner fra andre medlemmer av JCGM, herunder ISO/IEC, er internasjonalt anerkjente retningslinjer for å evaluere og uttrykke usikkerhet i måling og for utvikling og bruk av målemodeller.

En målestørrelse kan ofte modelleres som et funksjonelt forhold f mellom N inngangsstørrelser X_1, \dots, X_N og en utgangsstørrelse Y på formen

$$Y = f(X_1, \dots, X_N)$$



Målemodellen kan være koblet, slik at utgangsstørrelser i en modell kan være inngangsstørrelser i en annen. Målemodeller kan ha mer enn en utgangsstørrelse.

Korreksjoner kan anvendes på både inngangs- og utgangsstørrelser i en målemodell, de kan introduseres i modellen for å kompensere for additive systematiske effekter (absolutt) og multiplikative systematiske effekter (proporsjonal med utgangsstørrelser eller inngangsstørrelser).

Eksempler på forenklete resulterende målemodeller med utgangsstørrelser som svarer til målestørrelser i § 10 er, sammen med modeller for å beregne tilhørende måleusikkerhet, gitt i veileder til § 15. Veileder til § 28 omhandler målemodeller og tilhørende usikkerhetsmodeller for målesystem, altså systemer med utgangsstørrelser som er inngangsstørrelser i resulterende målemodell.

Til § 15. Usikkerhetsbudsjett

Dokumenter i serien «GUM: Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement», publisert av Joint Committee for Guides in Metrology (JCGM) og likeverdige publikasjoner fra andre medlemmer av JCGM, herunder ISO/IEC, er internasjonalt anerkjente retningslinjer for å evaluere og uttrykke usikkerhet i måling. Det er vist til disse publikasjonene i vedlegg 1. Det vises i vedlegg 1 også til andre relevante dokumenter og til usikkerhetsprogrammer publisert på nettsiden til Norsk Forening for Olje- og Gassmåling som kan få anvendelse ved oppfyllelse av krav til usikkerhetsbudsjett.

Aktuelle resulterende målemodeller, og tilhørende usikkerhetsmodeller for målestørrelsene i § 10 er gitt nedenfor.

Leveringsmåling av olje

En resulterende målemodell for leveringsmåling av olje kan være

$$V_{Netto} = (1 - \phi_W)V_{Brutto}$$

der V_{Netto} er netto standard volum olje, V_{Brutto} er brutto (gross) standard volum olje og ϕ_W er volumfraksjon av vann i oljen. V_{Brutto} er målt ved hjelp av strømningsmåler og ϕ_W er bestemt enten ved kjemisk analyse av oljeprøver, eller som direktemåling. Her er V_{Brutto} og ϕ_W inngangsstørrelser og V_{Netto} utgangsstørrelsen. Når det antas ingen korrelasjon mellom inngangsstørrelsene, blir usikkerhetsmodellen lik

$$u^*(V_{Netto})^2 = \left(\frac{\phi_W}{1 - \phi_W}\right)^2 u^*(\phi_W)^2 + u^*(V_{Brutto})^2$$

Den relative usikkerheten $u^*(V_{Brutto})$ kan i mange tilfeller finnes ved hjelp av usikkerhetsprogrammet «Fiscal Oil Metering Station Uncertainty» på nettsiden til Norsk Forening for Olje- og Gassmåling, som gir instrumentell usikkerhet i strømningsrate eller ved hjelp av tilsvarende dataprogram med beregningsalgoritmer som samsvarer med JCGM GUM. Hvis målesystemet har fungert og blitt brukt som tiltenkt, kan det normalt antas at relativ usikkerhet er tilnærmet lik i strømningsrate og akkumulert brutto volum. Usikkerheten $u^*(\phi_W)$ kan finnes fra laboratoriesertifikater, eventuelt i kombinasjon med usikkerheter knyttet til innhenting og håndtering av oljeprøvene, eller fra spesifikasjoner av måleinstrument for direktemåling av vannfraksjon.

Ved leveringsmåling av olje basert på indirekte måling er et eksempel at to felt (Felt A og Felt B) leverer inn i samme rørledning. Leveringsmålingen til Felt B (netto standard volum) er basert på direktemåling (målesystem). Dette gjelder også totalt netto standard volum som kommer ut av rørledningen. Mengde olje i en leveranse fra Felt A blir så målt indirekte som mengden olje som kommer ut av røret minus levert olje fra Felt B. En aktuell målemodell for denne situasjonen er

$$V_A = V_{total} - V_B$$

der V_B er akkumulert netto standard volum levert fra Felt B (målt på Felt B) og V_{total} er akkumulert netto standard volum mottatt og målt ved utgangen av rørledningen. V_A er akkumulert netto standard volum levert fra Felt A (beregnet ved hjelp av direktemålingene av V_B og V_{total}). Her er V_B

og V_{total} inngangsstørrelser og V_A utgangsstørrelsen. Når det antas ingen korrelasjon mellom inngangsstørrelsene, blir usikkerhetsmodellen for akkumulert netto standard olje levert fra felt A lik

$$u^*(V_A)^2 = \left(\frac{V_{total}}{V_A} u^*(V_{total}) \right)^2 + \left(\frac{V_B}{V_A} u^*(V_B) \right)^2$$

Usikkerhetene $u^*(V_{total})$ og $u^*(V_B)$ kan finnes ved hjelp av metodikk for leveringsmåling av olje ved hjelp av et enkelt målesystem, som er beskrevet over.

Leverings- og allokeringmåling av gass

Dersom målesystemet har fungert og blitt brukt som tiltenkt, kan det normalt antas at relativ usikkerhet er tilnærmet lik i strømningsrate og tilhørende akkumulert mengde. Denne kan i mange tilfeller finnes ved hjelp av usikkerhetsprogrammet «Fiscal Gas Metering Station Uncertainty» på nettsiden til Norsk Forening for Olje- og Gassmåling eller ved hjelp av tilsvarende dataprogram med beregningsalgoritmer som samsvarer med JCGM GUM.

Mengde naturgass anvendt som brensel til kraft- og varmereproduksjon

Dersom målesystemet har fungert og blitt brukt som tiltenkt, kan det normalt antas at relativ usikkerhet er tilnærmet lik i strømningsrate og akkumulert volum. Denne kan i mange tilfeller finnes ved hjelp av usikkerhetsprogrammet «Fiscal Gas Metering Station Uncertainty» på nettsiden til Norsk Forening for Olje- og Gassmåling eller ved hjelp av tilsvarende dataprogram med beregningsalgoritmer som samsvarer med JCGM GUM.

Mengde diesel anvendt som brensel til kraft- og varmereproduksjon

En resulterende målemodell for akkumulert standard volum diesel brukt som brensel kan være

$$V_{diesel} = V_{levert} - V_{ikke\ avbrent}$$

der V_{levert} er det volum diesel som er levert til innretningen i en avgiftsperiode. $V_{ikke\ avbrent}$ er volum av diesel brukt til andre formål enn til brensel i avgiftsperioden, herunder brønnvedlikehold. Når det antas ingen korrelasjon mellom inngangsstørrelsene, blir usikkerhetsmodellen lik

$$u^*(V_{diesel})^2 = \left(\frac{V_{levert}}{V_{diesel}} u^*(V_{levert}) \right)^2 + \left(\frac{V_{ikke\ avbrent}}{V_{diesel}} u^*(V_{ikke\ avbrent}) \right)^2$$

Mengde faklet petroleum

En resulterende målemodell for akkumulert standard volum faklet petroleum i en avgiftsperiode kan være

$$V_{faklet\ petroleum} = (V_{fakkelgass\ (tent\ fakkel)} + V_{gass\ til\ pilotbrenner}) - (V_{inertgass} + V_{vanndamp})$$

der $V_{fakkelgass\ (tent\ fakkel)}$ er akkumulert standard volum fakkelgass i perioder med tent fakkel og $V_{gass\ til\ pilotbrenner}$ er akkumulert standard volum gass ledet til pilotbrenner. $V_{inertgass}$ og

$V_{vanndamp}$ er henholdsvis akkumulert standard volum av inertgass og vanndamp i fakkelgassen. Når det antas ingen korrelasjon mellom inngangsstørrelsene, blir usikkerhetsmodellen lik

$$\begin{aligned} u^*(V_{faklet\ petroleum})^2 &= \left(\frac{V_{fakkelgass\ (tent\ fakkel)}}{V_{faklet\ petroleum}} u^*(V_{fakkelgass\ (tent\ fakkel)}) \right)^2 \\ &+ \left(\frac{V_{gass\ til\ pilotbrenner}}{V_{faklet\ petroleum}} u^*(V_{gass\ til\ pilotbrenner}) \right)^2 \\ &+ \left(\frac{V_{inertgass}}{V_{faklet\ petroleum}} u^*(V_{inertgass}) \right)^2 + \left(\frac{V_{vanndamp}}{V_{faklet\ petroleum}} u^*(V_{vanndamp}) \right)^2 \end{aligned}$$

Dersom måling av mengde fakkelgass impliserer måleresultater fra flere målere (f.eks. primærmåler og sekundærmåler) reflekteres det i modellen ved flere inngangsstørrelser.

For målesystem med direktekoplet gasskromatograf kan en alternativ måte å korrigere for vanndamp og inertgass være:

$$V_{faklet\ petroleum} = (V_{fakkelgass\ (tent\ fakkel)} + V_{gass\ til\ pilotbrenner}) \cdot f(Z_0, X_{naturgass})$$

hvor

$$f(Z_0, X_{naturgass}) = \frac{Z_{0\ naturgass}}{Z_{0\ total}} \cdot X_{naturgass}$$

der $Z_{0\ naturgass}$ er kompressibilitetsfaktor til naturgass ved referansebetingelser. $Z_{0\ total}$ og $X_{naturgass}$ er henholdsvis kompressibilitetsfaktor og andel av naturgass i gassen som strømmer gjennom målesystemet. Størrelsene som inngår i korreksjonsfaktoren f kan beregnes fra fakkelgasskomposisjonen. Når det antas at det ikke er korrelasjon mellom inngangsstørrelsene blir usikkerhetsmodellen lik

$$\begin{aligned} u^*(V_{faklet\ petroleum})^2 &= \left(\frac{V_{fakkelgass\ (tent\ fakkel)}}{V_{faklet\ petroleum}} u^*(V_{fakkelgass\ (tent\ fakkel)}) \right)^2 \\ &+ \left(\frac{V_{gass\ til\ pilotbrenner}}{V_{faklet\ petroleum}} u^*(V_{gass\ til\ pilotbrenner}) \right)^2 + (u^*(f))^2 \end{aligned}$$

Mengde naturgass sluppet til luft

En resulterende målemodell for akkumulert standard volum naturgass sluppet til luft i en avgiftsperiode kan være

$$V_{utslipp\ naturgass} = (V_{kaldvent} + V_{fakkelgass\ (slukket\ fakkel)}) - (V_{inertgass} + V_{vanndamp})$$

der $V_{kaldvent}$ er akkumulert mengde damp og gass sluppet til luft gjennom et kaldavlastingsystem og $V_{fakkelgass\ (slukket\ fakkel)}$ er akkumulert standard volum fakkelgass sluppet til luft gjennom slukket fakkel. $V_{inertgass}$ og $V_{vanndamp}$ er henholdsvis akkumulert standard volum av inertgass og

vanddamp i kaldvent og fakkeltgass. Når det antas ingen korrelasjon mellom inngangsstørrelsene, blir usikkerhetsmodellen lik

$$\begin{aligned}
 & u^*(V_{\text{utslipp naturgass}})^2 \\
 &= \left(\frac{V_{\text{kaldvent}}}{V_{\text{utslipp naturgass}}} u^*(V_{\text{kaldvent}}) \right)^2 \\
 &+ \left(\frac{V_{\text{fakkeltgass (slukket fakkelt)}}}{V_{\text{utslipp naturgass}}} u^*(V_{\text{slukket fakkelt}}) \right)^2 \\
 &+ \left(\frac{V_{\text{inertgass}}}{V_{\text{utslipp naturgass}}} u^*(V_{\text{inertgass}}) \right)^2 + \left(\frac{V_{\text{vanddamp}}}{V_{\text{utslipp naturgass}}} u^*(V_{\text{vanddamp}}) \right)^2
 \end{aligned}$$

Kilder til utslipp av naturgass angitt i gjeldende Offshore Norge sin retningslinje «044 – Anbefalte retningslinjer for utslippsrapportering» kan brukes for å spesifisere inngangsstørrelser i den resulterende målemodellen for utslipp av naturgass.

For mindre utslipp og for indirekte målte utslipp av naturgass kan det være vanskelig å bestemme måleusikkerhet. Anslag basert på god industriell praksis vil kunne oppfylle kravet i § 10 til angivelse av usikkerhetsgrense.

Mengde CO₂ utskilt fra petroleum og sluppet til luft

Dersom målesystemet har fungert og blitt brukt som tiltenkt, kan det normalt antas at relativ usikkerhet er tilnærmet lik i strømningsrate og akkumulert volum. Denne kan i mange tilfeller finnes ved hjelp av usikkerhetsprogrammet «Fiscal Gas Metering Station Uncertainty» på nettsiden til Norsk Forening for Olje- og Gassmåling eller ved hjelp av tilsvarende dataprogram med beregningsalgoritmer som samsvarer med JCGM GUM. Hvis CO₂ som skilles ut ikke er ren, må målemodellen og tilhørende usikkerhetsmodell gjenspeile hvordan man bestemmer mengde utskilt CO₂ fra de aktuelle målingene.

Eksempler på resulterende målemodeller og tilhørende usikkerhetsmodeller

I de to eksemplene under, blir det vist hvordan en målemodell og en usikkerhetsmodell blir benyttet til å sette opp et usikkerhetsbudsjett. Verdier gitt for relative usikkerheter, dekningsfaktorer og relative sensitivitetskoeffisienter er eksempler og ikke allmenngyldige.

Eksempel 1: Usikkerhet i indirekte målt mengde levert olje

Målemodell:

$$V_A = V_{\text{total}} - V_B$$

Inngangsstørrelse og utgangsstørrelse:

- Felt B leverer 40 000 Sm³ olje inn i rørledningen, dvs. $V_B = 40\,000 \text{ Sm}^3$.
- Ved utgangen av rørledningen blir det målt 100 000 Sm³ olje, dvs. $V_{\text{total}} = 100\,000 \text{ Sm}^3$.
- Det betyr at Felt A leverer $V_A = V_{\text{total}} - V_B = 60\,000 \text{ Sm}^3$.

Usikkerheter i inngangsstørrelser:

- På Felt B blir levert olje målt ved hjelp av et målesystem som oppfyller kravene til leveringsmålinger av olje og hvor relativ ekspandert usikkerhet med 95 % konfidensnivå for

netto standard volum i egne studier er beregnet til 0,30 %. Det betyr at relativ standard usikkerhet blir $u^*(V_B) = \frac{0,30\%}{2} = 0,15\%$.

- Ved utgangen av rørledningen blir oljen målt ved hjelp av et målesystem som oppfyller kravene til leveringsmålinger av olje og hvor relativ ekspandert usikkerhet med 95 % konfidensnivå for netto standard volum i egne studier er beregnet til 0,25 %. Det betyr at relativ standard usikkerhet blir $u^*(V_{total}) = \frac{0,25\%}{2} = 0,125\%$.

Usikkerhet i utgangsstrømme:

Relativ standard usikkerhet i akkumulert netto standard volum av olje levert fra felt A ($u^*(V_A)$) finnes fra usikkerhetsformelen gitt ovenfor:

$$u^*(V_A)^2 = \left(\frac{V_{total}}{V_A} u^*(V_{total}) \right)^2 + \left(\frac{V_B}{V_A} u^*(V_B) \right)^2$$

Her er alle størrelsene på høyresiden tallfestet, og en kan derfor regne ut $u^*(V_A)$:

$$u^*(V_A)^2 = \left(\frac{100000 \text{ Sm}^3}{60000 \text{ Sm}^3} \cdot 0,125\% \right)^2 + \left(\frac{40000 \text{ Sm}^3}{60000 \text{ Sm}^3} \cdot 0,15\% \right)^2 = 0,05340\%{}^2$$

$$u^*(V_A) = 0,231\%$$

Relativ ekspandert usikkerhet i akkumulert netto standard volum av olje levert fra felt A finnes da ved å multiplisere med dekningsfaktor ($k = 2$):

$$U^*(V_A) = 2u^*(V_A) = 0,46\%$$

Dette kan også sammenfattes i en tabell for eksempel på følgende måte:

	Angitt relativ usikkerhet	Dekningsfaktor	Relativ standard usikkerhet	Relativ sensitivitetsfaktor	Relativ varians
Måling ut av røret, V_{total}	0,25 %	2	0,125 %	$\frac{V_{total}}{V_A} = \frac{5}{3}$	0,04340 % ²
Måling på felt B, V_B	0,30 %	2	0,15 %	$\frac{V_B}{V_A} = \frac{2}{3}$	0,01000 % ²
Sum av relative varianser					0,05340 % ²
Relativ standard usikkerhet til V_A					0,231 %
Relativ ekspandert usikkerhet ($k = 2$) til V_A					0,46 %

Som det kommer frem av usikkerhetsbudsjettet er krav i § 10 til en usikkerhetsgrense på 0,30 % i dette tilfellet ikke oppfylt for målt mengde olje levert fra felt A.

Eksempel 2: Usikkerhet i mengde faklet petroleum

Målemodell (forenklet):

$$V_{faklet\ petroleum} = V_{fakkelgass\ (tent\ fakkel)} - V_{nitrogen} = (V_{primær} + V_{sekundær}) - V_{nitrogen}$$

Inngangsstørrelser og utgangsstørrelser:

- Primærmåleren måler $1\,300\,000\text{ Sm}^3$ gass, dvs. $V_{\text{primær}} = 1\,300\,000\text{ Sm}^3$.
- Sekundærmåleren måler $700\,000\text{ Sm}^3$ gass, dvs. $V_{\text{sekundær}} = 700\,000\text{ Sm}^3$.
- Korreksjon er målt til $500\,000\text{ Sm}^3$, dvs. $V_{\text{nitrogen}} = 500\,000\text{ Sm}^3$.
- Det betyr at faklet mengde petroleum er $V_{\text{faklet petroleum}} = V_{\text{primær}} + V_{\text{sekundær}} - V_{\text{nitrogen}} = 1\,500\,000\text{ Sm}^3$.

Usikkerheter i inngangsstørrelser:

- Primærmåleren er en ultralyd fakkalgassmåler hvor relativ ekspandert usikkerhet med 95 % konfidensnivå i en egen studie er beregnet til 5 %. Det betyr at relativ standard usikkerhet blir $u^*(V_{\text{primær}}) = \frac{5\%}{2} = 2,5\%$.
- Sekundærmåleren er en måler hvor relativ ekspandert usikkerhet med 95 % konfidensnivå i en egen studie er beregnet til 10 %. Det betyr at relativ standard usikkerhet blir $u^*(V_{\text{sekundær}}) = \frac{10\%}{2} = 5\%$.
- Korreksjonen er målt ved et eget målesystem hvor relativ ekspandert usikkerhet med 95 % konfidensnivå i en egen studie er beregnet til 1,5 %. Det betyr at relativ standard usikkerhet blir $u^*(V_{\text{nitrogen}}) = \frac{1,5\%}{2} = 0,75\%$.

Usikkerhet i utgangsstørrelse:

Relativ standard usikkerhet i akkumulert netto standard volum av faklet petroleum, $u^*(V_{\text{faklet petroleum}})$, finnes fra usikkerhetsformelen gitt ovenfor:

$$\begin{aligned}
 u^*(V_{\text{faklet petroleum}})^2 &= \left(\frac{V_{\text{primær}}}{V_{\text{faklet petroleum}}} u^*(V_{\text{primær}}) \right)^2 + \left(\frac{V_{\text{sekundær}}}{V_{\text{faklet petroleum}}} u^*(V_{\text{sekundær}}) \right)^2 \\
 &+ \left(\frac{V_{\text{nitrogen}}}{V_{\text{faklet petroleum}}} u^*(V_{\text{nitrogen}}) \right)^2
 \end{aligned}$$

Her er alle størrelsene på høyresiden tallfestet, og en kan derfor regne ut $u^*(V_{\text{faklet}})$:

$$\begin{aligned}
 u^*(V_{\text{faklet petroleum}})^2 &= \left(\frac{1300000\text{ Sm}^3}{1500000\text{ Sm}^3} \cdot 2,5\% \right)^2 + \left(\frac{700000\text{ Sm}^3}{1500000\text{ Sm}^3} \cdot 5\% \right)^2 \\
 &+ \left(\frac{500000\text{ Sm}^3}{1500000\text{ Sm}^3} \cdot 0,75\% \right)^2 = 10,201\%{}^2 \\
 u^*(V_{\text{faklet petroleum}}) &= 3,19\%
 \end{aligned}$$

Relativ ekspandert usikkerhet i akkumulert netto standard volum av faklet petroleum finnes da ved å multiplisere med dekningsfaktor ($k = 2$):

$$U^*(V_{\text{faklet petroleum}}) = 2u^*(V_{\text{faklet petroleum}}) = 6,4\%$$

Dette kan også sammenfattes i en tabell for eksempel på følgende måte:

	Angitt relativ usikkerhet	Dekningsfaktor	Relativ standard usikkerhet	Relativ sensitivitets-faktor	Relativ varians
Måling med primærmåler, $V_{primær}$	5 %	2	2,5 %	$\frac{V_{primær}}{V_{faklet\ petroleum}} \approx 0,8667$	4,6944 % ²
Måling med sekundærmåler, $V_{sekundær}$	10 %	2	5 %	$\frac{V_{sekundær}}{V_{faklet\ petroleum}} \approx 0,4667$	5,4444 % ²
Måling av fratrekk, $V_{korreksjon}$	1,5 %	2	0,75 %	$\frac{V_{nitrogen}}{V_{faklet\ petroleum}} \approx 0,3333$	0,0625 % ²
Sum av relative varianser					10,201 % ²
Relativ standard usikkerhet til $V_{faklet\ petroleum}$					3,19 %
Relativ ekspandert usikkerhet ($k = 2$) til $V_{faklet\ petroleum}$					6,4 %

Som det kommer frem av usikkerhetsbudsjettet er krav i § 10 til en usikkerhetsgrense på 7,5 % oppfylt for målt mengde faklet petroleum.

Til § 16. Måleprosedyre

En måleprosedyre bør inneholde en beskrivelse av hvordan måleresultater oppnås og rapporteres, inkludert eventuelle beregninger. Måleprosedyre bør videre inneholde angivelse av usikkerhetsgrenser og feilgrenser.

Til § 17. Måleresultat

Et «måleresultat» er det endelige resultatet av prosessen med å bestemme verdier til en målestørrelse.

Til § 18. Erstatning for manglende måledata

Hvis praktisk mulig bør usikkerhet anslås for erstatningsdata.

Til § 19. Korrigering av måleresultater

Første ledd:

Eksempler på «systematiske feil ved et måleresultat» kan være feil som ikke er korrigert for i målemodellen og som er forårsaket av faktorer som

- svikt i (feil ved) måleutstyr (utstyr som ikke oppfyller krav til ytelse),
- mangelfull etterlevelse av interne krav og rutiner (styringsystem),
- feil avleste verdier,
- feil ved beregninger,
- feil innlagte parametere i datasystem (feil parametere benyttet i beregninger).

Veiledende for når et måleresultat anses å ha en «vesentlig systematisk feil» er dersom

- den systematiske feilen utgjør mer enn 0,02 % av målt verdi og
- den økonomiske verdien av feilen er større enn kr. 20 000 og
- 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 en forsvarlig metode være å korrigere for feil den siste halvdel av det maksimale tidsrommet feilen kan ha vært til stede.

Til kapittel 5. Krav til kjemiske analyse på laboratorium

Relevante krav til måling i kapittel 4, herunder til dokumentasjon av samsvar med usikkerhetsgrenser ved usikkerhetsbudsjett og måleteknisk sporbarhet, gjelder også for resultater fra kjemiske analyser av olje- og gassprøver.

Til § 20. Målestørrelser og usikkerhetsgrenser

Usikkerhetsbudsjett for spormengde vann i oljeprøve bør baseres på usikkerhetskilder identifisert og diskutert i relevante normative dokumenter.

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav i denne paragraf.

Til § 21. Krav til analysemetoder

Første ledd:

«Andre metoder» for å analysere spormengder vann i oljeprøver inkluderer sentrifugemetode og destillasjonsmetode.

Oppfyllelse av krav til måleteknisk sporbarhet i § 17 forutsetter bruk av sertifiserte sprøyter når mengde testprøve som injiseres i analysator skal bestemmes volumetrisk, og kalibrert analysevekt når mengde testprøve skal bestemmes gravimetrisk. Sprøytene som benyttes for å bestemme injisert volum bør være av digital type. Usikkerhet til injisert volum bør ikke overstige 0,5 %. Analysevekten bør ha en oppløsning på minst 0,1 mg.

Første og andre ledd:

Prøver må håndteres og mikses på en måte som sikrer representative testprøver.

Femte ledd:

Med «referansematerialer» menes her løsninger for å verifisere Karl Fisher-analysatorens kalibrering, densitetsstandarder for å verifisere densitetsanalysator og kalibreringsgass for å verifisere gasskromatografens kalibrering. Det bør benyttes sertifiserte referansematerialer.

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan brukes for å oppfylle krav til analysemetoder.

Til § 22. Bruk av laboratorier for kjemiske analyser

Laboratorier som er akkreditert eller som kan dokumentere likeverdighet når det gjelder kompetanse og styring vil kunne oppfylle krav til laboratorier brukt for kjemisk analyse av petroleum.

Oljedirektoratet gjennomfører hvert andre år en ringtest i instrumentell kjemisk analyse av spormengder vann i oljeprøver. Ringtesten anses som et viktig tiltak for å sikre kvaliteten til slike analyser. Hver ringtest oppsummeres i en rapport. I rapporten er resultatene fra de deltakende

laboratoriene anonymisert. De enkelte laboratoriene får i tillegg til rapporten en spesifikk tilbakemelding med detaljerte resultater fra ringtesten. Ringtesten omtales som SLP (sammenlignede laboratoriums-prøving). Alle laboratorier tilknyttet petroleumsvirksomheten på norsk sokkel bør delta på ringtesten.

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav i denne paragraf.

Til kapittel 6. Allokering

Til § 23. Allokeringssystem

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til allokeringssystem.

Til § 24. Allokeringsprosedyrer

Ingen kommentar.

Til § 25. Verifisering og validering

Første validering av allokeringssystemet bør skje innen et år etter at det er tatt i bruk, slik at rettidige korrigeringer kan foretas.

Til kapittel 7. Generelle krav til målesystem for dynamisk mengdemåling

Krav i kapittel 7 gjelder dynamisk måling av mengder petroleum som strømmer i rør. Kravene må ses i sammenheng med krav til måling i kapittel 4. Kapittel 7 suppleres av kapitler med særskilte krav til målesystem for måling av olje, gass og flerfase petroleum. Kravene i kapittel 7 og i de supplerende kapitler får anvendelse ved planlegging, konstruksjon, prøving og drift og vedlikehold av målesystem.

I denne forskrift menes det med «strøm av olje», enfasestrøm av råolje, kondensat eller NGL (inkludert LPG). Med «strøm av gass» menes enfasestrøm av tørrgass, rikgass, fakkelgass, kaldventilert gass mv. Med «strøm av hydrokarboner i flerfase petroleum» menes flerfasestrøm av petroleum, inkludert strøm av våtgass.

Med «enfasestrøm av olje og gass» menes strøm av fluid med én termodynamisk fase. Med «flerfasestrøm av petroleum» menes samtidig strøm av fluider med to eller flere termodynamiske faser. Med «enfase» menes i denne forskrift et termodynamisk system med fysikalske og kjemiske egenskaper som for praktiske formål kan betraktes som homogent.

Til § 26. Utførelse av måleinstrumenter og målesystem

Ingen kommentar.

Til § 27. Nominelle driftsbetingelser

Andre ledd:

Kravet i andre ledd til dokumentasjon av nominelle driftsbetingelser inkluderer spesifisering av måletekniske karakteristikk slike som

- a) strømningsrateområder,
- b) type fluid,
- c) fluidets relevante termofysiske karakteristikk,
- d) trykkområde begrenset av fluidets minimum og maksimum trykk og
- e) temperaturområde begrenset av fluidets minimum og maksimum temperatur.

Til § 28. Instrumentell måleusikkerhet

Instrumentell måleusikkerhet oppnås normalt gjennom kalibrering av et måleinstrument eller målesystem. Informasjon som er relevant for instrumentell måleusikkerhet kan være gitt i instrumentspesifikasjoner.

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til dokumentasjon av instrumentell måleusikkerhet.

Første ledd:

Dersom instrumentell måleusikkerhet for aktuelt målesystem er innenfor verdiene i tabellen under, vil oftest krav i første ledd § 28 være oppfylt.

Type målesystem:	Avlesning	Usikkerhetsgrense
Leveringsmåling	Volum- eller massestrøm av olje	0,20 %
	Volum-, masse- eller energistrøm av gass	0,9 %
Allokeringsmåling	Volum- eller massestrøm av olje	0,3 %
	Volum- eller massestrøm av gass	1,4 %
	Volum- eller massestrøm av flerfase petroleum	5 %
CO ₂ -avgiftsmåling	Volumstrøm av naturgass til brensel	1,4 %
	Volumstrøm av gass til fakkell og kaldavlastingsystem	5 %
	Volumstrøm av ventilert CO ₂	5 %

Andre ledd:

For måling av strøm av olje og gass kan normalt usikkerhetsprogram på nettsiden til Norsk Forening for Olje- og Gassmåling, eller andre program basert på retningslinjene fra JCGM «GUM: Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement», brukes for å utarbeide og vedlikeholde et usikkerhetsbudsjett for instrumentell måleusikkerhet.

For måling av strøm av gass til fakkell (fakkellgass) ved hjelp av ultralydmåler eller annen volumstrømmåler, kan normalt en forenklet analyse benyttes der det legges til grunn usikkerhet i volumetrisk strømningsrate som spesifisert av leverandør, samt usikkerhet knyttet til trykk, temperatur og gasskompressibilitetsfaktor. I dette tilfellet kan målemodellen skrives

$$q_{v0} = \frac{PT_0Z_0}{P_0TZ} q_v$$

der q_v er volumetrisk strømningsrate ved aktuelt trykk og temperatur, P er aktuelt absolutt trykk, P_0 er standard referansetrykk (=1,01325 bara), T er aktuell absolutt temperatur (gitt i Kelvin), T_0 er standard referansetemperatur (=288,15 K, tilsvarende 15 °C), Z er gassens kompressibilitetsfaktor

ved aktuell trykk og temperatur, og aktuelt absolutt trykk, Z_0 er gassens kompressibilitetsfaktor ved standard referansetrykk og -temperatur, og q_{v0} er volumetrisk strømningsrate ved standard referansetrykk og -temperatur. Her er q_v , P , T og Z/Z_0 inngangsstørrelser og q_{v0} utgangsstørrelse.

Når det antas ingen korrelasjon mellom inngangsstørrelsene, blir usikkerhetsmodellen for standard volumetrisk strømningsrate lik

$$u^*(q_{v0})^2 = u^*(q_v)^2 + u^*(P)^2 + u^*(T)^2 + u^*(Z/Z_0)^2$$

der u^* representerer relativ standard usikkerhet. Der er en svak korrelasjon mellom trykk (P) og kompressibilitetsfaktor (Z) og mellom temperatur (T) og kompressibilitetsfaktor (Z). Denne er for fakkelmålinger imidlertid så svak at den kan se bort fra.

Usikkerheten $u^*(q_v)$ vil normalt finnes i spesifikasjonene til strømningsmåleren. Usikkerhetene $u^*(P)$ og $u^*(T)$ kan tilsvarende beregnes fra spesifikasjoner og kalibreringsresultater. $u^*(Z/Z_0)$ avhenger av hvordan dette er iverksatt i målesystemet. Denne usikkerheten vil kunne variere med trykk og temperatur, i tillegg til at den varierer med gasskomposisjonen. Det er vanligvis ikke nødvendig å se på usikkerhetene i gasskomponentene.

For måling av strøm av hydrokarboner i flerfase petroleum vil en fullstendig kvantitativ teoretisk usikkerhetsevaluering ofte ikke være mulig.

Til § 29. Målerør og tilstøtende rørsystem

Første ledd:

Oppfyllelse av kravet i a) forutsetter installasjon av parallelle målerør dersom strømningsraten er for høy for ett målerør.

Oppfyllelse av kravet i b) kan inkludere installasjon av parallelle målerør dersom nedstengning av målesystemet er upraktisk, og dersom hyppig innvendig inspeksjon og rengjøring av målerør er nødvendig. Det kreves ikke parallelle målerør i målesystem for fakkalgass, og det kan legges opp til bruk av erstatningsdata for manglende måledata i perioder med vedlikehold. I målesystem for brenselgass kan omløp installeres for å sikre tilgang til vedlikehold i drift. Det kan legges opp til bruk av erstatningsdata i perioder der omløp er i bruk for vedlikeholdsarbeid på målerør. Målerør med to målere i serie kan benyttes i stedet for omløp i målesystem for brenselgass.

Oppfyllelse av kravet i c) forutsetter at målesystem med parallelle målerør har felles grenrør oppstrøms som sikrer mest mulig uniforme forhold gjennom målesystemet. For fluider med partikler (fremmedlegemer) kan det være nødvendig med filtre oppstrøms målerør. Rørkomponenter, herunder ventiler og termobrønner, må installeres slik at de i minst mulig grad forstyrrer målinger.

Andre ledd:

Ingen kommentar.

Tredje ledd:

For målesystem som ikke har målerør i reserve, bør målerør være utstyrt slik at svikt i en del ikke skader driften av målesystemet som enhet.

Målerør med to målere i serie bør være konstruert og installert slik at risiko for at en forstyrrelse kan gi samme feil både på begge målerne er minimert.

Til § 30. Førning av petroleum utenom målesystemet

Andre ledd:

Målesystemet bør inkludere forrigling for å forhindre utilsiktet strøm av petroleum i omløp.

Til § 31. Måling av trykk og temperatur

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til 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 og LNG-måling 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.

Til § 32. Beskyttelse

Første ledd:

Transmittere som er installert på steder som er utsatt for store temperatursvingninger, bør monteres i temperaturkontrollert miljø eller kabinett.

For å oppfylle krav om beskyttelse mot forstyrrelser forårsaket av klimatiske forhold, må målerør i nødvendig grad utstyres med termisk isolasjon. For flerfasemålere kan termisk isolering være nødvendig for å redusere funksjons- og ytelsesproblemer knyttet til dannelse og avsetning av faste stoff utfelt fra fluidet.

Til § 33. Tilrettelegging for drift og vedlikehold

Femte ledd:

Ventiler med særlig betydning for prøvingresultat (fireveis-ventil og avstengningsventiler) bør ha automatisk lekkasjeovervåking.

Til § 34. Elektronikk

Med «elektronikk» menes signalprosesseringsenheter i elektroniske målere og transdusere/transmitterer som overfører måledata og annen informasjon til målesystemets datasystem.

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til elektronikk.

Til § 35. Datasystem

Med «datasystem» menes systemer for overordnet styring, kontroll, datainnsamling og beregninger (eng. DCS, SCADA, Flow Computers).

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til datasystem.

Fjerde ledd:

For å oppfylle kravet til revisjonsspor, må revisjonssporet inkludere tilstrekkelig data og informasjon til at tidsmengder og daglige mengder kan verifiseres.

Femte ledd:

Oppfyllelse av krav om sikring av data mot tap og manipulering, inkluderer sikring av data ved strømbrydd og sikring av at alle som får tilgang til datasystemet er identifiserbare og ansvarlige (autoriserte).

Til kapittel 8. Særlige krav til målesystem for dynamisk mengdemåling av olje

De særlige kravene i kapittel 8 må ses i sammenheng med krav til måling i kapittel 4 og generelle krav til målesystem i kapittel 7.

Til § 36. Oljemålesystemets bestanddeler

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til oljemålesystems bestanddeler.

Til § 37. Kalibreringsmetoder for oljemålere

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til kalibreringsmetoder for oljemålere.

Det følger av API MPMS 4.5 at en kalibreringsmetode basert på mastermålerprover gir signifikant høyere usikkerhet enn en kalibreringsmetode som inkluderer en rørnormal.

Til § 38. Oljemåler

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til oljemåler.

Kravet til største differanse mellom to målefeil eller kalibreringsfaktorer i tabell 4 gjelder før justering mot kalibreringsresultatet (eller kalibreringskurven). For en turbinmåler gjelder kravene til ytelse etter justering av gir og bruk av nominell kalibreringsfaktor.

Med type A-evaluering av måleusikkerhet menes evaluering av måleusikkerhet ved statistisk analyse av målte verdier oppnådd under repeterbarhetsforhold.

Til § 39. Rørnormal

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til rørnormal.

Det følger av API MPMS 12.2.4 at repeterbarhet kan bestemmes ved følgende ligning:

$$R\% = \left(\frac{\text{Maks. Volum} - \text{Min. Volum}}{\text{Min. Volum}} \right) \cdot 100$$

Til § 40. Mastermålerprover

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til mastermålerprover.

Andre ledd:

Kravet til største differanse mellom to målefeil eller kalibreringsfaktorer i tabell 6 gjelder før justering mot kalibreringsresultatet (eller kalibreringskurven). For en turbinmåler gjelder kravene til ytelse etter justering av gir og bruk av nominell kalibreringsfaktor.

Dersom målefeil eller kalibreringsfaktor har endret seg mer enn fastsatt grenseverdi (0,10 % eller annen grenseverdi definert av rettighetshaver) fra forrige kalibrering og det har bidratt til at krav til usikkerhetsgrense i § 10 ikke er overholdt, oppfyller ikke mastermåleren krav i § 28 til instrumentell måleusikkerhet og er i en avvikssituasjon. Det følger da av § 78 femte ledd at årsaksforhold skal klarlegges og korrigerende tiltak iverksettes. Korrigerende tiltak kan være: forkorting av kalibreringsintervall (jf. 80 tredje ledd), reparasjon, utskiftning mv.

Til § 41. Måleinstrumenter tilknyttet oljemålesystem

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til måleinstrumenter tilknyttet oljemålesystem.

Kravene i tabell 7 gjelder måleverdier avlest i målesystemets datasystem.

Til § 42. Prøvetakingsutstyr

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til prøvetakingsutstyr (utstyr for å ta prøver fra olje som strømmer i rør).

Til § 43. Algoritmer og ligninger

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til algoritmer og ligninger for bruk i oljemålesystem.

Til kapittel 9. Særlige krav til målesystem for dynamisk mengdemåling av gass

De særlige kravene i kapittel 9 må ses i sammenheng med generelle krav til måling i kapittel 4 og generelle krav til målesystem i kapittel 7.

Til § 44. Gassmålesystemets bestanddeler

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til gassmålesystemets bestanddeler.

Til § 45. Kalibreringsmetoder for gassmålere

Andre ledd:

En teoretisk prediksjonsprosedyre kan inkludere statiske tester og geometriske oppmålinger, avhengig av teknologi.

For en ultralyd fakkeltgassmåler vil en prosedyre som inkluderer måleteknisk sporbare og tilstrekkelig nøyaktige målinger av geometriske parametere, herunder:

- avstander mellom transdusere,
- gjennomsnittlig indre diameter på målerør,
- tverrsnittareal på målerør,

samt måling av tidsforsinkelser under null-strømningsforhold, oppfylle krav til en teoretisk prediksjonsprosedyre.

For en blendeplatetype differensialtrykkmåler utgjør primærelementet blendeplate, blendeplateholder, differensialtrykkavtapninger og målerør. En prosedyre som dokumenterer samsvar med krav i standard (f.eks. ISO 5167) til primærelementets konstruksjon og geometriske parametere vil oppfylle krav til en teoretisk prediksjonsprosedyre.

Til § 46. Gassmåler

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til gassmåler.

Kravene i tabell 9 gjelder før justering av kalibreringsfaktorer mot kalibreringsresultatet (eller kalibreringskurven). For en turbinmåler gjelder kravene til ytelse etter justering av gir og anvendelse av nominell kalibreringsfaktor.

Med type A-evaluering av måleusikkerhet menes evaluering av måleusikkerhet ved statistisk analyse av målte verdier oppnådd under repeterbarhetsforhold.

Til § 47. Måleinstrumenter tilknyttet gassmålesystem

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til måleinstrumenter tilknyttet gassmålesystem.

Kravene i tabell 10 gjelder verdier fra måleinstrumenter avlest i målesystemets datasystem.

Til § 48. Direktekoplet gasskromatograf

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til direktekoplet gasskromatograf.

Første ledd:

Ved verifisering og kalibrering av en direktekoplet gasskromatograf, bør akseptgrenser for den enkelte gasskomponents molar fraksjon bestemmes ved å dividere usikkerhetsgrensen til målt molar masse (jf. tabell 12) på kvadratroten av antall gasskomponenter.

Ved vurdering av samsvar med akseptgrenser for molar fraksjon og med usikkerhetsgrense til brennverdi (jf. tabell 12), bør normaliserte verdier benyttes for å redusere værtpåvirkning på analyseresultatene. Avvik for hver enkelt gasskomponents molar fraksjon bør ikke medføre mer enn 0,1 % avvik i brennverdi eller standard densitet.

Til § 49. Prøvetakingsutstyr

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til prøvetakingsutstyr (utstyr for å ta prøver fra gass som strømmer i rør).

Til § 50. Algoritmer og ligninger

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til algoritmer og ligninger for bruk i gassmålesystem.

Til kapittel 10. Særlige krav til målesystem for dynamisk mengdemåling av flerfase petroleum

De særlige kravene i kapittel 10 må ses i sammenheng med generelle krav til måling i kapittel 4 og generelle krav til målesystem i kapittel 7.

Til § 51. Flerfasemålesystemets bestanddeler

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til flerfasemålesystemets bestanddeler.

Til § 52. Kalibreringsmetoder for flerfasemålere

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til kalibreringsmetoder for flerfasemålere.

Til § 53. Flerfasemåler

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til flerfasemåler.

Til § 54. Separatormålesystem

Ingen kommentar.

Til § 55. Algoritmer og ligninger

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til algoritmer og ligninger for bruk i flerfasemålesystem.

Til kapittel 11. Krav til måling av LNG

Kravene i kapittel 11 får anvendelse på målesystem beregnet på statisk måling av mengder (volum, masse og energi) av LNG. Kravene her må ses i sammenheng med krav til måling i kapittel 4.

Til § 56. Generelle krav til måling av LNG

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av generelle krav til måling av LNG.

Til § 57. Statisk måling av volum og masse

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til statisk måling av volum og masse.

Til § 58. Prøvetakingsutstyr

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til prøvetakingsutstyr (utstyr for å ta prøver av LNG som strømmer i rør) .

Til § 59. Gasskromatografi

Ingen kommentar.

Til § 60. Densitet og brennverdi

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til beregning av densitet og brennverdi fra LNG-komposisjon.

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.

Til § 61. Måling av energi til fortrent gass og forbrukt gass

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til måling av energi til fortrent gass og forbrukt gass.

Til kapittel 12. Krav til verifisering og kalibrering før et målesystem tas i bruk

Kravene i kapittel 12 får anvendelse på alle målesystem regulert i denne forskrift. Kravene må ses i sammenheng med krav i kapittel 2, 3, 4, 7 og avhengig av type målesystem, med krav i kapittel 8, 9, 10 eller 11.

Til § 62. Forutsetninger for å ta måleinstrumenter og målesystem i bruk

Ingen kommentar.

Til § 63. Planer og prosedyrer for verifiseringer og kalibreringer

Ingen kommentar.

Til § 64. Kalibrering og justering av måleinstrumenter

Tredje ledd:

En instrumentell skjevhet som er større enn en tredjedel av største tillatte målefeil kan i mange sammenhenger være signifikant.

Til § 65. Bruk av laboratorier til kalibrering

Med et akkreditert laboratorium menes et laboratorium (stasjonært laboratorium eller feltlaboratorium) som er akkreditert i samsvar med standarden ISO/IEC 17025 for de relevante kalibreringsmetodene. Dokumentert samsvar med relevante deler av ISO/IEC 9001 kan oppfylle kravet til et ikke-akkreditert laboratorium.

Til § 66. Målestandarder

Kravet om dokumentasjon kan oppfylles ved fremleggelse av kalibreringsbevis. Med hensyn til kravet i andre setning om tilstrekkelig lav måleusikkerhet, se § 68. Kravene til en målestandard gjelder uavhengig om den håndteres av et akkreditert eller et ikke-akkreditert laboratorium.

Til § 67. Evaluering av målefeil

Det følger av f.eks. OIML R137 1&2:2012 og ISO 17089 at dersom ekspandert usikkerhet i målefeil (U) er mindre enn en tredjedel av største tillatte målefeil (MPE) er akseptkriteriet MPE . Dersom U overstiger en tredjedel av største tillatte målefeil skal akseptkriteriet være $4/3 \cdot MPE - U$. Dersom $U > MPE$ kan krav til ytelse ikke verifiseres.

Den ekspanderte usikkerheten til en målefeil kan beregnes som

$$U = \sqrt{U_A^2 + U_{CMC}^2}$$

der U_A er ekspandert tilfeldig usikkerhet til målefeilen (type A usikkerhet relatert til repeterbarhet) og U_{CMC} er ekspandert usikkerhet til kalibreringsoppsettet, inkludert usikkerhet til målestandard og eventuelle effekter av miljøforhold.

Dokumentene JCGM 106:2012 « Evaluation of measurement data – The role of measurement uncertainty in conformity assessment » og OIML G-19:2017 «The role of measurement uncertainty in conformity assessment decisions in legal metrology» er normative dokumenter som utdyper betydningen av måleusikkerhet ved samsvarsvurdering og kan komme til nytte ved utvikling av metoder for evaluering av målefeil og for etablering av akseptgrenser ved kalibrering og verifisering (se f.eks. figur 7 i JCGM 106:2012).

Til § 68. Strømningskalibrering av olje- og gassmålere

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til strømningskalibrering av olje- og gassmålere.

Første ledd:

Kravet til målepunkter på kalibreringskurven er et minimum. Flere målepunkter kan være nødvendig for samtidig oppfyllelse av krav i § 64.

Fjerde ledd:

Oppfyllelse av kravet i fjerde ledd inkluderer innsamling av diagnostiske data i løpet av kalibreringen for målere som kan frembringe slike data.

Til § 69. Kalibrering av rørnormal

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til kalibrering av rørnormal.

Andre ledd:

Proving bør testes ut med alle basisvolum.

Til § 70. Strømningskalibrering av mastermålere

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til strømningskalibrering av mastermålere.

Til § 71. Kalibrering av flerfasemålere.

Ingen kommentar.

Til § 72. Kalibrering og verifisering av tilknyttede måleinstrumenter

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til kalibrering og verifisering av tilknyttede måleinstrumenter.

Til § 73. Verifisering av gasskromatografer

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til verifisering av gasskromatografer.

Til § 74. Verifisering av prøvetakingsutstyr

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til verifisering av prøvetakingsutstyr.

Til § 75. Oppmåling og kontroll av fysiske konstanter

Ingen kommentar.

Til § 76. Verifikasjon av datasystem

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til verifisering av datasystem.

Til § 77. Testing av sammenstilt målesystem og system for automatisk prøvetaking

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til testing av sammenstilt målesystem.

Til kapittel 13. Krav til drift og vedlikehold av målesystem

Kravene i kapittel 13 får anvendelse på drift og vedlikehold av målesystem regulert ved denne forskrift. Kravene må ses i sammenheng med krav i alle foregående kapitler.

Med drift av målesystem menes oppgaver og rutiner som er nødvendige for at et målesystem skal fungere som planlagt. Drift av målesystem inkluderer betjening, tilsyn og kontroll, beredskap ved funksjonsfeil og lignende.

Med vedlikehold menes alle tiltak, tekniske og administrative, for å opprettholde et målesystem på et fastsatt kvalitetsnivå. Vedlikeholdet omfatter:

- 1) Korrektivt vedlikehold, en kategori vedlikehold som ved reparasjon, kontroll eller utskifting gjenoppretter funksjonen til et skadet eller defekt målesystem til å fungere innenfor definerte akseptkriterier.

- 2) Forebyggende vedlikehold, tiltak for å oppdage, forhindre eller redusere skader på målesystem for å opprettholde eller forlenge levetiden ved å kontrollere slitasje og feil til et akseptabelt nivå. Forebyggende vedlikehold inkluderer:
- a) Periodisk vedlikehold, en kategori forebyggende vedlikehold av et målesystem der utskifting, overvåking eller testing utføres med forhåndsbestemte intervaller; kalendertid, driftstid eller antall sykluser.
 - b) Tilstandsbasert vedlikehold, en kategori forebyggende vedlikehold av et målesystem som utnytter sensordata og diagnostikk til å bestemme målesystemets nåværende tilstand og til å bestemme type av og tidsplan for vedlikehold. (Målet med denne tilnærmingen, eller type vedlikehold, er å bruke dataene som samles inn under overvåking til å sikre at vedlikehold utføres til rett tid og før en kritisk feil oppstår.)
 - c) Prediktivt vedlikehold, en kategori forebyggende vedlikehold som utnytter sensordata, diagnostikk, aggregerte sensordata og langtidstendenser (trender) til å forutsi fremtidig slitasje og svikt på et målesystem og til å bestemme type av og tidsplan for vedlikehold. (Målet med denne tilnærmingen er å planlegge vedlikehold på et fremtidig tidspunkt når det er mer praktisk og vil ha minimal innvirkning på produksjonen.)

Oljedirektoratet forventer at rettighetshavere ved valg av vedlikeholdssystem tar hensyn til risiko for manglende oppfyllelse av krav i denne forskrift (jf. § 5 andre ledd/veileder til § 5 andre ledd).

Til § 78. Generelle krav til drift og vedlikehold

Første ledd:

For å oppfylle krav om å betjene måleinstrumenter og målesystem som planlagt, må disse opereres i samsvar med definert arbeidsområde og under angitte nominelle driftsbetingelser.

Tredje ledd:

Det er rettighetshavers ansvar å definere hva som er rimelig tidsramme for reparasjoner og utskiftninger. Tidsrammer vil vanligvis avhenge av flere faktorer, herunder utstyrets kritikalitet for målingen og type måling.

Til § 79. Vedlikeholdsprogram

Første ledd:

- Vedlikeholdsprogrammet bør inkludere delprogrammer for
- verifikasjon av måletekniske karakteristikk mellom kalibreringer,
 - kontroller av måleinstrumenters diagnostiske parametere,
 - sammenligning av måledata med data som ble samlet inn ved kalibrering,
 - inspeksjoner,
 - prøving,
 - forebyggende vedlikehold og liknende.

Andre ledd:

Diagram (skjematisk framstilling som viser forholdet mellom størrelser eller utviklingen av en størrelse) bør anvendes for å overvåke langtidstendenser til parametere som er viktige for

måleresultatet, slike som kalibreringsfaktorer til målere, respons- og retensjonsfaktorer til gasskromatografer mv.

Til § 80. Kalibreringsprogram

Flere faktorer kan være relevante å vurdere ved opprettelse og vedlikehold av kalibreringsprogram, deriblant

- usikkerhetsgrenser til relevante målestørrelser,
- risiko for at måleinstrumentet i bruk fraviker fra krav til største tillatte målefeil og instrumentell måleusikkerhet,
- risiko for økonomiske tap som følge av at måleinstrumentet ikke har fungert hensiktsmessig over lang tid,
- type instrument,
- instrumentell drift og stabilitet,
- produsentens anbefaling,
- kalibreringshistorikk,
- vedlikeholdshistorikk (forebyggende og korrektivt vedlikehold)
- frekvens og kvalitet på kontroller mellom kalibreringer,
- risiko ved transport,
- kalibreringskostnad versus økonomisk risiko ved lengre intervaller.

Måleinstrumenter bør normalt recalibreres i sin "som funnet"-tilstand slik at ethvert skifte i ytelse (instrumentell drift og stabilitet) fra forrige kalibrering kan tallfestes.

Til § 81. Arbeidsstandarder

Med hensyn til krav til arbeidsstandardens nøyaktighet, se «Til § 82».

Til § 82. Evaluering av målefeil

Med hensyn til referanser, se «Til § 67».

Dersom ekspandert usikkerhet i målefeil (U) er mindre enn en tredjedel av største tillatte målefeil (MPE) er akseptkriteriet MPE . Dersom U overstiger en tredjedel av største tillatte målefeil skal akseptkriteriet være $4/3 \cdot MPE - U$. Dersom $U > MPE$ kan krav til ytelse ikke verifiseres.

Den ekspanderte usikkerheten til en målefeil kan beregnes som

$$U = \sqrt{U_A^2 + U_{CMC}^2}$$

der U_A er ekspandert tilfeldig usikkerhet til målefeilen (type A usikkerhet relatert til repeterbarhet) og U_{CMC} er ekspandert usikkerhet til verifikasjonsoppsettet, inkludert arbeidsstandard og eventuelle effekter av miljøforhold.

OD antar at denne metodikken også kan benyttes ved dobbel instrumentering der verifikasjonen foregår ved overvåking av avviket mellom avlesning fra to måleinstrumenter. Her vil typisk måleinstrumentet som fungerer som hovedinstrument være instrumentet som skal verifiseres, og det andre instrumentet vil være referanse. U blir dermed ekspandert usikkerhet til referansen, eventuelt fratrukket usikkerhetsbidrag som er fullt korrelert mellom de to måleinstrumentene.

Eksempel 1: To termometre i serie

I tilfellet temperaturmåling med $MPE = 0,3\text{ }^{\circ}\text{C}$, er U typisk større enn $1/3$ av MPE , det vil si større enn $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$. Maksimalt akseptert avvik mellom de to målerne vil da være $4/3 \cdot MPE - U$. Som et eksempel vil det si at hvis $U = 0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ så må avviket være maksimalt $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$, og hvis $U = 0,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ så må avviket være maksimalt $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ for at verifikasjonen skal godkjennes.

Eksempel 2: To målere i serie²

I tilfellet strømningsmåling med usikkerhetsgrense (relativ ekspandert usikkerhet) for instrumentell måleusikkerhet $U_g^* = 0,20\%$, er U^* typisk større enn $1/3$ av U_g^* , det vil si større enn $0,07\%$. Maksimalt akseptert avvik mellom de to målerne vil da være $4/3 \cdot U_g^* - U^*$. Som et eksempel vil det si at hvis $U^* = 0,15\%$ så må gjennomsnittlig avvik i avlesning være maksimalt $0,12\%$, og hvis $U^* = 0,20\%$ så må gjennomsnittlig differanse (avvik) være maksimalt $0,07\%$ for at verifikasjonen skal godkjennes.

Type A (relativ ekspandert) usikkerhet, U_A^* , til gjennomsnittlig differanse i avlesning, \bar{E} , (jf. ISO 5168:2005/H.3.2) i en tidsperiode (f.eks. en time):

$$U_A^* = \frac{k}{\bar{E}} \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^n (E_j - \bar{E})^2}{n \cdot (n - 1)}}$$

der k er dekningsfaktor (her lik 2) og

$$\bar{E} = \frac{\sum_{j=1}^n E_j}{n}$$

Den kombinerte relative usikkerheten til gjennomsnittlig differanse i avlesning, \bar{E} , blir da:

$$U^* = \sqrt{U_A^{*2} + U_{CMC}^{*2}}$$

hvor U_{CMC}^* er (relativ ekspandert) instrumentell måleusikkerhet til den av målerne som tjener som referanse. Denne usikkerheten følger av usikkerhetsbudsjettet for måleren (som skal vedlikeholdes og som kan reduseres ved justering).

Til § 83. Drift og vedlikehold av oljemåler

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til drift og vedlikehold av oljemåler.

Andre ledd, bokstav b):

Akseptable og vanlig brukte grenser for reproduserbarhet er $0,15\%$ eller en tre-standardavvikgrense (se veiledning til fjerde ledd). Dersom erfaringer viser at driftsforholdene ikke utgjør tilfredsstillende reproduserbarhetsforhold over intervallet som brukes, skal intervallet reduseres.

Tredje ledd:

Et tilstandsbasert eller prediktivt vedlikeholdssystem vil kunne sikre at krav til instrumentell måleusikkerhet er oppfylt dersom systemet hensyntar

- sannsynlighet for korrosjon, erosjon og avsetninger i målerør og på sensorer (transdusere),
- mulighet for å avdekke korrosjon, erosjon og avsetninger i målerør og på sensorer (transdusere),

² Metoden skissert her for å etablere akseptgrenser og for å overvåke ytelse til to målere i serie er ikke utprøvd.

- sannsynlighet for endrede fluidegenskaper, herunder endringer i viskositet.

For målerør med to målere i serie bør akseptgrenser for avvik i avlesning samsvare med krav i § 82 Evaluering av målefeil (jf. veileder til § 82).

Fjerde ledd:

Kontrolldiagrammet bør evalueres jevnlig slik at en trend i én retning kan oppdages og aksjoneres på tidlig. Kontrolldiagrammet kan ha fast avviksgrense. En vanlig brukt grense er 0,15 %. Dersom driftsforholdene er stabile, kan statistiske metoder brukes til å evaluere reproduserbarheten til kalibreringsfaktorer. Det er for en slik metode vanlig å sammenligne ny kalibreringsfaktor med en tre-standardavvik-grense basert på tidligere bestemte kalibreringsfaktorer.

Til § 84. Drift og vedlikehold av prøver

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til drift og vedlikehold av prøver.

Fjerde ledd:

For å oppfylle krav til dokumentasjon av urimelig høye kostnader må kalibreringskostnad vurderes mot økonomisk risiko ved lengre kalibreringsintervall. Økonomisk risiko vil blant annet være bestemt av økonomisk verdi til oljen (mengde og kvalitet) som måles.

For å sannsynliggjøre at krav til basisvolumets usikkerhet vil være oppfylt ved lengre kalibreringsintervall bør dokumentasjonen inkludere vurdering av

1. kalibreringshistorikk,
2. sannsynlighet for
 - a) slitasje eller skade på fortrenningsmedium (ball eller stempelringer)
 - b) slitte eller defekte detektorbrytere,
 - c) slitasje og skader på innvendig belegg,
 - d) oppbygning av fremmedlegemer.

Dersom basisvolum til rørnormal ved kalibrering avviker mer enn $\pm 0,04$ % fra volumet ved forrige kalibrering bør feilsøking foretas for å avdekke årsaken til avviket. Kalibreringsintervallet skal etter et slikt kalibreringsresultat reduseres (jf. § 80).

Til § 85. Drift og vedlikehold av gassmåler

Andre ledd:

Et tilstandsbasert eller prediktivt vedlikeholdssystem vil kunne sikre at krav til instrumentell måleusikkerhet er oppfylt dersom systemet hensyntar

- sannsynlighet for korrosjon, erosjon og avsetninger i målerør og på sensorer (transdusere),
- mulighet for å avdekke korrosjon, erosjon og avsetninger i målerør og på sensorer (transdusere),
- sannsynlighet for endrede fluidegenskaper, herunder endringer i densitet.

For målerør med to målere i serie bør akseptgrenser for avvik i avlesning samsvare med krav i § 82 Evaluering av målefeil (jf. veileder til § 82).

Tredje ledd:

Fakkeltgassmåleres måleteknisk karakteristikk ved nullstrømning bør verifiseres. Verifikasjon av måletekniske karakteristikk ved dynamiske forhold kan erstatte eller supplere verifikasjon ved nullstrømning.

Fjerde ledd:

Målerens sensitivitet overfor målerørets innvendige tilstand og fluidets karakteristikk bør tas i betraktning ved fastsettelse av inspeksjonsintervall.

For målerør med blendeplate inkluderer innvendig inspeksjon, inspeksjon av målerørets innvendige overflate, måleblende og trykkavtapninger. Måleblender i leveringsmålesystem og CO₂-avgiftsmålesystem bør minst inspiseres årlig.

Til § 86. Drift og vedlikehold av flerfasemålere

Ingen kommentar.

Til § 87. Drift og vedlikehold av tilknyttede måleinstrumenter

Ingen kommentar.

Til § 88. Drift og vedlikehold av direktekoblede gasskromatografer

Det vises i vedlegg 1 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til drift og vedlikehold av direktekoblede gasskromatografer.

Til § 89. Drift og vedlikehold av prøvetaker

Ytelsen til en prøvetaker bør verifiseres så snart som mulig etter at det er installert og tatt i bruk.

Andre ledd:

En representativ prøve, slik som definert i denne forskrift, er et ideal. En akseptabel prøve er en prøve som med en viss sannsynlighet (her nittifem prosent konfidensnivå) kan sies å være representativ for sammensetningen i den mengde prøven er tatt fra.

Det følger av ISO 3171:1998 (se vedlegg 1) at for at en oljeprøve skal være akseptabel skal

- a) den automatiske prøvetakerens ytelsesfaktor være mellom 0.9 og 1.1,
- b) prøvetakingen være strømningsproporsjonal
- c) det ikke ha vært avbrudd i prøvetakingen som kan påvirke ytelsesfaktoren utover grensene i a).

Ytelsesfaktoren i a) er forholdet mellom det akkumulerte prøvevolumet og det beregnede prøvevolumet.

Til § 90. Drift og vedlikehold av datasystem

Tredje ledd:

Et entydig revisjonsspor forutsetter at det holdes rede på endringer i programvare. Det kan gjøres ved å loggføre versjonsnummer på programvaren og sjekksum.

Til kapittel 14. krav til materiale og opplysninger

Til § 91. Generelle krav til materiale og opplysninger

Dette kravet må ses i sammenheng med den generelle regelen i petroleumsloven § 10-4 om materiale og opplysninger og petroleumsforskriften § 55 om oppbevaringsplikt. Plikten etter petroleumslovens § 10-4 innebærer at dokumentasjon vedrørende fiskal måling som vist til i denne forskriften skal være tilgjengelig i Norge uansett hvor driftsorganisasjonen er lokalisert. Dette innebærer ikke noe forbud mot å lagre dokumentasjonen utenlands, så lenge den kan gjøres tilgjengelig for Oljedirektoratet innen rimelig tid. I noen tilfeller, f.eks. under tilsyn på målestasjoner som er lokalisert i utlandet, vil det være mest praktisk at Oljedirektoratet får tilgang til dokumentasjonen på stedet. Ved driftsorganisasjoner lokalisert utenfor Norge bør dokumentasjonen være tilgjengelig på brukssted og tilgjengelig for Oljedirektoratet etter forespørsel.

Til § 92. Opplysninger før BOV

Rettighetshaver skal før beslutning om videreføring (BOV) opplyse Oljedirektoratet om målekonsept. Med dette menes opplysninger om

- a) målestørrelser,
- b) måleusikkerhet,
- c) tekniske løsninger,
- d) drift og vedlikehold og
- e) økonomiske forhold (kost-nyttevurdering).

Med målekonsept menes plan som danner grunnlag for utforming av et målesystem.

Til § 93. Opplysninger i PUD og PAD

PUD og PAD skal i nødvendig utstrekning inneholde opplysninger om målekonsept og eventuelle avvik fra bestemmelser i denne forskrift. Med dette menes opplysninger om

- a) målestørrelser,
- b) måleusikkerhet,
- c) tekniske løsninger,
- d) drift og vedlikehold,
- e) økonomiske forhold (kost-nyttevurdering) og
- f) eventuelle avvik fra denne forskrift, herunder hvilke bestemmelser avvik knyttes til og begrunnelse for avvik.

Godkjennelse av PUD eller PAD innebærer at målekonsept sammen med eventuelle avvik fra denne forskrift 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.

Det vises ellers til «Veiledning for plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for utnyttelse av petroleum (PAD)».

Til § 94. Søknad om samtykke til oppstart og videreføring av målesystem

En søknad om samtykke etter andre ledd skal inneholde opplysninger som demonstrerer at målesystemet oppfyller krav i denne forskrift. Dette innebærer følgende innhold i søknaden

- a) spesifisering av målestørrelser 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) et usikkerhetsbudsjett,
- h) prosedyrer for kalibreringer og verifiseringer som skal utføres for å klargjøre målesystemet for bruk og
- i) prosedyrer for drift og vedlikehold.

Til § 95. Opplysninger om måling i årlig statusrapport

Det gis i veilederen: «Årlig statusrapport for felt i produksjon (engelsk)» en nærmere beskrivelse av hvilke opplysninger som skal inngå i årlig statusrapport.

Til § 96. Usikkerhetsbudsjett for CO₂-avgiftsmålinger

Det gis i § 15 og i veileder til § 15 en beskrivelse av hvordan kravet i § 96 til usikkerhetsbudsjett skal oppfylles.

Det følger av § 15 at et usikkerhetsbudsjett skal demonstrere overholdelse av usikkerhetsgrenser for verdier tilordnet målestørrelser i § 10. For CO₂-avgiftsmålinger gjelder det de akkumulerte mengdene i forskriftens tabell 2. Det er i veileder til § 15 gitt eksempler på resulterende målemodeller og assosierte usikkerhetsmodeller. Det vises til NFOGM sine håndbøker og usikkerhetsprogram for målemodeller og assosierte usikkerhetsmodeller for strømningsmålinger (inngangsstørrelser i resulterende målemodeller). I veileder til § 28 er det gitt en forenklet målemodell og usikkerhetsmodell for måling av strøm av gass til fakkell og kaldavlastingssystem. Et eksempel på et usikkerhetsbudsjett for mengde faklet petroleum er gitt i eksempel 2 i veileder til § 15.

Til § 97. Andre opplysninger

Første ledd:

Oljedirektoratet vil normalt respondere på opplysninger om feil som kan gi grunnlag for større korrigering av målte mengder olje og gass innen ti (10) virkedager.

Andre ledd:

Med «opplysninger om skipslaster» menes lastepapirer som dokumenterer mengde og kvalitet til olje og andre petroleumprodukter herunder, metan, etan og etanol levert til (lastet om bord på) skip.

Tredje ledd:

Ingen kommentar.

Til Kapittel 15. Alminnelige bestemmelser

Til § 98. Tilsynsmyndighet – myndighet til å fatte enkeltvedtak mv.

Olje- og energidepartementet er klageinstans for vedtak fattet av Oljedirektoratet i medhold av denne forskriften.

Til § 99. Dispensasjon

Søknad om dispensasjon bør normalt inneholde

- a) en oversikt over bestemmelsene som det søkes dispensasjon fra,
- b) en redegjørelse for hvilke særlige forhold som gjør dispensasjon nødvendig eller rimelig,
- c) en redegjørelse for hvordan dispensasjonssaken har vært behandlet internt i virksomheten,
- d) en beskrivelse av avviket og den planlagte varigheten av avviket,
- e) en beskrivelse av eventuelle tiltak som helt eller delvis skal kompensere for avviket og
- f) en beskrivelse av eventuelle tiltak for å korrigere avviket, dersom avviket er av midlertidig art.

Til § 100. Straffebestemmelse

Ingen kommentar.

Til § 101. Ikrafttredelses- og overgangsbestemmelser

Ingen kommentar.

Vedlegg 1. Standarder og andre anerkjente dokumenter

Standarder og andre anerkjente dokumenter er organisert i et regneark. Regnearket finnes på npd.no.

Vedlegg 2. Måleteknisk ordliste

En måleteknisk ordliste med ord og uttrykk brukt i forskriften og i veileder finnes på npd.no.