



OLJEDIREKTORATET

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

Utgitt	Revidert
1.1.2023	
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.....	1
Til § 3. Definisjoner	2
Til § 4. Ansvarlige etter denne forskrift.....	2
<i>Til kapittel 2. Krav til styringssystem</i>	2
Til § 5. Styringssystem.....	3
Til § 6. Internrevisjon	3
<i>Til kapittel 3. Krav til måleenheter og referansebetingelser</i>	3
Til § 7. Måleenheter.....	3
Til § 8. Referansebetingelser	3
<i>Til kapittel 4. Generelle krav til måling</i>	3
Til § 9. Måling	3
Til § 10. Målestørrelser og usikkerhetsgrenser	3
Til § 11. Metoder for å måle produsert petroleum	4
Til § 12. Metoder for å måle petroleum som brennes og gass som slippes til luft	4
Til § 13. Måleprinsipp	5
Til § 14. Målemodell	5
Til § 15. Usikkerhetsbudsjett	5
Til § 16. Måleprosedyre	12
Til § 17. Måleresultat	12
Til § 18. Erstatning for manglende måledata.....	12
Til § 19. Korrigering av måleresultater	12
<i>Til kapittel 5. Krav til kjemiske analyse på laboratorium</i>	12
Til § 20. Målestørrelser og usikkerhetsgrenser	13
Til § 21. Krav til analysemetoder	13
Til § 22. Bruk av laboratorier for kjemiske analyser.....	13
<i>Til kapittel 6. Allokering</i>	13
Til § 23. Allokeringsystem	13
Til § 24. Allokeringsprosedyrer	13
Til § 25. Verifisering og validering.....	13
Til § 26. Reallokering.....	14

Til kapittel 7. Generelle krav til målesystem for dynamisk mengdemåling	14
Til § 27. Utførelse av måleinstrumenter og målesystem	14
Til § 28. Nominelle driftsbetingelser	14
Til § 29. Instrumentell måleusikkerhet	14
Til § 30. Målerør og tilstøtende rørsystem	15
Til § 31. Føring av petroleum utenom målesystemet.....	16
Til § 32. Måling av trykk og temperatur	16
Til § 33. Beskyttelse	16
Til § 34. Tilrettelegging for drift og vedlikehold.....	16
Til § 35. Elektronikk	17
Til § 36. Datasystem.....	17
Til kapittel 8. Særlige krav til målesystem for dynamisk mengdemåling av olje.....	17
Til § 37. Oljemålesystemets bestanddeler.....	17
Til § 38. Kalibreringsmetoder for oljemålere.....	17
Til § 39. Oljemåler.....	17
Til § 40. Rørnormal	17
Til § 41. Mastermålerprover.....	18
Til § 42. Tilknyttede måleinstrumenter	18
Til § 43. Prøvetakingsutstyr	18
Til § 44. Algoritmer og ligninger.....	18
Til kapittel 9. Særlige krav til målesystem for dynamisk mengdemåling av gass	18
Til § 45. Gassmålesystemets bestanddeler.....	18
Til § 46. Kalibreringsmetoder for gassmålere	18
Til § 47. Gassmåler.....	19
Til § 48. Tilknyttede måleinstrumenter	19
Til § 49. Direktekoplet gasskromatograf	19
Til § 50. Prøvetakingsutstyr	19
Til § 51. Algoritmer og ligninger.....	19
Til kapittel 10. Særlige krav til målesystem for dynamisk mengdemåling av flerfase petroleum.....	19
Til § 52. Flerfasemålesystemets bestanddeler	19
Til § 53. Kalibreringsmetoder for flerfasemålere	19
Til § 54. Flerfasemåler	19
Til § 55. Separatormålesystem	19

Til § 56. Algoritmer og ligninger.....	19
Til kapittel 11. Krav til måling av LNG.....	20
Til § 57. Generelle krav til måling av LNG.....	20
Til § 58. Statisk måling av volum og masse.....	20
Til § 59. Prøvetakingsutstyr	20
Til § 60. Gasskromatografi.....	20
Til § 61. Densitet og brennverdi.....	20
Til § 62. Måling av energi til fortrent gass og forbrukt gass	20
Til kapittel 12. Krav til verifisering og kalibrering før et målesystem tas i bruk.....	20
Til § 63. Forutsetninger for å ta måleinstrumenter og målesystem i bruk.....	20
Til § 64. Planer og prosedyrer for verifiseringer og kalibreringer	20
Til § 65. Kalibrering og justering av måleinstrumenter	20
Til § 66. Bruk av laboratorier til kalibrering.....	20
Til § 67. Målestandarder	21
Til § 68. Evaluering av målefeil	21
Til § 69. Strømningskalibrering av olje- og gassmålere	21
Til § 70. Kalibrering av rørnormal	21
Til § 71. Strømningskalibrering av mastermålere	21
Til § 72. Kalibrering av flerfasemålere.....	22
Til § 73. Kalibrering og verifisering av tilknyttede måleinstrumenter	22
Til § 74. Verifisering av gasskromatografer	22
Til § 75. Verifisering av prøvetakingsutstyr	22
Til § 76. Oppmåling og kontroll av fysiske konstanter	22
Til § 77. Verifikasjon av datasystem.....	22
Til § 78. Testing av sammenstilt målesystem	22
Til kapittel 13. Krav til drift og vedlikehold av målesystem	22
Til § 79. Generelle krav til drift og vedlikehold.....	22
Til § 80. Vedlikeholdsprogram	23
Til § 81. Kalibreringsprogram	23
Til § 82. Arbeidsstandarder	23
Til § 83. Evaluering av målefeil	23
Til § 84. Drift og vedlikehold av oljemåler	25
Til § 85. Drift og vedlikehold av prover	25
Til § 86. Drift og vedlikehold av gassmålere	26

Til § 87. Drift og vedlikehold av flerfasemålere	26
Til § 88. Drift og vedlikehold av tilknyttede måleinstrumenter	26
Til § 89. Drift og vedlikehold av direktekoblede gaskromatografer.....	26
Til § 90. Drift og vedlikehold av prøvetaker	27
Til § 91. Drift og vedlikehold av datasystem.....	27
Til kapittel 14. krav til materiale og opplysninger	27
Til § 92. Generelle krav til materiale og opplysninger	27
Til § 93. Bruk av standarder og andre normative dokumenter	27
Til § 94. Opplysninger før BOV	28
Til § 95. Opplysninger i PUD og PAD	28
Til § 96. Søknad om samtykke til oppstart og videreføring av målesystem.....	28
Til § 97. Årlig statusrapport om måling og målesystem	29
Til § 98. Usikkerhetsbudsjett for CO ₂ -avgiftsmålinger.....	29
Til § 99. Andre opplysninger.....	29
Til Kapittel 15. Almennelige bestemmelser.....	29
Til § 100. Tilsynsmyndighet – myndighet til å fatte enkeltvedtak mv.	29
Til § 101. Dispensasjon.....	30
Til § 102. Straffebestemmelse	30
Til § 103. Ikrafttredelses- og overgangsbestemmelser.....	30
Vedlegg 1. Standarder og andre normative dokumenter	31
Vedlegg 2. Andre referanser	31
Vedlegg 3. Måleteknisk ordliste	31

Innledning

Forskrift om fiskal mengdemåling 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 1.1.2023, 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.

Veilederen har tre vedlegg som gir nærmere informasjon om standarder og andre normative dokumenter, andre referanser og måleteknisk ordliste.

Til kapittel 1. Innledende bestemmelser

Til § 1. Formål

Ingen kommentar.

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 3 til denne veilederen. Ordlisten er sentral for forståelse av krav i forskriften og 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. Styringssystem

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

Revisor bør være uavhengig av funksjonen som revideres. Rettighetshaver har fleksibilitet til å strukturere internrevisjonen slik som anses nødvendig for oppfyllelse av forskriftskravet.

Til kapittel 3. Krav til måleenheter og referansebetingelser

Til § 7. Måleenheter

Ingen kommentar.

Til § 8. Referansebetingelser

Ingen kommentar.

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 olje [Sm^3]» er standard volum av olje fratrukket sediment og vann. «Netto mengde olje [kg]» er vekt av olje i vakuum fratrukket sediment og vann.

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 CO_2 og H_2S og så videre (se Oljeordliste på ODs hjemmeside).

«Mengde faklet petroleum [Sm^3]» er standard volum fakkeltgass som er avbrent i fakkel og gass avbrent i pilotbrenner, eventuelt korrigert for vanddamp og inertgasser i fakkeltgassen. «Fakkeltgass» er gass eller damp ventilert eller avlastet i en fakkel (system for avbrenning av petroleum).

«Mengde naturgass sluppet til luft [Sm^3]» er standard volum naturgass som uforbrent slippes til luft i fakkel og kaldventilert i dedikerte skorsteiner (kaldavlastingssystem), 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 Sm^3 .
- b) Mengder faklet petroleum i en avgiftsperiode med liten eller ingen driftsfakling og der inertgass (beskyttelsesgass) utgjør hovedmengden av den målte fakkeltgassen.

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 CO_2 -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, bokstav a):

Metodikk og beregningsmetoder beskrevet i Norsk olje og gass sitt vedlegg «044 - Vedlegg B Håndbok VOC utslipp» til retningslinjen «044 – Anbefalte retningslinjer for utslippsrapportering» kan brukes for å oppfylle krav i denne forskrift ved indirekte måling av utslipp av naturgass.

Til § 13. Måleprinsipp

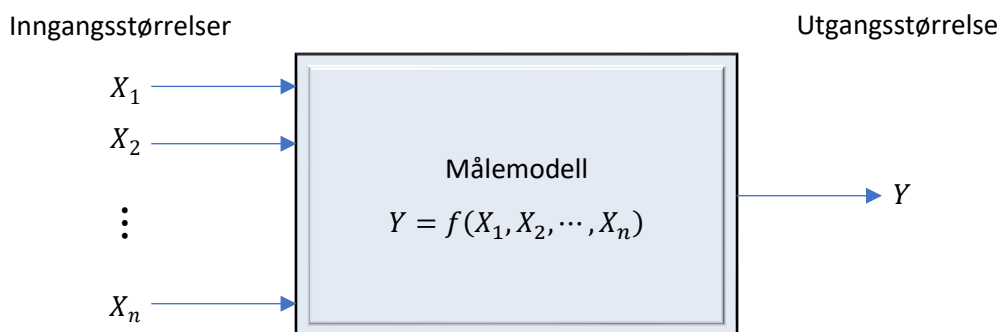
Måleprinsipp beskrevet i relevante gjeldende anerkjente nasjonale og internasjonale standarder for den aktuelle type måling kan normalt legges til grunn for oppfyllelse av kravet.

Til § 14. Målemodell

Dokumenter i serien «GUM: Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement», publisert av Joint Committee for Guides in Metrology (JCGM) eller likeverdige publikasjoner fra andre medlemmer av JCGM, herunder ISO/IEC, er internasjonalt anerkjente retningslinjer for å evaluere og uttrykke usikkerhet i måling.

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 § 29 omhandler målemodeller og tilhørende usikkerhetsmodeller for målesystem, altså systemer med utgangsstørrelser som er til 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, er internasjonalt anerkjente retningslinjer for å evaluere og uttrykke usikkerhet i måling.

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

Leveringsmåling av olje [Sm³]

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

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

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.

Leveringsmåling av gass [Sm³], [kg] og [MJ]

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 [Sm^3] anvendt som brensel til kraft- og varmeproduksjon

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 [Sm^3] anvendt som brensel til kraft- og varmeproduksjon

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

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

der V_{levert} er det volum diesel som er levert til innretningen i en avgiftsperiode, $V_{balanse}$ er endring i dieselbeholdning i løpet av avgiftsperioden. $V_{ikke\ avbrent}$ 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

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

Mengde faklet petroleum [Sm^3]

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

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

Dersom måling av mengde fakkeltgass impliserer måleresultater 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 vanddamp 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 fakkeltgasskomposisjonen. 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

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

der $V_{kaldvent}$ er akkumulert mengde damp og gass sluppet til luft gjennom et kaldavlastingsystem og $V_{fakkelgass\ (slukket\ fakkel)}$ er akkumulert standard volum fakkeltgass sluppet til luft gjennom slukket fakkel. $V_{inertgass}$ og $V_{vanddamp}$ er henholdsvis akkumulert standard volum av inertgass og vanddamp i kaldvent og fakkeltgass. Når det antas ingen korrelasjon mellom inngangsstørrelsene, blir usikkerhetsmodellen lik

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

Kilder til utslipp av naturgass angitt i gjeldende Norsk olje og gass 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 indirektemålte 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.

Eksempel 1: Usikkerhet i indirekte målt mengde levert olje

Målemodell:

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

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. $V_{total} = 100\,000\text{ Sm}^3$.
- Det betyr at Felt A leverer $V_A = V_{total} - V_B = 60\,000\text{ Sm}^3$.

Usikkerheter i inngangsstørrelser:

- På Felt B blir levert olje målt ved hjelp av et målesystem som fyller 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 fyller 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 utgangsstørrelse:

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 § 9 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 [Sm^3]

Målemodell (forenklet):

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

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

Usikkerheter i inngangsstørrelser:

- Primærmåleren er en ultralyd fakkelgassmåler hvor relativ ekspandert usikkerhet med 95 % konfidensnivå i en egen studie er beregnet til 5 %. Det betyr at relativ standard usikkerhet blir $u^*(V_{primær}) = \frac{5\%}{2} = 2,5\%$.

- 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 $u^*(V_{sekundær}) = \frac{10\%}{2} = 5\%$.
- 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 $u^*(V_{nitrogen}) = \frac{1,5\%}{2} = 0,75\%$.

Usikkerhet i utgangsstørrelse:

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

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

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

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

$$u^*(V_{faklet\ petroleum}) = 3,19\ \%$$

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

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

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

Ingen kommentar.

Til § 19. Korrigering av måleresultater

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.

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.

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.

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 deltagende 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.

Til kapittel 6. Allokering

Til § 23. Allokeringsystem

Ingen kommentar.

Til § 24. Allokeringsprosedyrer

Ingen kommentar.

Til § 25. Verifisering og validering

Ingen kommentar.

Til § 26. Reallokering

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

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 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», en-fasestrøm av råolje, kondensat eller NGL (inkludert LPG). Med «strøm av gass» menes en-fasestrøm av tørrgass, rikgass, fakkellgass, kaldventilert gass mv. Med «strøm av hydrokarboner i flerfase petroleum» menes flerfasestrøm av petroleum, inkludert strøm av våtgass.

Med «en-fasestrøm 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 «en fase» menes i denne forskrift et termodynamisk system med fysiske og kjemiske egenskaper som for praktiske formål kan betraktes som homogent.

Til § 27. Utførelse av måleinstrumenter og målesystem

Ingen kommentar.

Til § 28. Nominelle driftsbetingelser

Andre ledd:

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

- a) strømningsrateområde,
- 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 § 29. Instrumentell måleusikkerhet

Instrumentell måleusikkerhet fastsettes etter kalibrering og eventuelt justering av et måleinstrument eller målesystem.

Måling av strøm av olje og gass:

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.

Måling av strøm av gass til fakkell og kaldavlastingssystem:

For måling av strøm av gass til fakkel (fakkalgass) 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.

Måling av strøm av hydrokarboner i flerfase petroleum:

For måling av strøm av hydrokarboner i flerfase petroleum vil en fullstendig kvantitativ teoretisk usikkerhetsevaluering i samsvar med GUM normalt ikke være mulig.

Måling av molar masse og brennverdi:

For måling av molar masse og brennverdi til naturgass med en direktekoplet gasskromatograf kan usikkerhetsprogrammet «Fiscal Gas Metering Station Uncertainty» på nettsiden til Norsk Forening for Olje- og Gassmåling benyttes for å bestemme instrumentell måleusikkerhet. Usikkerheten i hver enkelt komponents molar fraksjon er beskrevet i NORSOK I-106 og inkluderer usikkerhetsbidrag fra kalibreringsgass, repeterbarhet og linearitet.

Til § 30. 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 måldata 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 § 31. Føring av petroleum utenom målesystemet

Andre ledd:

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

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.

Til § 33. 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 § 34. Tilrettelegging for drift og vedlikehold

Andre ledd:

Med «tilstandsbasert vedlikehold» i andre ledd menes vedlikehold på grunnlag av løpende registrert tilstand eller behov.

Med «automatisk tilstandsovervåking» menes kontroll av måleinstrumenters måletekniske karakteristikk uten inngrep fra en driftsoperatør. Automatisk tilstandsovervåking kan realiseres på en rekke ulike måter og ved kombinasjoner av måter, herunder ved overvåking av differanse i visning fra to eller flere måleinstrumenter som måler samme størrelse, overvåking av måleinstrumenters diagnostiske parametere og overvåking av ulike målinger på samme måleobjekt.

Femte ledd:

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

Til § 35. Elektronikk

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

Til § 36. Datasystem

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

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 strømbrytning 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 § 37. Oljemålesystemets bestanddeler

Ingen kommentar.

Til § 38. 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 § 39. Oljemåler

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 nøyaktighet etter justering av gir og anvendelse av nominell kalibreringsfaktor.

Til § 40. Rørnormal

Ingen kommentar.

Til § 41. Mastermålerprover

Kravet til største differanse mellom to målefeil eller kalibreringsfaktorer i tabell 8 gjelder før justering mot kalibreringsresultatet (eller kalibreringskurven). For en turbinmåler gjelder kravene til nøyaktighet etter justering av gir og anvendelse av nominell kalibreringsfaktor.

Til § 42. Tilknyttede måleinstrumenter

Kravene i tabell 9 gjelder måleverdier avlest i målesystemets datasystem.

Til § 43. Prøvetakingsutstyr

Ingen kommentar.

Til § 44. Algoritmer og ligninger

Ingen kommentar.

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 § 45. Gassmålesystemets bestanddeler

Ingen kommentar.

Til § 46. Kalibreringsmetoder for gassmålere

Andre ledd:

En teoretisk prediksjonsprosedyre kan inkluderte 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 § 47. Gassmåler

Kravene i tabell 11 gjelder før justering av kalibreringsfaktorer mot kalibreringsresultatet (eller kalibreringskurven). For en turbinmåler gjelder kravene til nøyaktighet etter justering av gir og anvendelse av nominell kalibreringsfaktor.

Til § 48. Tilknyttede måleinstrumenter

Kravene i tabell 12 gjelder verdier fra måleinstrumenter avlest i målesystemets datasystem.

Til § 49. Direktekoplet gaskromatograf

Ved verifisering og kalibrering av en direktekoplet gaskromatograf, bør akseptgrenser for den enkelte komponents molar fraksjon bestemmes ved å dividere usikkerhetsgrensen til målt molar masse (jf. § 29 tabell 5) på kvadratroten av antall gaskomponenter.

Ved vurdering av samsvar med akseptgrenser for molar fraksjon og med usikkerhetsgrense til brennverdi (jf. § 29 tabell 5), bør normaliserte verdier benyttes for å redusere værpåvirkning på analyseresultatene. Avvik for hver enkelt gaskomponents molar fraksjon bør ikke medføre mer enn 0,1 % avvik i brennverdi eller standard densitet.

Til § 50. Prøvetakingsutstyr

Ingen kommentar.

Til § 51. Algoritmer og ligninger

Ingen kommentar.

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 § 52. Flerfasemålesystemets bestanddeler

Ingen kommentar.

Til § 53. Kalibreringsmetoder for flerfasemålere

Ingen kommentar.

Til § 54. Flerfasemåler

Ingen kommentar.

Til § 55. Separatormålesystem

Ingen kommentar.

Til § 56. Algoritmer og ligninger

Ingen kommentar.

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 § 57. Generelle krav til måling av LNG

Ingen kommentar.

Til § 58. Statisk måling av volum og masse

Ingen kommentar.

Til § 59. Prøvetakingsutstyr

Ingen kommentar.

Til § 60. Gasskromatografi

Ingen kommentar.

Til § 61. Densitet og brennverdi

Prøve samlet inn ved lastning 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 § 62. Måling av energi til fortrent gass og forbrukt gass

Ingen kommentar.

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 i 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 § 63. Forutsetninger for å ta måleinstrumenter og målesystem i bruk

Ingen kommentar.

Til § 64. Planer og prosedyrer for verifiseringer og kalibreringer

Ingen kommentar.

Til § 65. 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 § 66. 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 § 67. 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 § 68. 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 nøyaktighet 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 § 69. 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 § 65.

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 § 70. Kalibrering av rørnørmålere

Andre ledd:

Proving bør testes ut med alle basisvolum.

Til § 71. Strømningskalibrering av mastermålere

Ingen kommentar.

Til § 72. Kalibrering av flerfasemålere.

Ingen kommentar.

Til § 73. Kalibrering og verifisering av tilknyttede måleinstrumenter

Ingen kommentar.

Til § 74. Verifisering av gasskromatografer

Ingen kommentar.

Til § 75. Verifisering av prøvetakingsutstyr

Ingen kommentar.

Til § 76. Oppmåling og kontroll av fysiske konstanter

Ingen kommentar.

Til § 77. Verifikasjon av datasystem

Ingen kommentar.

Til § 78. Testing av sammenstilt målesystem

Ingen kommentar.

Til kapittel 13. Krav til drift og vedlikehold av målesystem

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

Med drift menes oppgaver og rutiner som er nødvendige for at et målesystem skal fungere som planlagt. Drift inkluderer betjening av måleutstyr og tekniske installasjoner, 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. Begrepet omfatter tilstandsbasert vedlikehold, løpende vedlikehold, periodisk vedlikehold (FV) og reparasjoner (KV).

Til § 79. 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 avhengige av flere faktorer, herunder utstyrets kritikalitet for målingen og type måling.

Til § 80. Vedlikeholdsprogram

Første ledd:

Vedlikeholdsprogrammet bør inkludere delprogrammer for

- verifikasjon av måletekniske karakteristikker mellom kalibreringer,
- kontroller av måleinstrumenters diagnostiske parametere,
- sammenligning av måldata 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 § 81. Kalibreringsprogram

Flere faktorer kan være relevante å vurdere ved fastsettelse av tidsfrister og intervaller for kalibrering, 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 § 82. Arbeidsstandarder

Med hensyn til krav til arbeidsstandardens nøyaktighet, se «Til § 83».

Til § 83. Evaluering av målefeil

Med hensyn til referanser, se «Til § 68».

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 nøyaktighet 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 arbeidsstandarder 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).

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

Til § 84. 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:

For å oppfylle krav til dokumentasjon av urimelig høye kostnader må kalibreringskostnad vurderes mot økonomisk risiko ved lengre kalibreringsintervall.

For å sannsynliggjøre oppfyllelse av krav til instrumentell måleusikkerhet ved lengre kalibreringsintervall bør dokumentasjonen inkludere vurdering av

- kalibreringshistorikk,
- 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 viskositet,
- frekvens og kvalitet på verifikasjoner og kontroller mellom kalibreringer.

For målerør med to målere i serie, kan verifikasjon/kontroll av avvik i avleste verdier mot fastsatte avviksgrenser erstatte kalibreringshistorikk som grunnlag for å sannsynliggjøre opprettholdelse av instrumentell måleusikkerhet. For å kunne sannsynliggjøre at krav til instrumentell måleusikkerhet vil være oppfylt må akseptgrenser for avvik i avlesning samsvare med krav i § 83 Evaluering av målefeil (jf. veileder til § 83).

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 § 85. 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. § 81).

Til § 86. Drift og vedlikehold av gassmåler

Andre ledd:

For å oppfylle krav til dokumentasjon av urimelig høye kostnader må kalibreringskostnad vurderes mot økonomisk risiko ved lengre kalibreringsintervall.

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

- kalibreringshistorikk,
- 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,
- frekvens og kvalitet på verifikasjoner og kontroller mellom kalibreringer.

For målerør med to målere i serie, kan verifikasjon/kontroll av differanse (avvik) i avleste verdier mot fastsatte avviksgrenser erstatte kalibreringshistorikk som grunnlag for å sannsynliggjøre opprettholdelse av instrumentell måleusikkerhet. For å kunne sannsynliggjøre at krav til instrumentell måleusikkerhet vil være oppfylt må akseptgrenser for differanse (avvik) i avlesning samsvare med krav i § 83 Evaluering av målefeil (jf. veileder til § 83).

Tredje ledd:

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

Inspeksjon av differensialtrykkmålere inkluderer inspeksjon av instrumentrør og strømningssensor (sensor for måling av fluidstrøm).

Til § 87. Drift og vedlikehold av flerfasemålere

Ingen kommentar.

Til § 88. Drift og vedlikehold av tilknyttede måleinstrumenter

Ingen kommentar.

Til § 89. Drift og vedlikehold av direktekoblede gasskromatografer

Ingen kommentar.

Til § 90. Drift og vedlikehold av prøvetaker

Andre ledd:

Det følger av ISO 3171:1998 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 § 91. 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 § 92. 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 § 93. Bruk av standarder og andre normative dokumenter

Med «standard» menes tekniske spesifikasjoner, adoptert av et anerkjent standardiseringsorgan. 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 normative dokumenter» menes normative dokumenter som det refereres til i en standard på en slik måte at de er uunnværlige for anvendelsen av standarden.

Tekniske løsninger beskrevet i relevante anerkjente nasjonale og internasjonale standarder er utprøvde tekniske løsninger og representere vanligvis beste praksis på området. Det er allikevel rettighetshavers ansvar og plikt å se til at valgte tekniske løsninger er formålstjenlige, uavhengig av om valgte løsninger er basert på nasjonale og internasjonale standarder eller ikke.

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 anerkjente nasjonale eller internasjonale standarder, skal det dokumenteres at gjeldende krav kan oppfylles ved bruk av den aktuelle nye teknologien eller metodene.

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

Det vises i vedlegg 2 til andre veiledningsdokumenter, herunder bransjeveiledere, artikler, måletekniske håndbøker og computerprogram for usikkerhetsberegninger, som kan være relevante for oppfyllelse av krav i denne forskrift.

Til § 94. Opplysninger før BOV

Med opplysninger om planer for måling og målesystem menes opplysninger om

- a) målestørrelser og usikkerhetsgrenser,
- b) målemetoder, måleprinsipp og målesystem,
- c) kost-nyttevurdering og
- d) drifts- og vedlikeholdsmetodikk.

Med opplysninger om planer for allokering menes opplysninger om

- a) allokerte størrelser og usikkerhetsgrenser,
- b) allokeringemetode,
- c) målinger og måleutstyr som inngår i allokeringen og
- d) kost-nyttevurdering.

Til § 95. Opplysninger i PUD og PAD

Med opplysninger om måling, målesystem menes opplysninger om

- a) målestørrelser og usikkerhetsgrenser,
- b) målemetoder, måleprinsipp og målesystem,
- c) kost-nyttevurdering av foreslått målesystem og
- d) drifts- og vedlikeholdsmetodikk.

Med opplysninger om allokering menes opplysninger om

- a) allokerte størrelser og usikkerhetsgrenser,
- b) allokeringemetode,
- c) målinger og måleutstyr som inngår i allokeringen og
- d) kost-nyttevurdering.

Det gis i PUD-veileder: «Veiledning for plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for utnyttelse av petroleum (PAD)» en nærmere beskrivelse av hvilke opplysninger som skal inngå PUD/PAD.

Til § 96. Søknad om samtykke til oppstart og videreføring av målesystem

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.

Til § 97. Årlig statusrapport om måling og målesystem

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

Til § 98. Usikkerhetsbudsjett for CO₂-avgiftsmålinger

Det gis i § 15 og i veileder til § 15 en beskrivelse av hvordan kravet i § 98 til usikkerhetsbudsjett skal oppfylles.

Til § 99. Andre opplysninger

Første ledd:

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

Bokstav e): Lasterstatningsprosedyrer bør utformes slik at når olje selges i tankskipslaster fra lastebøye til havs, bør korreksjonsgrense være den internasjonalt aksepterte for oljehandel, 0,5 %. Korreksjon bør bare kunne utføres dersom både skipstall i lossehavn og terminaltall avviker fra målestasjonstall med 0,5 % eller mer. Videre bør det påvises feil ved det offisielle måleutstyret, før korreksjoner kan utføres. 0,3 % har ofte blitt benyttet for skipslaster fra petroleumsvirksomheten på den norske del av kontinentalsokkelen.

Andre ledd:

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

Tredje ledd:

Ingen kommentar.

Til Kapittel 15. Alminnelige bestemmelser

Til § 100. Tilsynsmyndighet – myndighet til å fatte enkeltvedtak mv.

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

Til § 101. Dispensasjon

Søknad om dispensasjon skal begrunnes. Søknaden 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 § 102. Straffebestemmelse

Ingen kommentar.

Til § 103. Ikrafttredelses- og overgangsbestemmelser

Ingen kommentar.

Vedlegg 1. Standarder og andre normative dokumenter

Standarder og andre normative dokumenter er organisert i et regneark. Regnearket er å finne på følgende adresse (*.npd.no):

[Vedlegg 1. Normative dokumenter](#)

Vedlegg 2. Andre referanser

Andre veiledningsdokumenter er organisert i et regneark. Regnearket er å finne på følgende adresse (*.npd.no):

[Vedlegg 2. Andre veiledningsdokumenter](#)

Vedlegg 3. Måleteknisk ordliste

En måleteknisk ordliste med ord og uttrykk brukt i forskriften og i veileder er å finne på følgende adresse (*.npd.no)

[Vedlegg 3. Måleteknisk ordliste](#)