



SOKKELDIREKTORATET

**Veileder til forskrift om fiskal måling i
petroleumsvirksomheten (Måleforskriften)**

Utgitt: 1.5.2023

Revidert: 30.4.2025

Kontaktinformasjon:

E-post: postboks@sodir.no

Telefon: 51 87 60 00

Adresse: Postboks 600, 4003 Stavanger

Besøksadresse: Professor Olav Hanssens vei 10, 4003 Stavanger

<i>Innledning</i>	<i>1</i>
<i>Til kapittel 1. Innledende bestemmelser</i>	<i>1</i>
Til § 1. Formål.....	1
Til § 2. Virkeområde.....	2
Til § 3. Definisjoner.....	3
Til § 4. Ansvarlige etter denne forskriften.....	3
<i>Til kapittel 2. Krav til styringssystem</i>	<i>3</i>
Til § 5. Styringssystem.....	4
Til § 6. Internrevisjoner.....	4
<i>Til kapittel 3. Krav til måleenheter og referansebetingelser</i>	<i>4</i>
Til § 7. Måleenheter.....	4
Til § 8. Referansebetingelser	4
<i>Til kapittel 4. Generelle krav til måling</i>	<i>5</i>
Til § 9. Måling.....	5
Til § 10. Målestørrelser og usikkerhetsgrenser.....	5
Til § 11. Metoder for å måle produsert petroleum	7
Til § 12. Metoder for å måle petroleum som brennes og gass som slippes til luft	7
Til § 13. Måleprinsipper	7
Til § 14. Målemodell	7
Til § 15. Usikkerhetsbudsjetter.....	8
Til § 16. Måleprosedyrer	15
Til § 17. Måleresultater.....	15
Til § 18. Erstatning for manglende måledata.....	15
Til § 19. Korrigering av måleresultater	15
<i>Til kapittel 5. Krav til kjemiske analyser på laboratorier</i>	<i>15</i>
Til § 20. Målestørrelser og usikkerhetsgrenser.....	15
Til § 21. Krav til analysemetoder	15
Til § 22. Krav til laboratorier.....	16
<i>Til kapittel 6. Krav til allokering</i>	<i>16</i>
Til § 23. Allokeringssystemer.....	16
Til § 24. Allokeringsprosedyrer	17
Til § 25. Verifisering og validering.....	17
<i>Til kapittel 7. Generelle krav til målesystem for dynamisk måling</i>	<i>17</i>

Til § 26. Utførelse av måleinstrumenter og målesystemer	17
Til § 27. Nominelle driftsbetingelser	17
Til § 28. Instrumentelle måleusikkerheter	17
Til § 29. Målerør og tilstøtende rørsystem	19
Til § 30. Føring av petroleum utenom målesystemet.....	19
Til § 31. Målinger av trykk og temperatur	19
Til § 32. Beskyttelse	20
Til § 33. Overvåking og kontroll	20
Til § 34. Elektronikk	20
Til § 35. Datasystem.....	20
<i>Til kapittel 8. Særlige krav til målesystemer for dynamisk måling av olje</i>	<i>21</i>
Til § 36. Oljemålesystemets bestanddeler.....	21
Til § 37. Kalibreringsmetoder for oljemålere	21
Til § 38. Oljemåler.....	21
Til § 39. Rørnormal	21
Til § 40. Mastermålerprover	21
Til § 41. Måleinstrumenter tilknyttet oljemålesystemer	22
Til § 42. Prøvetakingsutstyr	22
Til § 43. Algoritmer og ligninger.....	22
<i>Til kapittel 9. Særlige krav til målesystemer for dynamisk måling av gass.....</i>	<i>22</i>
Til § 44. Gassmålesystemets bestanddeler.....	22
Til § 45. Kalibreringsmetoder for gassmålere	22
Til § 46. Gassmåler.....	22
Til § 47. Måleinstrumenter tilknyttet gassmålesystemer	23
Til § 48. Direktekoplet gasskromatograf	23
Til § 49. Prøvetakingsutstyr	23
Til § 50. Algoritmer og ligninger.....	23
<i>Til kapittel 10. Særlige krav til målesystemer for dynamisk måling av flerfase petroleum</i>	<i>23</i>
Til § 51. Flerfasemålesystemets bestanddeler.....	23
Til § 52. Kalibreringsmetoder for flerfasemålere	23
Til § 53. Flerfasemåler.....	23
Til § 54. Separatormålesystem	24
Til § 55. Algoritmer og ligninger.....	24
<i>Til kapittel 11. Særlige krav til målesystemer og måling av LNG.....</i>	<i>24</i>

Til § 56. Generelle krav til måling av LNG	24
Til § 57. Statisk måling av volum og masse.....	24
Til § 58. Prøvetakingsutstyr	24
Til § 59. Gasskromatografi.....	24
Til § 60. Densitet og brennverdi.....	24
Til § 61. Måling av energi til fortrenget gass og forbrukt gass	24
Til kapittel 12. Krav til verifisering og kalibrering før et målesystem tas i bruk.....	24
Til § 62. Forutsetninger for å ta måleinstrumenter og målesystemer i bruk	25
Til § 63. Planer og prosedyrer for verifiseringer og kalibreringer	25
Til § 64. Kalibrering og justering av måleinstrumenter	25
Til § 65. Bruk av laboratorier til kalibrering.....	25
Til § 66. Målestandarder	25
Til § 67. Strømningskalibrering av oljemåler	25
Til § 68. Kalibrering av rørnormal	25
Til § 69. Strømningskalibrering av mastermåler	26
Til § 70. Strømningskalibrering av gassmåler	26
Til § 71. Strømningskalibrering av flerfasemålere	26
Til § 72. Kalibrering og verifisering av tilknyttede måleinstrumenter	26
Til § 73. Verifisering av gasskromatografer	26
Til § 74. Verifisering av prøvetakingsutstyr	26
Til § 75. Måling og kontroll av fysiske konstanter.....	26
Til § 76. Verifikasjon av datasystem.....	27
Til § 77. Testing av sammenstilt målesystem og system for automatisk prøvetaking.....	27
Til kapittel 13. Krav til drift og vedlikehold av målesystemer	27
Til § 78. Generelle krav til drift og vedlikehold	28
Til § 79. Vedlikeholdsprogram	28
Til § 80. Kalibreringsprogram	28
Til § 81. Arbeidsstandarder	29
Til § 82. Evaluering av måledata ved verifisering.....	29
Til § 83. Drift og vedlikehold av oljemåler	29
Til § 84. Drift og vedlikehold av prover	29
Til § 85. Drift og vedlikehold av gassmåler	30
Til § 86. Drift og vedlikehold av flerfasemåler	30
Til § 87. Drift og vedlikehold av tilknyttede måleinstrumenter	30

Til § 88. Drift og vedlikehold av direktekoblet gasskromatograf	31
Til § 89. Drift og vedlikehold av prøvetaker	31
Til § 90. Drift og vedlikehold av datasystem.....	31
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 om måling i PUD og PAD	32
Til § 94. Søknad om samtykke til oppstart og videreføring av målesystem.....	32
Til § 95. Rapportering av målte mengder	32
Til § 96. Årlige rapporter for terminaler på land.....	32
Til § 97. Opplysninger om måling i årlig statusrapport for felt i produksjon	33
Til § 98. Usikkerhetsbudsjetter for CO ₂ -avgiftsmålinger	33
Til § 99. Andre opplysninger.....	33
Til Kapittel 15. Alminnelige bestemmelser.....	34
Til § 100. Tilsynsmyndighet – myndighet til å fatte enkeltvedtak mv.	34
Til § 101. Dispensasjon.....	34
Til § 102. Straffebestemmelse	34
Til § 103 Ikraftttredelses- og overgangsbestemmelser.....	34
Vedlegg 1. Måleteknisk ordliste	35
Vedlegg 2. Standarder og andre anerkjente dokumenter.....	35
Vedlegg 3. Evaluering av måledata ved måling av fluidstrøm.....	35
Vedlegg 4. Usikkerhetsbudsjett for CO₂-avgiftsmålinger.....	35

Innledning

Forskrift om fiskal måling i petroleumsvirksomheten (måleforskriften) er hjemlet i lov om petroleumsvirksomhet (petroleumsloven), forskrift om petroleumsvirksomhet (petroleumsforskriften) og lov om avgift på utslipp av CO₂ i petroleumsvirksomhet på kontinentalsokkelen (CO₂-avgiftsloven). Forskriften regulerer kravene til fiskal måling (måling med formål å fremskaffe et grunnlag for beregning av statens inntekter, inklusive skatter og avgifter) av mengder produsert 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 bestemmelsene i måleforskriften og beskriver hvordan bestemmelsene kan oppfylles. Veilederen inneholder fire vedlegg som gir ytterligere veiledning. Vedlegg 1 inneholder en måleteknisk ordliste. Dokumenter som er anbefalt for å oppfylle forskriftskravene er listet opp i vedlegg 2. Vedlegg 3 omhandler evaluering av måledata ved måling av fluidstrøm. Vedlegg 4 omhandler usikkerhetsbudsjett for CO₂-avgiftsmålinger.

Til kapittel 1. Innledende bestemmelser

Til § 1. Formål

Første ledd:

For å sikre nøyaktige målinger stilles det i denne forskriften blant annet krav til nøyaktighet ved måleresultater og målesystemer. Med nøyaktighet ved et måleresultat menes graden av samsvar mellom en målt eller beregnet verdi og en sann verdi av målestørrelsen (jf. JCGM 200:2012). Med nøyaktighet ved måleinstrumenter og målesystemer menes deres evne til å gi en verdi nær en sann verdi av målestørrelsen (jf. IEC 60050). Sann verdi av målestørrelsen er i praksis ukjent, men forstås, 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 måleinstrument og målesystem mer nøyaktig dersom den instrumentelle måleusikkerheten er lavere.

For å sikre pålitelige målinger stilles det blant annet krav til styringssystem, målemetode, kalibrering og måleteknisk sporbarhet. Pålitelighet innebærer 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 for å oppfylle forskriftens krav.

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. Standard Norge er et eksempel på et nasjonalt

standardiseringsorgan. ISO (International Organization for Standardization) og The International Organization of Legal Metrology (OIML) er eksempler på internasjonale standardiseringsorganer.

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

Tekniske løsninger beskrevet i relevante standarder kan vanligvis betraktes som forhåndskvalifiserte løsninger. Det er likevel rettighetshavers ansvar og plikt å sikre at de valgte løsningene er formålstjenlige.

Ved bruk av andre tekniske løsninger enn de som anbefales i veilederen til en forskriftsbestemmelse, må rettighetshaver kunne dokumentere at den valgte løsningen oppfyller forskriftens krav.

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som Sökkeldirektoratet anser som særlig relevante for oppfyllelse av kravene i denne forskriften. Listen er ikke nødvendigvis uttømmende og utelukker ikke at det finnes andre relevante dokumenter.

Til § 2. Virkeområde

Første ledd:

Virkeområdet til forskriften tilsvarer virkeområdet til petroleumsloven. Dette er definert i § 1-4 som: «petroleumsvirksomhet knyttet til undersjøiske petroleumsforekomster underlagt norsk jurisdiksjon», samt «utnyttelse av utvunnet petroleum som foregår på norsk landterritorium eller sjøgrunn underlagt privat eiendomsrett kun når slik utnyttelse er nødvendig for eller utgjør en integrert del av utvinning eller transport av petroleum». Virkeområdet er utbrodert i Ot.prp. nr. 46 (2002-2003) kap. 2.1.3. På denne bakgrunn legges det til grunn at forskriften vil gjelde for anlegg på land dersom petroleum er transportert til terminalen med rørledning fra kontinentalsykkelen, og målingen av praktiske årsaker foretas på land i Norge. Sökkeldirektoratet vil i slike tilfeller samordne tilsynsaktiviteten med Justervesenet, som angitt i samarbeidsavtalen mellom de to etatene. Ved terminaler i utlandet hvor norsk petroleum ilandføres med rørledning, foretar Sökkeldirektoratet måleteknisk tilsyn i samarbeid med relevante myndigheter i vedkommende stat. Dette er i tråd med petroleumsloven § 1-4 første ledd andre punktum.

Kravene i forskriften gjelder ved planlegging, konstruksjon, installasjon, testing og bruk av målesystemer for

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

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 målesystemer. Måleinstrumenter og målesystemer 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 samsvarsmarkering 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, inklusive 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 gjelder kravene i MID for måleinstrumenter og målesystemer 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 målesystemer 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 veilederen er gitt i vedlegg 1 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 i noen grad på standarder fra ISO, IEC og API (jf. vedlegg 2). Terminologiske databaser er å finne på følgende adresser:

- Annotated VIM3: <https://jcgm.bipm.org/vim/en/index.html>
- ISO Online browsing platform: <https://dgn.isolutions.iso.org/obp/ui/en/>
- 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 forskriften

Første ledd i bestemmelsen innebærer en materiell plikt til å oppfylle forskriftens bestemmelser og enkeltvedtak som gis i medhold av forskriften. Plikten til å gjøre dette gjennom iverksettelse av nødvendige systematiske tiltak følger av § 5.

Til kapittel 2. Krav til styringssystem

Dette kapitlet omhandler krav til styringssystemer innenfor både petroleumslovens og CO₂ - avgiftslovens virkeområder. Det vises også til 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

Styringssystem er de aktiviteter, systemer og prosesser som brukes til å planlegge, gjennomføre, evaluere og korrigere virksomheten, slik at den oppfyller kravene fastsatt i eller i medhold av denne forskriften.

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av kravene til styringssystem.

Andre ledd:

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

Fjerde ledd:

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

Femte ledd:

Kravet om å definere funksjoner med ansvar for oppfølging av målinger og målesystemer kan oppfylles ved at det oppnevnes en ansvarshavende for målinger og målesystemer.

Sjette ledd:

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

Til § 6. Internrevisjoner

Rettighetshaver kan tilpasse internrevisjonens formål, omfang og frekvens etter behov for å sikre samsvar med forskriftskravene.

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av kravene til internrevisjoner.

Til kapittel 3. Krav til måleenheter og referansebetingelser

Til § 7. Måleenheter

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av kravene til måleenheter.

Til § 8. Referansebetingelser

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til referansebetingelser.

Til kapittel 4. Generelle krav til måling

Det stilles i dette kapittelet generelle krav til måleprosessen, både eksperimentelt og matematisk, samt til målingenes kvalitet, inklusive 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. petroleumssloven § 1-6 bokstav a).

«Olje» er i henhold til petroleumsforskriften § 2 bokstav f) petroleum som er flytende ved avskipningspunktet. I praksis betyr dette råolje og andre flytende petroleumprodukter (jf. Ordliste, <https://www.sodir.no/om-oss/bruk-av-innhold/ordliste/>).

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

Usikkerhetsgrensen gjelder verdien (måltall x måleenhet) for den størrelsen som skal måles.

For allokeringmåling kan rettighetshaver definere andre usikkerhetsgrenser for målestørrelser enn de som er angitt i tabell 1, dersom det kan dokumenteres at oppfyllelse av disse usikkerhetsgrensene ikke er teknisk mulig eller vil føre til urimelig høye kostnader. Dette unntaket gjelder i hovedsak dersom produserte mengder fra et felt skal bestemmes ved en allokeringssprosess som inkluderer målinger av uprosessert (flerfase) petroleum eller ved målinger på utløp av separatorene (ett-trinns separasjon).

Andre ledd:

«Naturgass» er hydrokarboner i gassform og består i hovedsak av metan, noe etan og propan, mindre mengder av andre tyngre hydrokarboner og spor av forurensninger som CO₂ og H₂S og så videre (jf. Ordliste, <https://www.sodir.no/om-oss/bruk-av-innhold/ordliste/>).

«Fakkelgass» refererer til overskuddsgassen fra prosessen som ikke kan brukes eller lagres på en sikker måte. Denne gassen brennes av sikkerhetsmessige grunner. Fakkelgassen kan inneholde komponenter av naturgass som metan, etan, propan og butan, samt andre gasser som hydrogen, karbondioksid og svoveldioksid. I tillegg kan fakkelgassen inneholde vanddamp og inertgasser som enten følger med prosessen eller blir tilsatt for å sikre trygg drift.

Målestørrelsen «Mengde (standard volum) petroleum faklet» kan deles opp i flere kildepesifikke målestørrelser, inklusive:

- Mengde (standard volum) fakkelgass brent i fakkel (en sikkerhetsanordning for å brenne av fakkelgass).
- Mengde (standard volum) naturgass brent i pilotbrenner (en liten brenner som brukes til å tenne hovedbrenneren i en fakkel).

- Mengde (standard volum) petroleum brent i brennerbom (et system for å brenne av petroleum under brønnoperasjoner).

Kravene i denne forskriften til måling av målestørrelsen mengde faklet petroleum retter seg mot måling av fakkeltgass brent i fakkel og naturgass brent i pilotbrenner.

Påvist innhold av mengder inertgasser og vanndamp i fakkeltgassen, kan betraktes som påviste effekter som § 14 andre ledd åpner for korreksjoner for.

Historisk sett har det vært perioder med brenning av petroleum over brennerbom på faste innretninger og flyttbare innretninger som er fysisk tilknyttet faste innretninger på norsk kontinentalsokkel. Imidlertid har teknologiske fremskritt og strengere reguleringer ført til en betydelig reduksjon i denne praksisen. I dag foregår det i praksis svært lite eller ingen brenning av petroleum over brennerbom. Søkeldirektoratet har derfor vurdert at det ikke er hensiktsmessig å detaljregulere målinger av denne størrelsen. Dersom brenning av petroleum i brennerbom foregår, følger det av § 9 at kravene til målinger skal avklares med Søkeldirektoratet.

Målestørrelsen «Mengde (standard volum) naturgass sluppet til luft» omhandler naturgass sluppet ut direkte til luft uten å bli brent og kan deles opp i flere kildespesifikke målestørrelser, blant annet:

- Mengde (standard volum) naturgass sluppet direkte til luft via felles kaldavlastingssystemer eller kaldventilasjonssystemer (dedikerte rørsystemer for atmosfærisk ventilering av gass som ikke ledes til fakkel).
- Mengde (standard volum) naturgass sluppet direkte til luft via fakkel.
- Mengde (standard volum) naturgass sluppet direkte til luft fra andre kilder, inklusive prosessutstyr, produsertvann mv.

Det vises i vedlegg 2 viser til retningslinje «044 – Offshore Norge. Anbefalte retningslinjer for utslippsrapporteringer». Tabell 24 i denne retningslinjen inneholder en opplisting av kilder til direkte utslipp av naturgass. Målestørrelser for utslipp av naturgass bør være basert på disse kildene.

Naturgassen som slippes direkte til luft kan inneholde vanndamp og inertgasser som enten følger med prosessen eller blir tilsatt for å sikre trygg drift. Påvist innhold av inertgasser og vanndamp kan betraktes som påviste effekter som § 14 andre ledd åpner for korreksjoner for.

Dersom usikkerhetsgrenser for petroleum faklet og naturgass sluppet til luft vanskelig kan oppfylles, kan rettighetshaver søke Søkeldirektoratet om dispensasjon etter § 10. Søkeldirektoratet kan gi dispensasjon hvis det foreligger «særlige grunner». Eksempler på «særlige grunner» for å gjøre økte usikkerhetsgrenser nødvendige kan være:

- a) Mengde naturgass sluppet til luft i en måleperiode som er mindre enn 100 000 standard kubikkmeter (Sm³).
- b) Mengde petroleum faklet i en måleperiode med liten eller ingen driftsfakling og der inertgass (beskyttelsesgass) utgjør hovedmengden av den målte fakkeltgassen.

Rettighetshaver må dokumentere at særlige grunner foreligger.

Usikkerhetsgrensen for diesel og annen petroleum i væskeform brukt som brensel kan angis for forbruket akkumulert over et kalenderår. Det forventes at usikkerhetsgrensen som angis er rimelig.

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:

Med «andre system enn felles kaldavlastingssystemer» (kaldvent) i bokstav a), menes systemer for ventilering av naturgass fra prosessutstyr, inklusive gjennom dedikerte rør tilknyttet kompressorer, gassbehandling, forbrenningsmaskiner, instrumenter mv.

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan brukes for å oppfylle krav i første ledd, bokstav a) til indirekte måling av utslipp av naturgass. Det kan, i den grad det er i samsvar med usikkerhetsgrensen for målestørrelsen, benyttes nominelle omregningsfaktorer fra masse til standard volum.

Til § 13. Måleprinsipper

Måleprinsipper beskrevet i relevante, gjeldende anerkjente nasjonale og internasjonale standarder for den aktuelle typen måling kan normalt legges til grunn for å oppfylle kravet om å bruke måleprinsipper som er dokumentert egnet for bruk i den aktuelle målingen.

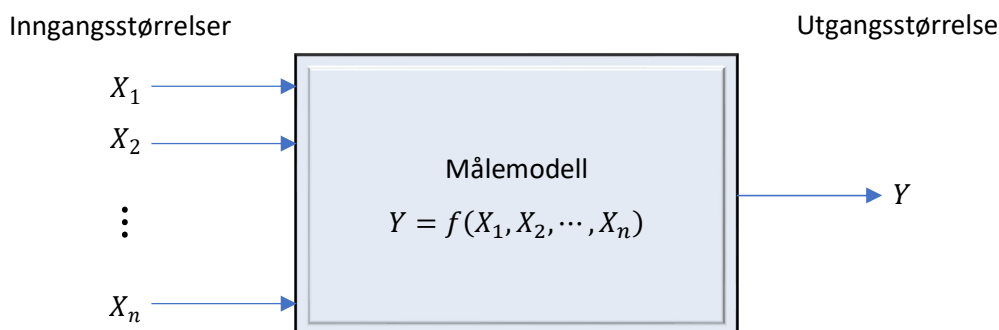
Til § 14. Målemodell

Første ledd:

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter i serien «GUM: Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement», publisert av Joint Committee for Guides in Metrology (JCGM). Disse og tilsvarende publikasjoner fra andre medlemmer av JCGM, inklusive ISO/IEC, er internasjonalt anerkjente retningslinjer for å evaluere og uttrykke usikkerhet i måling, samt 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

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



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

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

Andre ledd:

Korreksjoner kan benyttes på både inngangs- og utgangsstørrelser i en målemodell. De kan introduseres i modellen for å kompensere for additive systematiske effekter (absolutte) og multiplikative systematiske effekter (proporsjonal med utgangsstørrelser eller inngangsstørrelser).

Veiledende for når en systematisk målefeil er «en vesentlig systematisk målefeil» er dersom den systematiske målefeilen utgjør mer enn 0,02 % av målt verdi.

Til § 15. Usikkerhetsbudsjetter

Dokumenter i serien «GUM: Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement», publisert av Joint Committee for Guides in Metrology (JCGM), og tilsvarende publikasjoner fra andre medlemmer av JCGM, inklusive ISO/IEC, er internasjonalt anerkjente retningslinjer for å evaluere og uttrykke usikkerhet i måling. Det vises til disse publikasjonene i vedlegg 2. Det vises i vedlegg 2 også til andre relevante dokumenter og til usikkerhetsprogrammer publisert på nettsiden til Norsk Forening for Olje- og Gassmåling, som kan brukes for å oppfylle kravene til usikkerhetsbudsjetter.

For evaluering av usikkerheten i erstatningsdata vises det til JCGM 100:2008, avsnitt F.2.3 «Imported input values». Dette avsnittet i GUM gir retningslinjer for bruk av importerte inngangsverdier til å erstatte manglende måldata og beskriver hvordan usikkerheten knyttet til disse dataene bør evalueres.

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

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

De relative usikkerhetene $u^*(V_{Brutto})$ og $u^*(V_{Netto})$ kan i mange tilfeller beregnes ved hjelp av usikkerhetsprogrammet «Fiscal Oil Metering Station Uncertainty» på nettsiden til Norsk Forening for Olje- og Gassmåling (NFOGM), som gir instrumentell usikkerhet i strømningsrate, eller ved hjelp av tilsvarende dataprogrammer med beregningsalgoritmer som samsvarer med JCGM GUM. Hvis målesystemet har fungert og blitt brukt som tiltenkt, kan det normalt antas at den relative usikkerheten er tilnærmet lik for både strømningsrate og akkumulert 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.

Et eksempel på indirekte måling er når 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 for totalt netto standard volum som kommer ut av rørledningen. Mengden olje i en leveranse fra Felt A blir deretter 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 allokeringsmåling av gass

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

Mengde gass anvendt som brensel til kraft- og varmeproduksjon

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

Mengde diesel anvendt som brensel til kraft- og varmeproduksjon

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

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

der V_{levert} er det volum diesel som er levert til innretningen i en avgiftsperiode og $V_{balanse}$ er endring i dieselbeholdning i løpet av måleperioden, avgiftsperioden eller et kalenderår. $V_{ikke\ brent}$ er

volum av diesel brukt til andre formål enn til brensel i avgiftsperioden, inklusive brønnvedlikehold. Når det antas ingen korrelasjon mellom inngangsstørrelsene, blir usikkerhetsmodellen lik

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

Mengde faklet petroleum

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

$$\begin{aligned}
 V_{utslipp\ naturgass} &= (V_{kaldvent} + V_{fakkelgass\ (slukket\ fakkel)} + V_{andre\ kilder}) \\
 &- (V_{inertgass} + V_{vanndamp})
 \end{aligned}$$

der $V_{kaldvent}$ er akkumulert mengde damp og gass sluppet til luft gjennom et kaldavlastingssystem eller kaldventilasjonssystemer og $V_{fakkelgass\ (slukket\ fakkel)}$ er akkumulert standard volum fakkelgass sluppet til luft gjennom slukket fakkel. $V_{andre\ kilder}$ er akkumulert standard volum av naturgass sluppet direkte til luft fra andre kilder, inklusive prosessutstyr, produsertvann mv. $V_{inertgass}$ og $V_{vanndamp}$ er henholdsvis akkumulert standard volum av inertgass og vanndamp i kaldvent og fakkelgass. Når det antas ingen korrelasjon mellom inngangsstørrelsene, blir usikkerhetsmodellen lik

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

For størrelsen $V_{andre\ kilder}$ vil en fullstendig kvantitativ teoretisk usikkerhetsevaluering ofte ikke være hensiktsmessig. En forenklet modell basert på rimelige antakelser og tilgjengelig informasjon kan være tilstrekkelig for å anslå måleusikkerheten assosiert med denne størrelsen.

Mengde CO₂ utskilt fra petroleum og sluppet til luft

Dersom målesystemet har fungert og blitt brukt som tiltenkt, kan det normalt antas at den relative usikkerheten er tilnærmet lik for både strømningsrate og akkumulert volum. Denne usikkerheten kan ofte beregnes ved hjelp av usikkerhetsprogrammet «Fiscal Gas Metering Station Uncertainty» på nettsiden til Norsk Forening for Olje- og Gassmåling (NFOGM), eller ved hjelp av et tilsvarende program med beregningsalgoritmer som samsvarer med JCGM GUM. Hvis CO₂ som skilles

ut ikke er ren, må målemodellen og tilhørende usikkerhetsmodell gjenspeile hvordan mengden utskilt CO₂ bestemmes 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:

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

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 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 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 i V_A					0,231 %
Relativ ekspandert usikkerhet ($k = 2$) i V_A					0,46 %

Som det fremgår av usikkerhetsbudsjettet, er kravet i § 10 om 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 260 000 Sm³ gass, dvs. $V_{primær} = 260\ 000\ \text{Sm}^3$.
- Sekundærmåleren måler 140 000 Sm³ gass, dvs. $V_{sekundær} = 140\ 000\ \text{Sm}^3$.
- Korreksjon er målt til 100 000 Sm³, dvs. $V_{nitrogen} = 100\ 000\ \text{Sm}^3$.
- Det betyr at faklet mengde petroleum er $V_{faklet\ petroleum} = V_{primær} + V_{sekundær} - V_{nitrogen} = 300\ 000\ \text{Sm}^3$.

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:

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

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

$$\begin{aligned}
 u^*(V_{faklet\ petroleum})^2 &= \left(\frac{260000\ Sm^3}{300000\ Sm^3} \cdot 2,5\ \% \right)^2 + \left(\frac{140000\ Sm^3}{300000\ Sm^3} \cdot 5\ \% \right)^2 + \left(\frac{100000\ Sm^3}{300000\ Sm^3} \cdot 0,75\ \% \right)^2 \\
 &= 10,201\ \%^2
 \end{aligned}$$

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

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	Deknings-faktor	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 i $V_{faklet\ petroleum}$					3,19 %
Relativ ekspandert usikkerhet ($k = 2$) i $V_{faklet\ petroleum}$					6,4 %

Som det fremgår av usikkerhetsbudsjettet, er kravet i § 10 om en usikkerhetsgrense på 7,5 % oppfylt for målt mengde faklet petroleum.

Til § 16. Måleprosedyrer

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

Til § 17. Måleresultater

Et måleresultat er det endelige resultatet av prosessen med å bestemme verdier for en målestørrelse.

Til § 18. Erstatning for manglende måldata

Ingen kommentar.

Til § 19. Korrigering av måleresultater

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) målesystem (utstyr som ikke oppfyller krav til ytelse)
- mangelfull overholdelse av interne krav og rutiner (styringssystem)
- 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 alle følgende kriterier er oppfylt:

- den systematiske feilen utgjør mer enn 0,02 % av målt verdi
- den økonomiske verdien av feilen er større enn kr. 20 000
- 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 i den siste halvdel av det maksimale tidsrommet feilen kan ha vært til stede.

Til kapittel 5. Krav til kjemiske analyser på laboratorier

Relevante krav til måling i kapittel 4, inklusive 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

Usikkerhetsbudsjetter for spormengde vann i oljeprøver bør baseres på usikkerhetskilder identifisert og omtalt i standarder og andre anerkjente dokumenter.

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av kravene i denne bestemmelsen.

Til § 21. Krav til analysemetoder

Første og andre ledd:

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

Med en representativ testprøve menes en testprøve (jf. måleteknisk ordliste) med en sammensetning som er lik den i prøven det tas utdrag fra, og med en mengde som er tilpasset analysemetode/analysator. For å oppnå en representativ testprøve må prøven det tas utdrag fra være homogen. En prøve homogeniseres ved å mikse den med en passende mikser i en passende tidsperiode.

Sprøyter som brukes til å ta ut en testprøve med et spesifikt volum bør ha digital avlesning. Usikkerheten til volumet bør ikke overstige 0,5 %. Analysevekker som benyttes til å veie en testprøve bør ha en oppløsning på minst 0,1 mg. For å oppfylle kravene til måleresultatets sporbarhet i § 17, må sprøyter og analysevekker som brukes til å bestemme mengden testprøve være sertifiserte.

Femte ledd:

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

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til analysemetoder.

Til § 22. Krav til laboratorier

Laboratorier som er akkreditert eller som kan dokumentere likeverdig kompetanse og styring, vil kunne oppfylle kravene til laboratorier brukt for kjemiske analyser av petroleum.

Sokkeldirektoratet gjennomfører regelmessig en ringtest i instrumentell kjemisk analyse av spormengder vann i oljeprøver. Ringtesten anses som et viktig tiltak for å sikre kvaliteten på 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 laboratorieprøving). Alle laboratorier tilknyttet petroleumsvirksomheten på norsk sokkel, og som utfører analyser regulert ved denne forskriften, bør delta på ringtesten.

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene i denne bestemmelsen.

Til kapittel 6. Krav til allokering

Til § 23. Allokeringssystemer

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til allokeringssystemer.

Første ledd:

Med en rettferdig allokering menes en allokering som blant annet ikke inneholder identifiserte skjevheter.

Med en reviderbar allokering menes en allokering som gir informasjon som kan evalueres trinnvis på en uavhengig måte for å oppnå de samme resultatene.

Til § 24. Allokeringsprosedyrer

Ingen kommentar.

Til § 25. Verifisering og validering

Den første validering av allokeringssystemet bør skje innen et år etter at det er tatt i bruk, slik at nødvendige korrigeringer kan foretas i tide.

Til kapittel 7. Generelle krav til målesystem for dynamisk måling

Kravene i kapittel 7 gjelder dynamisk måling av mengder petroleum som strømmer i rør. Kravene må ses i sammenheng med kravene 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 de supplerende kapitlene gjelder ved planlegging, konstruksjon, testing og drift og vedlikehold av målesystem.

I denne forskriften 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 forskriften et termodynamisk system med fysikalske og kjemiske egenskaper som for praktiske formål kan betraktes som homogent.

Til § 26. Utførelse av måleinstrumenter og målesystemer

Ingen kommentar.

Til § 27. Nominelle driftsbetingelser

Kravet til dokumentasjon av nominelle driftsbetingelser inkluderer spesifisering av måletekniske karakteristikk som:

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

Til § 28. Instrumentelle måleusikkerheter

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 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til dokumentasjon av instrumentell måleusikkerhet.

Første ledd:

Dersom den instrumentelle måleusikkerheten for det aktuelle målesystemet er innenfor de relevante usikkerhetsgrensene i tabellen under, vil kravet i første ledd § 28 oftest 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 gass 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 usikkerhetsprogrammene på nettsiden til Norsk Forening for Olje- og Gassmåling (NFOGM), eller andre programmer basert på retningslinjene fra JCGM «GUM: Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement», brukes for å utarbeide og vedlikeholde usikkerhetsbudsjetter for instrumentelle måleusikkerheter.

For måling av strøm av gass til fakkell (fakkellgass) ved hjelp av en 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. Det er en svak korrelasjon mellom trykk (P) og kompressibilitetsfaktor (Z) og mellom temperatur (T) og kompressibilitetsfaktor (Z). Denne er for fakkellmålinger 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 bokstav a) forutsetter installasjon av parallelle målerør dersom strømningsraten er for høy for ett målerør.

Oppfyllelse av kravet i bokstav 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 fakkellgass, og det kan legges opp til bruk av erstatningsdata for manglende måledata i perioder med vedlikehold. I målesystem for brenselgass kan omløpsrør installeres for å sikre tilgang til vedlikehold i drift. Det kan legges opp til bruk av erstatningsdata i perioder der omløpsrør er i bruk for vedlikeholdsarbeid på målerør. Målerør med to målere i serie kan benyttes i stedet for omløpsrør i målesystem for brenselgass.

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

Tredje ledd:

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

Målerør med to målere i serie bør konstrueres og installeres slik at risikoen for at en forstyrrelse kan gi samme feil både på begge målerne, er minimert.

Til § 30. Føring av petroleum utenom målesystemet

Andre ledd:

Målesystemet bør inkludere forrigling (sikkerhetsmekanismer) for å forhindre utilsiktet strøm av petroleum i omløpsrør rundt målere og målesystemer.

Til § 31. Målinger av trykk og temperatur

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til måling av trykk og temperatur.

Tredje ledd:

Oppfyllelse av kravet i tredje ledd forutsetter at

- a) instrumentrørene som forbinder målerørets trykkuttak med sensorene, er så korte som mulig
- b) sensorene for gassmåling og LNG-måling plasseres høyere enn trykkuttakene, og instrumentrørene har kontinuerlig fall mot trykkuttakene
- c) sensorene for oljemåling og flerfasemåling plasseres lavere enn trykkuttakene, og instrumentrørene har kontinuerlig stigning mot trykkuttakene. For trykk høyere enn 500 kPa kan sensorene plasseres som for gassmåling, som angitt i bokstav b.

Til § 32. Beskyttelse

Første ledd:

Transmittere som er installert på steder som er utsatt for store temperatursvingninger, bør monteres i temperaturkontrollerte miljøer eller kabinetter.

Oppfyllelse av krav om beskyttelse mot forstyrrelser forårsaket av værforhold forutsetter at målerør i nødvendig grad utstyres med termisk isolasjon. For flerfasemålere kan termisk isolasjon være nødvendig for å redusere funksjons- og ytelsesproblemer knyttet til dannelse og avsetning av faste stoffer utfelt fra fluidet.

Til § 33. Overvåking og kontroll

Tredje ledd:

Ventiler med særlig betydning for provingresultatet (fireveisventil og avstengningsventiler) bør ha automatisk lekkasjeovervåking.

Til § 34. Elektronikk

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

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til elektronikk.

Første ledd:

Bruk av pulsed data fra målere er en innarbeidet praksis som sikrer sporbarhet mot kalibreringslaboratorier, siden kalibreringslaboratoriene generelt benytter pulser som inngangssignal fra målere.

Til § 35. Datasystem

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

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til datasystem.

Fjerde ledd:

For å oppfylle kravet til revisjonsspor, bør revisjonssporet blant annet inkludere tilstrekkelig data og informasjon slik at timesmengder og daglige mengder kan verifiseres.

Femte ledd:

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

Til kapittel 8. Særlige krav til målesystemer for dynamisk måling 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 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til oljemålesystems bestanddeler.

Til § 37. Kalibreringsmetoder for oljemålere

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene 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 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til en oljemåler. Ytelseskravene i tabell 4 er nærmere forklart i vedlegg 3.

Til § 39. Rørnormal

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til en rørnormal.

Andre ledd:

Repeterbarhet skal forstås som et variasjonsområde bestemt ved ligningen (jf. f.eks. API MPMS 12.2.4 - 5):

$$\text{Repeterbarhet \%} = [(Maks - Min)/Min] \cdot 100$$

Dersom kalibreringsresultatet viser at basisvolumet til rørnormalen avviker med mer enn $\pm 0,04$ % fra volumet ved forrige kalibrering, bør feilsøking gjennomføres for å finne årsaken til avviket.

Til § 40. Mastermålerprover

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til en mastermålerprover. Ytelseskravene i tabell 6 er nærmere forklart i vedlegg 3.

Andre ledd:

Dersom kalibreringsresultatet viser at strømningsvektet midlere målefeil eller kalibreringsfaktor avviker med mer enn $\pm 0,1$ % fra strømningsvektet midlere målefeil eller kalibreringsfaktor ved forrige kalibrering, bør feilsøking gjennomføres for å finne årsaken til avviket.

Til § 41. Måleinstrumenter tilknyttet oljemålesystemer

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til måleinstrumenter tilknyttet oljemålesystem.

Kravene i tabell 7 gjelder måleverdier avlest i målesystemets datasystem.

Til § 42. Prøvetakingsutstyr

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til prøvetakingsutstyr (utstyr for å ta prøver fra olje som strømmer i rør).

Til § 43. Algoritmer og ligninger

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til algoritmer og ligninger for bruk i oljemålesystem.

Til kapittel 9. Særlige krav til målesystemer for dynamisk måling 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 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene 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 fakkellgassmåler vil en prosedyre som inkluderer måleteknisk sporbare og tilstrekkelig nøyaktige målinger av geometriske størrelser og tidsforsinkelser, oppfylle kravene til en teoretisk prediksjonsprosedyre. Prosedyren bør omfatte målinger av

- avstander mellom transdusere
- gjennomsnittlig indre diameter på målerør
- tverrsnittareal på målerør
- tidsforsinkelser under null-strømningsforhold.

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

Til § 46. Gassmåler

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til en gassmåler. Ytelseskravene i tabell 9 er nærmere forklart i vedlegg 3.

Til § 47. Måleinstrumenter tilknyttet gassmålesystemer

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til måleinstrumenter tilknyttet et gassmålesystem.

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

Til § 48. Direktekoplet gasskromatograf

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til en 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 molarmasse (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 værpåvirkning 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 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til prøvetakingsutstyr (utstyr for å ta prøver fra gass som strømmer i rør).

Til § 50. Algoritmer og ligninger

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til algoritmer og ligninger for bruk i gassmålesystem.

Til kapittel 10. Særlige krav til målesystemer for dynamisk måling av flerfase petroleum

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

Til § 51. Flerfasemålesystemets bestanddeler

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til flerfasemålesystemets bestanddeler.

Til § 52. Kalibreringsmetoder for flerfasemålere

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til kalibreringsmetoder for flerfasemålere.

Til § 53. Flerfasemåler

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til flerfasemåler.

Til § 54. Separatormålesystem

Ingen kommentar.

Til § 55. Algoritmer og ligninger

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til algoritmer og ligninger for bruk i flerfasemålesystemet.

Til kapittel 11. Særlige krav til målesystemer og måling av LNG

Kravene i kapittel 11 gjelder for målesystemer for statisk måling av mengder (volum, masse og energi) av LNG. Disse kravene må ses i sammenheng med kravene til måling i kapittel 4.

Til § 56. Generelle krav til måling av LNG

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til måling av LNG.

Til § 57. Statisk måling av volum og masse

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til statisk måling av volum og masse.

Til § 58. Prøvetakingsutstyr

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene 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 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til beregninger av densitet og brennverdi fra LNG-komposisjoner.

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

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

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til måling av energi til fortrenget gass og forbrukt gass.

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

Kravene i kapittel 12 gjelder for alle målesystemer regulert i denne forskriften. Disse kravene må ses i sammenheng med kravene i kapittel 2, 3, 4, 7 og, avhengig av type målesystem, med kravene i kapittel 8, 9, 10 eller 11.

Til § 62. Forutsetninger for å ta måleinstrumenter og målesystemer 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 eller mobilt) 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. Kravet til måleusikkerhet i andre setning er nærmere forklart i vedlegg 3. Kravene til en målestandard gjelder uavhengig av om den håndteres av et akkreditert eller et ikke-akkreditert laboratorium.

Til § 67. Strømningskalibrering av oljemåler

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene tilstrømningskalibrering av en oljemåler. Ytelseskravene i § 38 er nærmere forklart i vedlegg 3.

Første ledd:

Kravet til antall 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, også omtalt som «fingerprint» i standarder og andre anerkjente dokumenter, i løpet av kalibreringen for målere som kan frembringe slike data.

Til § 68. Kalibrering av rørnormal

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til kalibrering av en rørnormal.

Andre ledd:

Proving bør testes med alle basisvolum.

Til § 69. Strømningskalibrering av mastermåler

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til strømningskalibrering av en mastermåler. Ytelseskravene i § 40 er nærmere forklart i vedlegg 3.

Femte ledd:

Med basislinje menes en referanseverdi eller et sett med data som representerer normal eller forventet ytelse av et målesystem under stabile forhold. Basislinjen brukes som et sammenligningsgrunnlag for å identifisere avvik eller endringer i systemets ytelse over tid. Innsamling av data under kalibrering kan inkludere data som i standarder, som ISO 17089-1, omtales som fingerprint-data.

Til § 70. Strømningskalibrering av gassmåler

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til strømningskalibrering av en gassmåler. Ytelseskravene i § 46 er nærmere forklart i vedlegg 3.

Første ledd:

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

Fjerde ledd:

Med basislinje menes en referanseverdi eller et sett med data som representerer normal eller forventet ytelse av et målesystem under stabile forhold. Basislinjen brukes som et sammenligningsgrunnlag for å identifisere avvik eller endringer i systemets ytelse over tid. Innsamling av data under kalibrering kan inkludere data som i standarder, som ISO 17089-1, omtales som fingerprint-data.

Til § 71. Strømningskalibrering av flerfasemålere

Ingen kommentar.

Til § 72. Kalibrering og verifisering av tilknyttede måleinstrumenter

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til kalibrering og verifisering av tilknyttede måleinstrumenter.

Til § 73. Verifisering av gasskromatografer

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til verifisering av gasskromatografer.

Til § 74. Verifisering av prøvetakingsutstyr

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til verifisering av prøvetakingsutstyr.

Til § 75. Måling og kontroll av fysiske konstanter

Ingen kommentar.

Til § 76. Verifikasjon av datasystem

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til verifikasjon av datasystem.

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

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til testing av sammenstilt målesystem og system for automatisk prøvetaking.

Til kapittel 13. Krav til drift og vedlikehold av målesystemer

Kravene i kapittel 13 gjelder drift og vedlikehold av målesystemer regulert ved denne forskriften. De må ses i sammenheng med kravene i alle foregående kapitler.

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

Med vedlikehold menes alle tiltak, tekniske og administrative, for å opprettholde målesystemer på et fastsatt kvalitetsnivå. Vedlikehold 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, med mål om 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, som 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.

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

Til § 78. Generelle krav til drift og vedlikehold

Første ledd:

Oppfyllelse av kravet om å betjene måleinstrumenter og målesystemer som planlagt, forutsetter at disse brukes i samsvar med de angitte arbeidsområdene og nominelle driftsbetingelsene for måleinstrumentene og målesystemene.

Tredje ledd:

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

Til § 79. Vedlikeholdsprogram

Første ledd:

Vedlikeholdsprogrammet bør inkludere delprogrammer for

- verifikasjon av måletekniske karakteristikker mellom kalibreringer
- kontroll av måleinstrumenters diagnostiske parametere
- sammenligning av måldata med data samlet inn ved kalibrering
- inspeksjoner
- testing
- forebyggende vedlikehold og liknende.

Andre ledd:

Diagrammer (skjematisk framstilling som viser forholdet mellom størrelser eller utviklingen av en størrelse) bør benyttes for å overvåke langtidstendenser til parametere som er viktige for måleresultatet, som kalibreringsfaktorer for målere og respons- og retensjonsfaktorer for gasskromatografer.

Til § 80. Kalibreringsprogram

Flere faktorer bør vurderes ved opprettelse og vedlikehold av kalibreringsprogram, blant annet

- usikkerhetsgrenser for relevante målestørrelser
- risiko for at måleinstrumentet i bruk ikke oppfyller krav til største tillatte målefeil og instrumentell måleusikkerhet
- risiko for økonomiske tap på grunn 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 rekalkibreres i sin "som funnet"-tilstand slik at eventuelle endringer i ytelse (instrumentell drift og stabilitet) fra forrige kalibrering kan tallfestes.

Til § 81. Arbeidsstandarder

Første ledd:

Kravet om arbeidsstandardens nøyaktighet er nærmere forklart i vedlegg 3.

Til § 82. Evaluering av måledata ved verifisering

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til evaluering av måledata ved verifisering.

Det gis i vedlegg 3 en nærmere forklaring på prinsipper for evaluering av måledata ved måling av fluidstrøm. De generelle prinsippene som presenteres i vedlegget er også gyldige for andre typer målinger, blant annet måling av temperatur, trykk og densitet.

Til § 83. Drift og vedlikehold av oljemåler

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til drift og vedlikehold av en oljemåler.

Andre ledd, bokstav b):

Akseptable og vanlig brukte grenser for reproduserbarhet er 0,15 % eller en tre-standardavvikgrense (se veiledning til fjerde ledd).

Tredje ledd:

Et tilstandsbasert eller prediktivt vedlikeholdssystem vil kunne sikre at kravene til instrumentell måleusikkerhet er oppfylt dersom systemet tar hensyn til

- sannsynligheten for korrosjon, erosjon og avsetninger i målerør og på sensorer (transdusere)
- muligheten for å avdekke korrosjon, erosjon og avsetninger i målerør og på sensorer (transdusere)
- sannsynligheten for endrede fluidegenskaper, inklusive 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:

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

Til § 84. Drift og vedlikehold av prover

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene til drift og vedlikehold av en prover.

Fjerde ledd:

Oppfyllelse av krav til dokumentasjon av urimelig høye kostnader forutsetter en vurdering av kalibreringskostnad mot økonomisk risiko ved lengre kalibreringsintervall. Økonomisk risiko vil blant annet være bestemt av den økonomiske verdien til oljen (mengde og kvalitet) som måles.

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

1. Kalibreringshistorikk
2. Sannsynlighet for
 - a) slitasje eller skade på fortrengningsmedium (ball eller stempelringer)
 - b) slitte eller defekte detektorbrytere
 - c) slitasje og skader på innvendig belegg
 - d) oppbygning av fremmedlegemer.

Til § 85. Drift og vedlikehold av gassmåler

Andre ledd:

Et tilstandsbasert eller prediktivt vedlikeholdssystem vil kunne sikre at kravene til instrumentell måleusikkerhet er oppfylt dersom systemet tar hensyn til

- 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, inklusive endringer i densitet.

Data (fingerprint-data) som kan inngå i basislinjen for en måler bør samles inn umiddelbart etter at måleren er tatt i bruk.

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:

Fakkelgassmåleres måletekniske karakteristikker ved nullstrømning bør verifiseres. Verifikasjon av måletekniske karakteristikker ved dynamiske forhold bør supplere verifikasjon ved nullstrømning.

Fjerde ledd:

Målerens sensitivitet overfor målerørets innvendige tilstand og fluidets karakteristikker 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 flerfasemåler

Ingen kommentar.

Til § 87. Drift og vedlikehold av tilknyttede måleinstrumenter

Ingen kommentar.

Til § 88. Drift og vedlikehold av direktekoblet gasskromatograf

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som kan være relevante for å oppfyllelse av kravene 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 den er installert og tatt i bruk.

Andre ledd:

En representativ prøve, slik som definert i denne forskriften, 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 mengden prøven er tatt fra.

Det følger av ISO 3171:1998 (se vedlegg 2) 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. Dette 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, uavhengig av hvor driftsorganisasjonen er lokalisert. Dette innebærer ikke et forbud mot å lagre dokumentasjonen utenlands, så lenge den kan gjøres tilgjengelig for Sjøkeldirektoratet innen rimelig tid. I noen tilfeller, for eksempel under tilsyn på målestasjoner som er lokalisert i utlandet, vil det være mest praktisk at Sjøkeldirektoratet får tilgang til dokumentasjonen på stedet. Ved driftsorganisasjoner lokalisert utenfor Norge bør dokumentasjonen være tilgjengelig på bruksstedet og tilgjengelig for Sjøkeldirektoratet på forespørsel.

Til § 92. Opplysninger før BOV

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

- a) målestørrelser
- b) måleusikkerhet
- c) tekniske løsninger

- d) drift og vedlikehold
- e) økonomiske forhold (kost-nyttevurdering).

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

Til § 93. Opplysninger om måling i PUD og PAD

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

- a) målestørrelser og usikkerhetsgrenser
- b) målemetoder og måleprinsipper
- c) tekniske løsninger
- d) drift og vedlikehold
- e) økonomiske forhold (kost-nyttevurdering)
- f) eventuelle avvik, inklusive hvilke bestemmelser avvikes og begrunnelser for avvikene.

Godkjennelse av PUD eller PAD innebærer at målekonsept sammen med eventuelle avvik fra denne forskriften er godkjent. Eventuell dispensasjon gjelder kun 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 kravene i denne forskriften. Med dette menes

- 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
- i) prosedyrer for drift og vedlikehold.

Til § 95. Rapportering av målte mengder

Opplysninger om målte mengder sendes til Diskos.

Til § 96. Årlige rapporter for terminaler på land

Det anbefales at Årlige rapporter for terminaler på land har følgende struktur og innhold:

- **Innledning og sammendrag:** Presentasjon av terminalens beliggenhet og hovedfunksjoner, et sammendrag av funn, konklusjoner og anbefalinger, samt en kort oversikt over rapportens innhold.

- **Regelverk og krav:** Oversikt over relevante forskrifter og standarder for fiskale målesystemer.
- **Målestørrelser og usikkerhetsgrenser:** Redegjørelse for målestørrelser og samsvar med usikkerhetsgrenser, inkludert tiltak ved avvik.
- **Planlagt vedlikehold, inkludert kalibreringer:** Kort oversikt over vedlikeholds- og kalibreringsprogrammer, samt evaluering av programmets hensiktsmessighet.
- **Korrektivt vedlikehold:** Beskrivelse av korrektivt vedlikehold og tiltak ved avvik.
- **Balanser:** Redegjørelse for relevante (masse-, volum-, energi-)balanser i transportsystemet.
- **Modifikasjoner og oppgraderinger:** Informasjon om modifikasjoner eller oppgraderinger, med tidsplaner for kalibrering, testing og idriftsettelse.
- **Revisjoner:** Resultater av interne og eksterne revisjoner og planlagte tiltak.
- **Korrigerende av måleresultater:** Dokumenterte korrigeringer av måleresultater.
- **Avvik:** Oversikt over åpne avvik og tiltak, samt en kort oppsummering av hvordan avvikene påvirker driften og hvilke tiltak som er mest kritiske.

Kravet om årlige rapporter gjelder terminaler i Norge underlagt petroleumsloven. Kravet gjelder også for terminaler på land i utlandet dersom disse er omfattet gjennom spesifikke avtaler med utenlandske myndigheter.

Til § 97. Opplysninger om måling i årlig statusrapport for felt i produksjon

Veilederen til årlig statusrapport for felt i produksjon gir en nærmere beskrivelse av hvilke opplysninger som skal inngå i den årlige statusrapporten. Veilederen er tilgjengelig på Sokkeldirektoratets hjemmeside: <https://www.sodir.no/regelverk/veiledninger/>.

Til § 98. Usikkerhetsbudsjetter for CO₂-avgiftsmålinger

§ 15 og veileder til § 15 beskriver hvordan kravet i § 98 til usikkerhetsbudsjett skal oppfylles.

Det følger av § 15 at et usikkerhetsbudsjett skal demonstrere usikkerhetsgrenser for verdier tilordnet målestørrelser i § 10 overholdes. For CO₂-avgiftsmålinger gjelder dette de akkumulerte mengdene i forskriftens tabell 2. Veilederen til § 15 gir eksempler på målemodeller og assosierte usikkerhetsmodeller. Det vises til NFOGM sine håndbøker og usikkerhetsprogram for målemodeller og assosierte usikkerhetsmodeller for strømningsmålinger (inngangsstørrelser i resulterende målemodeller).

Veilederen til § 28 gir en forenklet målemodell og usikkerhetsmodell for måling av strøm av gass til fakkell og kaldavlastingssystem. Et eksempel på et usikkerhetsbudsjett for mengde fakkelt petroleum er gitt i eksempel 2 i veileder til § 15.

Vedlegg 4 inneholder et regneark som kan benyttes for å sende Sokkeldirektoratet usikkerhetsbudsjetter for CO₂-avgiftsmålinger.

Til § 99. Andre opplysninger

Første ledd:

Sokkeldirektoratet vil normalt respondere på opplysninger om feil som kan gi grunnlag for større korrigerende 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 petroleumsprodukter, inklusive, metan, etan og etanol levert til skip.

Til Kapittel 15. Alminnelige bestemmelser

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

Energidepartementet er klageinstans for vedtak fattet av Sökkeldirektoratet i medhold av denne forskriften.

Til § 101. Dispensasjon

En 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
- 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. Måleteknisk ordliste

Dette vedlegget inneholder en måleteknisk ordliste med ord og uttrykk brukt i forskriften og i veilederen.

Vedlegg 2. Standarder og andre anerkjente dokumenter

Dette vedlegget inneholder en oversikt over standarder og andre anerkjente dokumenter, organisert i et regneark.

Vedlegg 3. Evaluering av måledata ved måling av fluidstrøm

Dette vedlegget omhandler evaluering av måledata ved måling av fluidstrøm, inklusive usikkerhet, ved kalibrering og verifisering.

Vedlegg 4. Usikkerhetsbudsjett for CO₂-avgiftsmålinger

Dette vedlegget er et regneark som kan benyttes for å sende Søkeldirektoratet usikkerhetsbudsjett for CO₂-avgiftsmålinger etter § 98.