NR. 3/2004
Oktober 2004

NYTT FRA NFOGM

NORSK FORENING FOR OLJE OG GASSMÅLING

Fra styret

Sommeren er over og høsten har virkelig satt sitt preg på været. Styret hadde sitt første møte etter sommerferien i Bergen den 16. september. Av saker som ble behandlet på møte kan nevnes:

- Arbeidet med oppdatering av flerfasehåndboka er godt i gang. Arbeidsgruppa har blitt kontaktet av API for bruk av deler av håndboka i API standarden som er under utarbeidelse. Dette viser at arbeidet som er utført så langt viser internasjonal interesse, så all honnør til arbeidsgruppa. Planen er at håndboka skal være ferdig innen november 2004.

- Oppdatering av 'Håndbok for vann i oljemåling' er godt i gang. Utfordringen har vært noe større en arbeidsgruppa hadde forestilt seg i starten, men føler nå at de er på 'rett vei'. Planen er å ha oppdateringen klar i starten av november 2004.

- Det er ellers kommet en del forslag til prosjekter fra medlemmene, og styret vil behandle disse og presentere for medlemmene på årsmøte i mars, både med hensyn på budsjett og prioritering av forslagene.

Det er fint at dere er aktive, så kom med forslag om det er noe dere 'brenner' for.

Hilsen styret.

Nytt styre ligger oppdatert på vår hjemmeside www.nfogm.no

Komité for NSFMW 2005

av Trond Folkestad, Norsk Hydro

De norske deltakerne i komitèen for neste års North Sea Flow Measurement Workshop er nå klar.

Trond Folkestad, Hydro - Chairman
Ulf Kommedal, IKM
Steinar Fosse, OD
Svein Neumann, ConocoPhillips
Sidsel E. Corneliussen, BP
Solfrid Andreassen, FMC

1 - 2 personer utpekt av NEL/ den britiske komiteen.

NFOGM Temadag 2005

av Ulf Kommedal, IKM

Temadag og årsmøte er flyttet til 11 mars 2005 i Bergen

Kommiteen for temadagen er Per Lunde CMR, Trond Hjorteland Statoil og Ulf Kommedal IKM. Første Komité møte skal være i Stavanger 9 desember og vi ønsker forslag til tema for denne dagen samt tips om hvem som evt. kan bli forespurt om å holde foredrag!

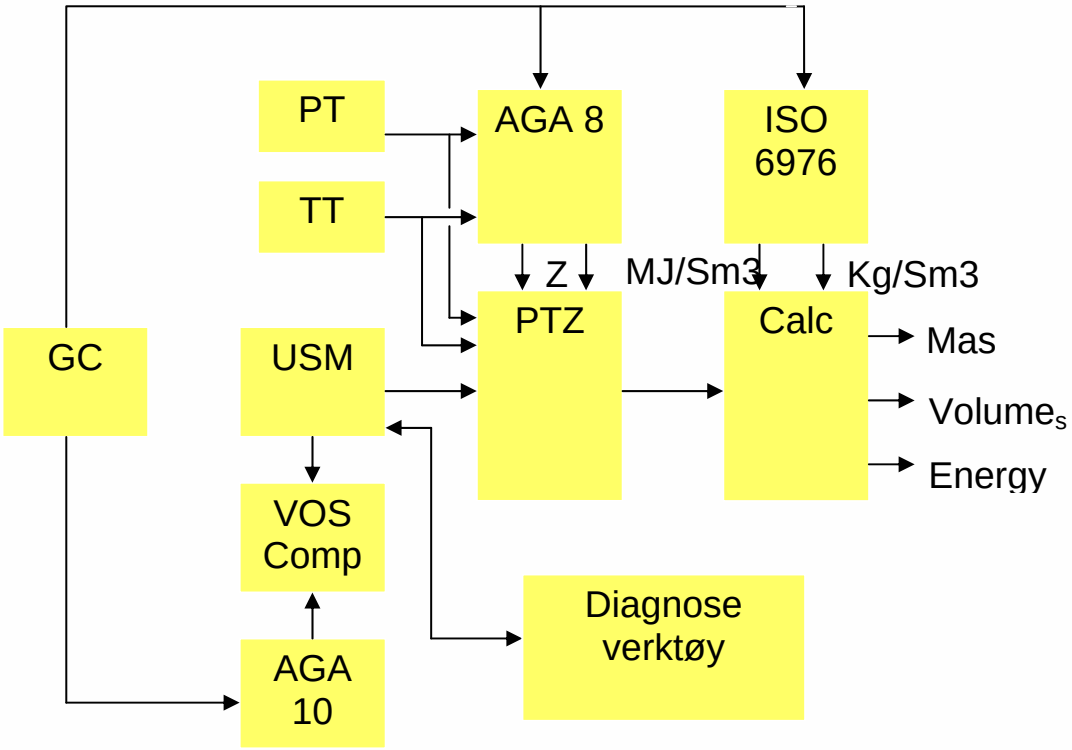
Send forslag/tips til kommiteen innen 1 desember!

Gasskromatograf (GC) et viktig instrument i forbindelse med kjøp/salg av naturgass

av Rolf Skatvedt, West Lab Services

Fra og begynnelsen 1980 årene har det blitt mer og mer vanlig å selge og kjøpe naturgass i henhold til mengde energi som er levert. Energi mengden levert er normalt bestemt gjennom en kalkulasjon som består i å multiplisere volum mengde pr. tidsenhet (eksempelvis Sm3/h) med gassens energi innhold pr. volum mengde (eksempelvis MJ/Sm3).

Måling av naturgass i volum mengde pr. tidsenhet gjøres i dag normalt ved å bruke Ultra Soniske Meter (USM), mens energi mengden pr. volum mengde bestemmes ved hjelp et kalorimeter og/eller av gass sammensetning som kommer fra en gass kromatograf (GC) og kalkulasjoner utført i henhold til den internasjonale standarden ISO 6976.



Figur 1: Beregning av energi mengde for naturgass, blokkmessig beskrevet

Basert på det faktum at energi beregningene er basert på data fra en GC vil disse beregningene ikke bli mer korrekte enn GC'ens evne til å rapportere gass konsentrasjonene korrekt og computer systemets evne til å beregne kompressibilitetsfaktoren Z, osv. Se figur 1.

Det faktum at de mest energirike komponentene er de det er minst av og også vanskeligst å måle korrekt gjør at det vil være essensielt i forbindelse med kjøp og salg av naturgass i energiinnhold at gass-kromatogafen og systemene rundt denne analysatoren fungerer optimalt.

Typiske komponenter og deres konsentrasjons område for naturgass er som følger;

Komponent		**Område (mol %)**
C1	Metan	0 - 100 %
C2	Etan	0 – 15 %
C3	Propan	0 – 5 %
NC4	Normal Butan	0 – 1 %
IC4	Iso Butan	0 – 1 %
NeoC5	NeoPentan	0 – 1 %
IC5	Iso-Pentan	0 – 1 %
NC5	Normal Pentan	0 – 1 %
C6+	Heksan + tyngre	0 – 0,7 %
N2	Nitrogen	0 – 15 %
CO2	Carbon Dioxide	0 – 15 %

En gasskromatograf er basert på metoder som separerer de enkelte gass komponentene i en prøve fra hverandre slik at de kan måles hver for seg. GC'en består normalt av flere del systemer som; prøvetaking, prøvehåndtering / tilpassning, injeksjon, separasjon, deteksjon / måling, peek / topp integrasjon og resultat rapportering.

Injeksjon, separasjon og deteksjon foregår i normalt i det vi kaller GC'ens ovn, som i prinsippet er et temperatur kontrollert kabinett. Integrasjon og kalkulasjon av resultater gjøres i kontrolleren / computeren som kan ansees som hjernen i systemet.

I en GC er det meget viktig at 3 ting ikke forandrer seg i forhold til fastlagte verdier;

1, Ovn temperatur
2, Bæregassens strømning / flowrate
3, Prøve størrelse

Ved å holde disse 3 tingene konstant er vi normalt i stand til å kunne repetere målingene av naturgassens energi innhold innenfor et område fra ± 0,05 til 0,10 %.

Vet vi gass komponentenes oppholdstid (retention time) kan vi programmere kontrolleren til å identifisere peekene / toppene etter hvert som de passerer detektoren.

I forbindelse med naturgass GC'er er den mest vanlige detektoren i bruk pr. dato TCD (Thermal Conductivity Detector), en detektor som normalt har 2 varmetråder med konstant temperatur, og hvor den ene tråden eksponeres kun for bæregass (referanse) mens den andre for både bæregass og separerte prøve komponenter.
Varmetrådene er normalt satt inn i en målebro, som gir et null resultat dersom varmeavledningen fra de 2 varmetrådene er likedan, en situasjon som vi har når bæregass passerer begge trådene, og utgangssignalet fra detektoren er da på hva vi kaller baseline. Dersom en av varmetrådene utsettes for en separert gass komponent mens den andre fortsatt føler på bæregassen vil det oppstå en ubalanse i målesystemet og det genereres et signal som forsterkes og sendes til kontrolleren. Dette "rå" signalet som komponenten genererer og som vi kaller en peek / topp blir av kontrolleren integrert og man får derav et beregnet areal som vi kan betegne "rå" areal. Et "rå" areal blir kalkulert for alle komponentene som detekteres av TCD'en. Arealet som genereres av komponenten er direkte proporsjonal med komponent konsentrasjon.

Under en kalibrering vil "rå" arealene divideres med en kjent konsentrasjon (verdier tilnærmet lik de vi har i gassen som skal analyseres, hvor eksakte verdier er angitt på sertifikatet til

kalibreringsgassen og lagt inn i kontrolleren) og detektorens responsfaktor med hensyn på hver enkelt komponent kan derav beregnes.

Responsfaktoren vil forandres under en kalibrering, og en god regel vil således være å gjennomføre noen Benchmark (analysere med hensyn på kalibreringsgass uten å oppdatere responsfaktorene) tester med statistiske usikkerhetsberegninger før man eventuelt kjører en kalibrering.

Dersom man til stadighet kalibrerer som vi ser på enkelte installasjoner, mister man referanse punktet og derav evnen til å foreta kvalitative vurderinger med hensyn på slitasje i kolonner og detektor filamenter, samt oppdage feil / lekkasje i ventiler, etc. da dette blir kalibrert bort.

Det er ellers verdt å merke seg at atmosfæriske forandringer normalt vil føre til forandringer i injeksjonsvolumet og derav også areal forandring for en gitt kalibrert konsentrasjon, noe som igjen kan gi feilaktige responsfaktorer dersom det kalibreres, feil som prosentvis vil være størst for de komponentene som har lavest konsentrasjon, men som har høyest energi nnhold.

Respons Faktor (RF) = Rå areal / Kalibrert konsentrasjon

Komponent mol % = Rå areal / Respons Faktor

Etter at kontrolleren har kalkulert hver enkelt gass komponents mol %, er det vanlig å la kontrolleren foreta en normalisering, hvilket vil si at summen av alle mol prosentene er lik 100. Men husk at dette er kun eksakt riktig dersom alle komponentene som naturgass består av virkelig detekteres av GC detektoren.

Normalisering av mol % gjøres ved;

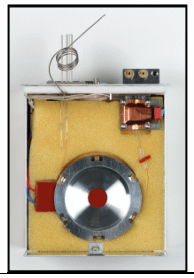
$$\textbf{Konsentrasjon}_{\textbf{komponent n}} = \textbf{Konsentrasjon}_{\textbf{komponent n}} / \textbf{Konsentrasjon}_{\textbf{komponenter total}} * 100$$

Etter at mol prosentene har blitt normalisert vil kontrolleren multiplisere hver av disse prosent verdiene med komponentens energi innhold som normalt hentes fra internasjonale standarder som eksempelvis ISO 6976.

Fra de individuelle energi kalkulasjonene for hver enkelt komponent kan kontrolleren så gjøre en summasjon og derav kalkulere total energi (Joule) innhold pr. standard kubikkmeter med naturgass, hvilket gir oss ukorrigert eller ideell energi. For å oppnå sann eller korrekt energi verdi må ideell energi verdi divideres med kvadratroten av gassens kompressibilitetsfaktor ved standard betingelser.

Prosess online GC trender innenfor naturgass applikasjoner

GC'er brukt innenfor laboratorier har som funksjon av utviklingen innenfor mikro elektronikk og computer teknologi utviklet seg enormt de senere år, en utvikling som vi nå ser også kommer innenfor online prosess GC'er, eksempelvis kommer tradisjonelle laboratorie GC produsenter som Varian og Agilent nå kommer med online micro GC baserte løsninger for naturgass applikasjoner.



Micro GC'er fra eksempelvis Varian og Agilent har gjennom bruk av dagens teknologi (ventil løse injeksjon systemer hvor volumet kan kontrolleres softwaremessig, kapillær kolonner, micro TCD, og høy hastighets computere med avanserte algoritmer og data kommunikasjons muligheter) gitt oss muligheter for å gjøre en fullstendig naturgass analyse (fra C1 til C9+) innenfor en syklus tid på 90 sekunder, eller under 2 minutter. I tillegg vil disse GC'en kunne

gi oss andre verdifulle analyse resultater med hensyn på duggpunkt (hydrokarbon /vann), svovel forbindelser, methanol, benzene, toluene, ethyl benzene, osv.
Vi skal imidlertid være klar over at ønske om kortere syklus tid og flere detekterbare komponenter normalt fører til mer kompliserte / avanserte løsninger og at vi også må ha en klar filosofi for hvordan man skal håndtere det økende antall isomer(alkaner), alkener og alkyner som funksjon av man skal detektere på tyngre hydrokarboner.

Konklusjon
Gass kromatografi (GC) som i hovedsak baserer seg på å separere og måle konsentrasjonene til de separerte gass komponentene er i dag et av de viktigste analytiske instrumenter i bruk for å bestemme naturgass sin brennverdi i forbindelse med internasjonalt kjøp og salg.

En GC er som andre instrumenter avhengig av å bli kalibrert mot standarder med internasjonal sporbarhet for å kunne være et instrument med en gitt nøyaktighet.
Nøyaktigheten blir ikke bedre enn nøyaktigheten til standarden som benyttes, men når det er sagt er det ingen garanti for at denne nøyaktigheten oppnås, faktum er at den kan bli vesentlig dårligere dersom man ikke ivaretar kalibreringen i henhold til godkjente prosedyrer.

Da en GC er et relativt avansert instrument er det også store muligheter for at det gjøres feil i forbindelse med en kalibrering, eksempelvis vil en feilaktig justert GC med hensyn på integrasjon av peeker / topper i forbindelse med kalibrering føre til at man istedenfor å justere GC'en inn hva gjelder nøyaktighet justerer den ut.

En annen feil kan være at gassen som skal analyseres inneholder gass komponenter som ikke GC'en reagerer på, eksempelvis vil en GC med Helium som bæregass ikke detektere Helium som måtte være i gassen som skal analyseres. 0,2 % mol Helium i naturgass vil tilsvare ca 0,2 % feil beregnet gross brennverdi for normal naturgass dersom den ikke detekteres eller tas inn i regnestykket.

Kalibrering eller justering av respons faktorer er noe som kun bør gjøres dersom det på forhånd er gjort tilstrekkelige analyser og verifikasjoner mot standarder, metoder og statistikk.

Når vi i tillegg vet at ca. 90 % av feilene eller usikkerhetene knyttet til resultatene fra en GC er knyttet til systemene som tar en prøve og bringer den frem til analysatoren er det viktig at vi har et kvalitetssikringssystem som fanger opp eventuelle feil eller avvik i dette systemet da dette er feil som normalt ikke fanges opp av verken benchmarking eller GC kalibrering.
En måte å sjekke og/eller ha et mål for at sannsynligheten til verdier rapport fra GC'en er korrekte vil være å sammenlikne beregnede verdier med opphav i GC konsentrasjoner mot direkte målte verdier som tetthet fra tetthetsmåler eller VOS (Velocity Of Sound) fra Ultra Sonisk Mengdemåler.

En annen måte er å ta prøver i forskjellige trinn som senere analyseres og sammenliknes i uavhengige laboratorier.

Forhistorien til NFOGM

av Jan Bosio, Bosio Consulting

Norsk Forening for Olje- og Gassmåling (NFOGM) som ble stiftet på hotell Alstor i Stavanger, våren 1992, har en forhistorie som ikke er så godt kjent og i verste fall glemt. Om noen år, når en ny generasjon har overtatt ”styre og stell” vil det kanskje være av interesse å kjenne til foreningens forhistorie.

Hvorfor er Norge det eneste olje- og gass produserende landet som har opprettet en egen forening for olje og gass måling? Følgende sammendrag forteller litt om forhistorien til NFOGM og utviklingen av måleteknologi-faget i kjølevannet av utbyggingen av olje- og gass virksomheten på norsk sokkel frem til stiftelsen av NFOGM i 1992.

Måleteknologi og betydningen av denne fagspesialiteten i norsk olje- og gassvirksomhet ble tatt opp av OD og Riksrevisjonen på slutten av 70-årene, med stor vekt på nøyaktig gassmåling. Regnestykker ble satt opp for å vise hva unøyaktige målinger ville kunne bety i tapte inntekter for Norge, når landet etter hvert ville bli en stor eksportør av gass til Kontinentet og Storbritannia.

Ved utbyggingen av Ekofisk var alt som het måling av olje og gass påvirket av amerikansk teknologi og deres standardiserte løsninger i henhold til retningslinjer utarbeidet av American Gas Association (AGA 3) og American Petroleum Institute (API). AGA 3 beskrev i detalj bygging og installasjon av blendemålere som på det tidspunkt var den teknologien som oftest ble benyttet til måling av gass-strømmer.

Tidlig på 70-årene hadde International Standard Organisation (ISO) med sterk støtte fra fagmiljøene i de europeiske gasselskapene, British Gas, Distrigaz, Gaz de France, Gasunie, Ruhrgas, Snam, osv. utarbeidet en anbefaling (Recommendation ISO R-541) som spesifiserte hvorledes en gassmålestasjon skulle bygges. Denne tekniske anbefalingen ble erstattet i 1981 av en standard, ISO-5167. Standarden var dessverre noe forskjellige fra AGA-3, spesielt når det gjaldt beregningsformelen for strømningskoeffisienten (”discharge coefficient”) til en blendemåler og nødvendige rette oppstrømslengder. Forskjellen kunne gi et avvik på opp til 0.3% i massestrømmen. Dermed startet ”krangelen” om hvilken av standardene som var riktig: AGA 3 eller ISO-5167. Diskusjonen omkring disse standardene bølget frem og tilbake helt frem til 2001, året hvor ISO utga en revidert ISO-5167, identisk med AGA 3, etter en felles Europeisk-USA forskningsprogram over flere år for å samle inn realistiske eksperimental data.

Mens den ovennevnte diskusjonen om beregningsformel for strømningskoeffisient og oppstrømslengeder, m.m. foregikk, ble man enige på norsk sokkel å benytte ISO-5167 allerede i 1983, under sterkt påtrykk fra OD.

Utfordringene for målefolkene i oljeselskapene var å anvende en standard som hovedsakelig var utviklet for landinstallasjoner. Mens man på land hadde ”billig” plass til å oppfylle kravene til rette oppstrømslengder, ble blendemålestasjone på offshore installasjoner ofte ”skviset inn” på allerede overfylte plattformer. Det måtte derfor utarbeides praktiske løsninger som ivaretok designmessige kompliserte innløpsforhold. Samlerør med bend i alle mulige plan var ikke nødvendigvis ideelle innløpsbetingelser for en måleblende som skulle måle med stor nøyaktighet (-/+ 0.3%).

Måleteknologi var på dagsorden ved Gassteknologi seminaret organisert av NIF, nå TEKNA, i Stavanger i 1981 (Teknologidagene i Rogaland, TIR). I forkant av dette seminaret hadde det vært en stor internasjonal konferanse i Groningen i 1978 hvor bl.a. Jean Stolz presenterte en ny ligning som han hadde utviklet for beregning av strømningskoeffisienten gjennom en blendeplate. Denne nye Cd-ligningen ble en del av ISO-5167 frem til 2001 hvor den ble erstattet med Reader-Harris/Gallagher ligningen som benyttes i dag.

På TIR-seminaret i 1981 kom det en del sentrale fagfolk: Tony Spencer (NEL)

leder for ISO TC30/SC2 med ansvar bl.a. for blendemålere, Hank Bellinga (Gasunie), Stan Hoeks (Nederlandse Meetinstituut), m.fl. Gjennom kontaktnettverket som oppsto ble grunnsteinen for det som året etter ble North Sea Flow Measurement Workshop, organisert av National Engineering Laboratory (NEL), East Kilbride.

Det norske fagmiljøet, alle knyttet til olje og gass virksomheten på sokkelen, innså på det tidspunkt at det ville være behov for en koordinert innsats dersom man skulle komme frem til en enhetlig tolkning av ISO-5167 for anvendelse offshore. En gruppe av fagfolk fra oljeindustrien, myndigheter og forskningsinstitutter etablerte derfor omkring 1981 et uformelt forum, kalt Måleteknisk Forum (MF). Noen av aktørene på det tidspunkt var Arild Bøe (RF), Magne Nesbakken (NH), Harald Danielsen, Tore Øglend, Hallvard Tunheim (OD), Hans Berentsen (Mobil), Maron Dahlstrøm (PPCoN), Jan Bosio (IFE). I tillegg til å forberede saker som det norske fagmiljøet skulle legge frem for ISO, ble MF den faglige støttespiller for NIF ved organiseringen av den 2. North Sea Flow Measurement Workshop i 1983. Medlemmene fra MF utgjorde den faglige delen av organisasjonskomiteen til NSFMW i hele 80-årene, frem til 1992. MF var også ansvarlig for organiseringen av et stort standardiseringsmøte i regi av ISO TC28, ISO TC30 og ISO TC30/SC2 i Stavanger Forum sommeren 1983.

Etter hvert som aktiviteten i MF fikk større omfang og betydning, kom gruppen frem til at det uformelle samarbeidet hadde hatt sin levetid. Samtidig ble det også et sterkt ønske om å få ”noe igjen” for det arbeidet som ble nedlagt av MF, spesielt ved organiseringen av NSFMW. Det var en generell oppfatning at eventuelle endringer i forholdet mellom MF og NIF lettere ville kunne bli fremforhandlet av en formell forening med statutter og vedtekter.

Diskusjonen omkring formalisering av MF startet i begynnelsen av 90-årene og førte, som kjent, til stiftelsen av NFOGM i 1992 .

Resten av historien kan leses i årsberetningene og møteprotokollene i NFOGMs arkiv.

Norsk Forening for Olje- og Gassmåling (NFOGM) er en frittstående forening for teknisk personell som arbeider med måling av olje og gass i norsk olje- og gassmiljø. Foreningens faglige virkeområder omfatter kvantumsmåling, prøvetaking og kontinuerlig kvalitetsmåling i behandlings- og transportsystem.

Redaksjon *Nytt fra NFOGM*:
Ulf Kommedal [Ulf.Kommedal@IKM.no]

www.nfogm.no