NR. 3/2009
September 2009

NORSK FORENING FOR OLJE OG GASSMÅLING

Fra Styret:

Styret hadde sitt siste møte for denne perioden den 10. September hos StatoilHydro i Bergen.

Av saker som ble behandlet på møte kan nevnes:

- Forberedelse til årets Workshop
- Økonomi-status.
- Valg av komité til Temadag 2010; Disse ble valgt; Kåre Kleppe, Lisa Pettersen Sletta, Rolf SKatvedt Det er fint om medlemmer kan komme med forslag til tema for Temadag 2010. Komiteen kan kontaktes.
- Valg av komité til NSFMW 2010 Disse ble valgt; Kåre Kleppe og Dag Flølo
- "Fiskalmåling med høyt vanninnhold - Fase 2"
- Status - usikkerhetshåndbok for USM olje

Husk å melde dere på NSFMW 2009!

CALIBRATION AND TESTING OF GJØA FISCAL METERING SYSTEMS

Av Morten Marstein, Senior Systems Engineer, FMC Kongsberg Metering AS

General

FMC Kongsberg Metering was in 2007 awarded the contract for supplying the fiscal metering systems to the Gjøa platform. Aker Solutions is the EPC contractor, StatoilHydro is responsible for the Gjøa field development and GdF Suez (formerly Gas de France) will take over the operation of the Gjøa platform after commissioning. The startup is planned for October 2010. The platform is a semi-submersible Aker platform similar to Kristin and will be located only 20 minutes with helicopter out of Florø on the west coast of Norway. The oil will be pipelined to Mongstad. The gas will be delivered to St. Fergus in Scotland through the Flags gas pipeline.

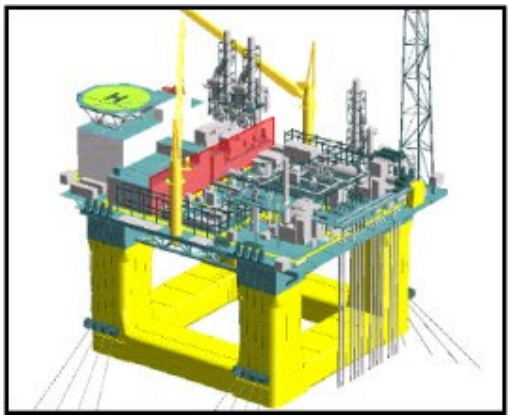


Figure 1. Gjøa Semi-submersible Platform

The delivery of all the fiscal metering systems to the Gjøa platform has been completed by FMC Kongsberg Metering in 2009. The delivered metering systems include:

- 2 ea. Liquid Metering Skids
- 2 ea. Liquid Sampling Systems
- 5 ea. Gas Metering Skids
- 2 ea. Gas Analyser Systems
- 2 ea. Flare Gas Meters

In addition, separate flow meters have been delivered for single phase liquid and gas flow measurements on the Gjøa

separator and Vega 1st and 2nd stage separators.

The Metering Control System currently consists of three control cabinets containing a total of 19 FMC flow computers (type FPM207) and one FMC supervisory computer (type FCM 217). A Conditioned Based Maintenance software package by FMC will be delivered as part of the Metering Control System.

All skids were manufactured by NLI Alfred Andersen in Larvik. The two sampling systems were manufactured and tested by Doedijns Controls in Assen, The Netherlands. The gas analyser systems were manufactured and tested in Vålberg, Sweden, by Norsk Analyse.

Calibration And Testing

Oil Export Flow Meter Calibration

The two Krohne Altosonic V liquid ultrasonic flow meters for the Oil Export metering have been flow calibrated on petroleum product at Trapil outside Paris in France. A meter factor curve with online interpolation is implemented in the flow computer for each flow meter. The requirement of 0.30% band (+/-0.15%) linearity was confirmed for both ultrasonic flow meters.

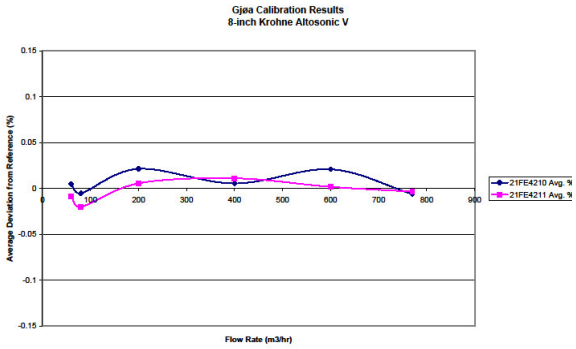


Figure 2. Calibration results for the 8-inch Krohne Altosonic liquid ultrasonic flow meters.

Oil Export Master Meter Calibration

The Faure Herman Heliflu TZ200-800N master turbine meter on the Oil Export metering skid has been flow calibrated on petroleum product at Faure Herman's own accredited flow laboratory. A meter factor curve with online interpolation is implemented in the flow computer for the flow meter. An spare turbine meter for replacement is part of the delivery. The requirement of 0.30% band (+/-0.15%) linearity was confirmed for both turbine meters. Also the requirement of 0.16% band (+/- 0.08%) linearity in the upper 5:1 flow range was confirmed for both meters.

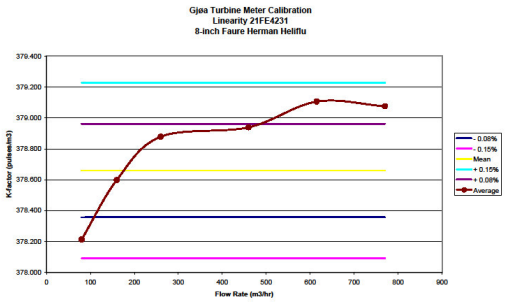


Figure 3. Calibration results for the 8-inch Faure Herman master meter.

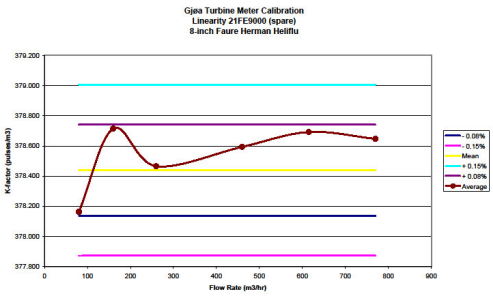


Figure 4. Calibration results for the 8-inch Faure Herman spare master meter.

Vega Oil Allocation Flow Meter Calibration

The three Endress + Hauser Promass 84F coriolis liquid flow meters for the Vega Oil Allocation metering have been

flow calibrated on petroleum product at Intertek West Lab in Stavanger. A meter factor curve with online interpolation is implemented in the flow computer for each flow meter. The requirement of 0.30% band (+/-0.15%) linearity was confirmed for all three coriolis flow meters.

Gas Flow Meter Calibration

A total of nine ultrasonic gas flow meters from FMC Smith Meter in Ellerbek, Germany, have been delivered to the Gjøa fiscal metering systems. The 12-inch meters for Gas Export and the 14-inch meters for the Vega 1st Stage Gas Allocation are 6-path meters, MPU1200. The other 4- and 6-inch meters are configured with 3 paths, MPU600. The two 14-inch meters as well as the two 4-inch meters for Vega 2nd Stage Gas Allocation are fitted with increased transducer nozzle size and have ultrasonic transducers with plain Titanium sensor housing (no epoxy compound tip), for improved operation with wetgas process conditions. All ultrasonic gas flow meters were flow calibrated at GL Flow Centre (formerly Advantica) in Durham County, UK. Linearity specifications were confirmed for all ultrasonic gas flow meters for velocities above 1.5 m/s in accordance with authority requirements, even for the wetgas meters.

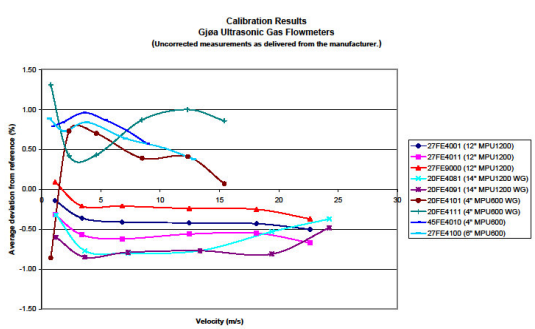


Figure 5. Calibration results for the MPU ultrasonic gas flow meters.

A multi-point correction has been implemented into each ultrasonic flow meter based on the accredited flow calibration results. Correction factor interpolation takes place between the entered correction points. Each ultrasonic gas flow meter has been verified with five repeats at one single flow rate (approximately 55% of maximum process range) after flow meter correction. The measured results from the verification points are listed below.

Tag No.	Flow Rate (m^3/hr)	Velocity (m/s)	Error (%)
27FE4001	2938	12.5	-0-03
27FE4011	2938	12.5	-0.07
27FE9000	2938	12.5	0.00
20FE4081	4357	13.3	0.03
20FE4091	4357	13.3	-0-05
20FE4101	281	8.5	-0-03
20FE4111	281	8.5	0.25
45FE4010	158	5.4	-0.02
27FE4100	426	7.0	-0.14

Table 1. Verification of ultrasonic gas flow meters after calibration.

Flow Test Of Liquid Metering Skids

The Oil Export metering skid together with the Metering Control System was flow tested with water up to 600 m^3/hr at the fabrication yard. Likewise, the Vega Oil Allocation metering skid was tested to 200 m^3/hr. The factory acceptance test was done as a general systems function test and in order to demonstrate the functionality of line meter verification towards the master meter. Proving of the master meter towards a volume prover was not part of the system test and will be done during commissioning/start-up.

Sampling System Testing

Each sampling system was flow tested with diesel oil to verify the centrifugal pump capacity with respect to the pressure drop in the bypass piping and instrumentation. A flow rate of 11 m^3/hr was achieved. The minimum calculated flow rate needed for sufficient mixing was 10 m^3/hr. The Doedijns 1 ml grab samplers were volume tested by taking 300 samples during the flow test and verifying 300 ml +/- 10%. The ProMix 12-litre constant pressure receivers were functionally tested. Parallel flange mounting was verified for all four

Solartron 7834 densitometers by confirming unaffected frequency output when changing the torque on the stud bolts on the in- and outlet flanges.

Analyser System Testing

The two analyser systems were inspected and tested at Norsk Analyse's assembly and test workshop in Vålberg, Sweden. The Teledyne oxygen analyser and the Ametek H_2S and moisture analysers were functionally tested using gases of known content. All four Siemens Maxum II gas chromatographs (GC) were tested for repeatability and linearity in accordance with NORSOK I-104, revision 03. The repeatability test is a 48-hour continuous test using a natural gas mixture similar to the expected process gas composition. The linearity test involves running each GC on three different natural gas mixtures. The three test gases shall consist of a calibration mixture identical to the expected process composition, a "lean" gas mixture and a "rich" gas mixture. FMC generally requires that the lean gas shall have a mole weight minimum 5% lower than the calibration gas. Likewise, the rich gas shall have a mole weight minimum 5% heavier than the calibration gas.

The repeatability and the gross calorific value (GCV) linearity results were well within the requirements for all gas chromatographs. Both of the Gjøa gas chromatographs passed the density linearity requirement as outlined in NORSOK I-104 whereas the Vega chromatographs failed. The performance of all chromatographs were quite similar, but the Vega operating pressure is much lower that the Gjøa operating pressure, hence the Vega gas pressure is lower than the Gjøa gas pressure. A fixed uncertainty in the GC density will be a larger percentage error at lower densities, therefore the Vega GC failure. The failure was anticipated in the previous uncertainty calculations that had been done for the analyser systems. The failure was accepted by the client as the overall uncertainty for the Vega gas measurements are well within the authority requirements.

Måling av tørr / våt naturgass som basis for kjøp / salg / beskatning og allokering.

Av Rolf Skatvedt, Intertek West Lab AS

Konklusjon

Flow målinger knyttet til tørr gass / salgs gass er utviklet over mange tiår og er i dag mulig å gjøre med relativ god nøyaktighet (total usikkerhet bedre enn 1.0 % er absolutt overkommelig). Flow målinger på våt gass (gass som inneholder små mengder med væske) eller 2 fase strømning som vi også kaller det er vesentlig vanskeligere og fører i mange tilfeller til store problemer. Mange variabler knyttet til både gass og væske og deres interaksjon ved aktuelle betingelser gjør det å måle korrekt ved operasjonsbetingelser svært vanskelig. Når vi i tillegg skal ha mengde relatert til temperatur og trykk som kan være langt fra operasjonsbetingelser vil det bli ennå vanskeligere å oppnå god nøyaktighet, ref at det i overgangene (flashingen) vil foregå endret fase fordelinger.
En forutsetning for å oppnå korrekte mengde målinger knyttet til våt gass / tofase / flerfase strømmer er at usikkerhetene i alle ledd som inngår i beregnet slutt resultat er kjente og estimerbare, hvilket igjen krever at personell som jobber med våt gass / flerfase målinger har den kompetanse som skal til for å se totaliteten og de elementer som hver for seg bidrar til den totale usikkerhet.
Måleteknisk personell som skal jobbe med våt gass / flerfase mengdemålinger må i langt større grad en personell som har jobbet med fluider i en fase ha kunnskaper relatert

til prosess / kjemi og prosess simuleringer dersom ambisjonene om mer kostnadseffektive løsninger skal oppnås i praktisk. Slik situasjon er pr dato vil undertegnede påstå at den virkelige usikkerheten i disse målingene er langt større enn hva som presenteres i en FEED / engineering fase som funksjon av at det ikke settes av nok ressurser til daglig oppfølging av denne type målinger.
Guidelines / standard for håndtering av tofase / flerfase målinger i drift som også tar inn håndtering av lab / online kvalitetsmålinger, PVT kalkulasjoner, prosess simuleringer, etc i et helhetlig bilde ville vært kjærkomment.

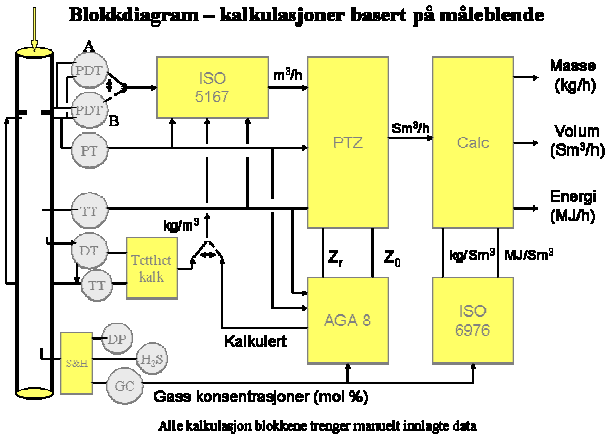
Overordnet beskrivelse av tørr / våt gass måling

I industrien som produserer, transporterer eller forbruker naturgass er gode målinger knyttet til mengde og kvalitet viktige elementer i det å sikre nøyaktige allokering av verdier.

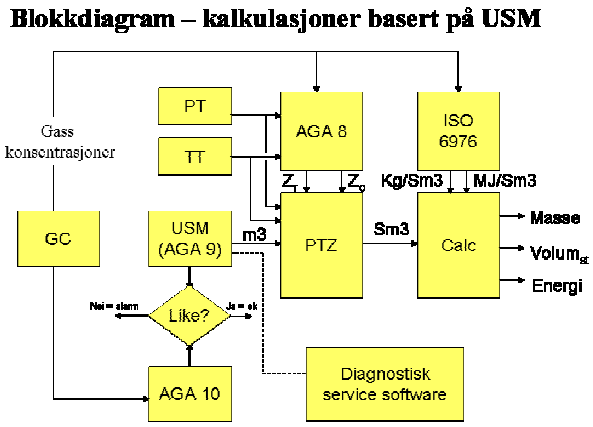
Tradisjonelt har målingene som ligger til grunn for fordelinger og taksering i Norge vært gjort på naturgass med salgsgass spesifikasjoner, kort sagt det vi kan kalle "tørr gass" og i henhold til Olje Direktoratets forskrift om måling av petroleum for fiskale formål og for beregning av CO2-avgift.

I en tidlig fase av Norges olje og gass eventyr var det måleblende (orifice) basert mengdemåling kombinert med laboratorieanalyser (kvalitets fastsettelse) utført på prøver oppsamlet over en måned som lå til grunn for tallene som ble benyttet. Senere som funksjon av økende gass priser kom behovet for å kjøpe/selge gass i kWh eller MJ (energi) og derav kontinuerlig måling av brennverdi / Gross Calorific Value (GCV), osv.

Blokkmessig vil derfor en målestasjon basert på måleblende og "tørr gass" i henhold til dagens krav kunne oppsummeres som figur 1 (måleblende basert) og figur 2 (basert på ultra sonisk meter) viser.



Figur 1: Blokkmessig beskrivelse av "tørr gass" måling basert på måleblende

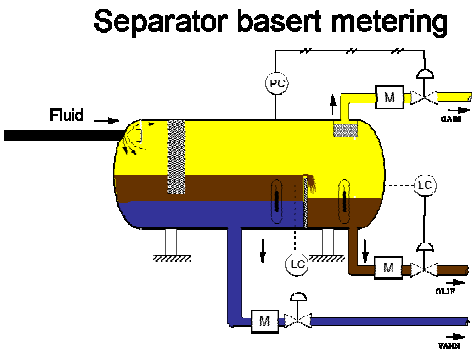


Figur 2: Blokkmessig beskrivelse av "tørr gass" måling basert på Ultra Sonisk Meter

Dette er målinger og kalkulasjoner som er godt innarbeidet og hvor vi har grunnleggende forståelse for de usikkerheter som gjelder. Målingene er på mange måter så teknisk ideelle som vi kan få dem, men noen ganger er ideelle tekniske løsninger ikke det som gir de beste kost/nytte verdier for et system som skal bygges og driftes.

Vi ser derfor at det i forbindelse med marginale felt som skal koples til allerede eksiterende infrastruktur (plattformer) kommer tekniske løsninger med større usikkerhet som

funksjon av ikke ideelle prosess forhold, ref allokerings målinger i tilknytning til felt dedikerte separator løsninger, se figur 3.



Figur 3: Dedikert separator basert metering løsning

Separatoren og dens ikke ideelle virkningsgrad med hensyn på det å separere fasene fra hverandre vil innføre en ekstra usikkerhet i flow målingene på utløpet av separatoren som funksjon av at det på gass utløp siden vil være med mer eller mindre væske (carry over) og at det på væske utløp siden vil være ikke stabilisert olje (offgas) og eventuelt vann.

Det at naturgassen på separatorens gass utløp side innholder mer eller mindre væske (væsken som vi eventuelt finner i naturgass kan være vann, hydrokarboner eller en blanding av disse og eventuelt andre) gjør målingene mer utfordrende med hensyn på nøyaktighet. Våt gass strømning er en blanding av gass og væske hvor væsken utgjør en liten del av blandingen. Dersom en mengdemåler konstruert for ”tørr” gass måling eksponeres for ”våt” gass vil store feil i måling og ”bunnlinje” bli resultatet dersom det ikke foretas korreksjoner.

Mange typer flow målere har blitt testet med våt gass. Hver flow meter type har sine måter å reagere på våt gass flow, men alle viser en eller annen form for målefeil. Eksempelvis er det relativt enkelt å forstå at en differensial trykk basert mengdemåler over rapporterer mengde dersom gassen innholder spor av væske, ref tetthets økning og trykk fordelingen.

Forskning gjennomført i senere tid har gitt oss bedre forståelse for våt gass måle teknologi. En av fremskrittene knyttet til senere tids forskning er våt gass korreksjon / korrelasjon faktorer knyttet til noen kjente måleprinsipper. Disse korreksjonsfaktorene brukes for å korrigere våt gass effekten som opptrer i forskjellige målere og kan identifisere mengde av væske i en våt gass strøm. En forutsetning for å kunne generere slike korreksjoner er at alle variablene er kjent under test tiden. Variabler som sann gass flowrate, mengde væske oppløst og tettheten til fluidene (gass og væske) er essensielle i det å etablere en god korreksjon knyttet til et gitt meter. Korrelasjons parametere hjelper til med å identifisere trender knyttet feil i våt gass målingen. Disse trendene kan også vise feil trender knyttet til forskjellig trykk. Alle disse variablene er sjelden kjent når de installeres i felt. For å korrigere flow meter som er utsatt for våt gass må en form for væske deteksjon og/eller våt gass tetthets måleteknologi benyttes. Noen typer våt gass / flerfase målere inkluderer kapasitans og/eller induktans basert målinger, kompakt separasjon, gamma baserte tetthetsmålere og forskjellige korreksjoner knyttet til disse målere og instrumenter.

Korreksjonene og korrelasjonene er som tidligere forklart basert på prosess variabler, og nøyaktigheten til det endelige svaret er følgelig avhengig av nøyaktigheten til disse variablene. Eksempelvis vil nøyaktigheten til den gamma baserte fraksjons måling og/eller laboratorium analyser utført på prøver hentet fra de respektive strømmer ha innvirkning på slutt svarets nøyaktighet.

Prøvetaking, laboratorium analyser, fase karakterisering, valg av tilstandslikning (her er det snakk om tilstandslikninger hvor man jobber med enkelt gass komponenter og ikke regner ut en sammensatt korreksjonsfaktor lik Z), PVT / flash beregninger og prosess simuleringer er alle elementer som vil være vesentlige med hensyn på det å regne seg frem til riktig mengder ved en gitt tilstand hva gjelder temperatur og trykk.

Det er mye som kan gå galt i disse beregningene og det er følgelig svært viktig at det finnes mulighet for å sjekke simuleringer / beregninger opp mot utvalgte fysiske målinger (online eller lab basert) som eksempelvis gass / olje forholdet, oljens tetthet, vann i olje mengde eller tilsvarende. Her kreves det omfattende itererende beregninger / kalkulasjoner i forskjellige lag med krav til valg av startverdier og konvergens.

Oppfølging av elementer som inngår i det totale slutt resultat må følges opp i driftsfasen og ikke bare under prosjektet for å oppnå god nøyaktig / liten måleusikkerhet. Dette krever igjen tildeling av ressurser og oppfølging av disse.

North Sea Flow Measurement Workshop 2009

Av Redaktøren

Vi minner om at registrering til årets event i Tønsberg er nå mulig. En kan finne endelig program og påmeldings informasjon på www.tekna.no

Reisebrev. NFOGM avd. RakaRør MC 2009

Av Jostein Eide, StatoilHydro

Årets fiskgale MC tur gikk til Sogndal siste helgen i august.

10 av de minst værpåvirkelige RakaRøre entusiastene tok årets tur med fatning og stor iver.

Siden været ikke akkurat var det beste for MC er vi kreative enkle sjeler ikke tapt bak en vogn som bildet så entydig viser. Her sees 10 av de beste sjåførene i Sogn Billag samlet til gruppebilde bak, sine respektive busser. The leaders of the pack kan lett gjenkjennes sentralt plassert.

Som bildet så klart viser har så vi fått oss så fine uniformer, det skal jo sjåfører ha, kun et par unntak som ikke stiller reglementert i dongeri. Hårfarge og mengde har også en generell tendens til uniformering med ett hederlig unntak, - betenkelig.
Kan det være et utslag av utstrakt hjelmbruk, hjelmsveis? Blomster som ikke får nok lys og godt stell bleikner.

Som førstereisgutt og aspirant til Raka Røre medlem kan jeg oppsummere at vi hadde en triviell helg på alle måter, - tolkning av utsagnet aldeles overflødig. Det blir nok tur til neste år også, slik årsmøtet vedtok. Helgen rundt 22. august er avsatt. Hvor hen da? Det er ikke så nøye bare vi får ture. Dessuten, det er ikke smart å advare lokalbefolkningen på aktuelt sted i så god tid i forveien.

Årsmøtet hadde sædvanlig oppe dei faste postane.
Medlemskontingenten som pt er kr 0,- $år^{-1}$ ble enstemmig vedtatt økt med minst 100 %. Grei matte som funker godt i all budsjettering, - da har vi mer å rutte med i klubbkassen til neste år. Apropos; med slik utvist nøkternhet etterlyses sponsorer.

Årets nye medlem ble aller nådigst tatt inn i varmen. (Eksklusjon er vel like rundt hjørnet etter denne turskildringen?) Videre ble navnet vårt ”Raka Rør” heftig debattert. Vi i målemiljøet oppfatter nok dette greit, men nå med nye fine uniformer kommuniserer vi dette ut til allmuen, de vil ikke skjønne en dritt, - halvgamle svenske raggarararar med fri eksos kanskje? Med høyaktelse og en uhemmet yrkesstolthet kan vi neppe være det bekjent.

Naturen og veiene i indre Sogn er av det storslagne. Kan trygt anbefales som reisemål det være seg med buss, bil, eller MC. Det er bare å ture i vei.
At vi driver med måling og detaljer på ppm. nivå kan ha sine selsomme utslag, slik hotellet nok registrerte.
At vi i målemiljøet er en samkjørt og godt strukturert gjeng ble gang på gang demonstrert til fulle. Det var ikke nødvendigvis slik at vi alle startet samtidig. Likedan var det vel mer enn naturstridig om alle 10 klarte å ta samme ferje til samme sted samtidig på felles utflukter. Vi ble omsider frakta over til rett sted i et par lass. Dette blir som å lese gamle Morgan Kane bøker: ”Han slengte seg på hesten sin og red ut i forskjellige retninger”.

NORSK FORENING FOR OLJE OG GASSMÅLING

I bakgrunnen sees en ferje, - på vei til gud vet hvor?

Vi klarte også, uten det minste problem, og samles om felles middag sånn ut på kvelden en gang, - og til dels til frokost.

Her er et bilde av en gjeng MC frelste som okkuperte et busstopp. – og bussen?.

Her var minst like mange forskjellige MCer som MC eiere. Noen mer potent enn andre. Det var ikke alltid like lett å henge på når blyhansken 1 og 2 la i vei, (rød og grå sykkel forrest i køen.)

Det som imidlertid hele tiden var betryggende var at ingen naturlige fartsgrenser ble brutt, og at alle kom hjem i to hele kolli.
Vi var alle samde om at dette hadde vært en gild tur.

På tur opp og turne. (Hvorfor forsøker de å velte gjerdet tro? – myndighetenes stadige påtrykk kanskje?)

Vi vil takke Per som sponset (S-Tec) med klubbskjorten som ble veldig godt mottatt i klubben

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 NFOG*M:
Solfrid Sunde [solfrid.sunde@fkm.fmcti.com] **www.nfogm.no**