



**Norwegian Society of
Chartered Engineers**

NORTH SEA FLOW METERING WORKSHOP

Rica Maritim Hotel, Haugesund

October 24-26, 1989

**"Automatic Transmitter Calibration
Ideas and Practical Implementation"**

Lecturers:

Rolf Skatvedt

and

Rune Øverland

Norcontrol Training a.s

English Version

Flow measurement of oil and gas quantities, which should be executed determining the Governmental Royalties and Licencee's income, is called *Fiscal Flow Measurement*.

Licencee also normally use this flow measurements to split income by a percentage key (allocation).

With reference to the enormous sums of money, which is transported out from the offshore installations in Norwegian sea territorial waters, it should be evident that this flow measurements are of greatest interests.

Consequently, these measurements will meet great claims of measurement accuracy and regulation of management.

Pages 6 and 7 shows general examples of piping and loop diagrams describing fiscal oil and gas metering stations used in the Norwegian sea territorial waters, while page 8 is a general block diagram of the computer control system of such metering stations.

As it shows from these figures, there are a great number of parameters, which first must be measured, before the final result can be presented.

If the final result should be presented by a given accuracy, we must set claims to each individual parameter. The Norwegian regulation sets claims to each individual parameter with consideration of accuracy, stability and interval between calibration.

The interval between calibration of field instrumentation, which measures parameter as pressure and temperature, shall be performed at least once per month, which again requires that sufficient personnel with necessary knowledge are available.

This costs a great deal of money and consequently, it is important to find the point which describes expenses vs income.

Everyone knows that a chain will brake at its weakest point, despite the overall performance. Money investments must be seen in conjunction with this, and keywords for what described above, are:

1. Increase the grade of automation of calibration of field instrumentation.
2. Simplify calibration routines.

Norsk Versjon

De mengdemålingene av olje og gass som den norske stat beregner sine avgifter etter, kalles med et felles navn for fiskale mengdemålinger.

Rettighetshaverne bruker også normalt disse målingene for å fordele inntektene seg imellom.

Med referanse til de enorme summer i kroner og øre som skipes ut av offshore plattformene i Nordsjøen pr. år skulle det være innlysende at disse målingene er av aller største betydning.

Følgelig settes det store krav til målenøyaktighet og driftsregularitet, noe som igjen har ført til at det fra norsk hold er utarbeidet egne forskrifter for dette med måling av olje og gass som tas ut av et petroleumsereservoar.

Sidene 6 og 7 viser generaliserte eksempler på piping og instrumentdiagrammer for fiskale olje og gass mengdemålingsstasjoner brukt i Nordsjøbassenget, mens side 8 er et generalisert blokkdiagram for kontrollsystemet av slike målestasjoner.

Som det skulle fremgå av disse figurene er det en god del parametere som må måles før et endelig måleresultat kan presenteres.

For at det endelige måleresultatet skal kunne presenteres med en gitt nøyaktighet, settes det krav til hver enkel måleparameter. De norske forskriftene setter krav til hver enkel måleparameter med hensyn på nøyaktighet, stabilitet og kalibreringsintervall.

Kalibreringsintervallet for feltinstrumenter som måler parametere som trykk og temperatur er satt til en måned, og fordrer at tilstrekkelig antall personer med de nødvendige kunnskaper er tilgjengelig.

Dette koster penger og følgelig er det viktig å finne balansepunktet mellom hva vi putter inn og det vi får igjen.

Det er ellers en kjennsgjerning at et produkt ikke blir bedere en det svakeste leddet. Penge investeringene bør derfor sees i sammenheng med dette, og stikkord i så måte er:

1. Øke automatiseringsgraden i kalibreringen av feltinstrumenter.
2. Forenkle kalibreringsrutinene.

3. Prolong calibration intervals.
4. Increase intelligence in both field instrumentation and computer control system.
5. Avoid unnecessary modification of measurement parameters.
6. Concentrate attention to parameters which contribute to largest inaccuracies in final result.

To expand the extent of the above, we will below try to deepen this more in detail.

We start with the pressure transmitters, and look at how calibration can be simplified. Pages 9 and 10 demonstrate the object.

As we all see, all transmitters are connected to the same process pressure by manifolds and motor actuated valves, which again are controlled by the computer system.

This system also has the ability of connecting a transfer standard to it, which again has a sufficient accuracy to function as a standard reference against the installed pressure transmitters, and if we combine this with static data computation (normal-distribution), this gives us by far the best ability to check the accuracy to each pressure transmitter related to operating conditions, and at the same time measurement lines are still operating.

The process pressure, used as reference, comes from one of the process lines which is in use. Consequently, flow calculation for the rest of the process lines must employ the values they had before the calibration check started.

When the test is finished, pressure transmitter again will arrive to normal operating status.

The test can be performed 100 % in automatic mode, and can therefore be done relatively often, with the confidence this entail to flow measurement, and at the same time cost can be held at minimum.

This should also satisfy The Norwegian Petroleum Directorate, particularly when we see how little these measurements affect the result of measurement, contrary to other parameters. Please refer to pages 11 and 12.

Corresponding system philosophy can be used for checking densitometers (gas densitometer against vacuum, and liquid densitometer against a known liquid).

As to temperature measurement, regulation for fiscal measurement prescribes the use of Platinum resistance

3. Forlenge kalibreringsintervallene.
4. Øke intelligensen både i feltinstrumenteringen og computer kontrollsystemet.
5. Unngå unødvendige konverteringer for måleverdiene.
6. Konsentrere seg om de parameterne som bidrar til størst usikkerhet i slutt resultatet.

For å få litt kjøtt på beinet vil undertegnede i den påfølgende tekst prøve å utdype dette litt mere i detalj, sett i lys av de punktene som er beskevet ovenfor.

Vi begynner med trykkmålingene, og ser på hvordan kalibreringene kan forenkles, sidene 9 og 10 tjener som referanse.

Som vi ser kan alle transmitterne koples til samme prosess trykk via rømanifolder og motoriserte ventiler som styres av computersystemet.

Til dette systemet er det også mulighet for å tilkople en transfer standard, som har tilstrekkelig nøyaktighet til å fungere som en referanse ovenfor de installerte trykk transmitterne, som kombinert med statistisk databehandling (normalfordeling), gir oss den aller beste mulighet for å sjekke nøyaktigheten til hver enkelt trykktransmitter i arbeidspunktet, samtidig som linjene er i drift.

Prosess trykket som brukes som referanse kommer fra en av prosess linjene i bruk, følgelig må flow beregningene for de andre linjene benytte seg av de verdiene de hadde før kalibreringssjekken ble satt igang.

Når testen er ferdig antar de sin normale driftstilstand igjen.

Testen kan gjøres helautomatisk og kan følgelig gjøres relativt ofte, med den fortrolighet til målingene det medfører, samtidig som kostnadene kan holdes til et minimum.

Dette bør også tilfredsstille myndighetenes krav, spesielt når vi ser hvor lite disse målingene påvirker måleresultatet, kontra andre parametere (ref. sidene 11 og 12).

Tilsvarende system filosofi kan brukes for sjekk av tetthetsmålere, (gastetthetsmålere mot vakuüm og væsketetthetsmålere mot en kjent væske).

Når det gjelder temperaturmålingene er det i forskriftene foreskrevet at det skal brukes platina motstandselement

element according with IEC 751, "Tolerance class A" or equivalent. The accuracy for the complete circuit including any drift over a period of one month shall be better than $\pm 0,3^{\circ}\text{C}$ in the temperature range of measurements.

Experience shows that the greatest contributor of inaccuracy in temperature measurements is related to the electronics itself. However, there are available today commercial transmitters that are classified as "Smart". Smart transmitters are also available for other measurement parameters.

This smart transmitter has "intelligence", and can by the use of internal algorithms correct it self by means of the most parameters which influence measurement accuracy.

They can also perform digital communication. This gives the opportunity of automatic change of measurement range, improved diagnostic etc (ref. page 13).

As an example, a purveyor states his instrument has a measurement range from 0 to 50°C , and the accuracy is better than $\pm 0,025^{\circ}\text{C}$, while long term stability is said to be better than $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$ over a 6-th month period.

It should thus be sufficient to check these transmitters in a minimum 6-th month interval.

The check can consist of comparing the result of measurement against a transfer standard, which is installed in a termowell very close to the location of the measurement of process temperature, and under the same operating conditions (ref. page 14).

Regarding the individual parameter that to the largest extent contributes in inaccuracy in the final result, we should thoroughly study the following:

Viscosity. Example: Meter K-factor of the turbine meter is depending on change in viscosity, and should be compensated regarding to batch loading, where temperature and therefore viscosity will vary a great deal. (ref. page 15).

Puls interpolating technique (PIT). This technique is used to determine the meter K-factor of a turbine meter, and is used on some installations, while other do not implement this technique, despite we know PIT will increase accuracy of measurement.

Is the Metering station been operated in an optimum way with respect of measurement accuracy? Example 1: The value of meter K-factor of turbine meter will vary with variation

i henhold til IEC 751, toleransklasse A eller tilsvarende. Måleusikkerhet for hele sløyfen, inkludert kalibreringsdrift pr. måned skal være mindre enn $\pm 0,3$ grader celsius.

Av erfaring viser det seg at det som gir opphav til størst måleusikkerhet i disse målingene er elektronikken, imidlertid finnes det idag på markedet kommersielle transmittere som blir omtalt som såkalt "smarte" (er også tilgjengelig for de andre måleparameterne).

Disse har egen intelligens, og kan ved hjelp av interne algoritmer korrigere seg selv med hensyn på de fleste parametere som påvirker målenøyaktigheten.

I tillegg er de istand til å kommunisere på digitalt vis noe som gir mulighet for automatisk forandring av måleområde, forbedret diagnostikk osv (se side 13).

En leverandør oppgir som et eksempel at for et måleområde på 0 til 50 grader celsius er nøyaktigheten bedre enn $\pm 0,025$ grader celsius, mens langtidstabiliteten angis til bedre enn $\pm 0,1$ grader celsius på 6 måneder.

Det skulle således være tilstrekkelig å sjekke disse med et minimum intervall på 6 måneder.

Sjekken kan bestå i å sammenlikne måleresultatet mot en transfer standard som monteres i en termolomme tett opptil der målingen foretas, og under de samme driftsforhold (se side 14).

Når det gjelder punktet vedrørende det å konsentrere seg om de måleparameterne som bidrar til størst måleusikkerhet i slutt resultatet bør også følgende forhold studeres:

Viskositet (eksempelvis er turbinmeterets K faktor avhengig av denne, og burde vært kompensert for ved batch laster hvor temperaturen og derav viskositeten kan variere en god del, se side 15).

Brukes pulsinterpolasjonsteknikk ved bestemmelse av turbinmeterets K faktor (brukes på enkelte installasjoner mens andre bruker det ikke, selv om vi alle vet at dette øker målenøyaktigheten)?

Opereres målestasjon optimalt med hensyn på måleusikkerhet (Som eksempler nevnes: 1, turbinmeterets K faktor er avhengig av flowraten og fordrer følgelig at det kalibreres ved samme

of flowrate, and K-factor should therefore be proved at operating flowrate. Example 2: All instruments, which range is specified as a function of span, should be used as close to maximum value as possible.

Is it correct to use standard reference conditions for pressure and temperature as common reference when we decide meter K-factor, or should we use operating condition as reference? Methods will vary from oil company to oil company.

Is it correct to use correction factors on crude oils, as given in API 2534, correcting meter K-factor due to changes in pressure and temperature? API do not recommend the mathematical treatment, but several oil companies on the Norwegian shelf use this correction factor anyway.

Are the maintenance procedures and repair routines good enough, for example will remaining water in oil sampler system after an examination lead to too high water-in-oil content?

Can the computer control system under all circumstances guarantee that all flow that pass through the metering station is being completely measured?

Is the analyses from the laboratories good enough to really represent the liquid/gas flowing through the metering station?

Is it given sufficient training of personnel?

CONCLUSION

The main object, as we see it, is to achieve solutions that benefit the technical measurement result, and at the same time security can be maintained and costs be held at a level that gives the largest profit in proportion to invested capital. To achieve this goal both involved in this situation, have in common several problems that have to be solved:

Oil companies

Install transmitters, which to the largest extent are not effected of changes in environment, example temperature, pressure, humidity etc. This is important, because in some cases stability is more important than accuracy itself.

flowrate som det skal brukes ved. 2: Alle instrumenter som har nøyaktigheten oppgitt som funksjon av span bør brukes så nære maks måleverdi som overhodet mulig).

Er det riktig å bruke standard betingelser for trykk og temperatur som felles referanse ved utarbeidelse av turbinmeterets K faktor, eller bør det brukes operasjonsbetingelser? Her er det forskjellig fra oljeselskap til oljeselskap.

Er det riktig å bruke korreksjonsfaktorene som er gitt i API 2534 vedrørende turbinmeterets påvirkning av trykk og temperatur for råoljer? API standarden anbefaler det ikke, men de fleste oljeselskapene på Norsk sektor gjør det.

Er prosedyrene for vedlikehold og reparasjon gode nok, eksempelvis vil gjenværende vann i oljeprøvetakerne etter en uttesting føre til at vannprosenten i oljen blir bestemt alt for høy.

Er sikkerheten i kontrollsystemet god nok til at det ikke under noen omstendighet kan passere fluider gjennom målesystemet uten at det blir registrert på målestasjonens telleverk.

Er laboratorie analysene som foretas representative for hva som virkelig passerer målestasjonene?

Er tilstrekkelig opplæring gitt?

KONKLUSJON

Hensikten med denne konklusjon slik undertegnede ser det er å komme frem til løsninger som kan gagne det måletekniske resultatet samtidig som sikkerheten kan opprettholdes og kostnadene holdes på nivå som gir størst avkastning iforhold til investert kapital. For å komme frem til dette er det to berørte parter, og som hver for seg og i fellesskap har noen oppgaver som må løses:

Oljeselskapene

Installere måleverdigiverne slik at de i størst mulig grad er upåvirket av forandringer i omgivelsene, som eksempelvis temperatur, trykk, fuktighet, etc. Dette er viktig da stabiliteten ofte er viktigere enn selve målenøyaktigheten.

Choosing transmitters, which to the largest extent correct themselves related to changes in environment, that is to choose "smart" transmitters. Choosing solutions that make it possible to have a very quick and reliable calibration (check) of transmitters.

To achieve correction factors, which are valid for crude oil, which in a correct manner compensate changes in parameter that occur when exporting crude oil from the North Sea.

Influence official authorities to a larger extent to make it possible to introduce new measurement techniques, for example use of "compact prover", gas turbine meter etc.

To achieve new computer arrangements, which gives more secure operating and safer running.

To give operators and maintenance personell sufficient training, so they thoroughly understand how differently measurement parameters influence final measurement result.

Norwegian Petroleum Directorate

Removing obligations about interval between calibration in their regulation, and to a larger extent concentrate checking long term stability of measurement parameters, when environmental conditions are changing.

To achieve mathematical treatment for crude oil and gas, which is as correct as possible, and make oil companies use correct formula.

To give opportunity to measure oil and gas at alternative methods, but after strict regulations, for example to use gas turbine meter instead of orifice plate.

To a larger extent see to it that fiscal metering stations are operated and maintained in a optimal way.

Velge transmittere som i så stor grad som mulig korrigerer for skiftende omgivelsesforhold, dvs å velge "smart" transmittere. Velge løsninger som muliggjør hurtig og sikker sjekk/kalibrering av måleverdigerne.

Finne frem til korreksjonsfaktorer som har gyldighet for råolje, og som kompenserer for de forandringene som virkelig inntreffer ved utskipning av råolje fra felt i Nordsjøen.

Påvirke offentlige myndigheter til i større grad enn idag til å gi rom for nye måletekniske løsninger, her nevnes "compact prover", gassurbinmeter etc.

Finne frem til computerløsninger som gir god bruker vennlighet, og sikrere drift.

Gi operatører og vedlikeholdspersonell tilstrekkelig opplæring til at de forstår hvordan forskjellige måleparametere påvirker sluttresultatet.

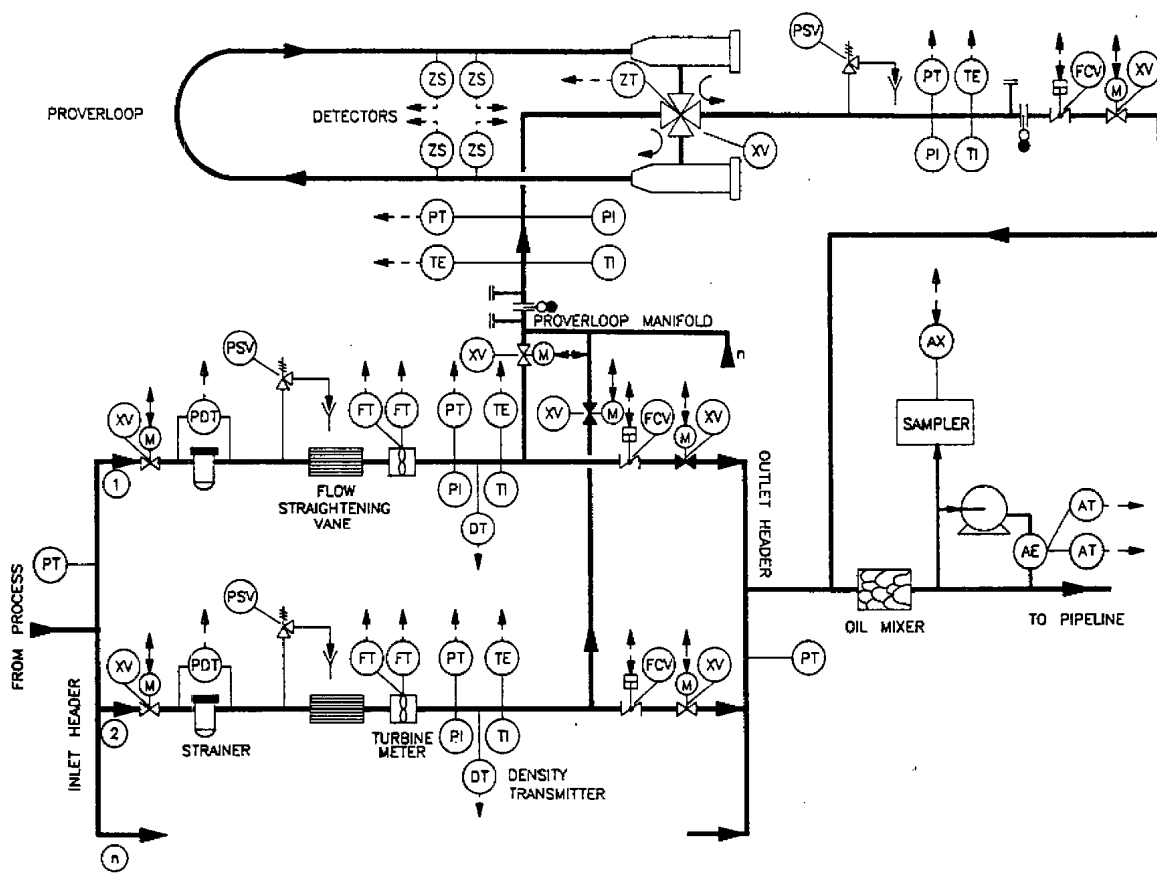
Oljedirektoratet

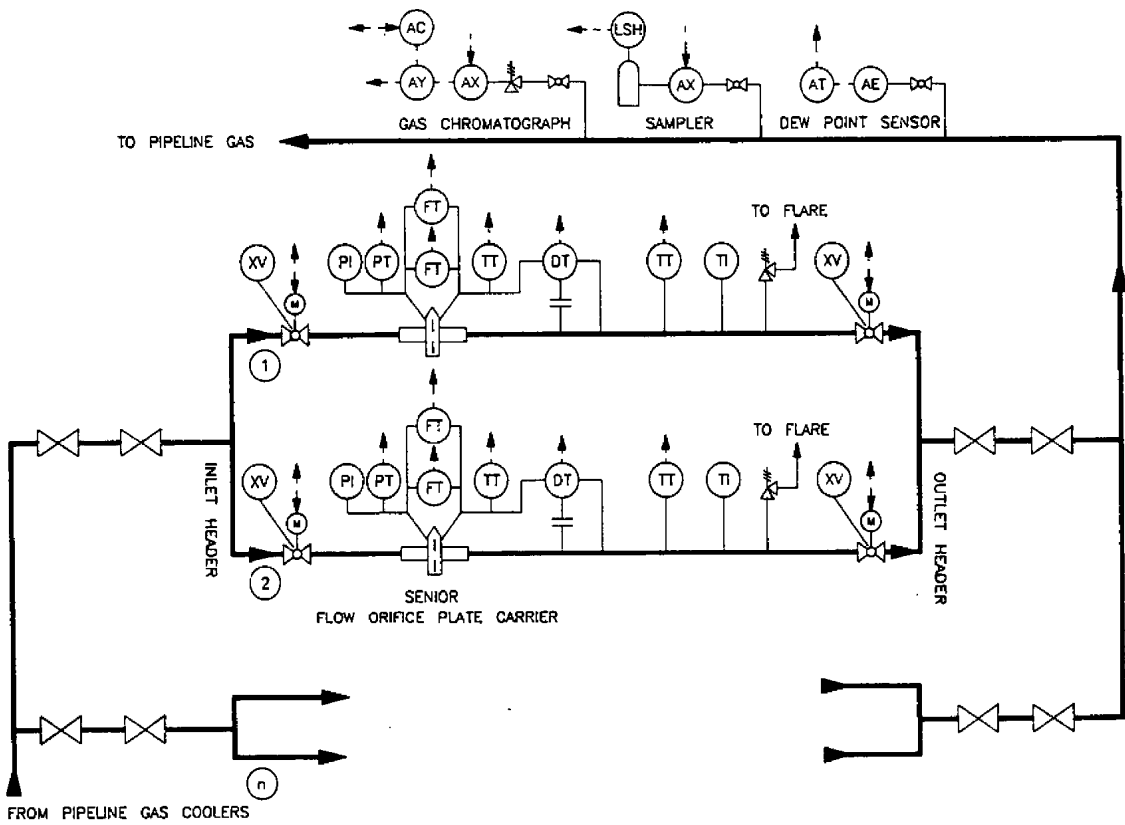
Fjerne kravet i forskriftene vedrørende kalibreringsintervall, og i større grad konsentrere seg om å sjekke at måleverdiene er stabile over tid og med vekslende omgivelsesforhold.

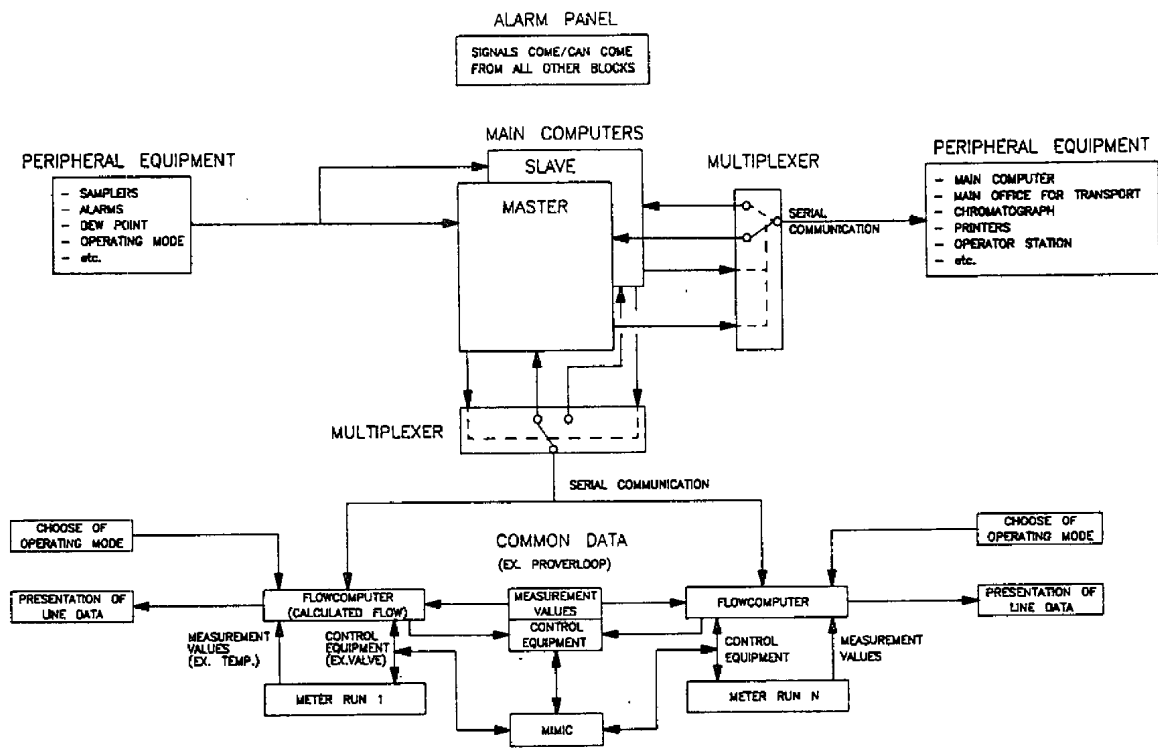
Finne frem til beregningsmåter for råolje og gass som er så korrekte som overhodet mulig, samt påse at alle oljeselskapene følger disse.

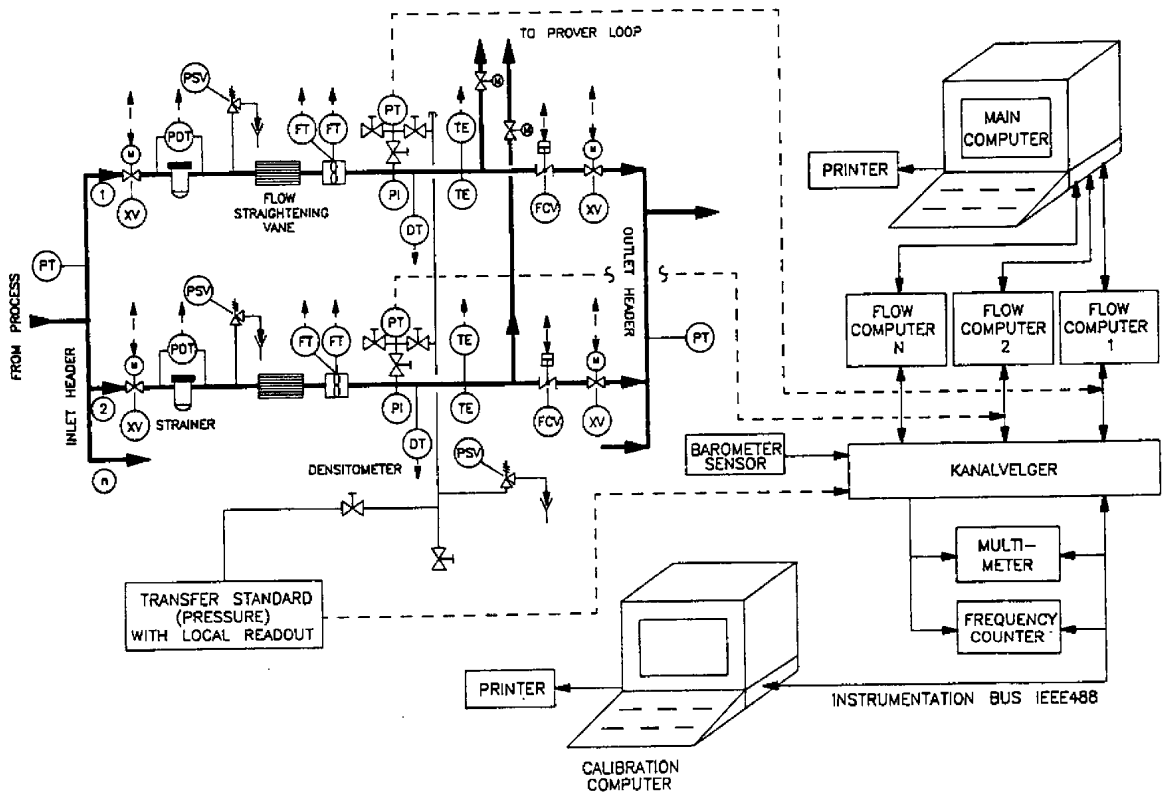
Gi mulighet for å måle olje og gass på alternative måter, men etter fastlagte retningslinjer, eksempelvis gassurbinmeter kontra måleblende.

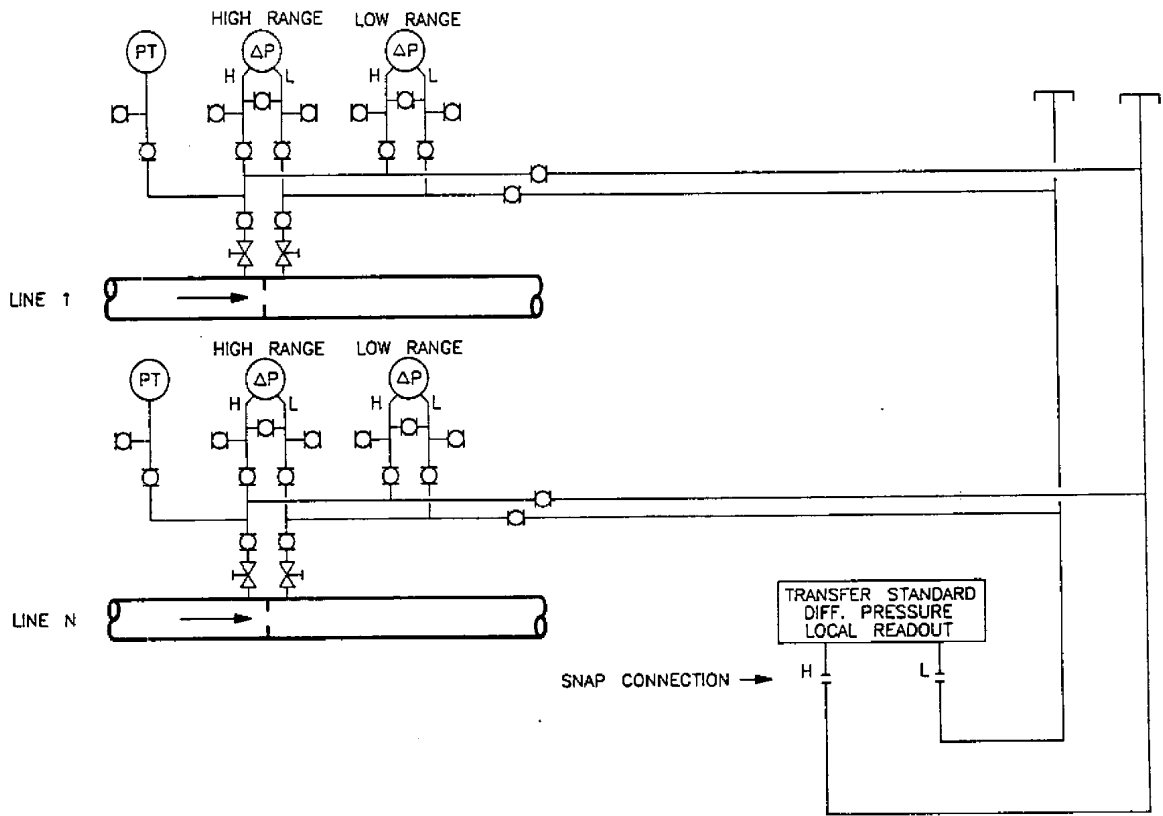
Påse i sterkere grad enn idag at målestasjonene opereres og vedlikeholdes optimalt.





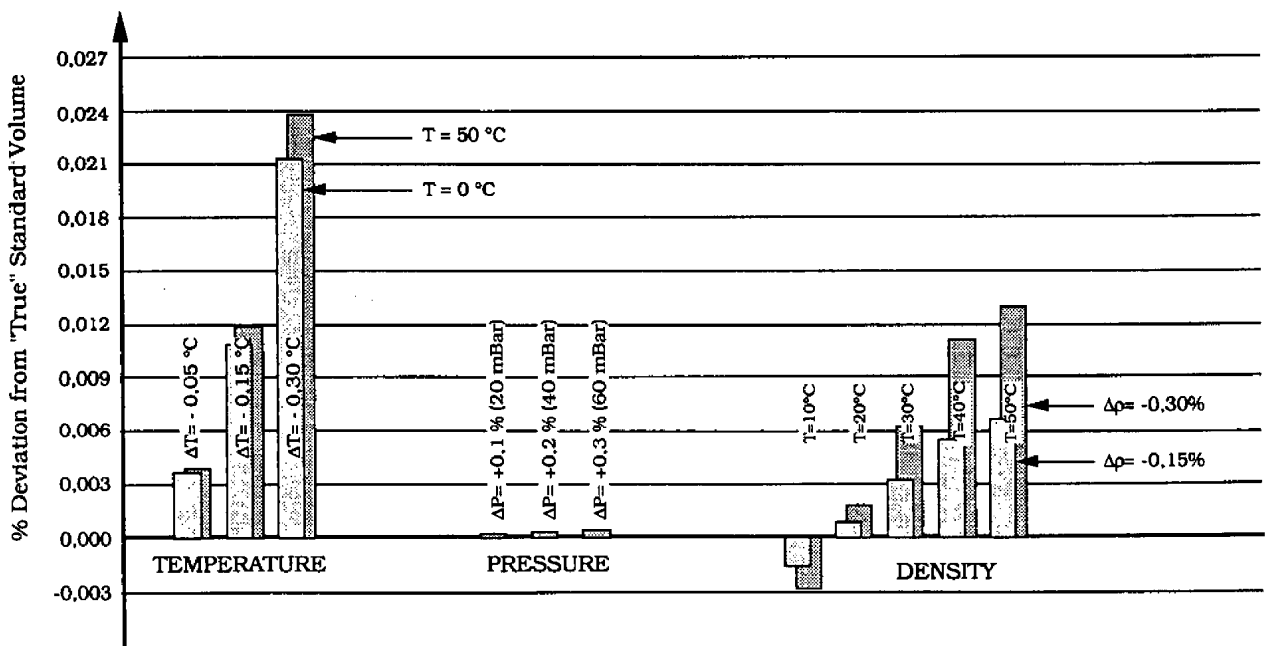




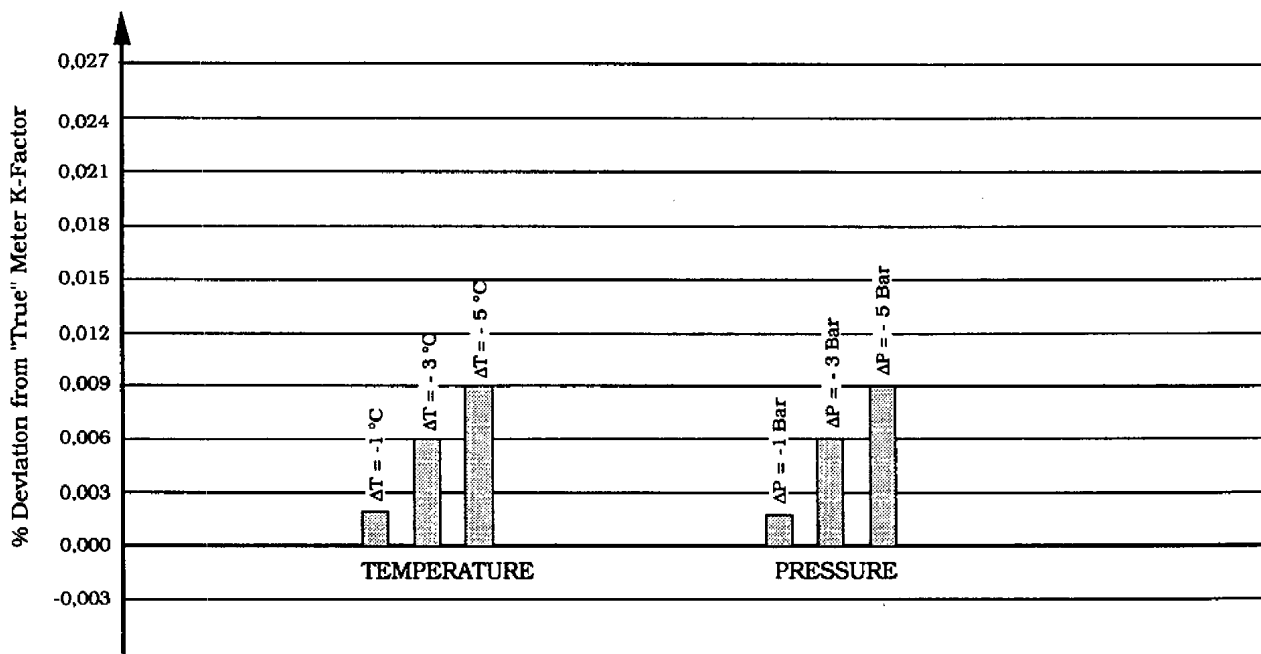


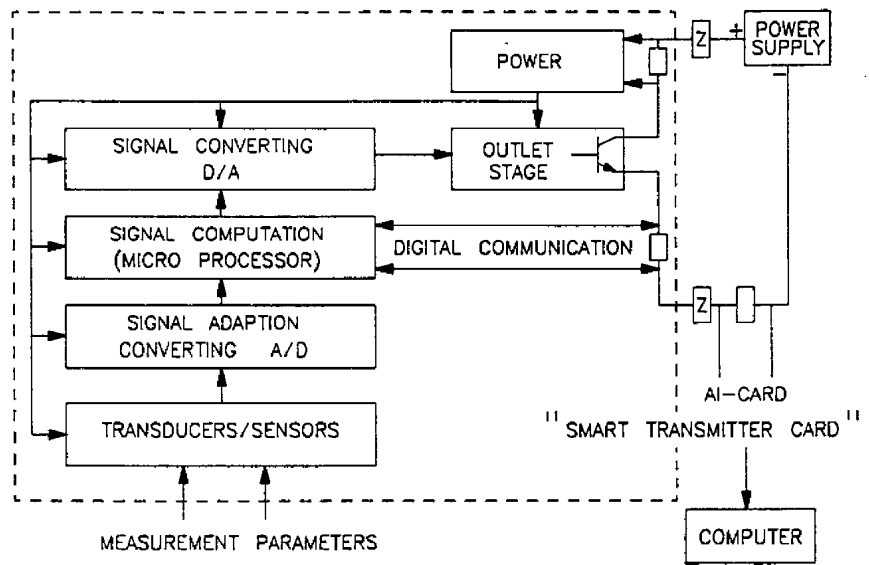
UNCERTAINTIES IN OIL FLOW MEASUREMENT ACCORDING TO API 2534 FORMULA

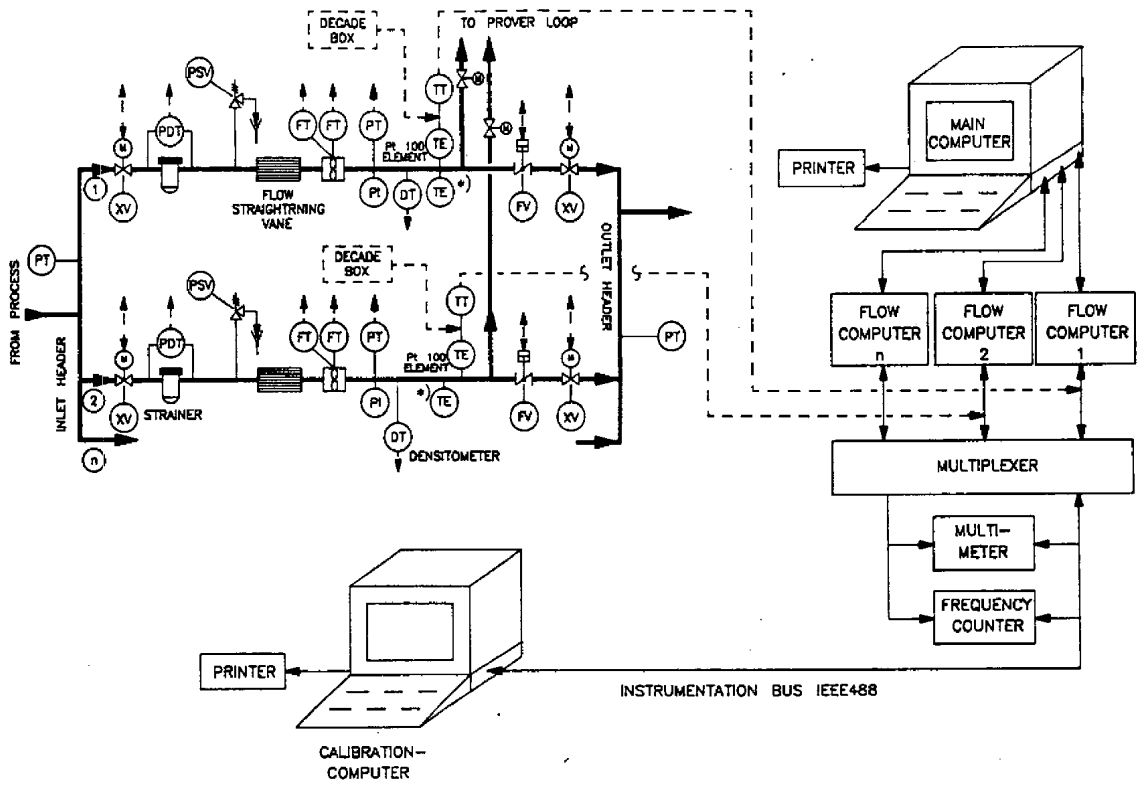
Temperature & Pressure in prover loop.
Density



VARIATION OF METER K-FACTOR IN OIL FLOW MEASUREMENT ACCORDING TO API 2534 FORMULA

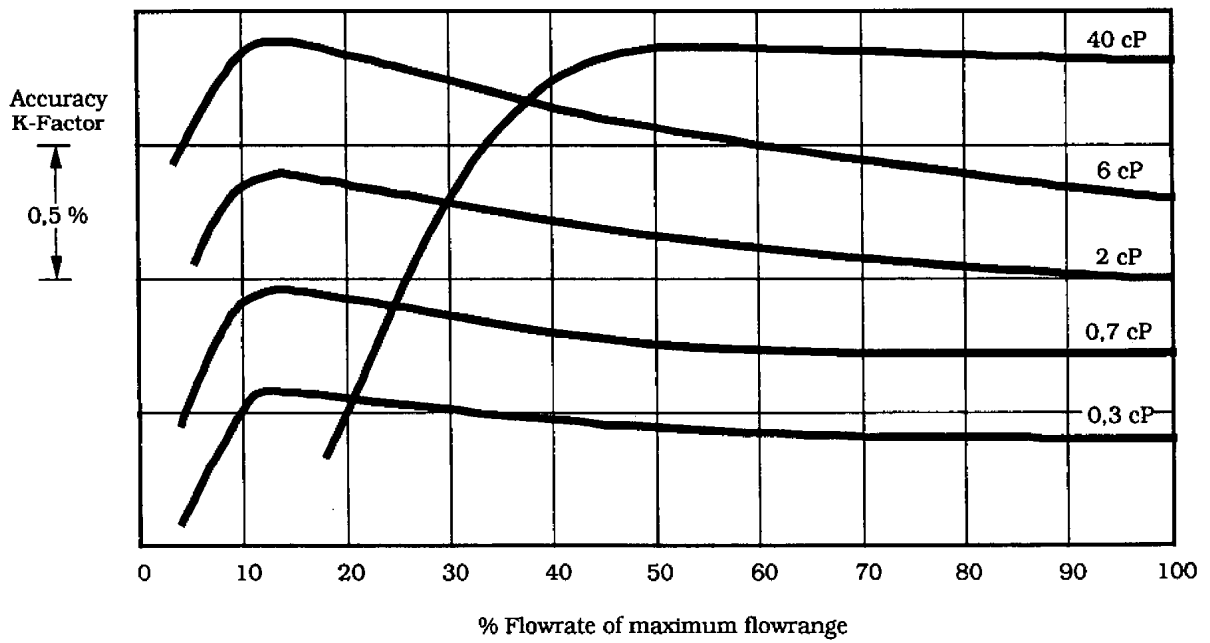






- *) REFERENCE ELEMENT MOUNTED IN TERMOWELL. DISPLAY CAN BE CONNECTED FOR LOCAL READOUT.

ACCURACY OF METER K-FACTOR DUE TO VARIATION OF VISCOSITY AND FLOWRATE



References

[1] Paper presented at the North Sea Flow Measurement Workshop, a workshop arranged by NFOGM & TUV-NEL

Note that this reference was not part of the original paper, but has been added subsequently to make the paper searchable in Google Scholar.