

# Skarv FPSO – K0 faktor ved oljelossing

NFOGM – Måleteknisk fagdag 2023

Martin Lillo, Aker BP, 30.03.2023



# Skarv FPSO –K0 faktor ved oljelossing

## Innhold:

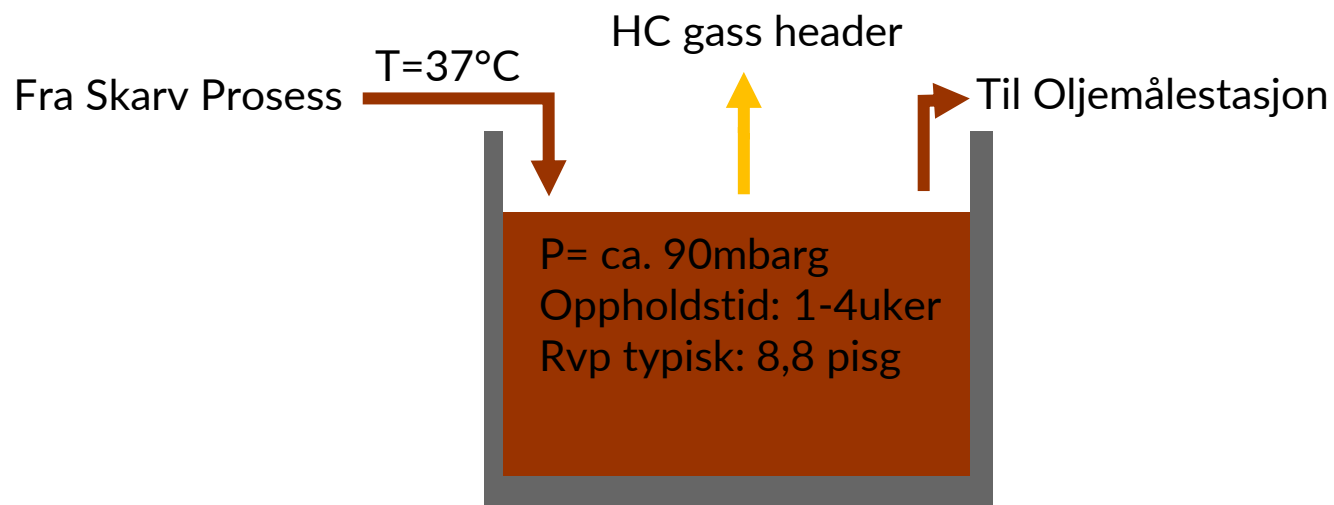
- Skarv FPSO Oljemåling
- Fra linje til standard betingelser
- OD tilsyn 2022
- Fiskale Oljekalkulasjoner – fra linje til standard betingelser
- Valg av K0 og betydning i kalkulasjoner.
- Bestemmelse av en eksperimentell K0
- Foreløpige resultater
- Alternativ målemodus
- Oppsummering



# Skarv FPSO - Oljemåling

Oljeeksport målestasjon består av:

- 3 x 12" Krohne Ultralydmålere (3 x 33%)
- 3 x 8" Krohne Ultralydmålere som mastermeter (3 x 50%)
- Strømningsproporsjonal prøvetaking med fastloop.
- Fastloop med vannkutt, men ikke tetthetsmåler.



# Fra linje til standard betingelser

Linjemetere			
USM	2102.5 m <sup>3</sup> /h 1609.6 tonn/h	72.9 % 765.6 kg/m <sup>3</sup>	4.9 barg 24.6 grdC
USM	2085.0 m <sup>3</sup> /h 1595.9 tonn/h	68.9 % 765.4 kg/m <sup>3</sup>	4.9 barg 24.7 grdC
USM	2084.8 m <sup>3</sup> /h 1595.9 tonn/h	66.9 % 765.5 kg/m <sup>3</sup>	5.0 barg 24.6 grdC

V=100 000 m<sup>3</sup>

T=25°C

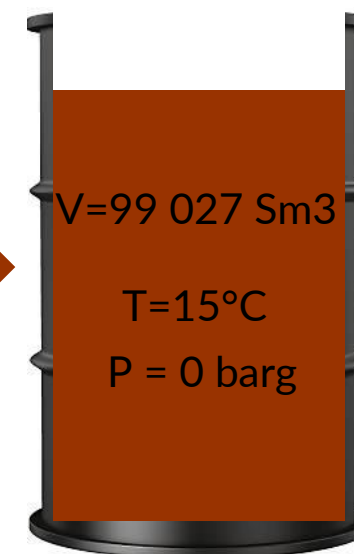
P = 5 barg

$\rho = 780 \text{ kg/sm}^3$

Typisk 1,000X

$$V_{ref} = V_{linje} * C_{pl} * C_{tl}$$

0,9898 i eksempelet,  
tallverdi reduseres ved  
høyere temp.



# Fra linje til standard betingelser

$$C_{tl} = e^{(-\alpha * \Delta T * (1 + 0,8\alpha * \Delta T))}$$

$$\Delta T = T - T_{ref}$$

$$\alpha = \frac{K_0}{(\rho)^2} + \frac{K_1}{(\rho)}$$

$\rho =$  Tetthet ved ref\_betingelser  
(eller tetthet ved likevekts betingelser om damptrykk er høyere enn atmosfærisk trykk)

Ctl er avhengig av:

Standard tetthet  
Temperatur differansen  
K0

Hvilke har vi kontroll på?

Hydrocarbon Liquid	Values for K0 <sub>t</sub> and K1 <sub>t</sub> are found in ref. (4), chapter:	K0 <sub>t</sub>	K1 <sub>t</sub>
Crude Oils	11.1.54.3	613.9723	0.0
Fuel Oils	11.1.54.6	186.9696	0.4862
Jet Fuel	11.1.54.6	594.5418	0.0
Gasoline	11.1.54.6	316.4228	0.4366

# OD tilsyn 2022

- Under OD revisjon i 2022 ble det diskutert hvorvidt  $K_0$  faktor på 613 er representativ for oljen som losses fra Skarv.
- Fra API 11.1.2.3 er tetthet på Crude Oil oppgitt til å kunne ha et spenn på 611,16 til 1163,79 kg/m<sup>3</sup> ved 15°C. Mer begrenset område i tidligere utgaver, fra NFOGM «Handbook of uncertainty calculations»:

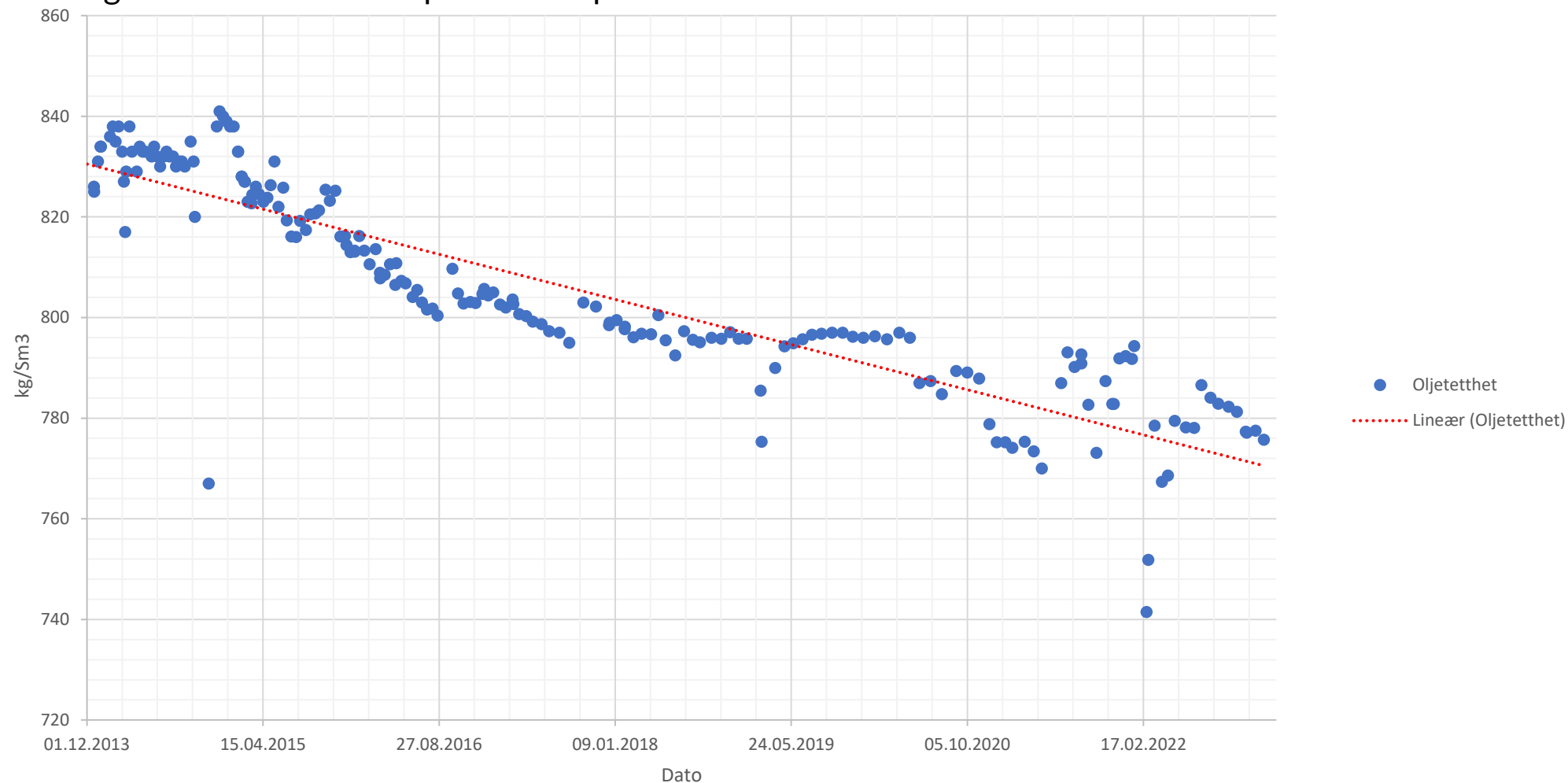
Hydrocarbon group	$K_0$	$K_1$	Density range (kg/m <sup>3</sup> )
Crude Oil	613.97226	0.0000	771 – 981
Gasolines	346.42278	0.43884	654 – 779
Jet Fuels	594.54180	0.0000	779 – 839
Fuel Oils	186.96960	0.48618	839 – 1075

- Tidligere paper ([NSFMW 2008](#)) har pekt på at standard API  $K_0$  faktor ikke nødvendigvis er representativ for Nordsjøolje. Men konklusjon i paper var at fiskal effekt var neglisjerbar da gjeldene pipelinemåling rapporterte mengder i masse.

På bakgrunn av dette ble det enighet om å undersøke nærmere om  $K_0$  kan bestemmes via prøvetakning for å se hvor godt denne matcher API Crude standard.

# Skarv FPSO – Endring i oljetetthet over feltets levetid

Skarv har gradvis fått et lettere produkt i løpet av feltets levetid.



# Betydning av K0 faktor

Regner på den prosentvise endringer mellom

$Ctl_{K0=613}$  og  $Ctl_{K0=eksperimentell}$

Et negativt tall indikerer at en underestimerer med standard K0 og overestimerer når tallet er positivt.

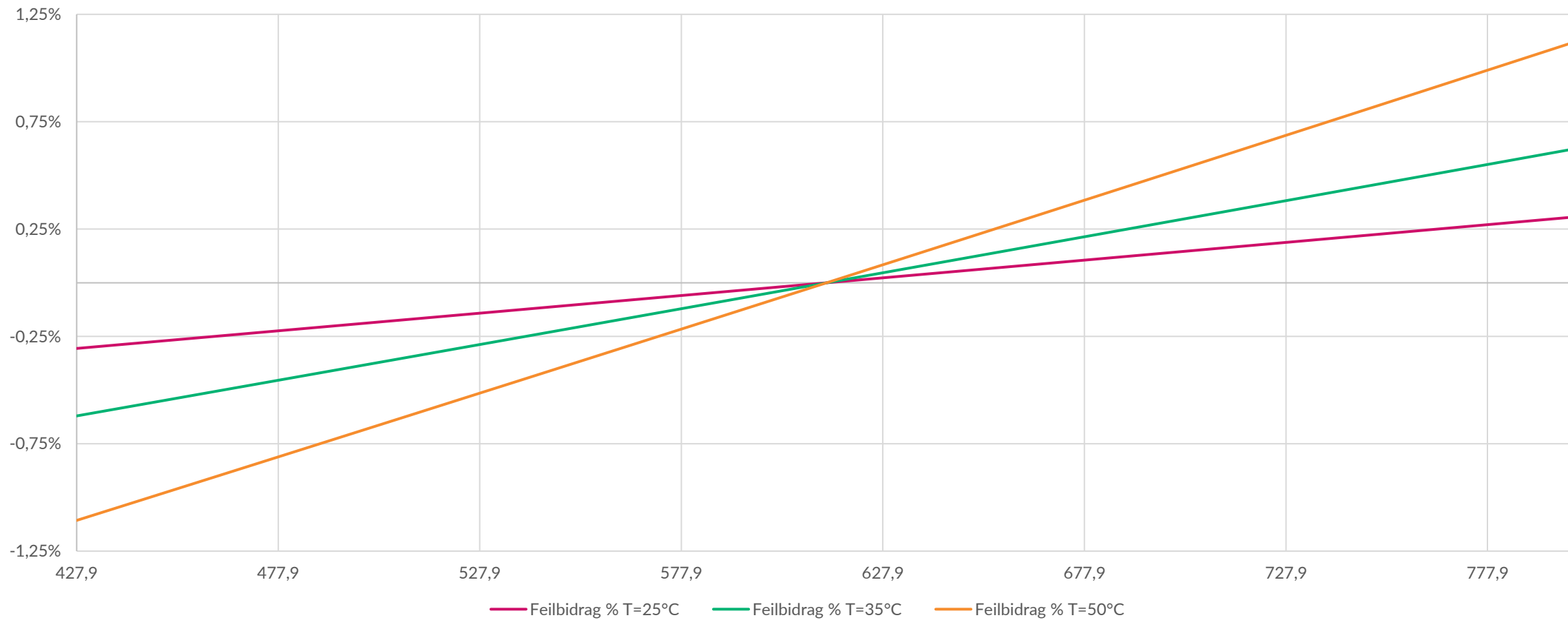
Standardtetthet er valgt til 785 kg/Sm<sup>3</sup>

K0_eksperimentell	Endring i % Ctl T=25°C	Endring i % Ctl T=35°C	Endring i % Ctl T=50°C
300	-0,52 %	-1,04 %	-1,86 %
325	-0,47 %	-0,96 %	-1,71 %
350	-0,43 %	-0,88 %	-1,56 %
375	-0,39 %	-0,80 %	-1,42 %
400	-0,35 %	-0,71 %	-1,27 %
425	-0,31 %	-0,63 %	-1,12 %
450	-0,27 %	-0,55 %	-0,98 %
475	-0,23 %	-0,46 %	-0,83 %
500	-0,19 %	-0,38 %	-0,68 %
525	-0,15 %	-0,30 %	-0,53 %
550	-0,11 %	-0,21 %	-0,38 %
575	-0,06 %	-0,13 %	-0,23 %
600	-0,02 %	-0,05 %	-0,08 %
613,9723	0,00 %	0,00 %	0,00 %
625	0,02 %	0,04 %	0,07 %
650	0,06 %	0,12 %	0,22 %
675	0,10 %	0,20 %	0,37 %
700	0,14 %	0,29 %	0,52 %
725	0,18 %	0,37 %	0,67 %
750	0,22 %	0,46 %	0,82 %
775	0,27 %	0,54 %	0,97 %
800	0,31 %	0,63 %	1,12 %



# Betydning av K0 faktor

Endring for Ctl i % når valgt K0 er 613,9723 men reel K0 er som vist på x-aksen.



# Bestemmelse av K0 fra prøvetakning

API Ch 11 har en beskrivelse for hvordan en kan bestemme K0 fra tetthetsmålinger:

## 11.1.3.8 Calculating the Thermal Expansion Factor for Special Applications

The correlations for the 60°F thermal expansion factor give results for an “average” liquid of a specific commodity type. However, there may be occasions when one wants to make density measurements on a particular liquid in order to determine its actual  $\alpha_{60}$  value. An implementation procedure is presented in 11.1.5.2 to derive  $\rho_{60}$  and  $\alpha_{60}$  values from a set of density measurements. The following are general guidelines that should be followed before the data analysis is done:

- A minimum of 10 data points is needed to use this method.
- The data measurements should cover the temperature range over which the VCF values are to be used. The range should include 60°F even if a measurement is not made at this temperature.
- The density measurements should be made at such pressures that a pressure correction need not be applied (i.e., the CPL factor is 1 for all of the data points).

# Bestemmelse av K0 fra prøvetakning

Videre i API Ch. 11 beskrives en iterativ metode med et tilhørende eksempel for å beregne  $\alpha_{60}$  og  $\rho_{60}$  samt K0.

Verifiserte API eksempelet i excel og benyttet metoden videre.

Summations		Coefficients in Equation for $\alpha_{60}$		11.1.5.2 Method to Calculate Thermal Expansion Factor from Density Measurements 11.1.5.3 Method to Convert Temperature from ITS-90 to IPTS-68 Basis														
N	10	$a_0$	-1.55568	tc,90	$\rho_{mi}$	$\tau$	$\Delta T$	tc,68	tF,90	tF,68	$\Delta TF$	ln $\rho_{mi}$	(ln $\rho_{mi}$ ) <sup>2</sup>	$\Delta TF \cdot \ln \rho_{mi}$	( $\Delta TF$ ) <sup>2</sup>	( $\Delta TF$ ) <sup>2</sup> · ln $\rho_{mi}$	$\Delta TF^3$	$\Delta TF^4$
$S_p = \sum \ln \rho_{m,i}$	67.5405	$a_1$	3296.87	C	kg/m3	C	C	C	F	F	F							
$S_{pp} = \sum (\ln \rho_{m,i})^2$	456.173	$a_2$	411.305	14,9	868,21	0,0236508	-0,00365	14,90365318	58,82	58,8266	-1,1803	6,7664336	45,784624	-7,98641601	1,3931	9,426360212	-1,6443	1,9407
$S_t = \sum \Delta T_i$	261.868	$a_3$	1.19345E+07	15,9	867,5	0,0252381	-0,00391	15,90390688	60,62	60,6270	0,6202	6,7656155	45,773553	4,195747043	0,3846	2,602023898	0,2385	0,1479
$S_{tp} = \sum \Delta T_i \cdot \ln \rho_{m,i}$	1767.12			20,2	864,51	0,0320635	-0,00501	20,20500782	68,36	68,3690	8,3621	6,7621629	45,726847	56,54614707	69,9254	472,8467517	584,7257	4889,5576
$S_{tt} = \sum (\Delta T_i)^2$	10279.26			25	861,19	0,0396825	-0,00625	25,00625395	77	77,0113	17,0044	6,7583152	45,674824	114,920974	289,1490	1954,160165	4916,8004	83607,1525
$S_{tpp} = \sum (\Delta T_i)^2 \cdot \ln \rho_{m,i}$	69348.6			29,6	857,91	0,0469841	-0,00746	29,60746229	85,28	85,2934	25,2866	6,7544992	45,623259	170,7980305	639,4100	4318,894173	16168,4770	408845,1178
$S_{ttt} = \sum (\Delta T_i)^3$	440511			32,9	855,62	0,0522222	-0,00834	32,90833605	91,22	91,2350	31,2281	6,7518264	45,587159	210,846911	975,1961	6584,354745	30453,5507	951007,4387
$S_{tttt} = \sum (\Delta T_i)^4$	19885457.5			35,4	853,82	0,0561905	-0,009	35,40900109	95,72	95,7362	35,7293	6,7497204	45,558725	241,1629677	1276,5848	8616,590547	45611,5163	1629668,7825
				40,2	850,48	0,0638095	-0,01028	40,21028362	104,36	104,3785	44,3716	6,7458009	45,50583	299,3222193	1968,8420	13281,41645	87360,7419	3876339,0095
				42	849,16	0,0666667	-0,01077	42,01076596	107,6	107,6194	47,6125	6,7442476	45,484876	321,1105159	2266,9505	15288,87567	107935,1904	5139064,6646
				44,9	847,15	0,0712698	-0,01154	44,91154401	112,82	112,8408	52,8339	6,7418778	45,452916	356,1997253	2791,4214	18819,42221	147481,6936	7792033,6894
				i	ai	Sp	$\alpha$	67,5405	a0	-1,5557	$\alpha(1)$	4,54646E-04	$\alpha_{60F}$	4,46655E-04	$^{\circ}F-1$			
				1	-0,148759	Spp	456,173	a1	3296,87	$\Delta\alpha(1)$	-7,98343E-06	$\rho_{60}$	867,756	kg/m3				
				2	-0,267408	St	261,868	a2	411305	$\alpha(2)$	4,46663E-04							
				3	1,08076	Stp	1767,12	a3	1,19345E+07	$\Delta\alpha(2)$	-7,42106E-09	K0 for $^{\circ}F$ :	336,33					
				4	1,269056	Stt	10279,26			$\alpha(3)$	4,46655E-04	K0 for $^{\circ}C$ :	605,40					
				5	-4,089591	Sttp	69348,6			$\Delta\alpha(3)$	-6,40949E-15							
				6	-1,871251	Sttt	440511			$\alpha(4)$	4,46655E-04							
				7	7,438081	Stttt	19885457,5			$\Delta\alpha(4)$	0,00000E+00							
				8	-3,536296				$\delta$	0,0137498	$\alpha(5)$	4,46655E-04						
											$\Delta\alpha(5)$	0,00000E+00						
											$\alpha(6)$	4,46655E-04						

Iteration	$\alpha^{(m)}$	$\Delta\alpha^{(m)}$
1	4.54646E-04	-7.98343E-06
2	4.46663E-04	-7.42106E-09
3	4.46655E-04	-6.40949E-15
4	4.46655E-04	0.000E+00
5	4.46655E-04	0.000E+00
6	4.46655E-04	0.000E+00

The resulting coefficient of thermal expansion (to six digits) is  $\alpha_{60} = 446.655 \times 10^{-6} \text{ } ^{\circ}F^{-1}$  and the ca. at 60°F (to six digits) is  $\rho_{60} = 867.756 \text{ kg/m}^3$ . When rounded consistent with 11.1.5.4 the results are  $\alpha_{60} = 446.7 \times 10^{-6} \text{ } ^{\circ}F^{-1}$  and  $\rho_{60} = 867.8 \text{ kg/m}^3$ .

AF

# Bestemmelse av K0 fra prøvetakning

I tillegg til API metoden ble alternative kalkulasjoner gjort:

- Forenklet metode, minimere feil<sup>2</sup> og Excel sin «Solver» funksjon.
- Intertek beregninger for K0.

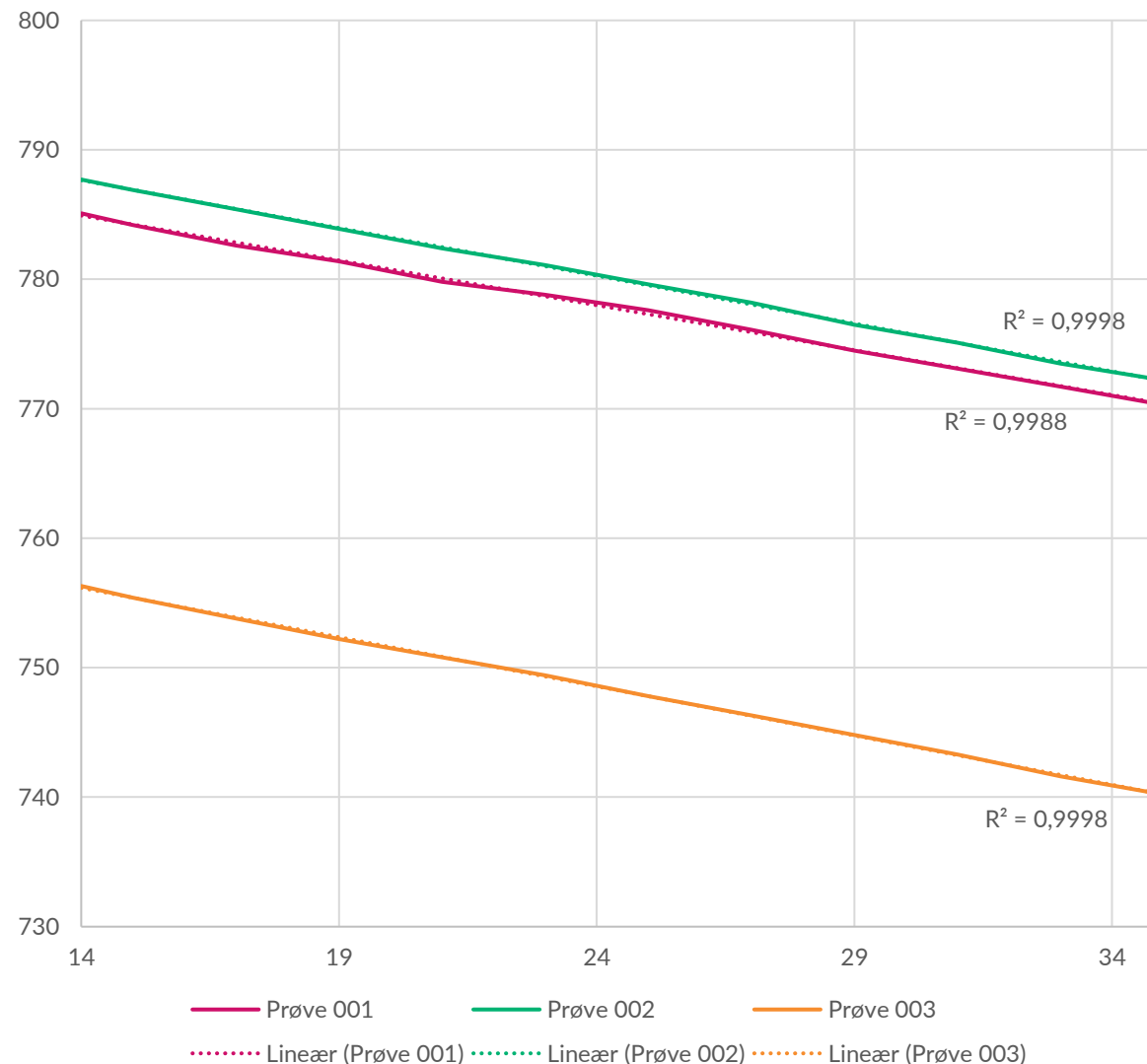
Tidligere arbeid:

- Kelton paper fra 2008. «Trial and error» metode.
- Tetthetsmålinger for både varierende trykk og temperatur. Finner K0 som minimerer standardavviket i standardtetthet for datasettet. Denne metodikken fant jeg ikke igjen i noen standard. Kanskje relevant for en rørledningsstasjon med høyere trykk.

# Prøvetakning og resultater for Skarv

- Tre oljeprøver ble tatt, benyttet backup prøver for oljeflossing (ikke trykksatte).
- Tetthet ble målt over 12 ulike temperaturer som dekket referanse temperatur og hele arbeidsområdet for målestasjonen (benyttet 14-35 °C).

Analyseresultater



# Resultater fra beregningene

- *Alle de ulike tilpasnings/beregningsmetodene gir svært like resultater.*
- *To prøver med tilsvarende standardtetthet gir veldig ulike tallverdier for K0, 540 og 578.*
- *Prøve 003 er vesentlig lettere enn prøve 002 men K0 beregnes marginalt forskjellig.*

Sample ID	2022-06187-001 2022SKARV0802	2022-06187-002 2022SKARV0801	2022-06187-003 2022SKARV0201
Std. Tetthet	784,2	786,9	755,4
Beregningsmetode	K0	K0	K0
API	540,2	577,9	571,3
Excel Solver	539,6	577,7	572,0
Intertek regneark	540,0	578,0	572,0

*Ny runde med prøvetaking og analyse utføres nå på trykksatte prøver.*

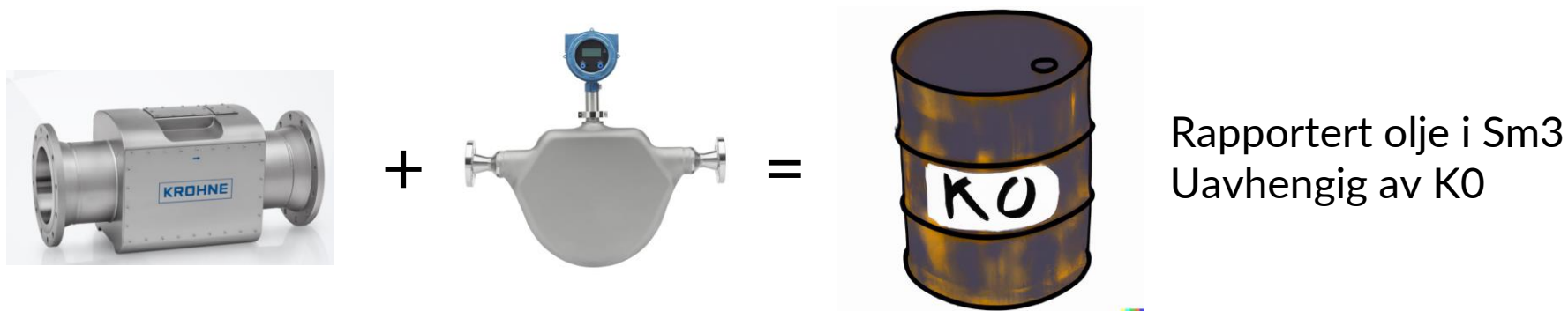
*K0=540 ved T=25°C gir 0,12% mer i Standardvolum.*

*K0=575 ved T=25°C gir 0,06% mer i Standardvolum.*

*Gjennomsnitt temp for Skarv Oljemålestasjon i 2022 er 23,8°C med spenn fra 18°C til 28°C.*

# Alternativ Målemodus?

- Uavhengig av K0
- Tetthetsmåler samt analysert standardtetthet fra prøvetakningskanne.



## MEN..

- Eksponeres for feilmålinger fra densitometer.
- Usikkerheten fra densitometer og operasjonelle utfordringer må veies opp mot variasjoner og usikkerhet i K0.

## Eksempel:

1kg avvik i linjetettet resulterer i 0,13% feilbidrag i standard volum (Skarv prosess betingelser).

Må bomme med ca. 80 i tallverdi for K0 for å oppnå det samme.

# Oppsummering

Bransjestandard for oljelasting er å rapportere volum ved referansebetingelser som basis for salg.

- Jo nærmere prosessen er 15°C jo mindre effekt har en eventuell feil i K0 faktor.
- Olje med lengre oppholdstid på lager vil mest sannsynlig være nærmere en standard Crude, men lagerbegrensninger gir ikke fleksibilitet til å eksportere kun «vellagret» olje.
- Hvor stabil K0 faktor er på Skarv fra last til last er usikkert. Ulike brønner fra ulike felt bidrar muligens ulikt.
- Vil det være problematisk å benytte en tilpasset K0 når terminal ikke gjør det? Kan gi mindre margin til en claim.
- Temperatur i lossehavn vil kun være marginalt lavere , typisk 3-4°C.
- Alternativ metode med tetthetsmåler ville muligens kunne redusere usikkerhet om en har et veldig varierende produkt. Gitt at en ikke har driftsutfordringer med tetthetsmåler.
- Nye prøver vil bli analysert for Skarv, har en forventning at resultatene vil ligge rundt 570. 🐛





[www.akerbp.com](http://www.akerbp.com)