

Denne rapport
tilhører



L&U DOK.SENTER

L.NR. 20084420003

KODE Well 31/3-2 nr. 21

Returneres etter bruk

ex.) PVT-analyse av olje fra TROLL,
brønn 31/3-2
H. Anfindsen, H.P. Hjermsstad
K. Mykkeltvedt og Jan Åge Stensen



Norsk Hydro

Forskningscenteret

SHS1

P5.16.01-01

31/3-2



Bergen

Rapport

Fortrolig <input type="checkbox"/>	Titel/Forfatter(e)	Sign.
<p>T. Rudshaug (10 ex.) G.E. Fladmark H. Anfinsen K. Mykkeltvedt J.A. Stensen H.P. Hjermstad</p> <p>Arkiv</p>	<p>PVT-analyse av olje fra TROLL, brønn 31/3-2</p> <p>H. Anfinsen, H.P. Hjermstad K. Mykkeltvedt og Jan Age Stensen</p>	

Resymé/konklusjon/anbefaling

PVT-analyse er blitt utført på RFT-prøver fra 1567.6 mRKB, brønn 31/3-2. Boblepunktet ble målt til 148.5 bara ved reservoartemperatur 69.0°C, altså lavere enn reservoartrykket som er oppgitt til 158 bara. Etter en fullstendig PVT-analyse av denne prøven, ble boblepunktet justert opp til 157.5 bara ved tilsats av rekombinert likevektsgass fra en test i gass-sonen. For denne justerte prøven ble så PVT-målingene gjentatt.

På den stabiliserte tankoljen er det utført TBP- og vakuum-destillasjon til C34. På destillasjonsfraksjonene er det målt tetthet og molvekt og gjort komponentanalyse.

Gass/olje-forholdet målt ved entrinns trykkavlastning til standard betingelser viste en økning fra 48.5 til 57.2 Sm³/Sm³ p.g.a. tilsats av gass, ellers viste de øvrige PVT-dataene (tettheter, volumfaktorer, kompressibiliteter, komposisjon etc.) relativt små endringer. Et par tilfeller med noe større avvik er kommentert. Årsaken til at prøvebeholderne inneholdt olje med lavere boblepunkt enn reservoartrykket er ikke kjent.

Emneord Reservoar, PVT-lab., Analyse		Emnekategori	
Divisjon/seksjon/avdeling F-Bergen/Reservoar	Felt/blokk/brønn 31/3-2	Ant. sider/bilag	
Godkjent sign.	Prosjekt nr.	Lisens nr. PL 085	Dato 24.09.84
		Rapport <input checked="" type="checkbox"/>	Notat <input type="checkbox"/>

INNHOLD

	<u>Side</u>
Sammendrag	
1. Prøver	1
2. Målemetoder	2
3. Trykk-volumrelasjoner ved konstant masse	5
4. Entrinns trykkavlastning	14
5. Destillasjon	18
6. Differensiell frigjøring	27
7. Viskositet	38

Referanser

1. PRØVER

Test utført: 03.04.1984
Prøvetaker: RFT
Dybde: 1567.6 mRKB
Reservoartrykk: 157 barg
Reservoartemperatur: 69.0°C

Oljeprøvene ble tatt fra:

Prøvebeholder nr. 810817. Apningstrykk 94 barg v/21.1°C.

Prøvebeholder nr. 811084. Apningstrykk 128 barg v/20.0°C.

Prøvene ble overført fra RFT-prøvetaker til prøvebeholdere på rigg. Begge prøvene kommer fra samme prøvetaker, 4. RFT-kjøring. Boblepunktet i prøvebeholderne ble på riggen bestemt til:

118 barg ved 6°C for beholder 810817

119 barg ved 6°C for beholder 811084

Stavanger Oilfield Services har utført prøvetakingen og overføringen, ref. 1.

Til justering av boblepunktet til reservoartrykk ble det brukt likevektsgass rekombinert fra separatorgass (flaske A-5140) og separatorolje (flaske A1001) fra test av gasskolonne av brønn 31/6-1.

Alle prøvebeholderne ble varmet opp til reservoartemperatur og en-fase før prøve ble overført til PVT-apparaturen.

2. MÅLEMETODER

i) PVT-målinger

Trykk-volum kurver og differensiell trykk-avlastning ble gjort i en 600 cm^3 vinduscelle fra ROP. Prøven kan observeres gjennom et vindu på toppen av cellen v.h.a. et videokamera. Ved uttak av gass fra cellen ble gass/væske menisken fulgt på en videoskjerm. En 250 cm^3 volumetrisk kvikksølvpumpe (ROP) med avlesningsnøyaktighet på 0.001 cm^3 ble brukt til volummåling mens trykket ble målt med HBM trykkmåler (nøyaktighet ± 0.5 bar). PVT-cellen står i et temperaturregulert oljebad (temperaturnøyaktighet $\pm 0.1^\circ\text{C}$) og den agiteres for innstilling av likevekter.

Entrinns trykkavlastning ble gjort v.h.a. en separator (ROP) hvor trykk og temperatur kan reguleres. En kalibrert skala på separatorene brukes til avlesing av volum til lagertankolje ved standard betingelser.

Gasometer (Ruska) ble brukt til gassvolum målingene og korrigert til standard betingelser (usikkerhet $\pm 1\%$).

ii) Tetthetsmålinger

Målinger av tetthet for stabilisert olje ved atmosfæretrykk ble utført på DMA-densitometer (usikkerhet $5 \times 10^{-2} \text{ kg/m}^3$). Tettheter av reservoarvæsken ble målt ved overføring av kjente volum væske til et pyknometer ($10\text{-}15 \text{ cm}^3$) for veiing. Væsketettheter for øvrig er beregnet fra målte PV-kurver. Gasstettheter beregnes fra komposisjonen.

iii) Viskositet

ROP "Rolling ball" viskosimeter ble brukt til målingene. Magnetisk deteksjon av kula gir falltid bare i det stasjonære hastighetsområdet. Usikkerheten i metoden er ca. 2%, men reproduserbarheten er på ca. 0.5%. Gassviskositeter beregnes fra komposisjonen ved hjelp av en korrelasjon, ref. 2 .

iv) Molekylvekt

Måling av molekylvekt til destillasjonsfraksjoner og lagertankolje ble gjort v.h.a. frysepunktsnedsettelse i et cryoskop (Precision Systems). Prøvene ble fortynnet i vannmettet benzen til to konsentrasjoner. Usikkerheten i målemetoden er ca. 5%.

v) Komposisjonsanalyse

Gassprøver, oljeprøver og destillasjonsfraksjoner analyseres alle på Hewlett Packard 5880A gasskromatografer.

Oksygen, nitrogen, CO₂, metan og etan i gassprøven analyseres på pakke GC-kolonner. De tyngre komponentene analyseres på en kapillar-kolonne. Ved kvantifisering normaliseres alle komponenter til 100%.

Oljeprøver analyseres på samme kapillarkolonne som de tyngre komponentene fra gassprøven. Her brukes indre standard for mengdekvantifisering.

Analyse av destillasjonsfraksjonene utføres på kapillar-kolonne. Mengdekvantifisering skjer ved normalisering til 100%.

vi) TBP-destillering

Destillasjon foretas med Fischer-destillasjonsoppsats HMS 500 som er tilknyttet destillasjonskontrollsystem AC 001. Temperaturen i kolonnens overløp styrer en automatisk fraksjonssamler. Temperaturområdet for de enkelte desillasjonsfraksjonene er innstilt i overensstemmelse med ASTM D2892. Destillasjonen blir foretatt ved atmosfære trykk, 100 torr, 10 torr og 1 torr. Komposisjon, midlere molvekt og tetthet analyseres på hver fraksjon.

3. TRYKK-VOLUMRELASJONER VED KONSTANT MASSE

Tre PV-kurver ved 69.0°C, 43.2°C og 31.0°C ble tatt opp av overførte RFT-prøver (se tabell 1). Boblepunkt ble funnet å være på 147.5 barg ved reservoarstemperatur 69.0°C, altså ca. 10 bar lavere enn reservoartrykket. To PV-kurver på 50°C og 69°C ble så målt (tabell 2) for en prøve hvor boblepunktet var justert opp til reservoartrykket ved tilsats av likevektsgass.

Separatorgass og separatorolje fra produksjonstest av gassonen ble rekombinert og tilsatt oljen fra RFT-prøven ut fra den antakelse at oljen fra oljesonen er i likevekt med gassen i gassonen over denne. Boblepunktet for justert prøve ble funnet å være 156.5 barg ved 69.0°C. Figurene 1-5 viser PV-kurvene fra tabell 1 og tabell 2.

Trykkavhengigheten for konstant temperatur over boblepunktet ble tilpasset et annengradspolynom i trykket og isoterm kompressibilitet, C_o ble beregnet ved derivasjon av denne funksjonen.

$$V = A + B \cdot P + C \cdot P^2 \quad (1)$$

$$C_o = - \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_{T = \text{konstant}} \quad (2)$$

Termisk ekspansjonskoeffisient, C_T er beregnet direkte fra PV-kurvene for to ulike temperaturer

$$C_T = \frac{1}{V_1} \frac{(V_2 - V_1)}{(T_2 - T_1)} \quad P = \text{konstant} \quad (3)$$

Kompressibiliteter og termiske ekspansjonskoeffisienter for de to prøvene er gitt i tabell 1 og tabell 2.

For bestemmelse av boblepunkt fra PV-kurven bergnes Y-funksjon gitt ved

$$Y = \frac{(P_{\text{sat}} - P)}{P_{\text{abs}} (V/V_{\text{sat}} - 1)} \quad (4)$$

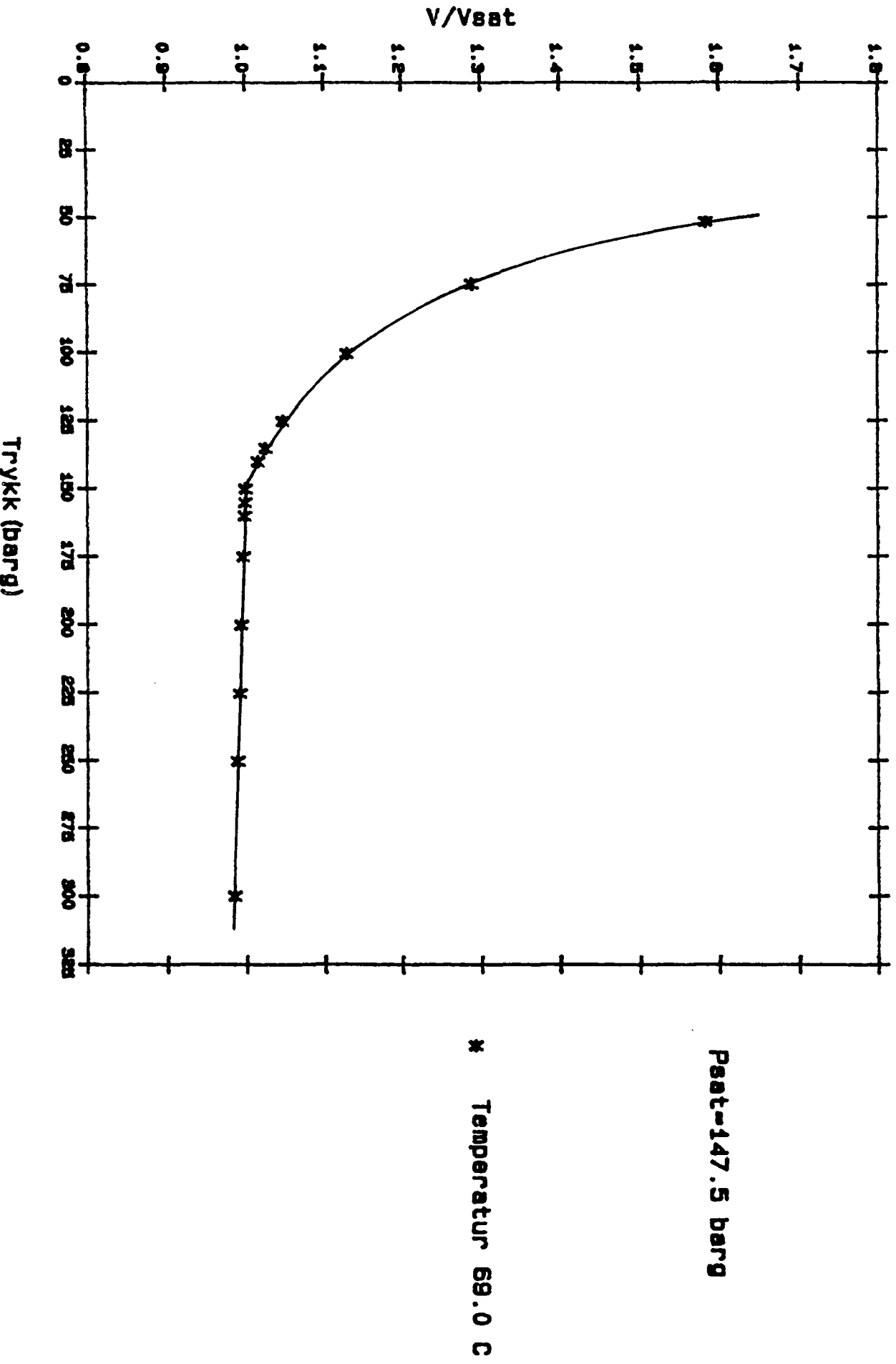
for forskjellige verdier for P_{sat} rundt knekkpunktet på PV-kurven. Den verdien for P_{sat} som gir Y-funksjon den beste tilpasning til lineær form i tofaseområdet, bestemmes da som boblepunkt. Fra dette volumet, V_{sat} , på boblepunktet, bestemmes så relativt volum ved hvert av de målte trykk direkte fra PV-kurven (uglattede verdier).

Kompressibiliteten viser en normal økende trend med økende temperatur og fallende trend med økende trykk. Videre er kompressibiliteten til den justerte prøven ($P_{\text{sat}}=156.5$ barg) noe høyere ved boblepunktet enn for den andre ($P_{\text{sat}}=147.5$ barg).

31.0°C				43.2°C				RESERVOAR TEMPERATUR 69.0°C			
P (barg)	Relativt volum V/V _s	Co (1/bar)	P (barg)	Relativt volum V/V _s	Co (1/bar)	P (barg)	Relativt volum V/V _s	Co (1/bar)	P (barg)	Relativt volum V/V _s	Co (1/bar)
300.3	0.9866	7.26x10 ⁻⁵	300.3	0.9860	7.60x10 ⁻⁵	300.3	0.9841	0.87x10 ⁻⁴	300.3	0.9841	0.87x10 ⁻⁴
250.3	0.9904	7.78x10 ⁻⁵	250.3	0.9899	8.27x10 ⁻⁵	250.3	0.9888	0.98x10 ⁻⁴	250.3	0.9888	0.98x10 ⁻⁴
200.3	0.9944	8.30x10 ⁻⁵	225.3	0.9920	8.61x10 ⁻⁵	225.3	0.9913	1.04x10 ⁻⁴	225.3	0.9913	1.04x10 ⁻⁴
175.2	0.9964	8.56x10 ⁻⁵	200.3	0.9942	8.94x10 ⁻⁵	200.3	0.9939	1.09x10 ⁻⁴	200.3	0.9939	1.09x10 ⁻⁴
160.2	0.9977	8.71x10 ⁻⁵	175.2	0.9964	9.27x10 ⁻⁵	175.2	0.9965	1.14x10 ⁻⁴	175.2	0.9965	1.14x10 ⁻⁴
150.2	0.9986	8.81x10 ⁻⁵	160.2	0.9978	9.45x10 ⁻⁵	160.2	0.9984	1.17x10 ⁻⁴	160.2	0.9984	1.17x10 ⁻⁴
140.2	0.9995	8.91x10 ⁻⁵	150.2	0.9988	9.59x10 ⁻⁵	155.2	0.9990	1.18x10 ⁻⁴	150.2	0.9990	1.18x10 ⁻⁴
135.2	0.9999	8.96x10 ⁻⁵	145.2	0.9993	9.66x10 ⁻⁵	150.2	0.9997	1.20x10 ⁻⁴	150.2	0.9997	1.20x10 ⁻⁴
<u>133.5</u> P sat	1.0000	8.98x10 ⁻⁵	140.2	0.9998	9.72x10 ⁻⁵	<u>147.5</u> P sat	1.0000	1.20x10 ⁻⁴	<u>147.5</u> P sat	1.0000	1.20x10 ⁻⁴
130.2	1.0004		<u>138.5</u> P sat	1.0000	9.75x10 ⁻⁵	145.2	1.0004		145.2	1.0004	
125.2	1.0094		135.2	1.0003		140.2	1.0155		140.2	1.0155	
123.2	1.0171		134.2	1.0016		135.2	1.0253		135.2	1.0253	
117.5	1.0293		130.2	1.0138		125.3	1.0470		125.3	1.0470	
98.5	1.0825		125.2	1.0238		100.6	1.1288		100.6	1.1288	
60.3	1.3429		115.2	1.0469		74.8	1.2889		74.8	1.2889	
			100.2	1.0942		51.9	1.5838		100.2	1.0942	
			75.5	1.2268					75.5	1.2268	
			50.6	1.5199					50.6	1.5199	

Termisk ekspansjonskoeffisient ved 31.0°C er beregnet til 8.67×10^{-4} 1/K v/200 barg
 Termisk ekspansjonskoeffisient ved 43.2°C er beregnet til 8.55×10^{-4} 1/K v/200 barg

Figur 1: PV-kurve for AFT-proeve fra 31/3-2



Figur 2: PV-Kurve for AFT-proeve fra 31/3-2

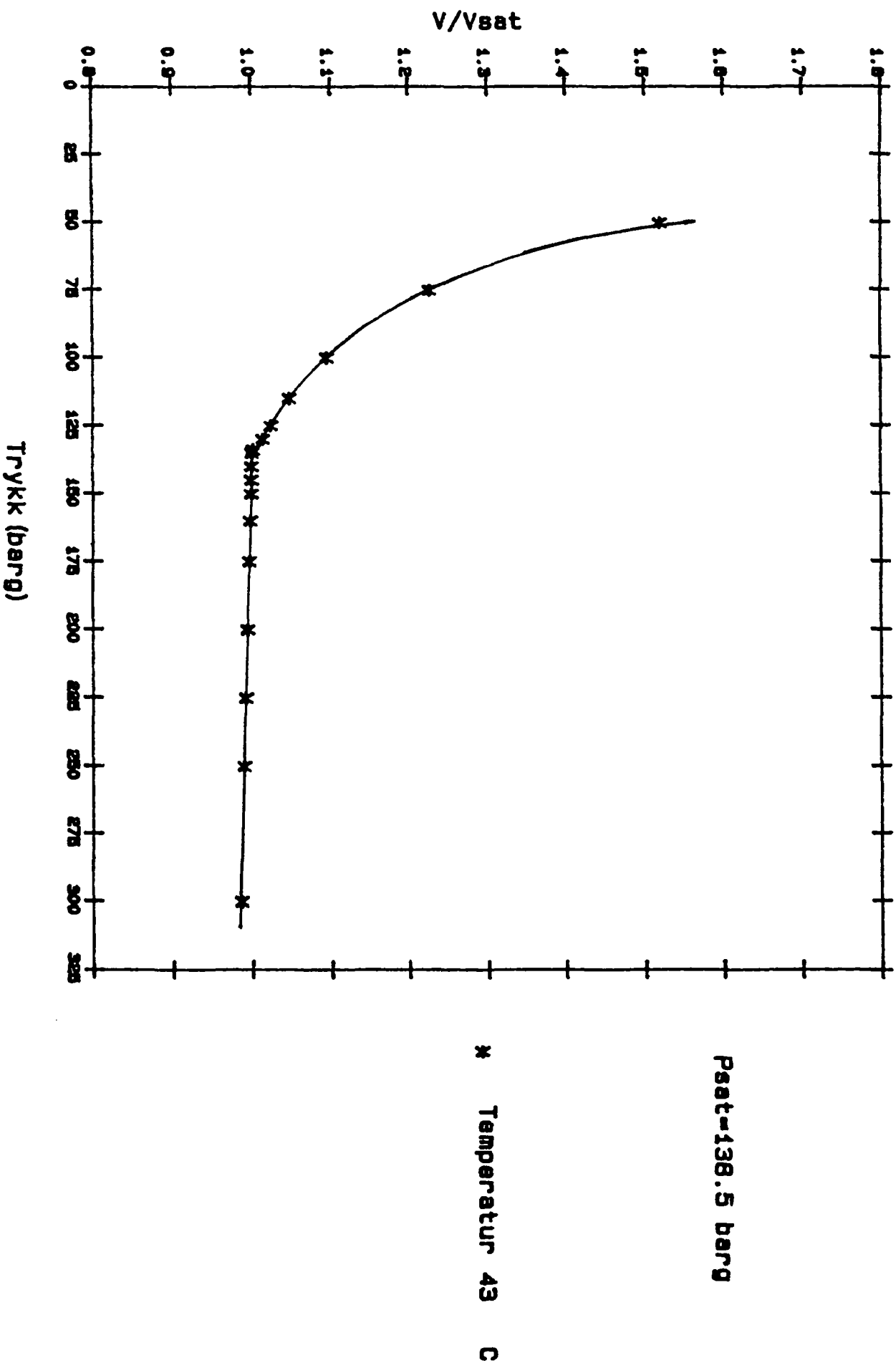
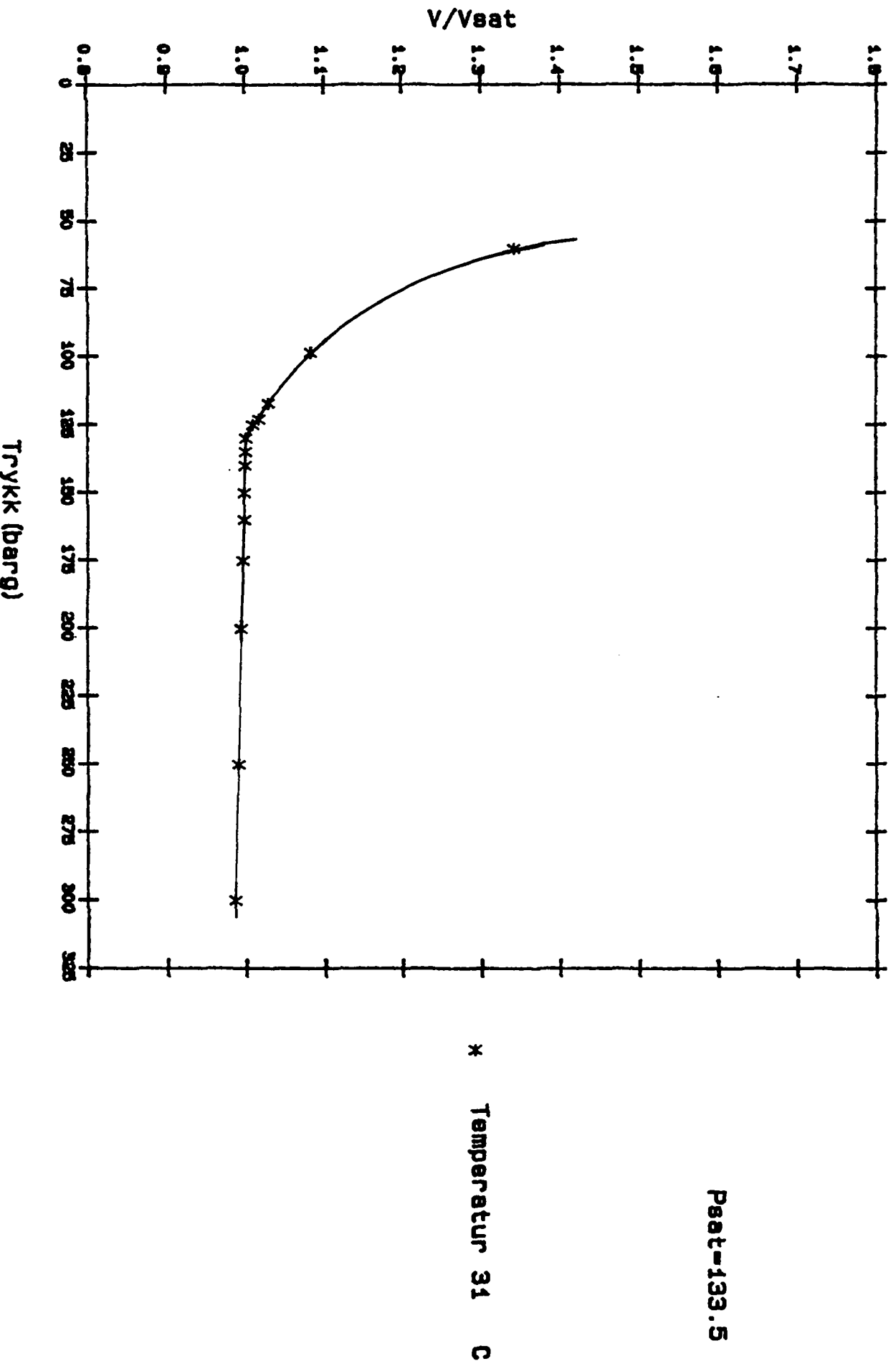


Figure 3: PV-Kurve for RFT-proeve fra 31/3-2



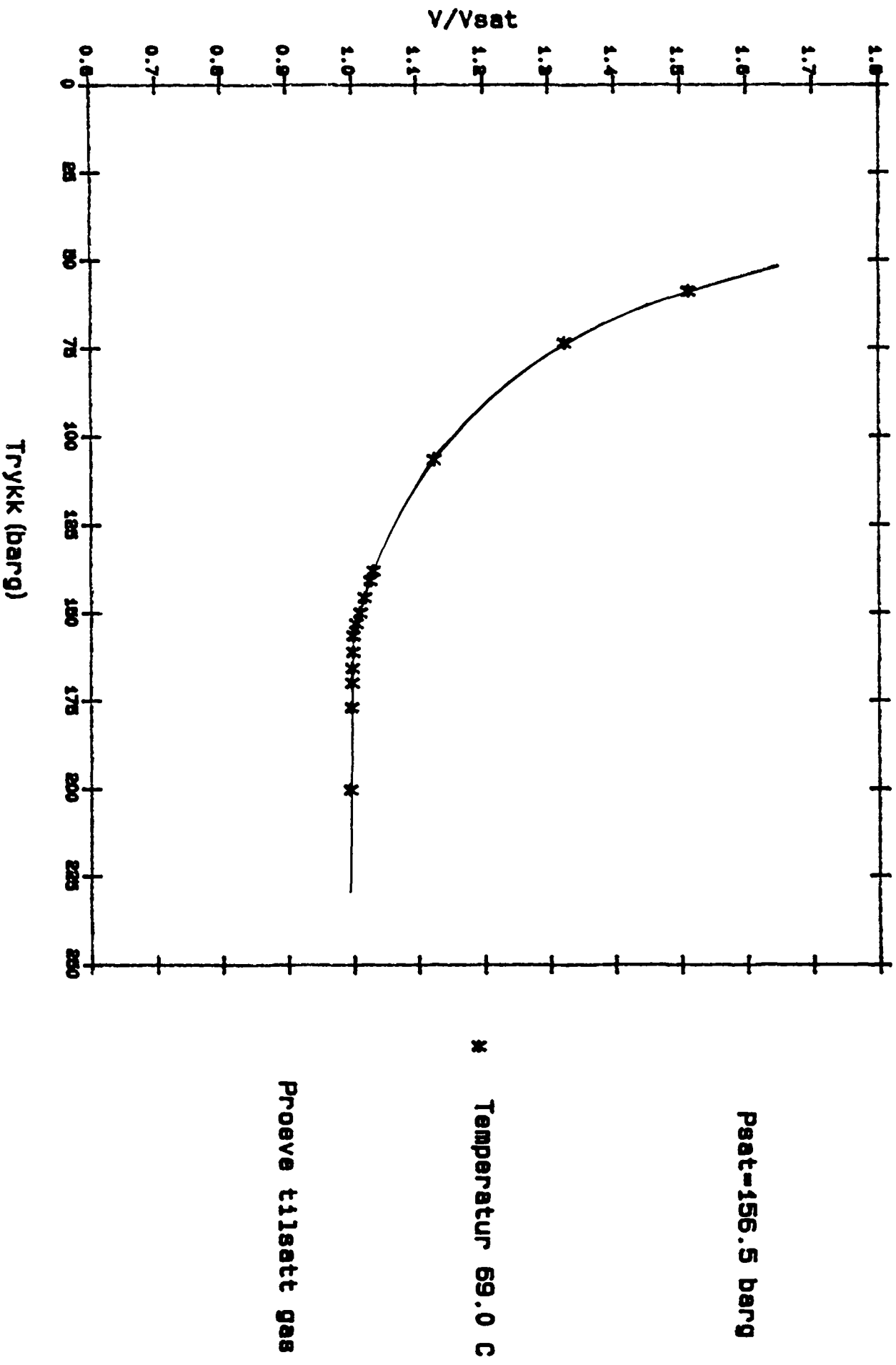
TABELL 2. DATA AVLEDET FRA KONSTANT MASSE-EKSPANSJON

REKOMBINERT PRØVE, TITISATT LIKEVEKTSGASS

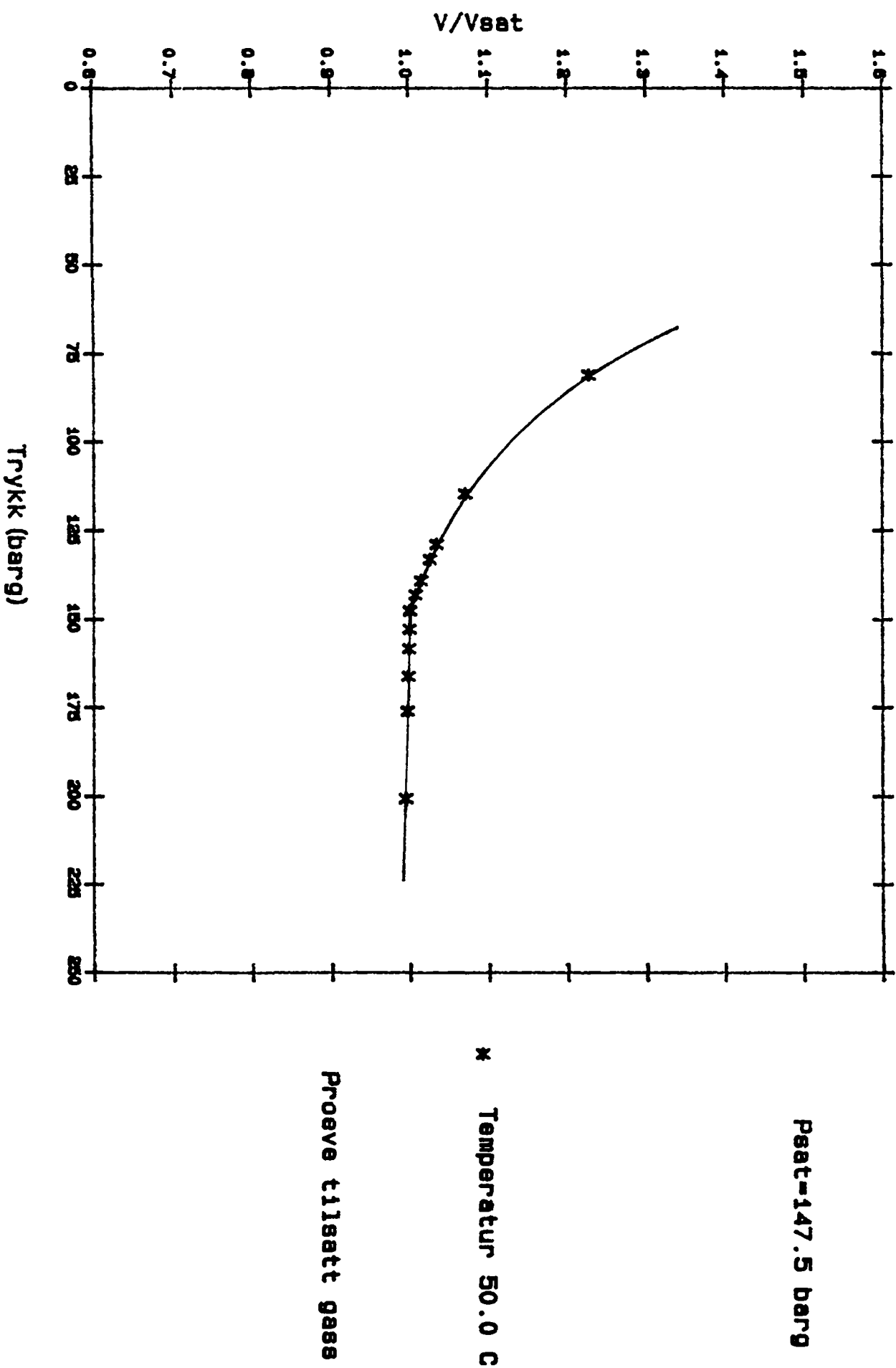
50.0°C			RESERVOAR TEMPERATUR 69.0°C		
P (barg)	Relativt volum V/V _s	Co (1/bar)	P (barg)	Relativt volum V/V _s	Co (1/bar)
250.3	0.987	-	300.3	0.9849	-
200.6	0.9944	0.95x10 ⁻⁴	200.3	0.9952	0.91x10 ⁻⁴
176.0	0.9969	1.06x10 ⁻⁴	176.9	0.9976	1.10x10 ⁻⁴
166.01	0.9979	1.10x10 ⁻⁴	170.0	0.9983	1.16x10 ⁻⁴
158.3	0.9988	1.13x10 ⁻⁴	165.8	0.9988	1.20x10 ⁻⁴
152.8	0.9995	1.15x10 ⁻⁴	161.2	0.9994	1.23x10 ⁻⁴
147.7	1.0000	1.17x10 ⁻⁴	<u>156.5</u> P _{sat}	1.0000	1.27x10 ⁻⁴
<u>147.5</u> P _{sat}	1.0000	1.17x10 ⁻⁴	153.1	1.0045	
143.1	1.0073		150.0	1.0106	
139.1	1.0141		145.7	1.0178	
133.2	1.0252		140.8	1.0271	
128.9	1.0338		138.1	1.0326	
114.7	1.0700		106.6	1.1247	
81.1	1.2266		73.5	1.3237	
			58.9	1.5116	

Termisk ekspansjonskoeffisient ved 50°C beregnet til 8.40×10^{-4} 1/K v/200 barg

Figur 4: PV-kurve for RFT-proeve fra 31/3-2



Figur 5: PV-Kurve for RFT-proeve fra 31/3-2



4. ENTRINNS TRYKKAVLASTNING

Reservoarolje ved 69.0°C avlastes til standardbetingelser 1 bara og 15.0°C i separator for måling av væske/gassmengde ved disse betingelser.

Dataene fra målingene finnes i tabell 8 og tabell 9 for de to prøvene sammen med data fra differensiell trykk-avlastning. Komposisjonen som er fremkommet med GC-analyse av gass- og oljefraksjonen, er gitt i tabell 3 og tabell 4 h.h.v. uten og med tilsats av rekombinert likevektsgass.

Tettheten av reservoarolje er fremkommet ved måling av oljetettheten ved standardbetingelser (DMA) og gasstetthet fra komposisjonsanalysen. Fra målte volum av olje/gass ved standardbetingelser finner en tettheter av reservoarolje,

$$\rho_o(P_R, T_R) = \frac{\rho_o(15^\circ\text{C}, 1 \text{ atm}) \cdot V_o(15^\circ\text{C}, 1 \text{ atm}) + \rho_g(15^\circ\text{C}, 1 \text{ atm}) \cdot V_g(15^\circ\text{C}, 1 \text{ atm})}{V_o(P_R, T_R)} \quad (5)$$

hvor P_R =reservoartrykk og T_R =reservoartemperatur. Det er 5 forskjellige målte størrelser som inngår i ligning (5) for tettheten. Dette gjør den resulterende usikkerheten relativt stor, neppe bedre enn 1-2%.

For prøven med $P_{\text{sat}}=148.5$ bara, målte vi et gass/olje-forhold på 48.5 Sm^3/Sm^3 og en tetthet ved P_{sat} på 779.2 kg/m^3 . Dette er vel 2% lavere enn det en får fra pyknometermåling (797.6 kg/m^3) redusert til P_{sat} v.h.a. PV-kurven.

Den justerte prøven med $P_{\text{sat}}=157.5$ bara ble gass/olje-forholdet målt til 57.2 Sm^3/Sm^3 og tettheten

ved P_{sat} på 804.3 kg/m^3 . Pyknometermåling gav 794.9 kg/m^3 , altså vel 1% lavere verdi.

Komposisjonsanalysen av gassen produsert ved trykkavlastning av første prøve ($P_{\text{sat}}=148.5$ bara fra prøvebeholder 810817) viser noe høyere mengder med metan og etan og tilsvarende lavere verdier for de tyngre komponenter ved sammenligning med de andre gassanalysene totalt sett. Vi vil ikke vente større endringer i gasskomposisjonen ved tilsats av likevektsgass, noe som gassanalysene fra de to differensielle frigjøringene også bekreftet. Vi mener derfor at gassanalysen fra den andre prøven (tabell 4) gir riktigere komposisjon. Analyse fra første prøve gir derfor noe for lav midlere molvekt og spesifikk egenvekt for gassen. For den rekombinerte komposisjonen av brønnstrømmen blir feilen neglisjerbar.



Norsk Hydro

Postal Address: P.O.Box 490
 N-1301 Sandvika
 Office Address: Kjørbokollen, Sandvika
 Phone National: (02) 54 39 20
 » Internat.: + 4 72 54 39 20
 Telegram: norskhydro
 Telex: 17327 hydro n

Data transmittal record

Statoil
 Att.: Røise
 P.b. 300
 4001 STAVANGER

Date 10.10.84

<input type="checkbox"/> Under separate cover	Via		
<input checked="" type="checkbox"/> Enclosed	<input type="checkbox"/> Transparent	<input type="checkbox"/> Print	<input type="checkbox"/>
Subject			
Signed by			Date

Quantity	Description
1 rapport	PVT-analyse av olje fra XXXXXX Troll, brønn 31/3-2 Av: Anfinsen, Hjemstad, Mykkeltvedt, Stensen 840924

O. Durbo, Res
A. Bjørnø, LET
B. Dixon, Res
V. Fjellstad, CRT
~~*S. Lunde*~~
DTB krono
P 5.13

1673 d. 3.84. 5000. VM 9531

Please sign and return one copy to acknowledge receipt of above data

Received by *R. Asheim*

Date 11.10.84

TABELL 4: REKOMBINERT KOMPOSISJON

DATO : 2.8.1984 FLASKE NR.: 811084
 BRØNN : 31/3-2 Rekombinert prøve, Psat =156.5 barg
 PRODUKTTYPE : Single flash
 TEMP.(°C) : 15.0
 TRYKK(BARA) : 1.0
 VOR(SMB/MS) : 57.2 @ 15°C & 1 bara

OLJE
 TETTHET(G/CC) : 0.8852 @ 15°C
 MOLVEKT : 255 @ KRYOSKOPI

GASS
 MOLVEKT: 18.944
 SPESIFIKK EGENVEKT: 0.6532
 KRITISK TEMP(K): 208.64
 KRITISK TRYKK(bara): 46.45
 Z-FAKTOR: 0.998

TETTHET(G/CC): 7.92e-04
 VISKOSITET(mPa*s): 1.06e-02

FRAKSJON	GASSFASE		VÆSKEFASE			BRØNNSTRØM		
	VEKT-%	MOL-%	VEKT-%	MOL-%	TETTHET	MOLVEKT	VEKT-%	MOL-%
N2	0.756	0.512	0.000	0.000			0.037	0.210
CO2	1.662	0.716	0.000	0.000			0.082	0.294
C1	73.571	86.891	0.000	0.000			3.621	35.685
C2	13.131	8.272	0.000	0.000			0.646	3.397
C3	3.083	1.324	0.007	0.040			0.158	0.568
i-C4	4.625	1.507	0.058	0.254			0.283	0.769
n-C4	0.475	0.155	0.013	0.057			0.036	0.097
neo-C5	0.000	0.000	0.000	0.000			0.000	0.000
i-C5	0.598	0.157	0.055	0.194			0.082	0.179
n-C5	0.123	0.032	0.022	0.078			0.027	0.059
C6	0.838	0.191	0.413	1.278	0.6827	82.44	0.434	0.831
C7	0.984	0.211	1.753	5.071	0.7593	88.15	1.715	3.075
C8	0.154	0.029	3.115	7.611	0.7570	104.37	2.969	4.497
C9	0.000	0.000	2.206	4.908	0.8020	114.62	2.097	2.892
C10	0.000	0.000	2.678	5.161	0.7896	132.33	2.546	3.041
C11+	0.000	0.000	89.680	75.348	0.9245	303.50	85.266	44.404
	100.00	100.00	100.00	100.00	0.8852	255.0	100.00	100.00

	GASSFASE	VÆSKEFASE	BRØNNSTRØM
VEKT-% C6+	1.98	99.84	95.03
MOL-% C6+	0.43	99.38	58.74
MOLVEKT C6+	86.78	256.2	255.7
MOLVEKT C11+	156.0	303.5	303.5
MIDL. MOLVEKT	18.94	255.0	158.1
MOL-FORHOLD	39.99	60.01	100.00
VEKT-FORHOLD	4.72	95.28	100.00

5. DESTILLASJON

Data fra TBP-destillasjonen finnes i tabell 5 (ukorrigert), tabell 6 (korrigert) og videre i Figur 6 (ukorrigert) og Figur 7 (korrigert).

Ved oppsummering av vekten til hver fraksjon fremkommer et vekttap på 4.5%. Vi mener at en god antakelse er av vekttapet skriver seg delvis fra fordampning av lette forbindelser i prøveoppsamleren under den atmosfæriske destillasjonen og delvis fra at har mistet noe av residue-fraksjonen under utkoking av kolonnen etter destillasjon. Tapet av lette komponenter fremgår også ved å sammenligne tabell 7 med komposisjonen til tankoljen, tabell 4.

Etter disse antakelsene kan det være en god tilnærming å øke alle fraksjonene fra atmosfærisk destillasjon med totalt 2.5 vekt% fordelt i forhold til hver enkelt fraksjon sin vekt. I tillegg økes residue-fraksjonen med 2.0%. På bakgrunn av dette er de korrigerede tabeller/kurver fremkommet.

Komposisjonsanalysen av tankoljen og destillasjonsfraksjonene viste at oljen var sterkt biodegradert, med uvanlig lavt innhold av n-alkaner. Av denne grunn kan en ikke vente at den midlere molekyl-vekten til fraksjonene kan beregnes utfra n-alkan fordelingen i fraksjonen. Kun eksperimentelt bestemte molekylvekter ved kryoskopi er rapportert.

De første fraksjonene fra den atmosfæriske destillasjonen viser stor krysskontaminering som følge av refordampning i fraksjonssamleren. Effekten på TBP-kurven og egenskapene til fraksjonen er allikevel neglisjerbar. Fra C6 er det god overensstemmelse mellom komposisjonen i tabell 7 og analysen av tankoljen.

TABELL 5: TBF- DESTILLASJON (ukórr.)

SRØNN: 31/3-2

RØVE: SEPARATOROLJE AVLASTET TIL 1 BARA & 15°C

VEKT AV STABILISERT OLJE (G): 99.9368
 TETTHET PÅ STABILISERT OLJE (G/CC): 0.8858
 MOLVEKT PÅ STABILISERT OLJE: 253.1

RUTT NR.	ÅTE (°C)	TRYKK (MBAR)	VEKT (G)	TETTHET (G/CC)	MOLVEKT	AKKUM. VEKT-%	AKKUM. VOLUM-%	AKKUM. MOL-%
1	0-20	1013	0.1153	0.7356	89.0	0.12	0.14	0.33
2	20-73	1013	1.5106	0.7563	91.0	1.63	1.91	4.53
3	73-90	1013	0.5285	0.7560	92.5	2.16	2.53	5.98
4	90-110	1013	0.9045	0.7673	102.3	3.06	3.57	8.22
5	110-125	1013	1.1100	0.7640	112.0	4.17	4.86	10.73
6	125-140	1013	1.3299	0.7934	117.4	6.00	6.91	14.68
7	140-150	1013	0.8043	0.8003	121.0	6.81	7.80	16.36
8	150-160	1013	1.4954	0.8003	128.3	8.30	9.45	19.31
9	160-175	1013	2.1258	0.8172	135.3	10.43	11.76	23.29
10	175-195	1013	2.5274	0.8257	148.7	12.96	14.47	27.60
11	195-215	1013	2.1856	0.8419	152.5	15.15	16.77	31.22
12	-215	100	4.7097	0.8472	164.2	19.86	21.70	38.49
13	215-230	100	1.9883	0.8630	183.1	21.85	23.74	41.24
14	230-245	100	4.2616	0.8661	195.9	26.11	28.10	46.75
15	245-265	100	3.2922	0.8661	211.8	29.41	31.47	50.69
16	265-280	100	3.2451	0.8692	223.2	32.65	34.78	54.37
17	280-295	100						
18	295-310	100						
19	-310	10	3.1866	0.8731	230.7	35.84	38.02	57.87
20	310-330	10	4.5631	0.8735	248.8	40.41	42.65	62.51
21	330-350	10	3.9504	0.8869	263.2	44.36	46.60	66.31
22	350-360	10	1.8287	0.8943	276.5	46.19	48.41	67.99
23	360-375	10	3.4206	0.8948	289.6	49.61	51.80	70.98
24	375-400	10						
25	-400	1	0.1997	0.8974	310.5	49.81	51.99	71.14
26	400-425	1	3.7962	0.8987	332.4	53.61	55.74	74.03
27	425-450	1	5.8820	0.9028	353.9	59.50	61.51	78.24
28	450-475	1	4.6465	0.9102	390.8	64.15	66.04	81.25
29	475-500	1	4.3794	0.9148	416.5	68.53	70.28	83.92
RESIDUE	> 500	1	26.9345	0.9450	672.1	95.48	95.54	94.07
UTBÛTTE (%):						95.48	95.54	94.07

Tetthet refereres til 15 °C

Molvekt er målt ved kryoskopi

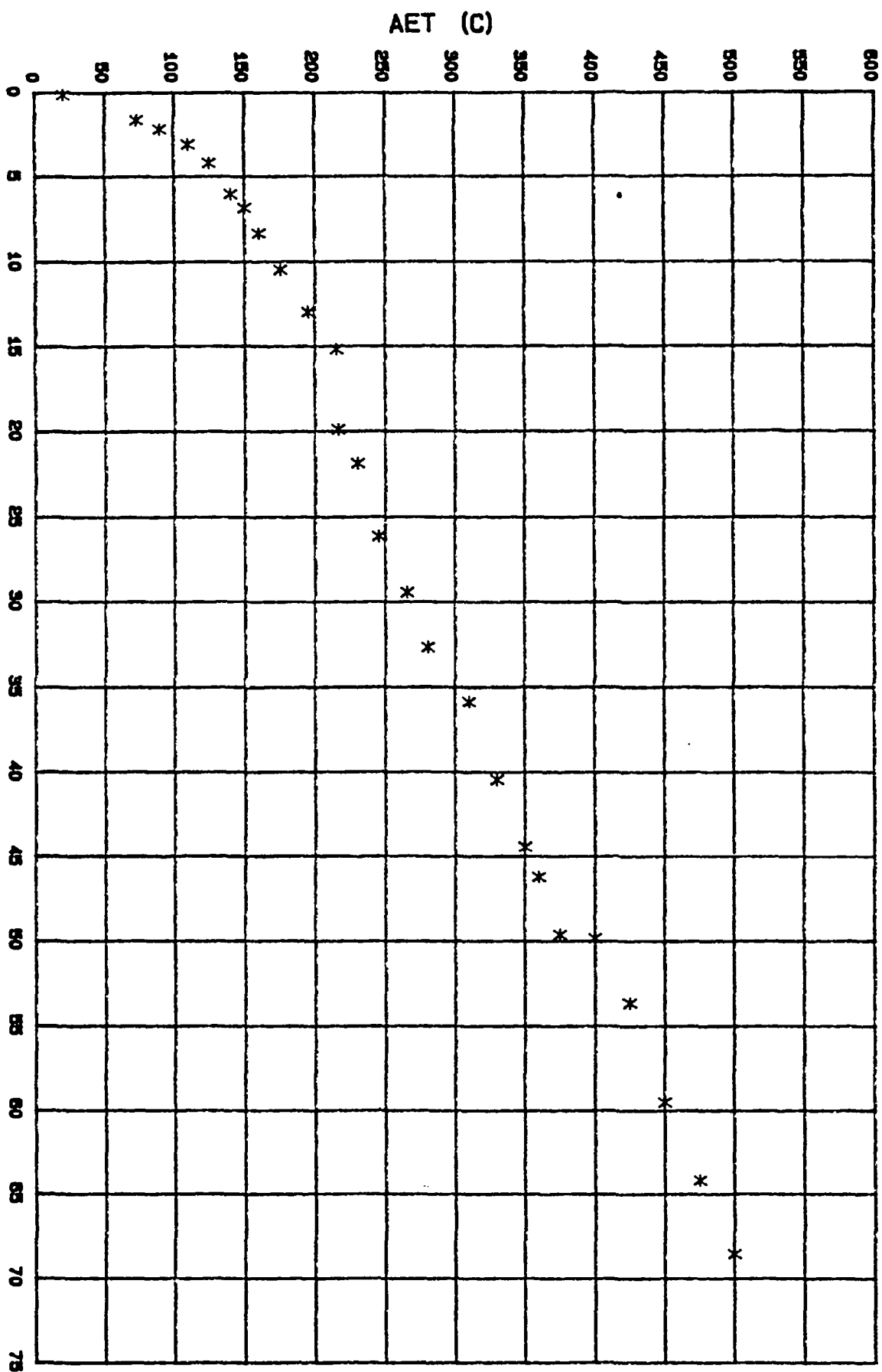
ÅTE - Atmosferisk ekvivalent kokepunkt

FIGUR 6

TBP-KURVE 31/3-2

(ukorr.)

AKKUM. VEKT-%



ABELL 6: TBP-DESTILLASJON (korr.)

BRØNN: 31/3-2

PRØVE: SEPARATOROLJE AVLASTET TIL 1 BARA & 15°C

VEKT AV STABILISERT OLJE (G): 99.9368
 TETTHET PÅ STABILISERT OLJE (G/CC): 0.8858
 MOLVEKT PÅ STABILISERT OLJE: 253.1

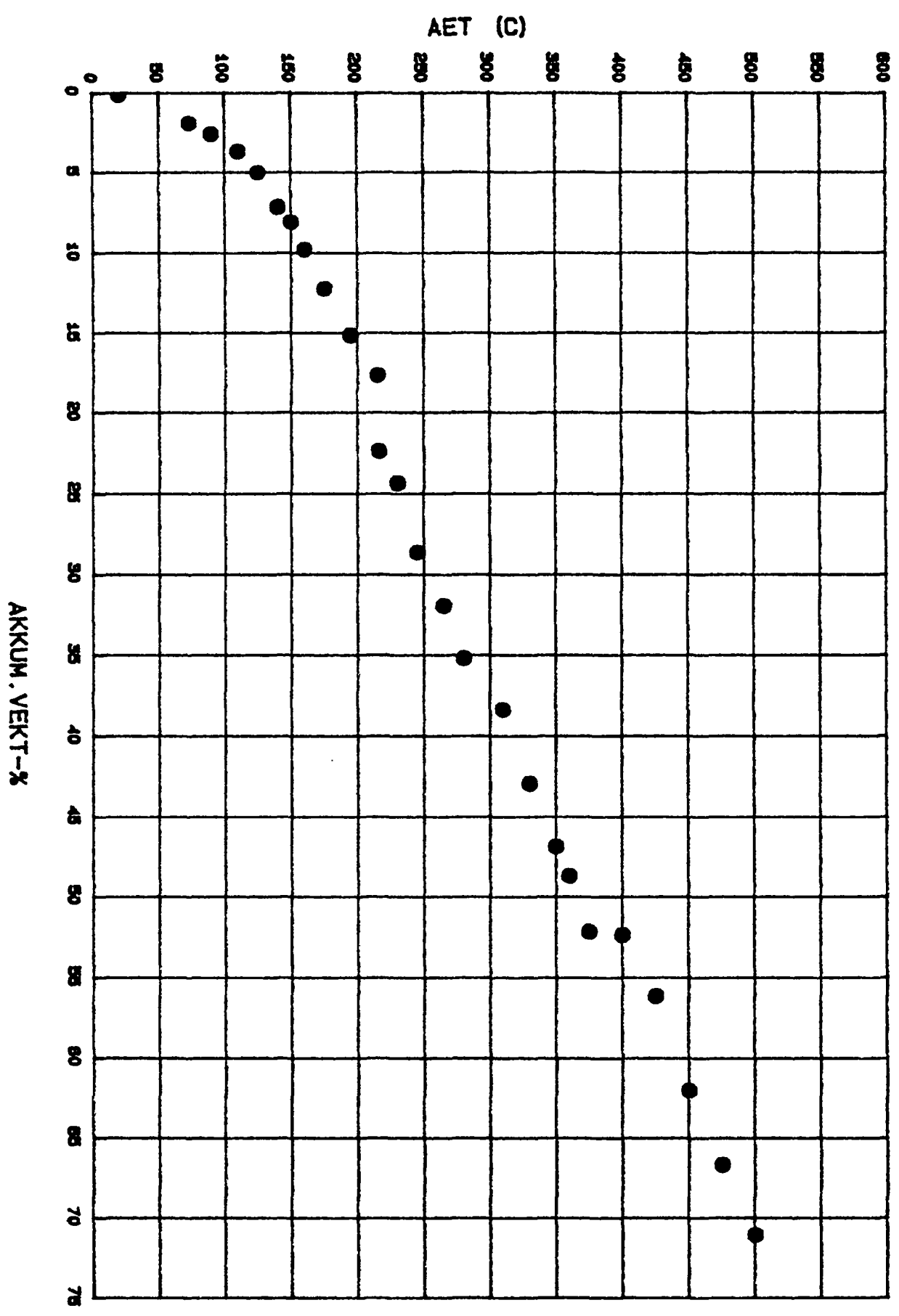
KUTT NR.	ÅTE (°C)	TRYKK (MBAR)	VEKT (G)	TETTHET (G/CC)	MOLVEKT	AKKUM. VEKT-%	AKKUM. VOLUM-%	AKKUM. MOL-%
1	20	1013	0.1324	0.7356	89.0	0.13	0.16	0.38
2	20-72	1013	1.7851	0.7563	91.0	1.92	2.25	5.34
3	73-90	1013	0.6570	0.7560	92.5	2.58	3.02	7.14
4	90-110	1013	1.0889	0.7673	102.3	3.67	4.28	9.84
5	110-125	1013	1.3250	0.7640	112.0	4.99	5.82	12.84
6	125-140	1013	2.1518	0.7934	117.4	7.14	8.22	17.48
7	140-150	1013	0.9238	0.8003	121.0	8.07	9.24	19.41
8	150-160	1013	1.7176	0.8003	128.3	9.79	11.15	22.80
9	160-175	1013	2.4417	0.8172	135.3	12.23	13.79	27.37
10	175-195	1013	2.9030	0.8257	148.7	15.14	16.91	32.32
11	195-215	1013	2.5104	0.8419	152.5	17.65	19.55	36.49
12	-215	100	4.7097	0.8472	164.2	22.36	24.48	43.75
13	215-230	100	1.9883	0.8630	183.1	24.35	26.52	46.50
14	230-245	100	4.2616	0.8661	195.9	28.61	30.68	52.01
15	245-265	100	3.2922	0.8661	211.8	31.91	34.25	55.95
16	265-280	100	3.2451	0.8692	223.2	35.16	37.56	59.63
17	280-295	100						
18	295-310	100						
19	-310	10	3.1866	0.8731	230.7	38.34	40.80	63.13
20	310-330	10	4.5631	0.8735	248.8	42.91	45.43	67.77
21	330-350	10	3.9504	0.8869	263.2	46.86	49.38	71.57
22	350-360	10	1.8287	0.8943	276.5	48.69	51.19	73.25
23	360-375	10	3.4206	0.8948	289.6	52.12	54.58	76.24
24	375-400	10						
25	-400	1	0.1997	0.8974	310.5	52.32	54.77	76.40
26	400-425	1	3.7962	0.8987	332.4	56.11	58.52	79.23
27	425-450	1	5.8820	0.9028	353.9	62.00	64.29	83.50
28	450-475	1	4.6465	0.9102	390.8	66.65	68.82	86.51
29	475-500	1	4.3794	0.9148	416.5	71.03	73.06	89.18
RESIDUE	> 500	1	28.9545	0.9450	672.1	100.00	100.22	100.09
UTBYTTE (%) :						100.00	100.22	100.09

Tetthet refererer til 15 °C

Molvekt er målt ved kryoskop

ET - Etmosferisk ekvivalent kokepunkt

FIGUR 7: TBP-KURVE 31/3-2 (KORR.)



6. DIFFERENSIELL FRIGJØRING

Et eksperiment for hver av de to prøvene med P_{sat} på h.h.v 148.5 bara og 157.5 bara ble utført. Resultatene finnes i tabell 8 og tabell 9. Kurvene som viser forløpet av tetthet til oljen, volumforholdet mellom reservoarolje og residuell olje samt gass/olje-forholdet er gitt i figurene 8-13. Når det gjelder tabellverdiene gitt for Z-faktor, spesifikk egenvekt og viskositet til gassen, beregnes disse fra gasskomposisjonen. Til beregning av Z-faktor brukes Standing & Katz korrelasjon, ref. 3 .

Tettheten til residuell olje er målt med DMA ved 15°C og 69.0°C. For hvert av trinnene oppover fra atmosfæretrykk til P_{sat} beregnes så R_s , B_o og ρ_o fra verdiene på forrige trinn samt produsert mengde gass for dette trinnet og nytt volum av reservoarfluid.

Komposisjonen til gassen frigjort ved hvert av trinnene er gitt i Tabell 10 og Tabell 11. Trykktrinnene er tilnærmet like for de to målingene slik at en kan sammenligne de to resultatene direkte. Resultatene gir tilnærmet lik gasskomposisjon for samme trinn i de to måleseriene.

Tetthetene ved boblepunktet og volumfaktorene er heller ikke særlig forskjellige for de to prøvene. Når det gjelder gass/olje-forholdet på $54.5 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$ fra prøve tilsatt gass, er den sannsynligvis noe for lav sammenlignet med $51.3 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$ fra ujustert prøve.

Tabell 8: Differensiell frigjøring for olje fra brønn 31/3-2 ved 69.0°C

Trykk (bara)	GASS			OLJE	
	Z-faktor	Spesifikk egenvekt	Rs (Sm ³ /Sm ³)	ρ_o (kg/m ³)	Bo (m ³ /Sm ³)
Ps=148.5	-	-	51.29	789.5	1.169
125.7	0.877	0.6006	42.94	797.2	1.151
96.8	0.898	0.5959	33.10	805.3	1.130
61.5	0.939	0.6025	20.83	816.3	1.104
21.5	0.973	0.6342	6.57	833.3	1.068
4.5	0.992	0.7689	0.48	842.6	1.050
1.0	0.998	0.9007	0	847.4	1.044
Ps=148.5	0.998	0.6355	48.5	779.2	1.166 1)
301.3				810.5	2)
96.8				806.0	2)
1.0				847.8	2)

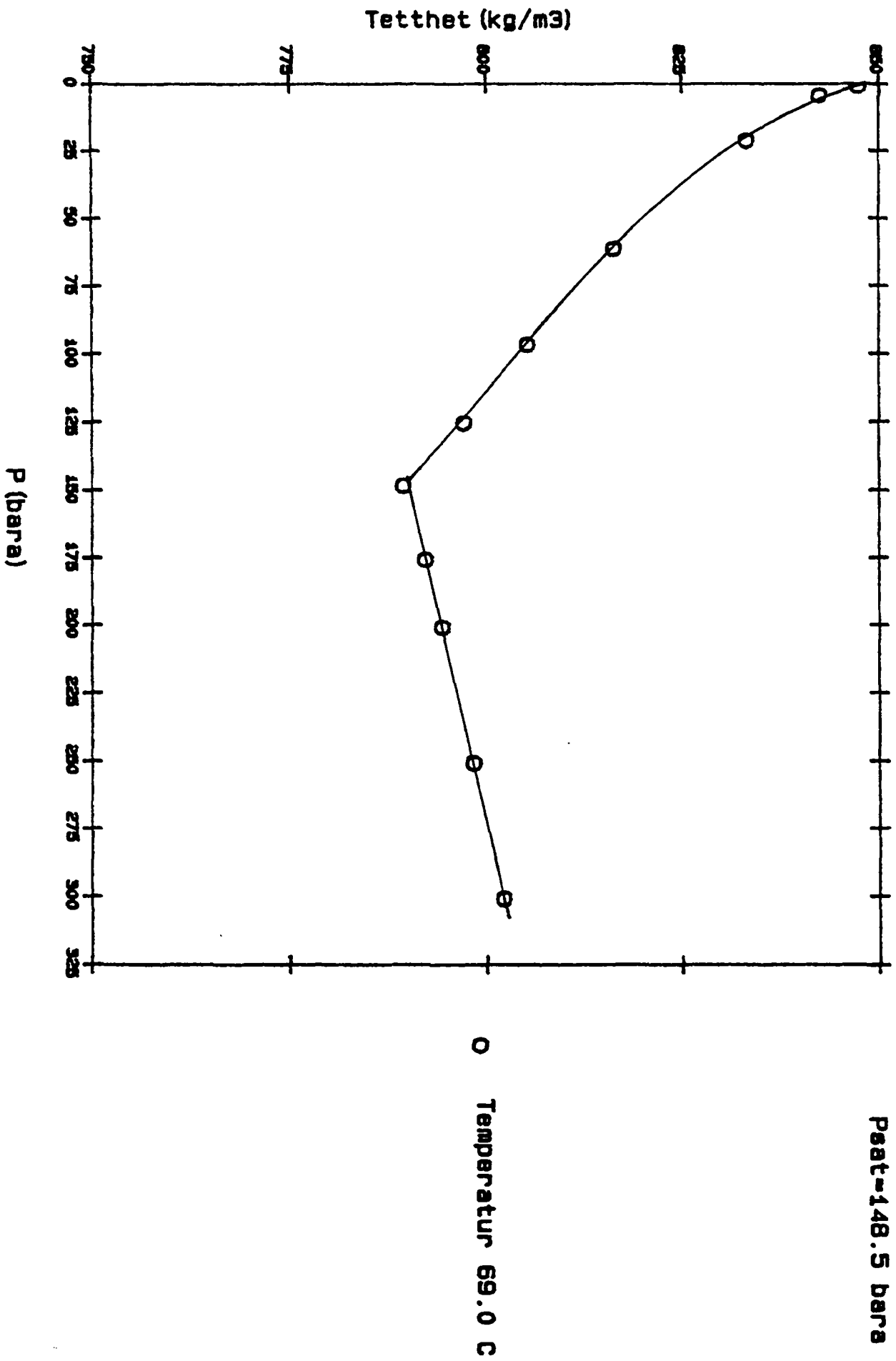
Tetthet av residuell olje ved 1 bara og 15°C: 885.6 kg/m³

Molekylvekt av residuell olje: 255

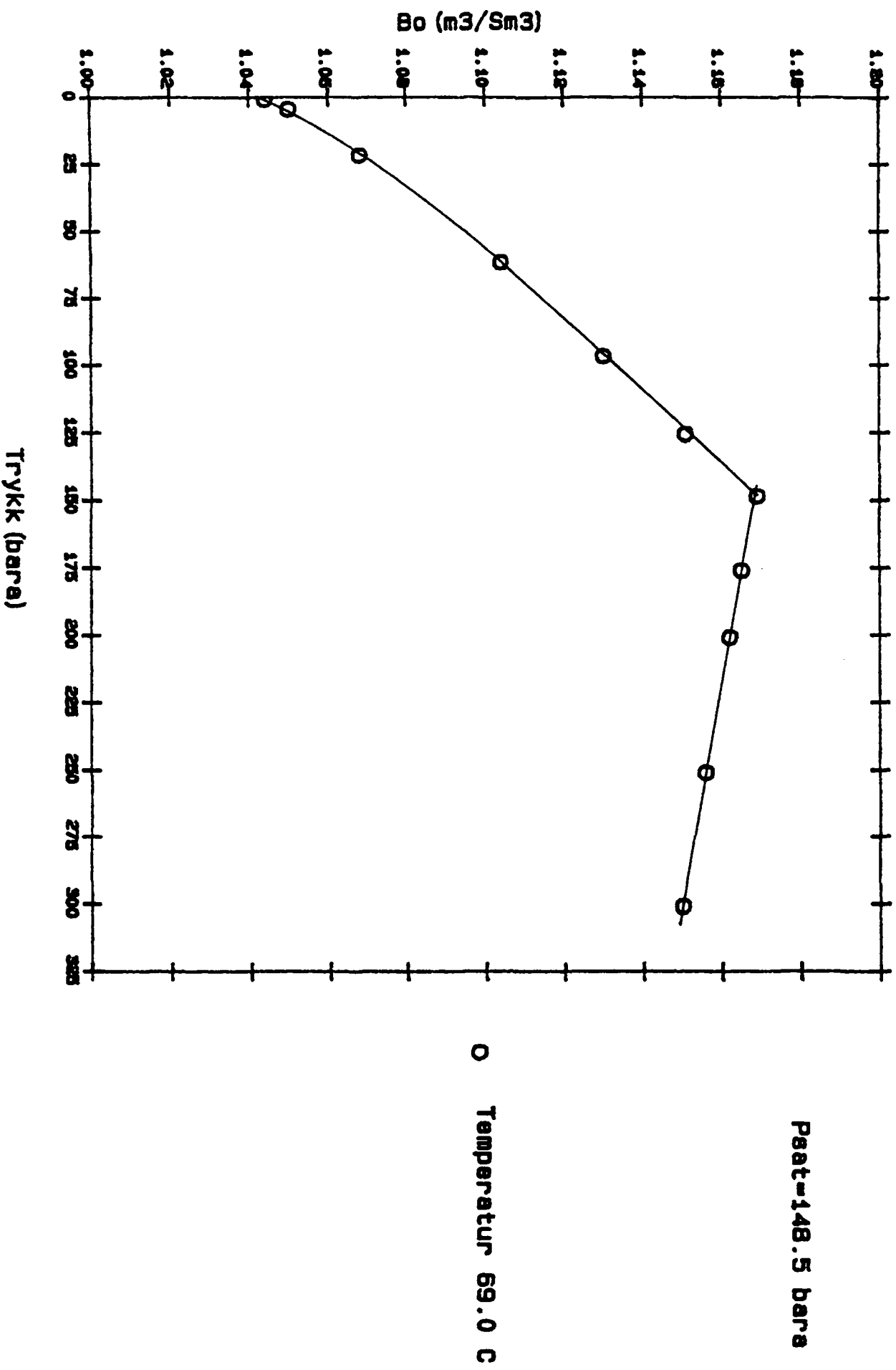
1) Entrinns trykkavlastning til standardbetingelser

2) Pyknometermåling

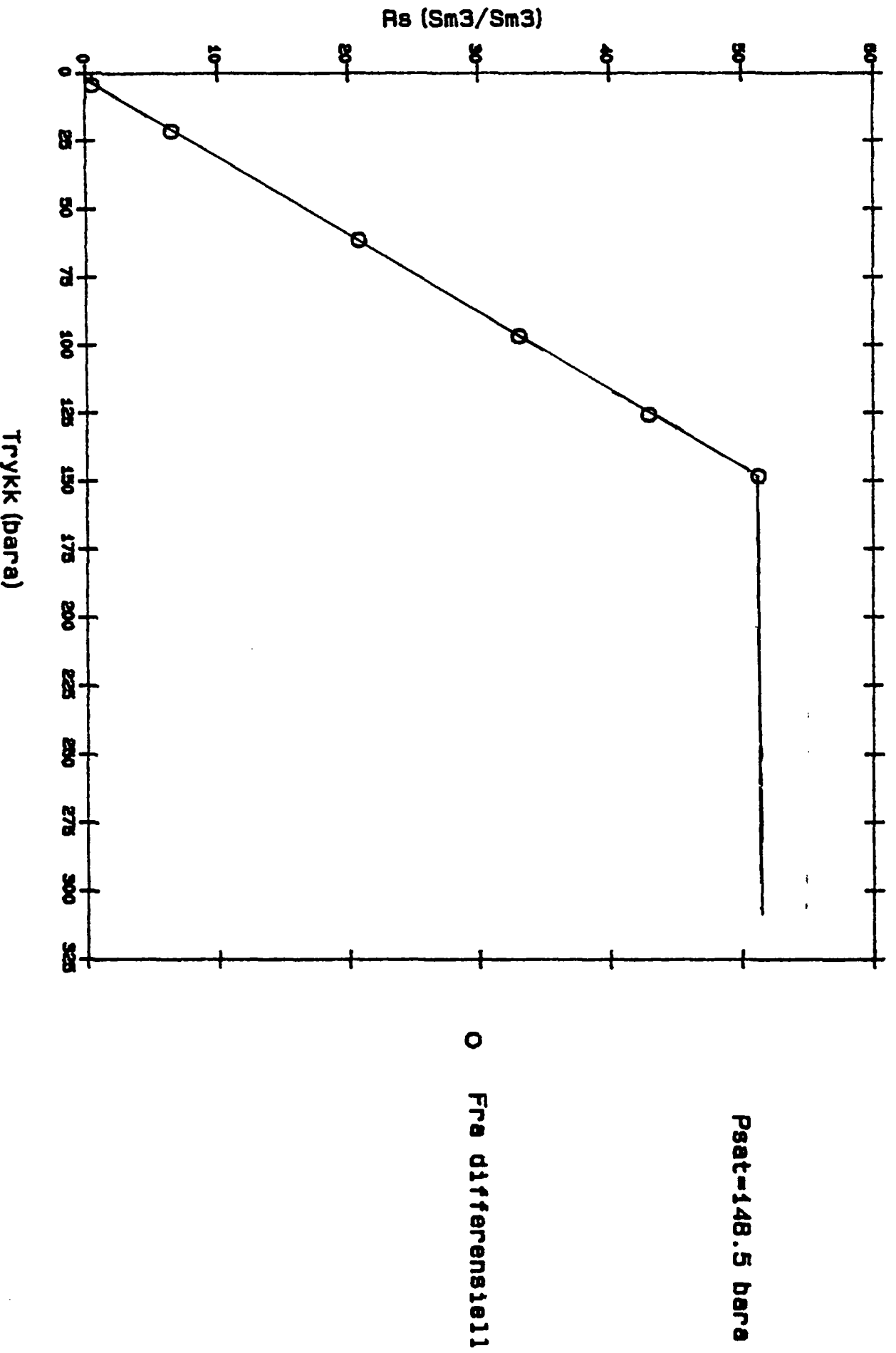
FIGUR 8: Tetthet t11 o1je fra 31/3-2



FIGUR 9: Volumfaktor for olje fra 31/3-2



FIGUR 10: Gass/olje-forhold for 31/3-2



Tabell 9: Differensiell frigjøring for olje fra brønn 31/3-2 ved 69.0°C.

Likevektsgass er tilsatt for å justere boblepunktet opp til reservoartrykket

Trykk (bara)	GASS			OLJE	
	Z-faktor	Spesifikk egenvekt	Rs (Sm ³ /Sm ³)	ρ _o (kg/m ³)	B _o (m ³ /Sm ³)
Ps=157.5	-	-	54.52	792.0	1.167
126.4	0.881	0.5917	44.02	800.7	1.145
97.7	0.898	0.5919	34.40	808.9	1.125
62.7	0.929	0.5964	22.42	819.2	1.100
21.6	0.973	0.6283	7.48	833.1	1.068
5.2	0.992	0.7295	1.34	843.2	1.049
1.0	0.998	0.8617	0	847.2	1.042
Ps= 157.5	0.998	0.6532	57.2	804.3	1.157 1)
301.3				807.1	2)

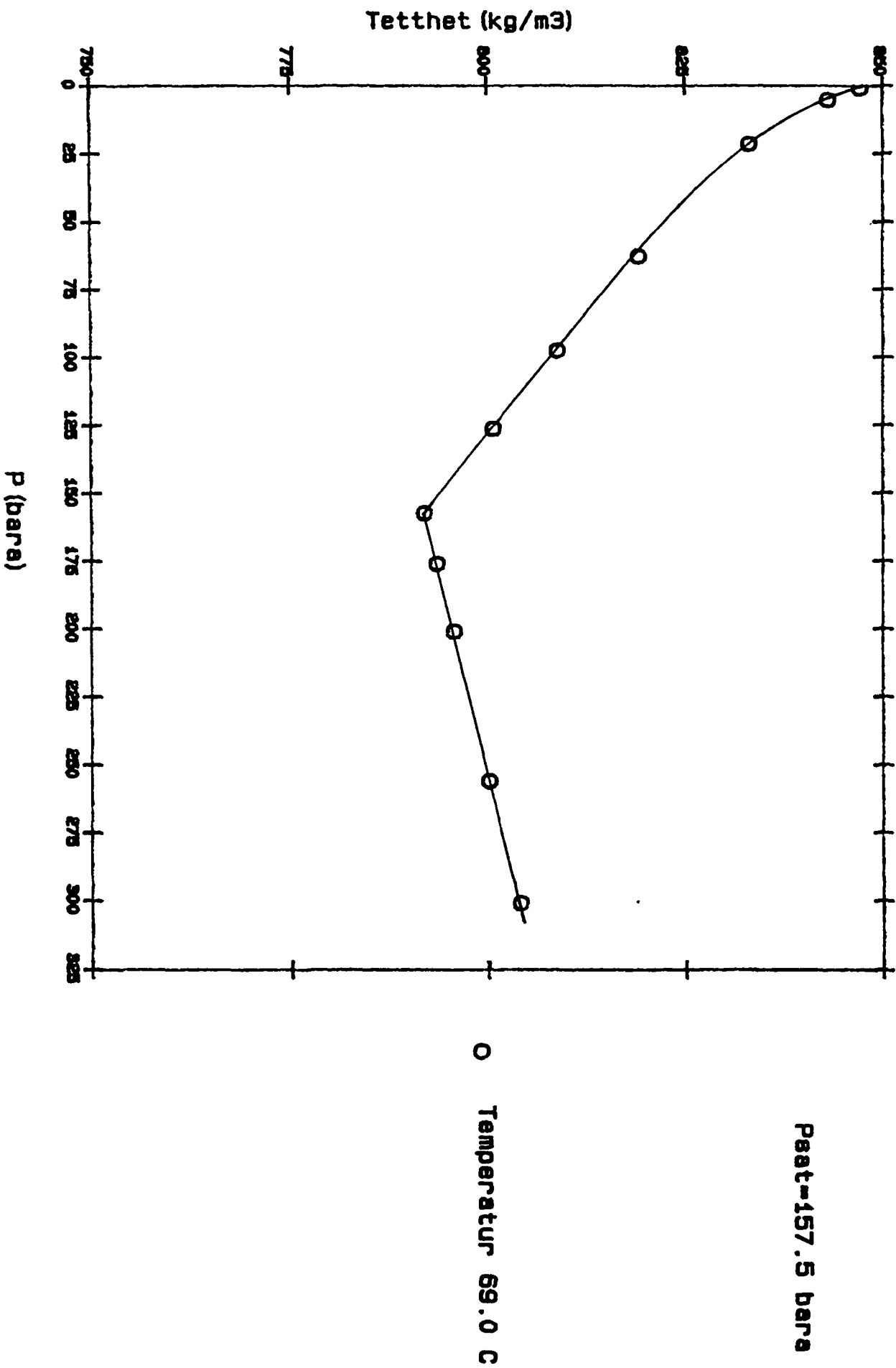
Tetthet av residuell olje ved 1 bara og 15°C: 885.2 kg/m³

Molekylvekt av residuell olje: 255

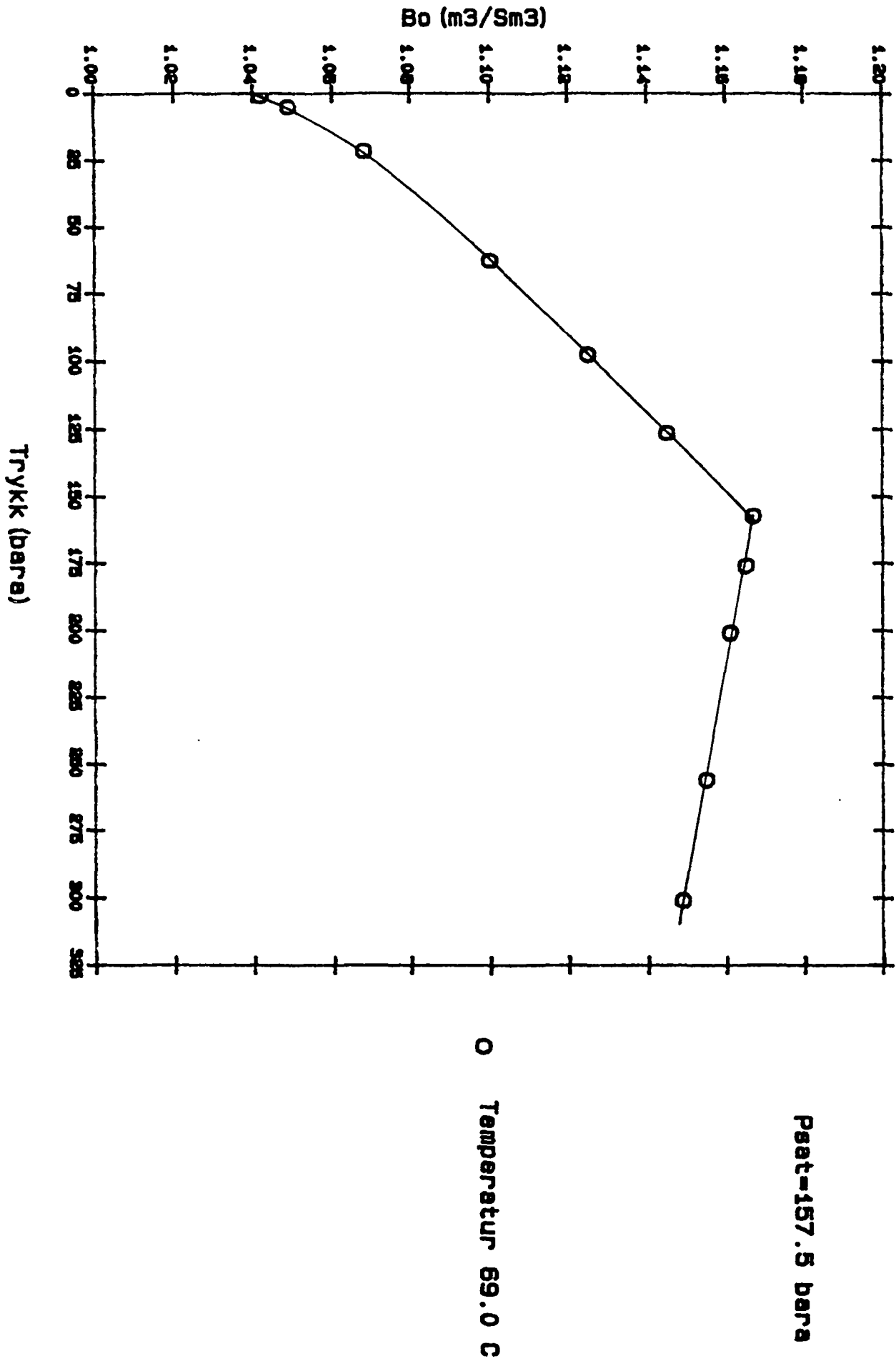
1) Entrinns trykkavlastning til standardbetingelser

2) Pyknometermåling

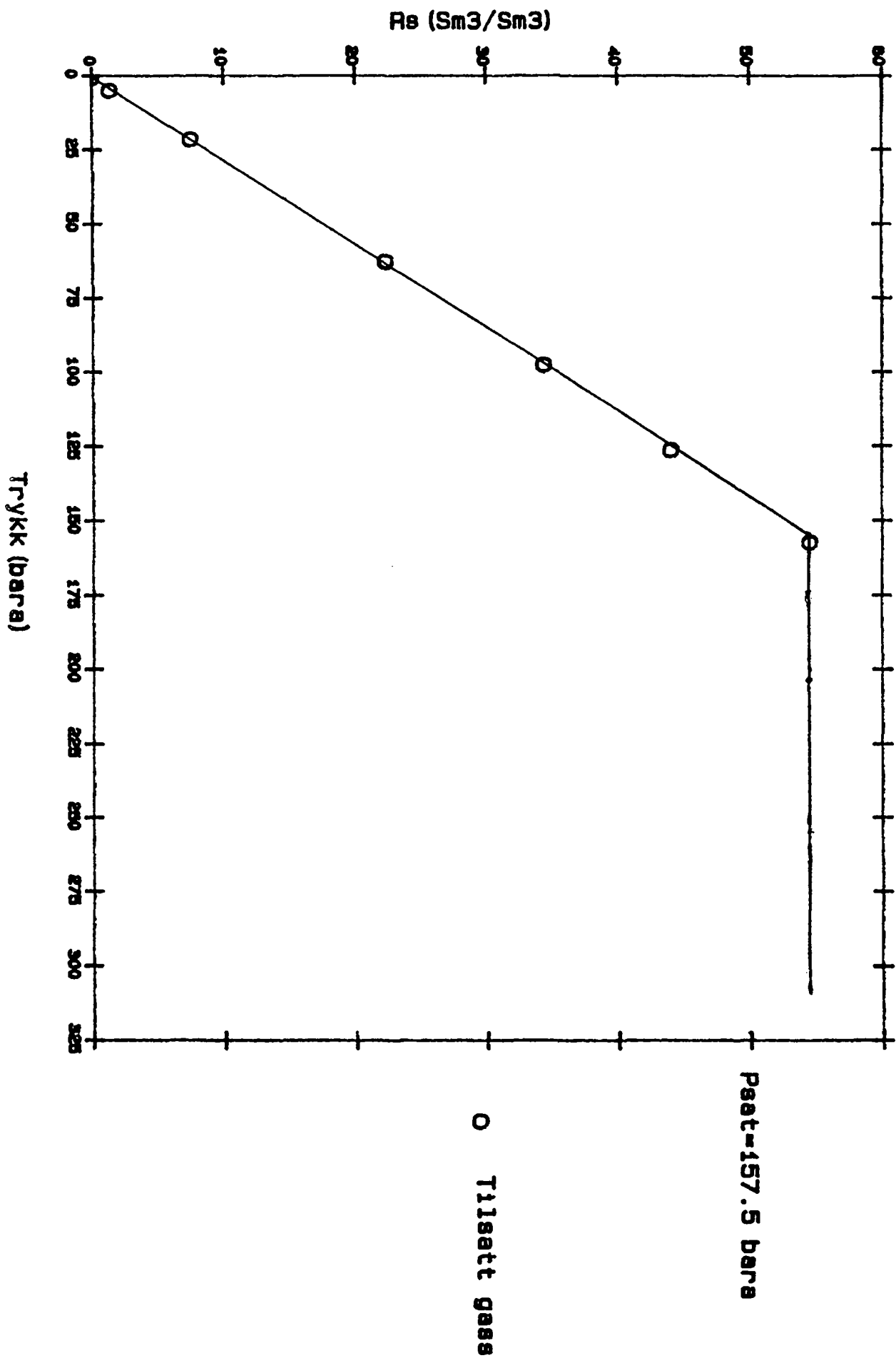
FIGUR 11: Tetthet t11 o1je fra 31/3-2



FIGUR 12: Volumfaktor for olje fra 31/3-2



FIGUR 13: Gass/olje-forhold for 31/3-2



TABELL 10: DIFFERENSIELL FRIGJØRING VED RESERVOARTEMP. 69.0°C

DATO: 12.07.1984
BRØNN: 31/3-2 Psat= 147.5 barg

Gasskomposisjon, mol-%

TRYKK (BARA)	125.7	96.8	61.5	21.5	4.5	1.0
N2	1.564	1.065	0.636	0.214	0.052	0.168
CO2	0.448	0.484	0.566	0.828	1.209	1.386
C1	93.299	93.589	92.897	88.648	71.397	55.899
C2	3.552	3.886	4.752	8.104	19.643	29.309
C3	0.355	0.353	0.399	0.824	2.781	4.697
i-C4	0.362	0.349	0.397	0.824	3.373	5.640
n-C4	0.027	0.029	0.028	0.056	0.254	0.400
2,2-DM-C3	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
i-C5	0.035	0.032	0.034	0.065	0.278	0.441
n-C5	0.008	0.009	0.007	0.013	0.052	0.087
HEXANER	0.144	0.108	0.127	0.221	0.642	1.170
HEPTANER	0.067	0.044	0.060	0.092	0.192	0.411
OKTANER	0.108	0.052	0.087	0.108	0.126	0.376
NONANER	0.035	0.003	0.011	0.004	0.002	0.016
DEKANER	0.001	0.000	0.001	0.001	0.001	0.001
UNDEKANER +	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Gasskomposisjon, vekt-%

N2	2.514	1.726	1.020	0.325	0.065	0.180
CO2	1.131	1.233	1.424	1.981	2.387	2.334
C1	85.923	86.865	85.286	77.318	51.357	34.325
C2	6.133	6.761	8.179	13.251	26.488	33.739
C3	0.898	0.901	1.006	1.976	5.499	7.930
i-C4	1.207	1.174	1.319	2.604	8.791	12.549
n-C4	0.089	0.099	0.094	0.178	0.661	0.891
2,2-DM-C3	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
i-C5	0.144	0.136	0.141	0.256	0.899	1.218
n-C5	0.034	0.038	0.029	0.051	0.167	0.240
HEXANER	0.685	0.515	0.600	0.992	2.356	3.681
HEPTANER	0.332	0.217	0.297	0.430	0.734	1.346
OKTANER	0.646	0.310	0.515	0.602	0.577	1.480
NONANER	0.256	0.023	0.081	0.028	0.012	0.081
DEKANER	0.008	0.001	0.008	0.008	0.006	0.006
UNDEKANER +	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

MOLVEKT	17.417	17.282	17.471	18.390	22.299	26.121
SPESIFIKK EGENVEKT:	0.6006	0.5959	0.6025	0.6342	0.7689	0.9007
KRITISK TEMP (K):	197.12	197.30	199.12	205.86	231.56	255.45
KRITISK TRYKK (bara)	46.31	46.41	46.49	46.62	46.59	46.39
Z-FAKTOR:	0.877	0.898	0.929	0.973	0.992	0.998
TETTHET (G/CC):	0.89e-01	0.65e-01	4.03e-02	1.40e-02	3.56e-03	9.20e-04
VISKOSITET (mPa*s):	1.58e-02	1.48e-02	1.38e-02	1.29e-02	1.21e-02	1.15e-02

TABELL 11: DIFFERENSIELL FRIGJØRING VED RESERVOARTEMP. 69.0°C

DATO: 08.08.1984

BRØNN: 31/3-2 Psat= 156.5 barg

Gasskomposisjon, mol-%

TRYKK (BARA)	126.4	97.7	62.7	21.6	5.2	1.0
N2	1.372	0.949	0.386	0.159	0.173	0.136
CO2	0.431	0.488	0.560	0.809	1.137	1.401
C1	93.828	93.849	93.371	88.780	75.031	56.934
C2	3.521	3.850	4.651	8.226	17.490	29.607
C3	0.357	0.383	0.468	0.918	2.821	5.762
i-C4	0.320	0.329	0.386	0.766	2.536	5.050
n-C4	0.030	0.031	0.036	0.073	0.234	0.395
2,2-DM-C3	0.004	0.004	0.004	0.008	0.029	0.055
i-C5	0.031	0.029	0.033	0.064	0.184	0.251
n-C5	0.007	0.006	0.007	0.013	0.033	0.040
HEXANER	0.043	0.039	0.046	0.085	0.177	0.218
HEPTANER	0.045	0.035	0.049	0.091	0.130	0.160
OKTANER	0.007	0.003	0.000	0.001	0.020	0.025
NONANER	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
DEKANER	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
UNDEKANER +	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	100.00	100.00	100.00	99.99	99.99	100.03

Gasskomposisjon, vekt-%

N2	2.240	1.549	0.625	0.245	0.229	0.153
CO2	1.105	1.251	1.425	1.945	2.365	2.466
C1	87.717	87.691	86.588	78.155	56.890	36.543
C2	6.171	6.744	8.087	13.576	24.860	35.624
C3	0.917	0.984	1.192	2.222	5.881	10.168
i-C4	1.082	1.116	1.298	2.444	6.968	11.746
n-C4	0.103	0.106	0.121	0.232	0.642	0.918
2,2-DM-C3	0.017	0.017	0.017	0.032	0.099	0.158
i-C5	0.132	0.123	0.137	0.252	0.626	0.724
n-C5	0.030	0.025	0.030	0.053	0.114	0.115
HEXANER	0.218	0.198	0.230	0.386	0.691	0.721
HEPTANER	0.229	0.178	0.248	0.440	0.540	0.563
OKTANER	0.038	0.017	0.001	0.006	0.094	0.098
NONANER	0.000	0.000	0.000	0.001	0.001	0.001
DEKANER	0.000	0.000	0.000	0.002	0.002	0.002
UNDEKANER +	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

MOLVEKT	17.158	17.166	17.296	18.221	21.155	24.990
SPESIFIKK EGENVEKT:	0.5917	0.5919	0.5964	0.6283	0.7295	0.8617
KRITISK TEMP. (K):	196.17	196.89	198.61	205.24	224.79	250.72
KRITISK TRYKK (bara):	46.37	46.44	46.54	46.65	46.67	46.66
Z-FAKTOR:	0.881	0.898	0.929	0.973	0.992	0.998
TETTHET (G/CC):	0.86e-01	0.65e-01	4.07e-02	1.39e-02	3.60e-03	8.80e-04
VISKOSITET (mPa*s):	1.57e-02	1.48e-02	1.39e-02	1.30e-02	1.23e-02	1.17e-02

7. VISKOSITET

Målinger av viskositet for oljefasen ble også utført på de to prøvene og resultatene finnes i tabell 12 samt figur 14. I tillegg ble temperaturavhengigheten til viskositeten av residuell olje målt (tabell 13 og figur 15). Gassviskositet beregnet fra komposisjonen (tabell 10 og tabell 11) er plottet som funksjon av trykket i figur 16.

Resultatene viser en noe større effekt av gasstilsetning enn forventet fra enkle ekstrapoleringsprosedyrer. Viskositeten til oljefasen i tofaseområdet er også forskjellige. Dette kan skyldes at de to prøvene er tatt fra forskjellige prøveflasker.

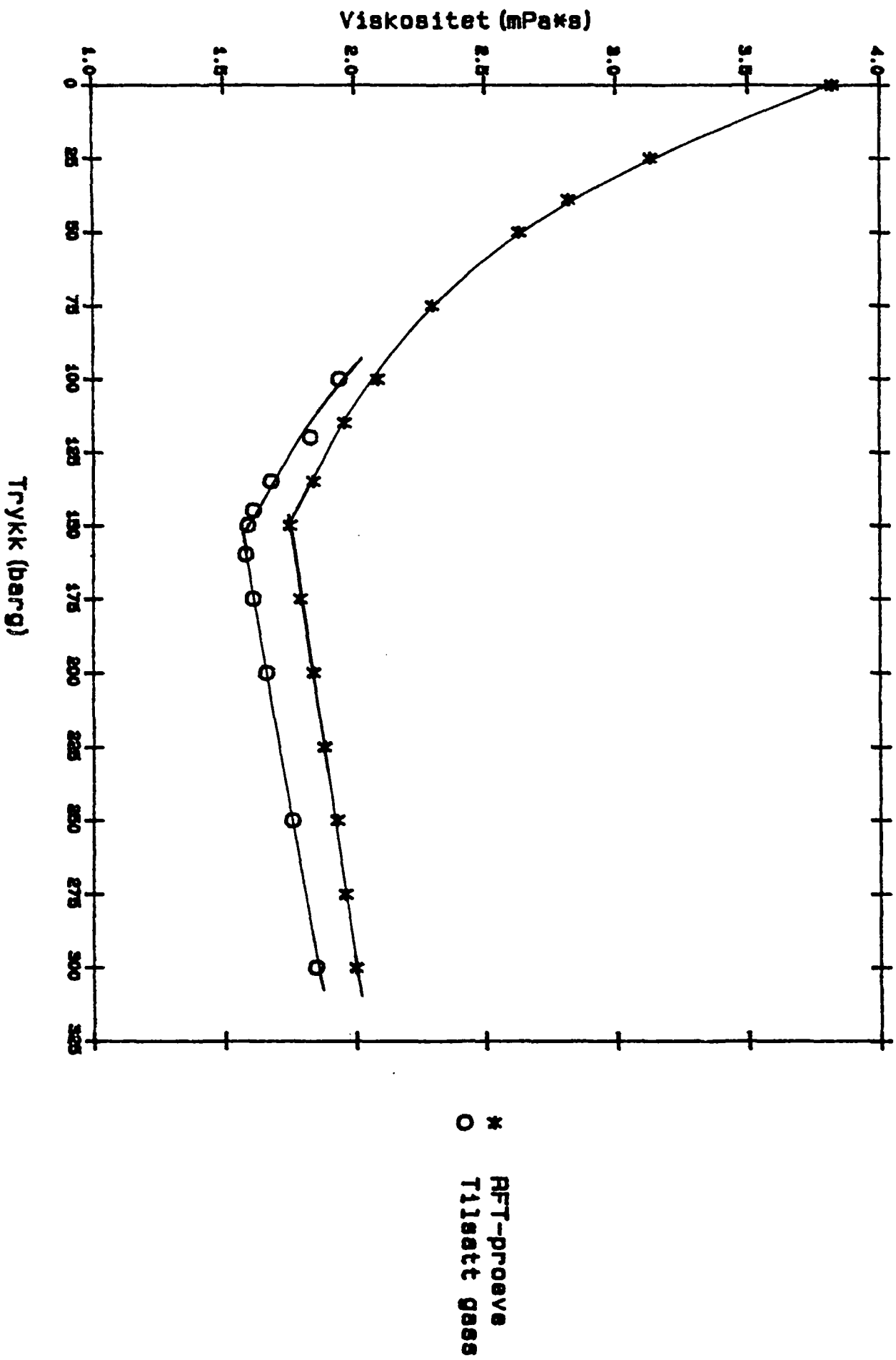
Viskositeten ved boblepunktet ble funnet å være 1.75 mPa s for ujustert prøve, mens den ble målt til 1.57 mPa s på prøve med tilsatt gass. Skjørhastigheten er lav under disse målingene (i området $10-200 \text{ s}^{-1}$), og den varierer noe med den aktuelle dynamiske viskositeten gjennom varierende falltid for kula.

Tabell 12: Viskositeter for olje fra brønn 31/3-2 ved 69.0°C

Trykk (bara)	Viskositet (mPa·s)	*) Viskositet (mPa·s)
301	2.00	1.85
276	1.96	-
251	1.93	1.76
226	1.88	-
201	1.84	1.66
176	1.79	1.61
161	-	1.58
151	1.75	1.59
146	-	1.61
136	1.84	1.68
121	-	1.83
116	1.96	-
101	2.09	1.94
76	2.30	-
51	2.63	-
40	2.82	-
26	3.13	-
1	3.82	-
P_{sat}	1.75	1.57

*) Prøven tilsatt likevektsgass

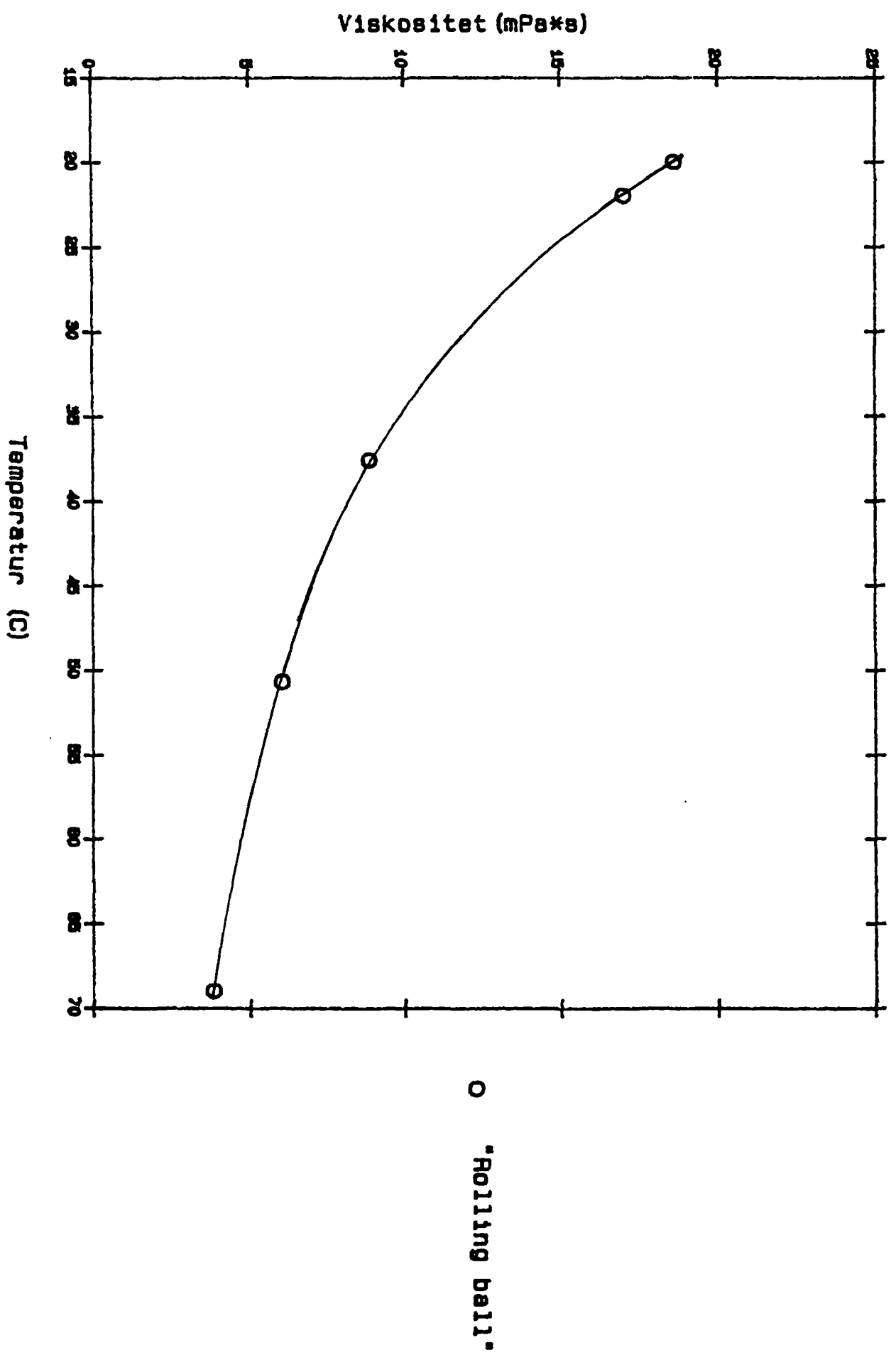
FIGUR 14: Viskositet for olje fra 31/3-2 ved 69.0 C



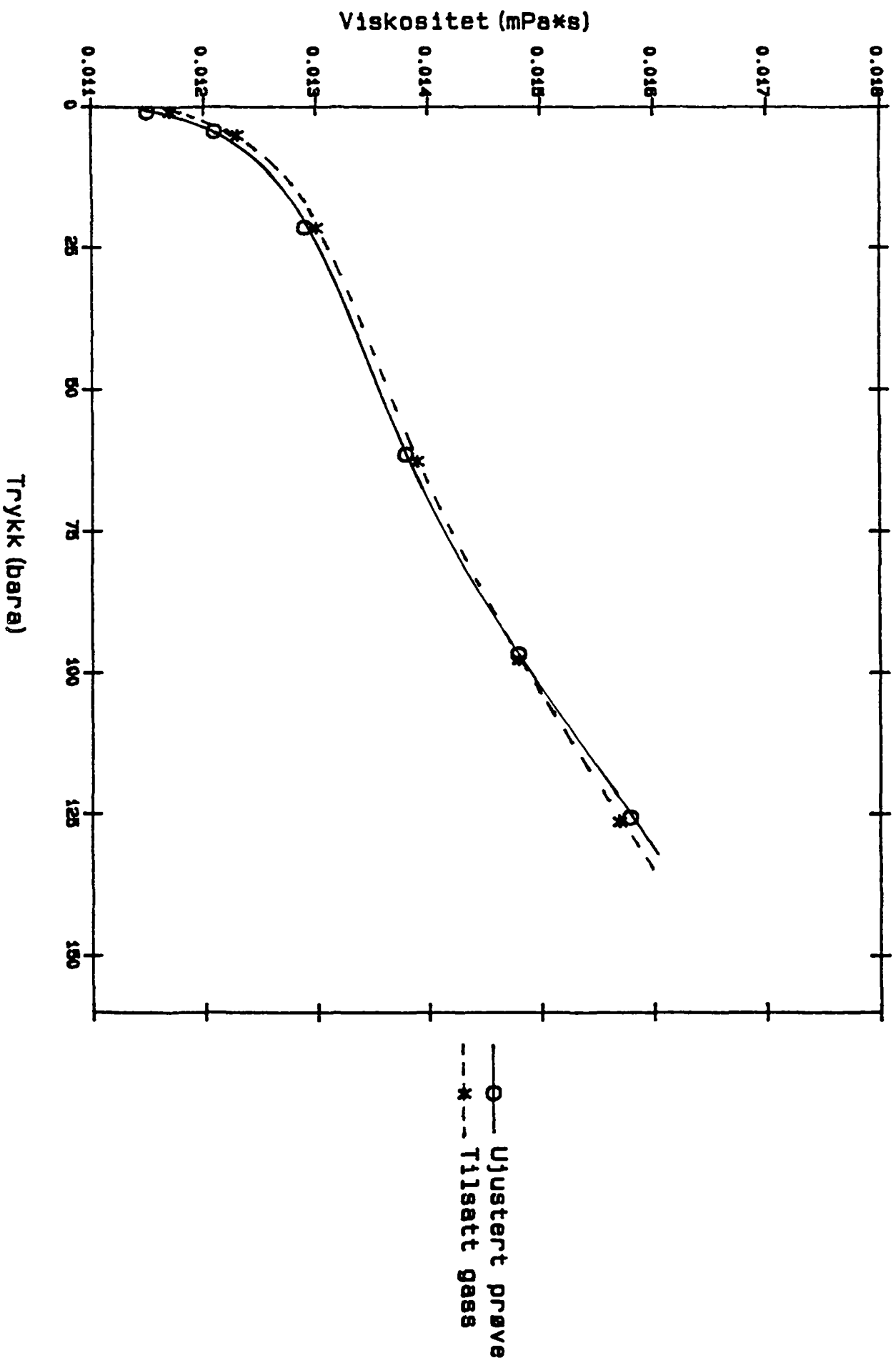
Tabell 13: Viskositet av residuell olje fra brønn 31/3-2
s.f.a. temperatur ved atmosfæretrykk

Temperatur (°C)	Viskositet (mPa·s)
69.0	3.82
50.7	6.02
37.6	8.86
22.0	17.00
20.0	18.61

FIGUR 15: Viskositet av residueli olje fra 31/3-2 ved atm. trykk



FIGUR 16: Gassviskositet fra differensial tryk måling av olje fra 31/3-2



REFERANSER

1. Stavanger Oilfield Services:
Report on Well: 31/3-2
(Arkiv nr. BGSR8406423).

2. L. Lee et al:
The Viscosity of Natural gases.
J. Pet. Tech. (Aug. 1966). Trans. AIME, 237.

3. Branchuck & Purvis & Robinson:
Computer Calculation of National Gass
Compressibility factors with the Standing & Katz
Correlation. Inst. Petroleum Techn. Series no.
IP74-008.