

Denne rapport
tilhører

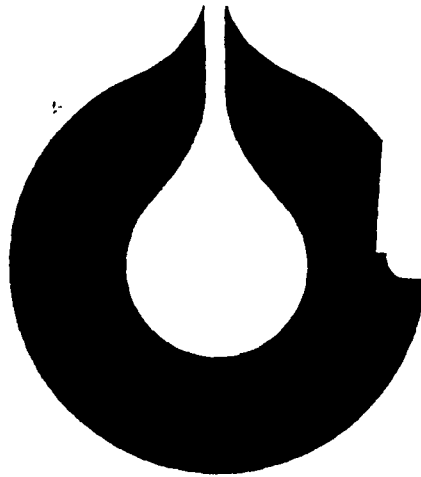
 **STATOIL**

UND DOK.SENTER

L.NR. 30286100041

KODE Well 31/2-7 nr 17

Returneres etter bruk



statoil

BRØNNTESTRAPPORT

PL 054

BRØNN NR. 31/2-7

SEPTEMBER 1983

Godkjent

Den norske stats oljeselskap a.s



Gradering

Oppdragsgiver

31/2-Lisens

Undertittel

Testtilpassing ved simulering

Tittel

BRØNNTESTRAPPORT
PL 054
BRØNN NR. 31/2-7
SEPTEMBER 1983

Utarbeidet

Sept.
1983

Michael Hovdan
Michael Hovdan

Godkjent

27.12.83

Arne Hole
Arne Hole

BRØNNDATA:

Operatør: Norske Shell
Felt. Troll, 054
Brønn: 31/2-7
Lokasjon: 61 51' 25.9"N
03 27' 09.3"E

KLASSIFIKASJON:

Rigg: Borgny Dolphin
Borestart: 23/4-1982
Boreavslutning: 14/6-1982
RKB-høyde: 25 M
Vann dybde: 338 M
Total dybde: 1660 MTD Heather C
Mål: Heather C
Status: Plugget og forlatt

TESTRAPPORT

INNHOLDSFORTEGNELSE

1. INNLEDNING
2. HENSIKT
3. KONKLUSJON
4. DISKUSJON

APPENDIX

- A1. TESTTILPASNING MED HENSYN PÅ MÅLT TRYKK VED HJELP AV
SIMULERING
- A2. MATEMATISKE BEREGNINGER
- A3. BEREGNING AV SKINFAKTOR
- A4. TESTSTRENGEN BENYTTET FOR TESTEN
- A5. SAMMENDRAG AV TESTAKTIVITET

INNLEDNING

Trollfeltet innenfor blokk 31/2 inneholder gass i sandstein av midtre/øvre jura alder.

Under gassen er en oljesone med varierende tykkelse, 22-28 m i den vestlige del av feltet, 10-12 m i den østlig.

Brønn 31/2-7 er boret i den vestlige del av blokk 31/2 ned til en dybde av 1660 MTD. Brønnen går gjennom et oljebærende intervall 1566-1594 MRKB (KB = 25 m) med en overliggende gassone og en underliggende vannsone.

Det oljeførende intervall ligger i dårlig konsolidert og svært porøs sand. Derfor er brønnen gravel packed over det perforerte intervallet 1584 - 1590.5 MRKB for å hindre sandproduksjon.

Brønnen ble testet i tidsrommet 22. mai til 8. juni i 1982.

HENSIKT

Hensikten med å teste brønn 31/2-7 var å:

Vurdere produktiviteten av oljesonen med hensyn til vann-/gasskoning, og således muliggjøre kalibrering av en numerisk modell.

Oppnå nøyaktige data vedrørende reservoarfluid, trykk og fluidkomposisjon for de indikerte olje- og gassbærende intervall.

Undersøke innstrømming, oppførsel og effektiviteten til en gravel packed komplettering, både for olje- og gassonen.

Hensikten med denne rapporten er å bestemme gjennomsnittlig horisontal og vertikal permeabilitet, samt skin effekter omkring brønn 31/2-7. Dette er gjort ved testtilpassing ved hjelp av simulator.

KONKLUSJON

- * Simulering av oljetesten på 31/2-7 indikerer en permeabilitetsfordeling i det oljebærende intervall av reservoaret som presentert ved nedenstående tabell.

Dybde Z (mRKB)	Dybde int. Z (m)	Horisontal permeabilitet	
		KH (μm^2)	KH (mD)
1566 (GOC)			
1568	2	11.0970	11243
1572	4	4.3991	4457
1574	2	5.4760	5448
1580	6	11.1819	11329
1582	2	2.0629	2090
1584	2	6.4729	6558
1587	3	6.4018	6486
1590.5	3.5	3.8168	3867
1594	3.5	1.0068	1020

- * Gjennomsnittlig veiet aritmetisk permeabilitet, $\text{KH} = 6.1 (\mu\text{m})^2$ (6180 mD).
- * Forholdet vertikal/horisontal permeabilitet, $\text{KV/KH} = 0.3$.
- * For simuleringene er PVT data fra brønn 31/2-5 benyttet fordi PVT data fra brønn 31/2-7 ikke var tilgjengelige da arbeidet ble pågynt.
For simuleringene har vi således benyttet en viskositet ved kokepunktet (2280 psi og 154°F) på 1.32, mens analyse av separatorprøven fra 31/2-7 (mottatt etter at arbeidet var begynt) viser en viskositet på 1.83. For å korrigere for denne forskjellen bør man derfor multiplisere de simulerte permeabiliteter med en faktor på $\frac{1.83}{1.32} = 1.39$
- * Skin varierte under første del av simuleringen, men stabiliserte seg på 43-45 etter ca. 5 dager med produksjon. Variasjonene de første dagene skyldes trolig opprensning rundt brønnen.

DISKUSJON

Standard analysemetoder forutsetter at området som påvirkes av trykkresponsen fra testintervallet ikke omfatter væskekontakten GOC (og/eller WOC).

Dersom avstanden mellom testintervallet og væskekontakten, GOC, er liten, som for 31/2-7, vil væskekontakten innvirke på trykkresponsen under testens forløp, og under slike betingelser vil ikke en standard analyse i praksis være et godt nok verktøy for å bestemme reservoarets formasjonsegenskaper.

Til tross for konstant GOR under hele testforløpet har en ingen grunn til å anta at GOC er stabil nær brønnen. Simulator kjøringer viser en tydelig kon-utvikling ved de oppgitte permeabiliteter. Gassgjennombrudd vil ikke skje etter så kort tid og med slike høye permeabiliteter. I simulator kjøringene måtte vi halvere permeabilitetene før gjennombrudd inntraff. Historietilpasning med hensyn på målt bunnhullstrykk ble benyttet som analysemetode for å bestemme formasjonsegenskapene ved brønn 31/2-7. Dette lar seg gjøre ved å benytte en numerisk modell som verktøy.

Historietilpasningen er utført ved å endre inngangsverdiene i den numeriske modellen for parametrene:

- X1: Faktor for å endre horisontal permeabilitet.
- X2: Forholdet vertikal/horisontal permeabilitet.
- X3: Skin.

Sammenhengen mellom X1, X2, X3 og tiden er etablert på den måten at relasjonen mellom de tre tilpasningsparametrene er fastslått for forskjellige tidspunkter under testen. Siden det er bare X3 (skin) som normalt vil variere med tid, har en også avdekket X3 som funksjon av tid. X3 er rateuavhengig.

PVT data for brønn 31/2-7 forelå ikke under testtilpasningen. Den har derfor benyttet seg av PVT data fra brønn 31/2-5 som en hadde grunn til å anta var svært lik for 31/2-7. Det viser seg at der er en viss forskjell i PVT egenskaper for de to brønnene. Den viktigste forskjellen ligger i oljeviskositeten :

31/2-5	31/2-7
1.32 cp	1.83 cp

ved P_b

Ved å anta Darcy betingelser kan en korrigere resultatene fra simuleringene ved å multiplisere KH med en faktor på $\frac{1.83}{1.32} = 1.3939$.

For simuleringene har en som utgangspunkt benyttet permeabiliteter fra kjerneanalysene. Loggkorreleringer viste lite samsvar med kjernedata m.h.t. permeabilitet, og kunne derfor ikke brukes.

Hele brønntesten varte i 6.5 dager, men bunnhullstrykk målinger eksisterer kun for siste flowperiode og den etterfølgende buildup perioden (dvs. i perioden 1.8 dager til 6.5 dager).

A1

Tilpassing med hensyn på målt bunnhullstrykk ved hjelp av
simulering

A1

Tilpassing med hensyn på målt bunnhullstrykk av hjelp av simulering.

TESTTILPASSING MED HENSYN PÅ MALT BUNNHULLSTRYKK VED HJELP AV
SIMULERING:

INNHOLDSFORTEGNELSE:

VEDLEGGSLISTE

TABELLISTE

FIGURLISTE

SAMMENDRAG

INNLEDNING

MODELLBESKRIVELSE

-Simuleringsmodell

-Geologisk modell

-Brønn modell

METODIKK

-Inngangsparametre

-Testparametre

-Simuleringer

-Kjøreplan

DISKUSJON

- Kompliserende faktorer

- Resultat

OPPSUMMERING

VEDLEGG

- A. Grafisk logg presentasjon av brønn 31/2-7
- B. Relativ permeabilitetskurver
- C. PVT data i modellen
- D. Kjøreplan for simuleringene
- E. Resultat fra kjøringene

TABELLISTE

1. Produksjonsrater benyttet i simuleringen
2. Horisontal permeabilitet for utgangsreservoaret
3. Resultater fra simuleringer sammenstilt med testresultatene
4. Horisontal og vertikal permeabilitet i oljesonen som gir best tilpassing.

FIGURLISTE

1. Trollfeltet med brønnlokasjoner
2. Soneinndeling og permeabilitetsfordeling for brønn 31/2-7
- 3a Choke størrelse
- 3b Oljerate
- 3c Bunnhullstrykk
- 3d Flowing Tubing Pressure
- 3e Separator trykk
- 3f Gass-olje forhold
- 3g Base Sediments & Water
4. Blokkinnndeling for simuleringene
5. Produksjonsrater for simuleringene og fra testen
- 6a-d Testtilpassing med hensyn på målt bunnhullstrykk og tidsuavhengig skin.
7. Relasjoner mellom x_1 , x_2 , x_3 og tid
8. Beste tilpassing med hensyn på målt bunnhullstrykk og varierende skin.

SAMMENDRAG

I dette arbeidet er testforløpet for oljetesten på brønn 31/2-7 forsøkt gjenngitt ved å benytte simulatoren som verktøy. Ved en slik framgangsmåte, testtilpassing, kan formasjonsparametrenes verdiorråder bestemmes.

Variasjon i parameterverdier har innvirkning på testtilpassingen og simuleringer er derfor utført for å undersøke graden av følsomhet overfor parametrene:

X1: faktor for horisontal permeabilitet.

X2: forholdet vertikal/horisontal permeabilitet.

X3: skin.

Tabell 3 og figur 8 viser resultat av simuleringen (kjøring 13) som gir beste testtilpassing.

INNLEDNING

Trollfeltet med brønnplassering er presentert ved fig. 1.

Reservoaret i blokk 31/2 er kjennetegnet ved høy permeabilitet i ukonsolidert sandstein, en tynn oljesone med underliggende vannsone og overliggende gassone.

For brønn 31/2-7 gjelder:

GOC = 1566 m RKB KB = 25 m

WOC = 1594 m RKB

Brønnen ble testet i oljesonen forsommeren 1982 i tidsrommet 22. mai til 8. juni.

Oppsummering av testforløp:

-Perforert intervall: 1584 - 1590.5 m RKB (milled out seksjon)

-Gravel packed komplettering

-Opprensning: 31.05 - 01.06 1982 23:23 - 09:19 hr:min.

-1. Strømningsperiode: 01.06 - 02.06 1982 12:55 - 13:04 hr:min.

-Gradient stopp: 02.06 1982 15:24 - 18:35 hr:min.

-2. Strømningsperiode: 02.06 - 07.06 1982 19:16 - 11:31 hr:min.

-Trykkoppbygging: 07.06 1982 11:31 - 13:31 hr:min.

-Gradient stopp: 07.06 1982 13:55 - 15:32 hr:min.

Brønntestrapport fra Flopetrol /1/ gir opplysninger og data-grunnlag som benyttes for konvensjonell brønntestanalyse.

I Flopetrolrapporten er hendelsesforløpet for nedenstående parametre presentert i tabellform:

- a) Separatortrykk
- b) Brønnhode strømmingstrykk
- c) Bunnhullstrykk
- d) Choke størrelse
- e) Oljeproduksjonsrate
- f) Gas/olje produksjonsrateforhold
- g) Basis sediment og vannproduksjon

Parameterverdier er hentet fra Flopetrolrapporten og plottet ved figur 3.

Den høye permeabiliteten i reservoaret sammen med god kommunikasjon mellom både gass-oljesone og olje-vannsone fører til god trykk vedlikehold i reservoaret til tross for relativt høye produksjonsrater.

Konvensjonelle brønntest analysemetoder er lite egnet for brønn 31/2-7, p.g.a. oljesjiktets tykkelse samt en sannsynlig gasskonutvikling i løpet av testen.

Simulatoren er derfor benyttet i et forsøk på å tilpasse denne til observert bunnhullstrykk fra testen, og på den måten avdekke den horisontale permeabilitet, KH, og forholdet mellom vertikal og horisontal permeabilitet, KV/KH for reservoaret.

MODELLBESKRIVELSE

Simuleringsmodell

Radiell versjon av BETA II modellen er benyttet for all simulering i denne rapporten.

Blokkinnndeling

Blokkinnndeling for simuleringene er illustrert ved figur 4. Blokkinnndeling i vertikalretning er i overenstemmelse med den geologiske modellen for inndeling i gass-, olje- og vannsone. Ytterligere inndeling av blokker i vertikalretning er valgt med utgangspunkt i logger, ref. vedlegg A.

Geologisk modell

Geologisk utgangsmodell er et lagdelt homogent anisotropt reservoar uten helning og med uniform porøsitet. Permeabilitet for hvert enkelt lag er konstant i horisontalretningen. Forholdet vertikal permeabilitet/horisontal permeabilitet er konstant for hele reservoaret.

Relativ permeabilitetskurver er presentert i vedlegg B. PVT data er presentert i vedlegg C.

Brønnmodell

Brønnen er perforert i oljesonen, illustrert ved figur 2. Brønnen produserer med konstant rate innen hvert tidsintervall.

METODIKK

Inngangsparametre

Dimensjoner i modellen BETA II er illustrert ved figur 4.

Lag 1 - 2 gassone
Lag 3 - 11 oljesone
Lag 12 - 13 vannsone

Brønnen er perforert i intervallet 1566 m RKB til 1594 m RKB. Perforeringsintervallet tilsvarer lagene 9 og 10 i modellen.

I modellen produserer brønnen med konstant rate innen hvert testtidintervall. Produksjonsrater i testperioden er presentert ved tabell 1 og figur 5.

Kjernedata danner grunnlaget for beregning av permeabilitet. Loggkorrelasjoner og kjernedata viste lite samsvar, og loggkorrelasjoner ble derfor ikke brukt til å bestemme permeabilitet. En grafisk logg-presentasjon med observerte kjernedata finnes i vedlegg A.

Fra kjernedataene er beregnet aritmetisk gjennomsnittlig horisontal permeabilitet for det enkelte lag i modellen. Verdiene for horisontal permeabilitet er presentert ved tabell 2 og figur 2. PVT-data og relativ permeabilitetskurver fra 31/2-7 forelå ikke under testtilpassingen. Av tilgjengelige data ble det antatt at 31/2-5 hadde egenskaper som lå nærmest opp til 31/2-7.

De to brønners viktigste PVT egenskapet ved Pb er gjengitt nedenfor:

	31/2-5	31/2-7
μ_o (m x Pa x s)**	1.32	1.83
R_s (sm ³ /Sm ³)*	48.62	60.73
B_o (Rm ³ /Sm ³)	1.198	1.175
C_o (bar ⁻¹)	1.02×10^{-4}	1.11×10^{-4}

*RS for brønn 31/2-5 er justert ned til målt verdi for GOR under testen i brønn 31/2-7.

**1 m x Pa x s = 1 cp

For simuleringene er PVT data og relativ permeabilitetskurver for 31/2-5 brukt for å representere egenskapene for 31/2-7. Relativ permeabilitet og PVT data er presentert ved vedlegg B og C.

Testparametre

Testtilpassingen er gjort ved å endre inngangsverdiene for horisontal permeabilitet, forholdet mellom vertikal og horisontal permeabilitet og skin (se tabell 3).

Ovenstående gir testparametrene:

X1: Faktor for horisontal permeabilitet.

X2: Forholdet vertikal/horisontal permeabilitet.

X3: Skin.

Simuleringer

Testperioden deles inn i tre hendelser

- 1: Første testperiode inkl. instengning til 1.83 dg.
- 2: Testperioden fra 1.83 til 6.505 dg.
- 3: Trykkoppbyggingsperioden (2 timer).

Bunnhulltrykkmålinger for første testperiode foreligger ikke, slik at denne perioden er uegnet for tilpassing. GOR var konstant for hele testen.

Etter testperiode 2 ble brønnen stengt inne ved sand filter manifolden for trykkoppbygging. Dette forårsaker wellbore storage effekter som BETA II modellen ikke kan simulere. Så heller ikke testperiode 3 er egnet for testtilpassing.

Med tilpassing menes overenstemmelse i forløp av trykkutvikling i testperiode 2.

Kjøreplan

Kjøreplan for simuleringene som fører frem til testtilpassing for testperiode 2 er presentert ved vedlegg D.

DISKUSJON

Kompliserende faktorer

På grunn av manglende bunnhulltrykkmålinger under testperiode 1 (fra 0 til 1.83 dager) og mangel på gassgjennombrudd, har en kun trykkforløpet under testen å tilpasse simuleringene imot.

Tilpassingen er gjort ved å endre horisontal permeabilitet, forholdet vertikal/horisontal permeabilitet og skin faktoren. Men siden skin varierer med tid mens de to andre variablene må antas å være uavhengig av tid, vil relasjonen mellom de tre variablene måtte endre seg fra tidspunkt til tidspunkt gjennom hele testen. Denne endringen viser seg å bestå i en translasjon av relasjonen langs, og parallelt med skinaksen.

De resulterende ligningene gir ikke meningsfylte løsninger på grunn av parallelliteten. I praksis betyr dette at vi kan få en god tilpasning for en rekke forskjellige verdier av de tre testparametrene om man tillater at skinfaktoren varierer med tid (noe vi har gode grunner til å anta at den gjør). Det faktum at GOR var konstant gjennom hele testen gjør oss imidlertid istand til å si hvilken minimumsverdi den horisontale permeabiliteten må ha. Men for alle verdier over denne minimumsverdien, lar testen seg i praksis tilpasse.

Resultat

Fra Flopetrolrapporten /1/, henter vi trykkforløpet under testen (se figur 3). Dette trykkforløpet søkes kopiert ved simulering ved å kjøre tilnærmet samme produksjonsrater som på testen og samtidig variere horisontal permeabilitet, forholdet vertikal/horisontal permeabilitet og skin.

Produksjonshistorien for testen og simuleringene er vist i figur 5. Nedenstående tabell viser trykkmålinger ved sju forskjellige tider under testen.

Tid (dg)	2.2	2.4	2.7	3.0	3.4	5.0	6.505
Trykk (bar)	131.8	116.1	108.0	108.6	107.3	104.5	104.6

De 12 første simulatorkjøringene ble gjort med konstant (tidsuavhengig) skin under hele testen. Parametrene som ble variert var:

- X1: Faktor for å endre permeabiliteten (horisontal)
- X2: Forholdet vertikal/horisontal permeabilitet
- X3: Skin.

Nedstående tabell viser resultatene (dvs. de simulerte trykkene) ved de angitte tidspunkter samt parameterverdiene for X1, X2 og X3, sammenstilt med de respektive målte trykkene fra testen.

Kjøring No.	X1	X2	X3	Simulerte trykk/bar ved angitte tidspunkt(dager)						
				2.2	2.9	2.7	3.0	3.4	5.0	6.5
1	1	0.6	0	157.2	156.2	155.1	154	154.2	154.3	154.2
2	0.88	0.5	50	134.4	116.7	99.08	82.05	86.18	88.11	86.8
3	1.1	0.3	30	147.3	139	130.7	122.7	124.9	126.1	125.6
4	0.92	0.4	45	137.6	122.2	106.9	92.18	99.28	97.84	96.8
5	1	0.3	43	140	126.5	112.9	100	103.4	105.4	104.6
6	0.612	1	20	142.7	131.6	119.9	108.5	111	111.8	111.1
7	0.95	0.4	40	140.3	126.9	113.6	100.8	104	105.7	104.8
8	0.856	0.471	30.4	142.6	130.9	119.3	108.1	110.9	112.2	111.3
9	0.78	0.69	30	141.3	128.6	116	103.6	106.5	107.6	106.7
10	0.46	0.8	20	137.3	122.5	107	9.77	94.94	95.91	90.1
11	0.69	0.79	25	141.8	129.7	117.3	105.4	108	109	108.2
12	0.58	0.92	20	141.9	130	117.7	105.6	108.3	109.3	108.5

13	1	0.3	Vari- erende*	131.1	115.2	107.6	109.3	107.6	104.4	104.6
----	---	-----	------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

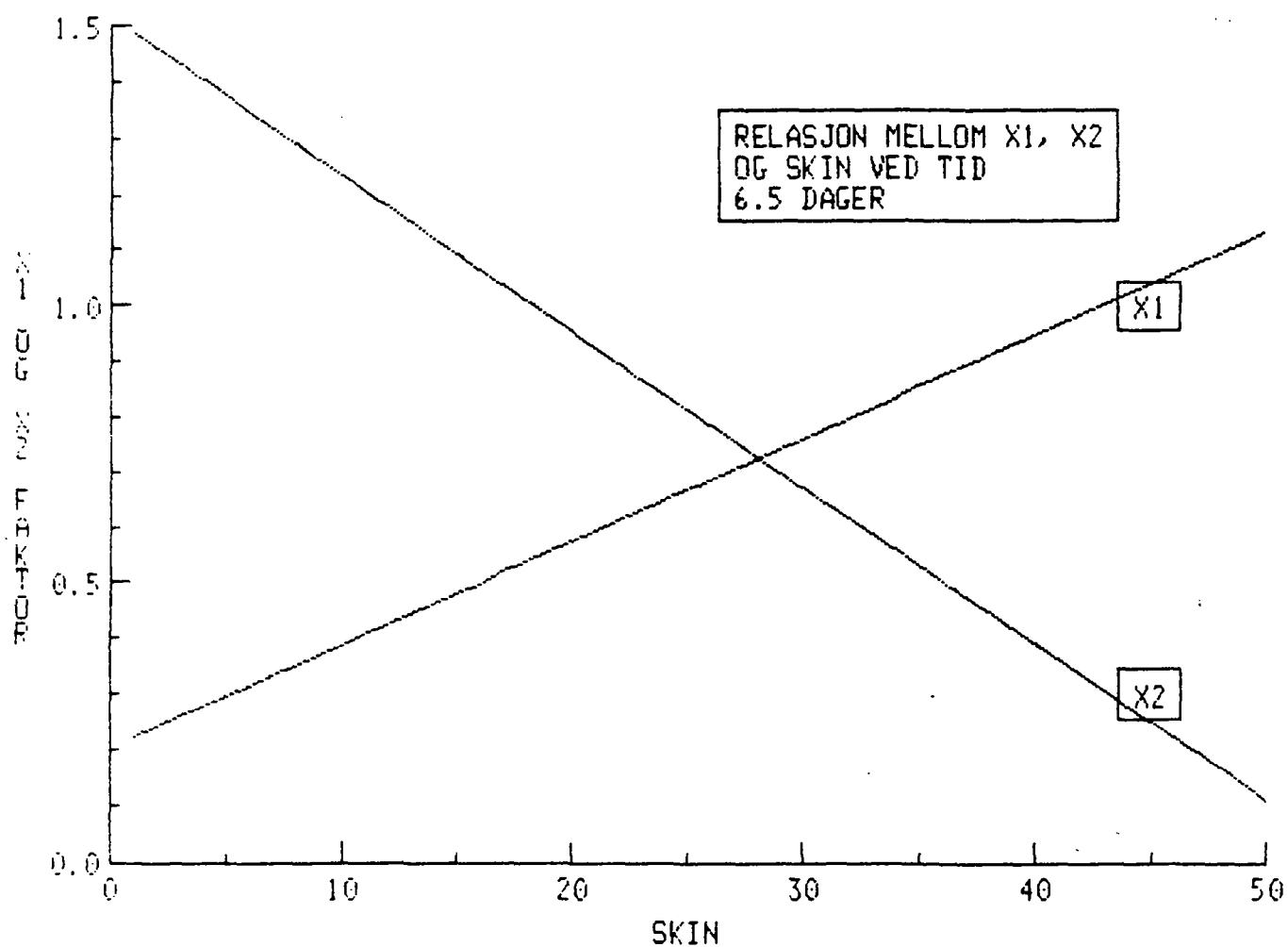
Bunnhullstrykk fra testen:	131.8	116.1	108	108.6	107.3	104.5	104.6
----------------------------	-------	-------	-----	-------	-------	-------	-------

X1=1 tilsvarer $K_h=6.1 (\mu m)^2$
X2 tilsvarer K_v/K_h
X3 tilsvarer skinfaktor

Ved å foreta lineære regresjoner mellom X1, X2 og X3 og de målte bunnhulltrykk får man ligninger som viser relasjonen mellom de tre variablene for hvert tidspunkt under testen.

Disse relasjonene er gitt i appendix A2. På grunn av relasjonenes fremherskende parallellitet, er der en stor grad av lineær avhengighet mellom X1, X2 og X3.

I appendix A2 vises hvordan relasjonene kan uttrykkes for hvert tidspunkt under testen. Nedenfor er vist relasjonen mellom de tre parametrene ved tid 6.505 dager, dvs. etter at opprensingen rundt brønnen er opphørt:

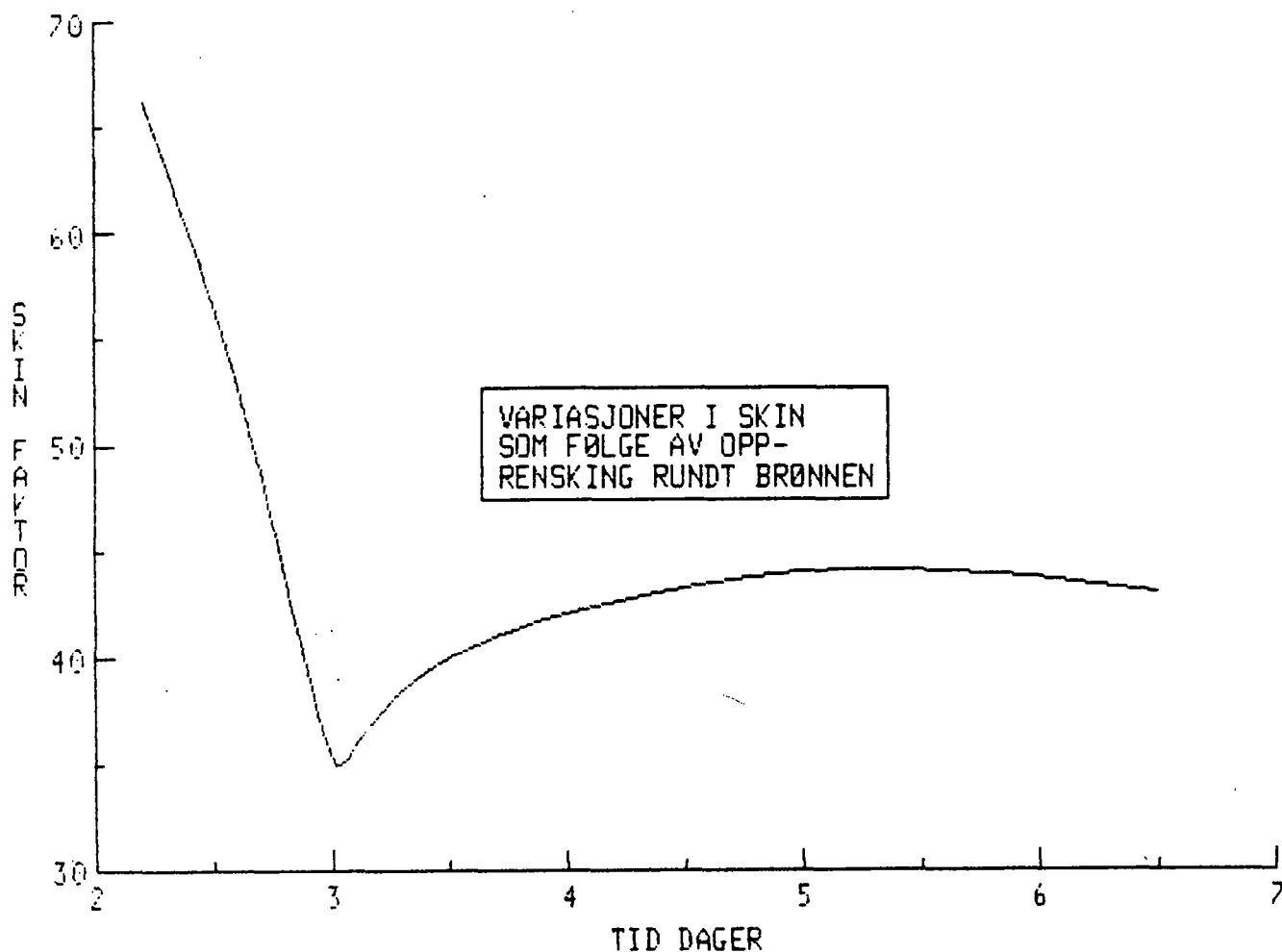


Relasjonene ved de øvrige tidspunkt under testen er svært lik ovenstående, eneste virkelige forskjell er at grafen parallellforskyves langs absissen (hvilket indikerer varierende skin), som vist i appendix A2.

Simulatorkjøring nr. 5 gav best tilpassing ved tid 6.505 dager med parameter verdiene $X1 = 1$, $X2 = 0.3$ og $X3 = 43$, mens kjøring

nr. 11 gav beste tilpassing ved tid 3.4 dager med parameterverdiene $X1 = 0.69$, $X2 = 0.79$ og $X3 = 25$.

For å få tilpassing over hele testen, må man la skinfaktoren variere med tid. Beregninger av skin som funksjon av tid er gitt i Appendix A3. Resultatet av disse beregninger er fremstilt grafisk nedenfor:



Simulatorkjøring nr. 5, som gav best tilpassing ved testens siste del, danner utgangspunkt for beregning av skinvariasjonene. Simulatorkjøring nr. 13 ble besluttet kjørt med samme $X1$ - og $X2$ -verdier som for kjøring nr. 5, men med de beregnede skinvariasjoner (varierende $X3$).

Resultatene av denne kjøringen (nr. 13) sammenstilt med testresultatene er vist nedenfor:

	Tid 2.2	Tid 2.4	Tid 2.7	Tid 3.0	Tid 3.4	Tid 5.0	Tid 6.5
Kjøring nr. 13	131.1	115.2	107.6	109.3	107.6	104.4	104.6
Testresultater	131.8	116.5	108.0	108.6	107.3	104.5	104.6

Denne tilpassingen skulle tilsi at horisontal permeabilitet og forholdet mellom vertikal og horisontal permeabilitet er henholdsvis $6.1 (\mu\text{m})^2$ (6180 mD) og 0.3.

Imidlertid lar det seg gjøre å oppnå tilpassing for lavere X1- og høyere X2-verdier og fremdeles ikke ha gassgjennombrudd. Simulatorkjøring nr. 10 gav gassgjennombrudd ved verdiene

$$K_h = 2.8 (\mu\text{m})^2 \quad (2843 \text{ mD})$$

$$K_v/K_h = 0.8$$

$$\text{skin} = 20$$

Disse verdiene kan betraktes som grensen for hvilke parameterverdier tilpassing kan skje.

OPPSUMMERING

Testtilpassingen viser at det mest sannsynlige aritmetiske gjennomsnitt for horisontal permeabilitet er $6.1 (\mu\text{m})^2$ (6180 md). En permeabilitet på $2.806 (\mu\text{m})^2$ gir gassgjennombrudd og må betraktes om en nedre mulig grense for permeabiliteten.

Mest sannsynlig er forholdet mellom vertikal og horisontal permeabilitet lik 0.3. Den største mulige verdien er 0.8.

Skinfaktoren varierer med tid, men stabiliserer seg på ca. 43-45 etter 5 dager. Skinfaktoren er under ingen omstendigheter mindre enn 20.

TABELL 1:

Produksjonsrater for simuleringene (jfr. figur 5)

Tidsperiode		Rate
(dager)		(SM ³ /D)
0-	0.22	111.3
0.22	0.414	0
0.414	0.95	55.6
0.95	1.25	182.8
1.25	1.45	413.4
1.45	1.57	604.2
1.57	1.83	0
1.83	2.2	413.4
2.2	2.4	699.5
2.4	2.7	985.7
2.7	3.0	1256.0
3.0	3.4	1176.5
3.4	5.0	1112.0
5.0	6.505	1112.9

TABELL 2:

Horizontal permeabilitet for utgangsreservoaret

DYBDE <ml RKB>	LAG HØYDE, A2 <m>	HORISONTAL PERMEABILITET	
		< μm^2 >	<mD>
1566	GOC		
1568	2	11.097	11243
1572	4	4.3991	4457
1574	2	5.476	5448
1580	6	11.1819	11329
1582	2	2.0629	2090
1584	2	6.4729	6558
1587	3	6.4018	6486
1590.5	3.5	3.8168	3867
1594	3.5	1.0068	1020

TABELL 3:

Resultater fra simuleringer sammenstilt med testresultatene

Kjøring No.	X1	X2	X3	Simulerte trykk/bar ved angitte tidspunkt (dager)						
				2.2	2.9	2.7	3.0	3.4	5.0	6.5
1	1	0.6	0	157.2	156.2	155.1	154	154.2	154.3	154.2
2	0.88	0.5	50	134.4	116.7	99.08	82.05	86.18	88.11	86.8
3	1.1	0.3	30	147.3	139	130.7	122.7	124.9	126.1	125.6
4	0.92	0.4	45	137.6	122.2	106.9	92.18	99.28	97.84	96.8
5	1	0.3	43	140	126.5	112.9	100	103.4	105.4	104.6
6	0.612	1	20	142.7	131.6	119.9	108.5	111	111.8	111.1
7	0.95	0.4	40	140.3	126.9	113.6	100.8	104	105.7	104.8
8	0.856	0.471	30.4	142.6	130.9	119.3	108.1	110.9	112.2	111.3
9	0.78	0.69	30	141.3	128.6	116	103.6	106.5	107.6	106.7
10	0.46	0.8	20	137.3	122.5	107	9..77	94.94	95.91	90.11
11	0.69	0.79	25	141.8	129.7	117.3	105.4	108	109	108.2
12	0.58	0.92	20	141.9	130	117.7	105.6	108.3	109.3	108.5
13	1	0.3	Vari- erende*	131.1	115.2	107.6	109.3	107.6	104.4	104.6
Bunnhullstrykk fra testen:				131.8	116.1	108	108.6	107.3	104.5	104.6

X1=1 tilsvare Kh=6.1 (um)²
X2 tilsvare Kv/Kh
X3 tilsvare skinfaktor

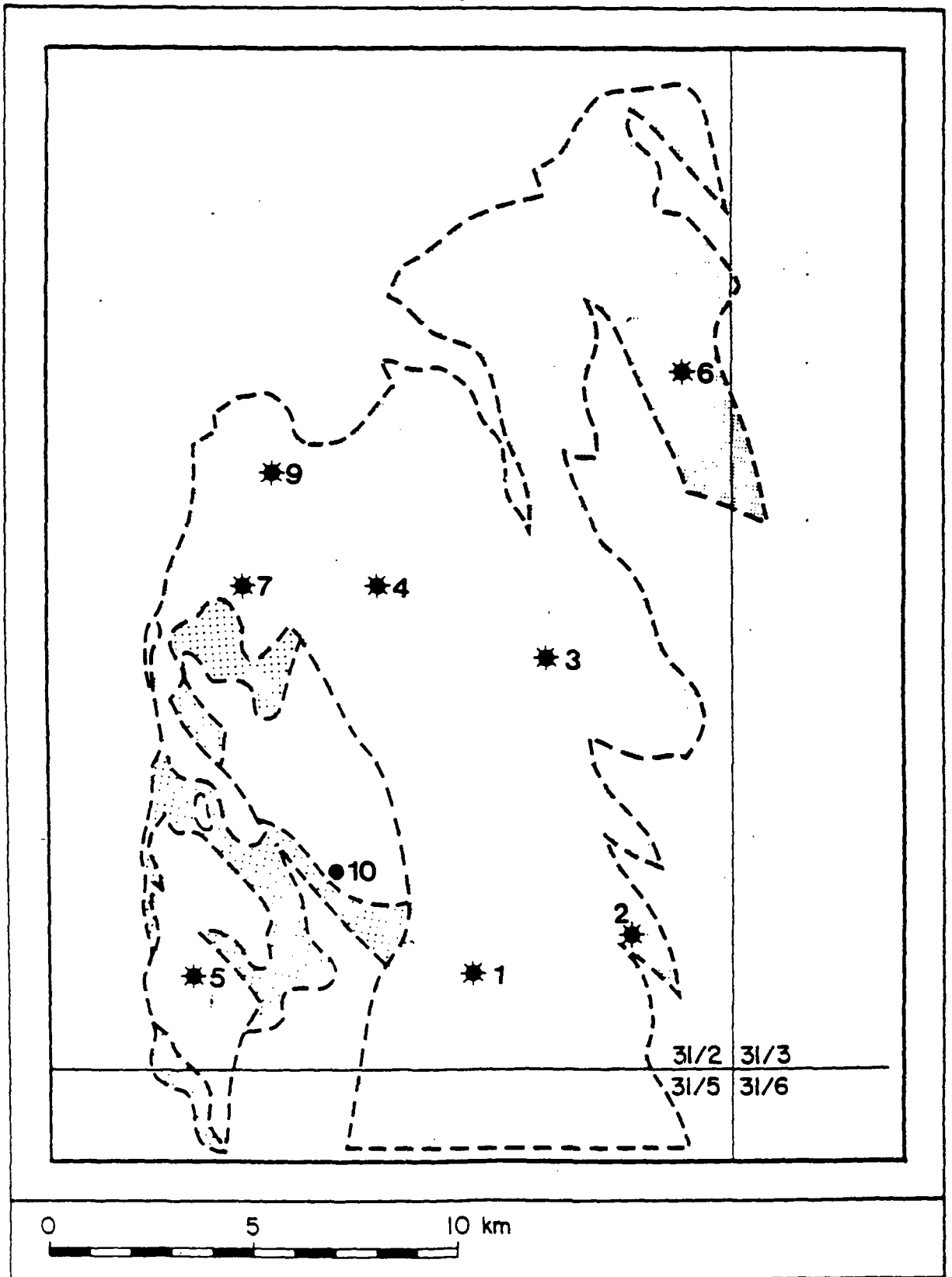
*) Se tabell A3.1 i appendix A3

TABELL 4:

Horisontal og vertikal permeabilitet i oljesonen som gir best tilpassing.

DYBDE <m RKB>	LAG HØYDE, A2 <m>	HORISONTAL PERMEABILITET		VERTIKAL PERMEABILITET	
		< μm^2 >	<mD>	< μm^2 >	<mD>
1566	GOC				
1568	2	11.097	11243	3.3291	3372.9
1572	4	4.3991	4457	1.31973	1337.1
1574	2	5.476	5448	1.6428	1634.4
1580	6	11.1819	11329	3.35457	3398.7
1582	2	2.0629	2090	0.61887	627
1584	2	6.4729	6558	1.94187	1967.4
1587	3	6.4018	6486	1.92054	1945.8
1590.5	3.5	3.8168	3867	1.14504	1160.1
1594	3.5	1.0068	1020	0.30204	306

Figur 1: Trollfeltet med brønnlokasjoner



31/2 - 7

Sonering, laginndeling og permeabilitet

mRKB

1545 0 2000 4000 6000 8000 10000 12000

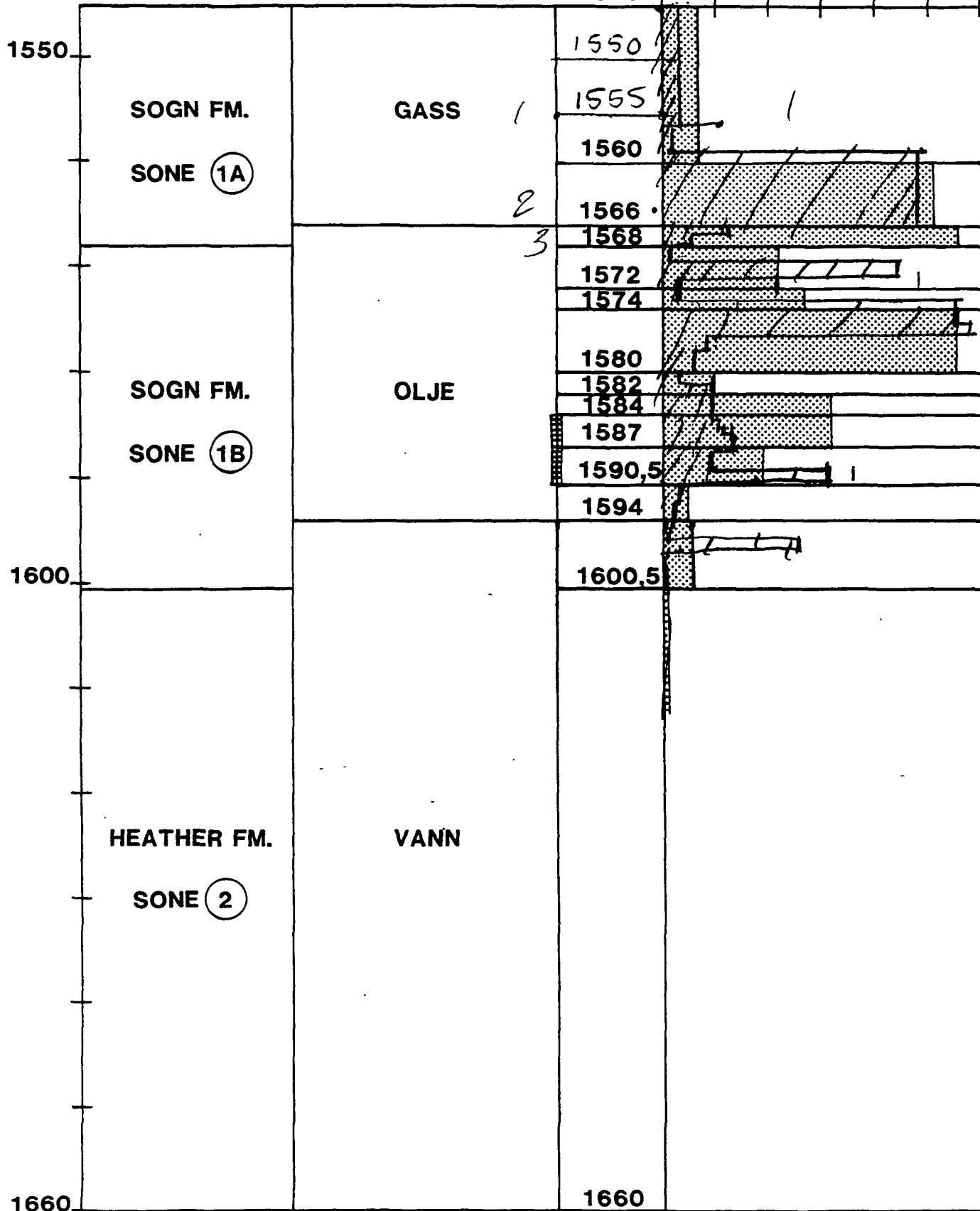


Fig. 3a

CHOKE STØRRELSE

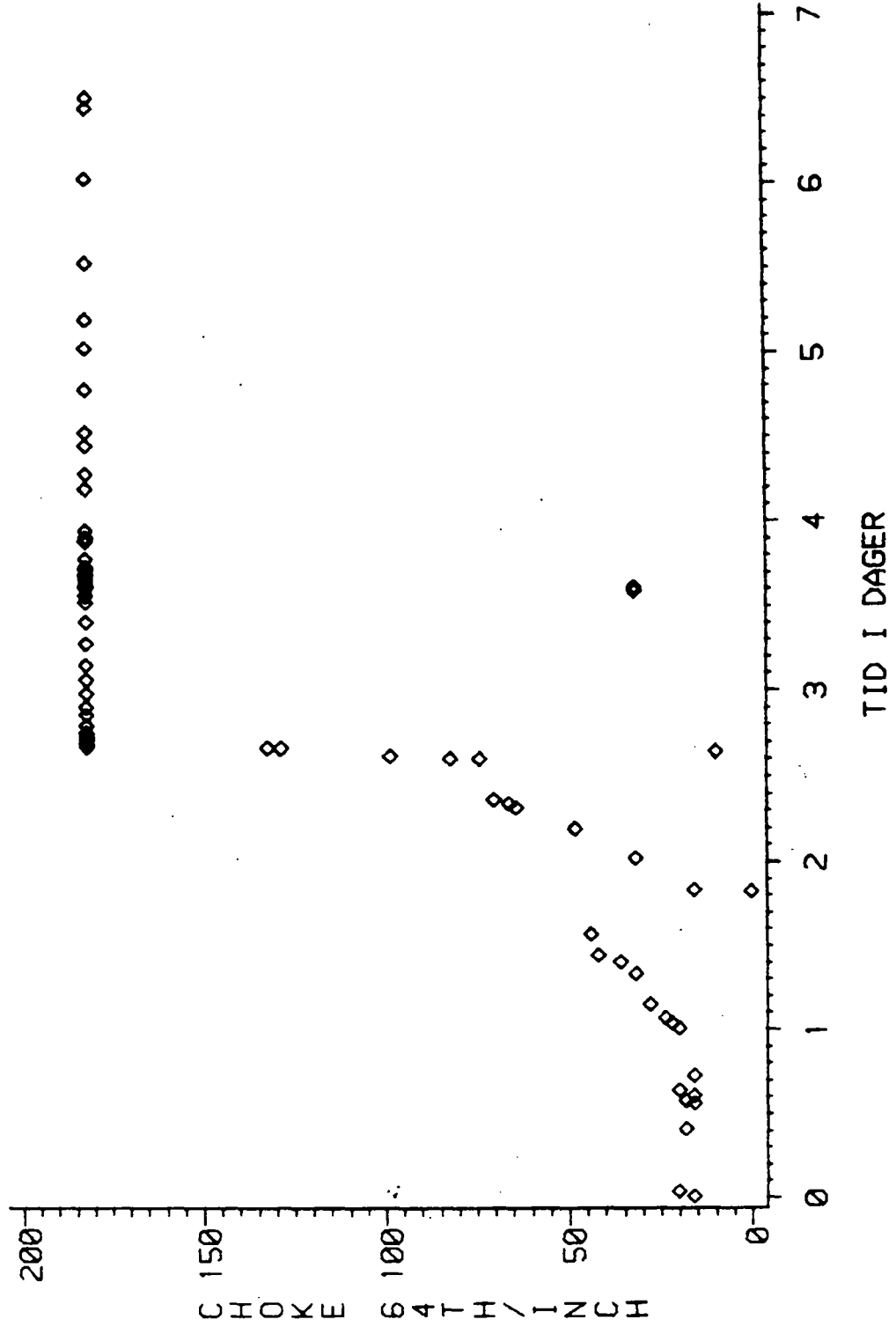


Fig. 3b

OLJE RATE

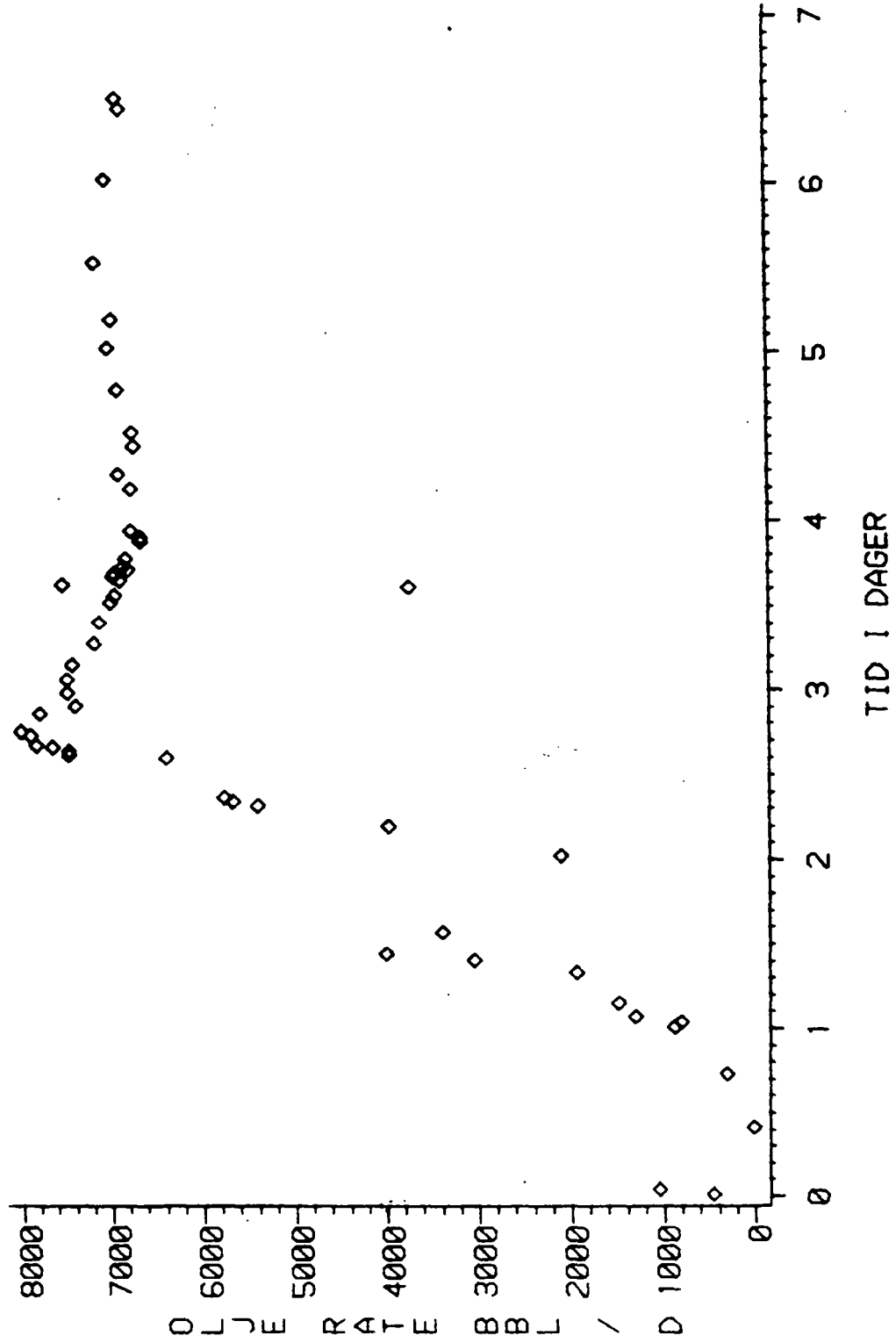


Fig. 3c

BUNNHULLSTRYKK

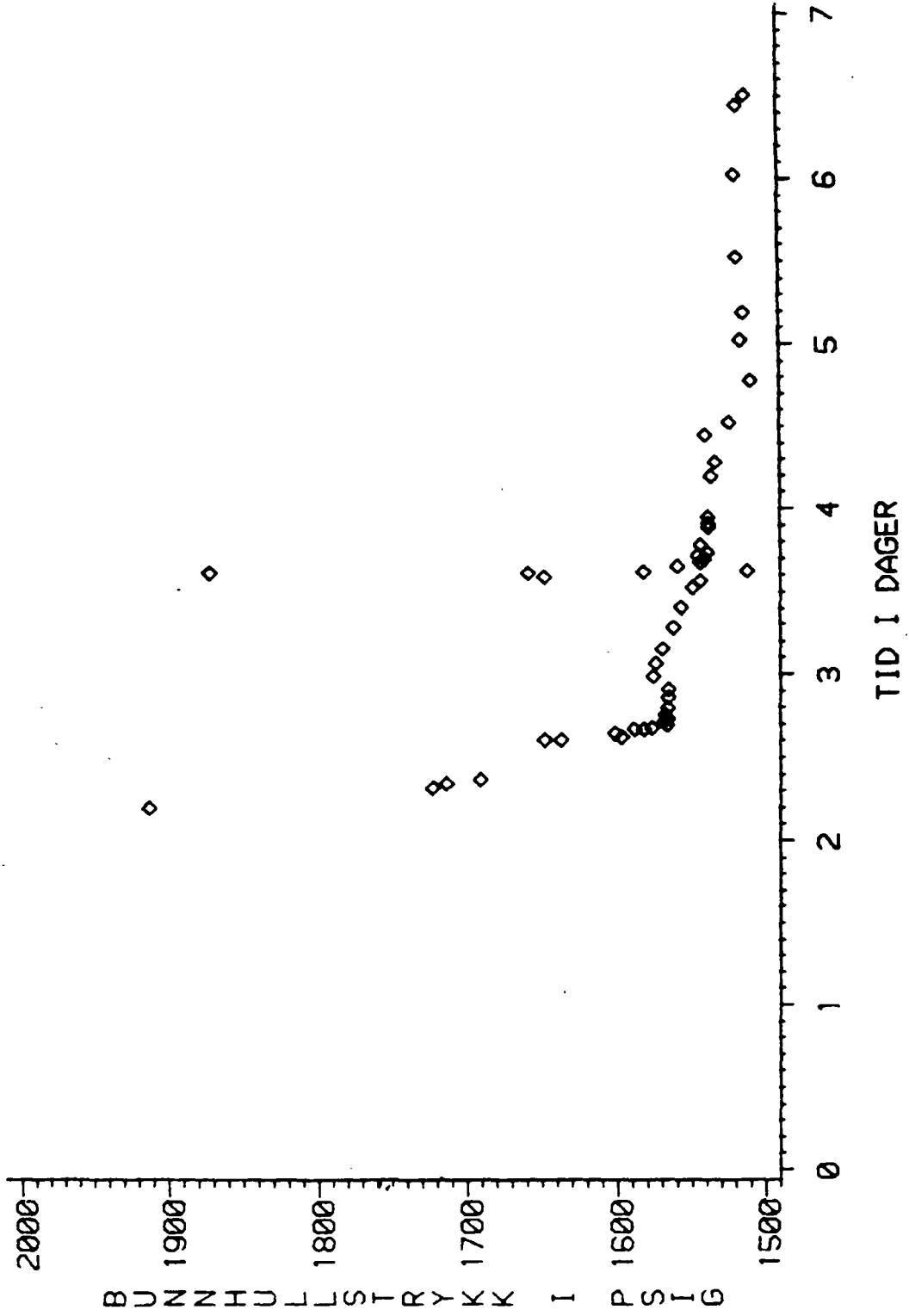


Fig. 3d

FLOW TUBING HEAD PRESSURE

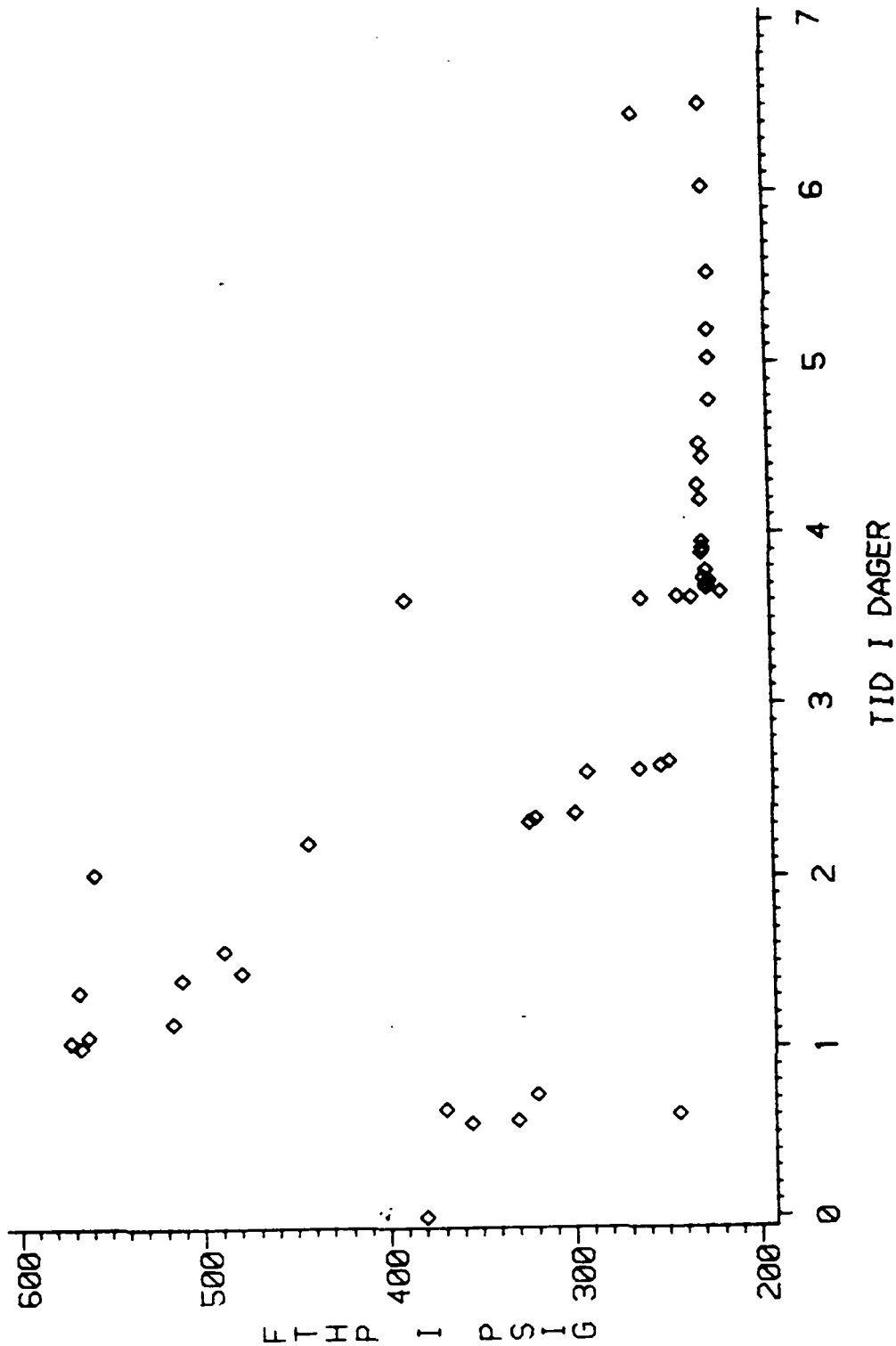


Fig. 3e

SEPARATOR TRYKK

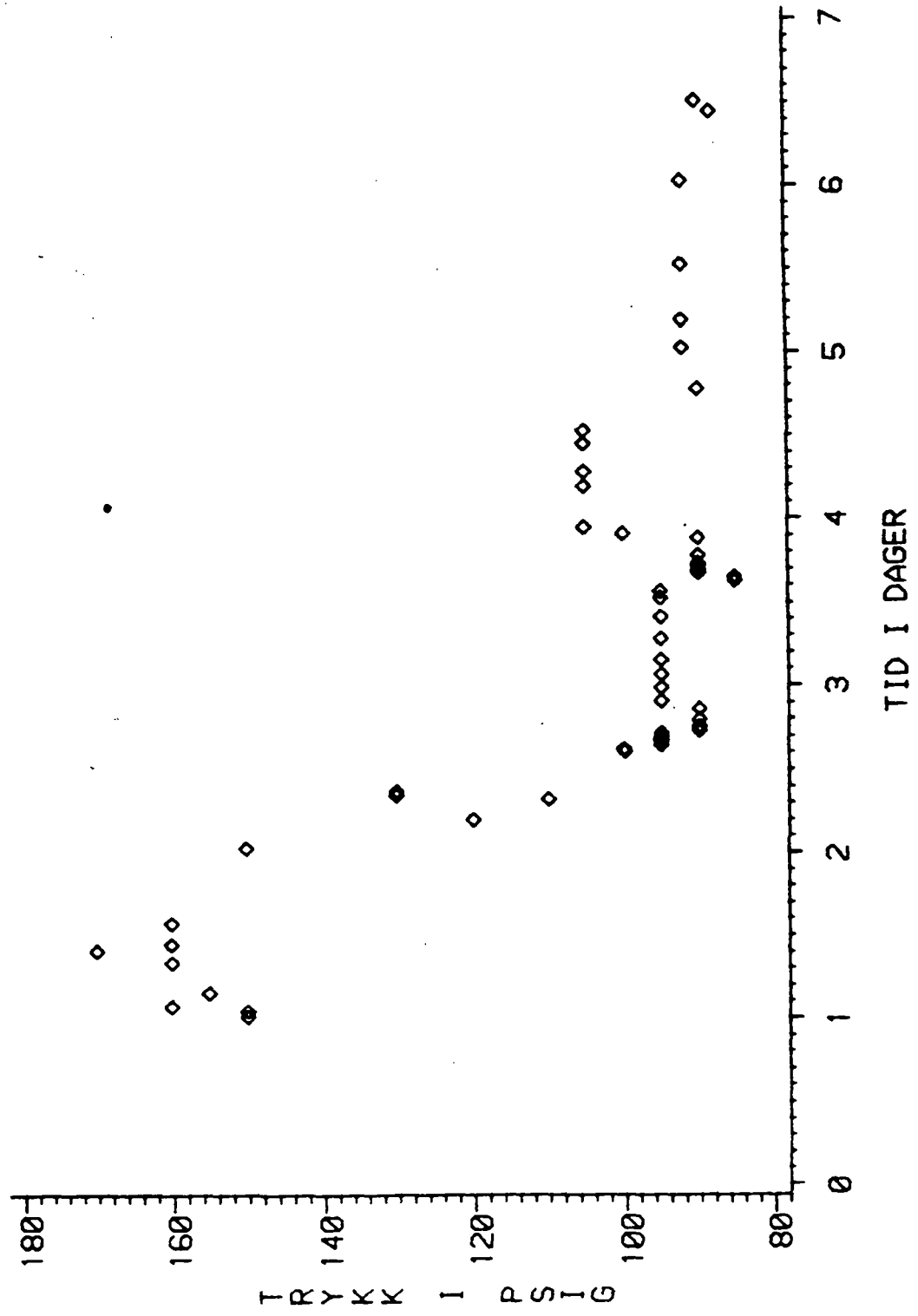


Fig. 3f

GASS OLJE FORHOLD

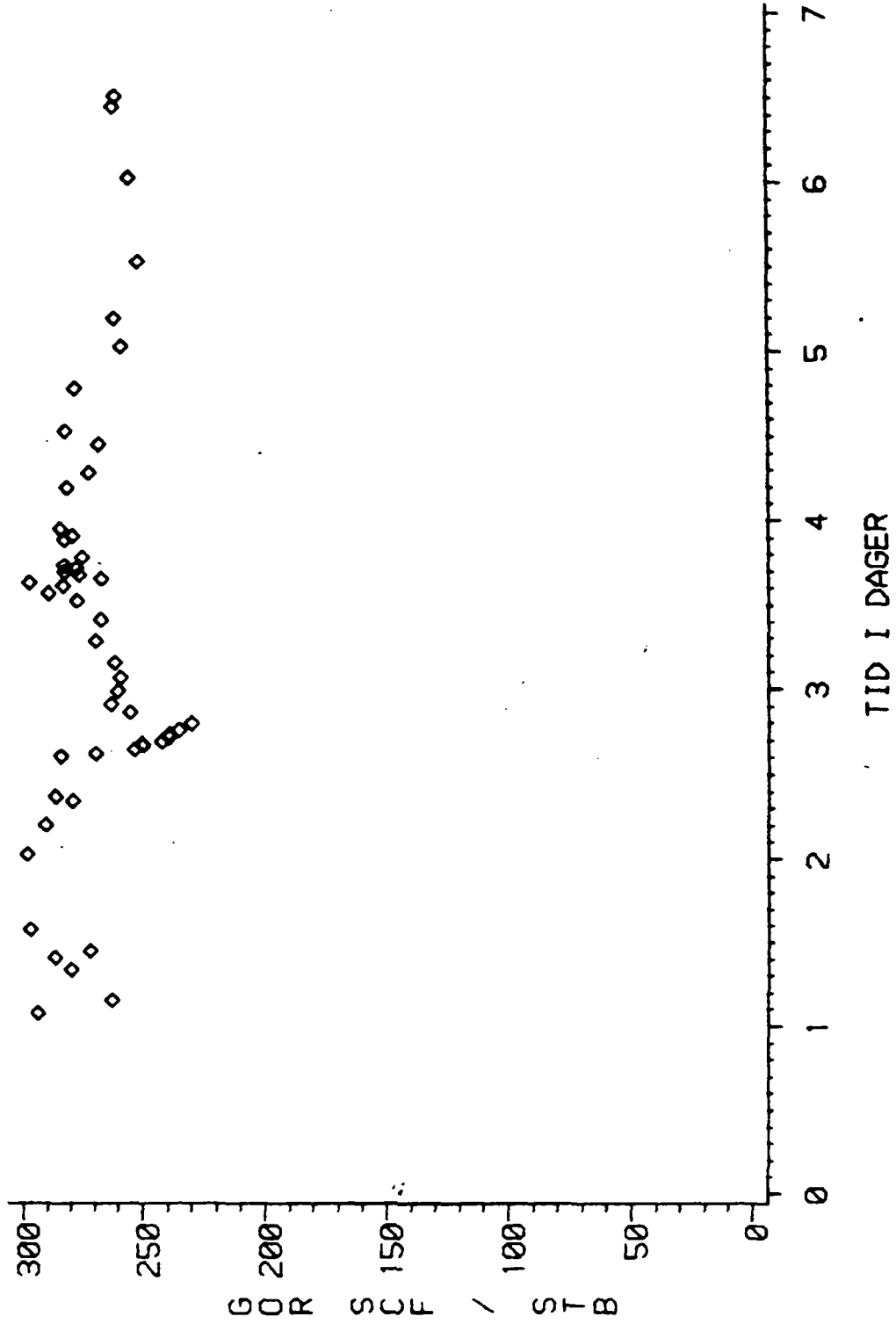


Fig. 3g

BASE SEDIMENTS & WATER

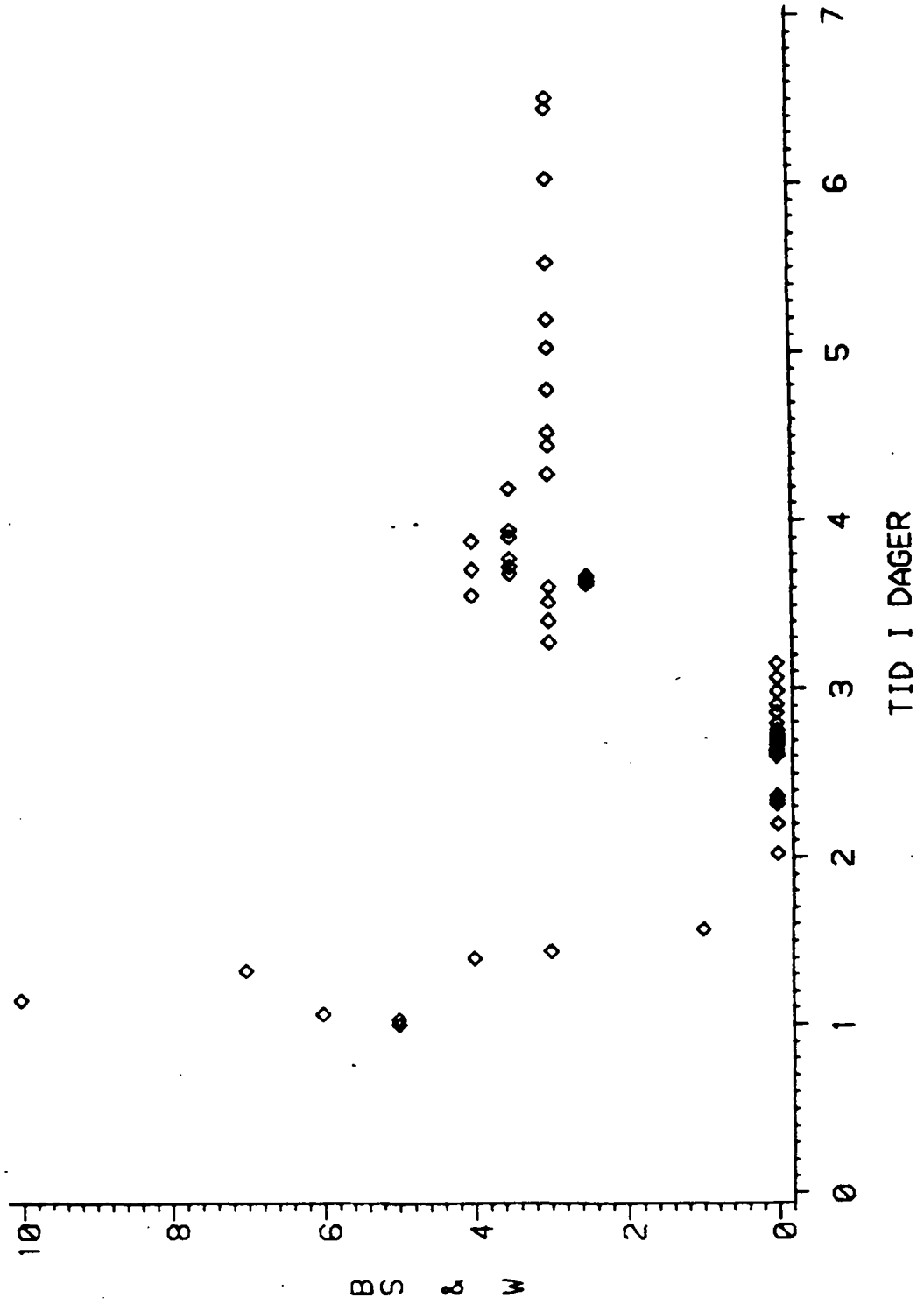


Fig. 5

Produksjonsrater for simuleringene og produksjonsratene fra testen.

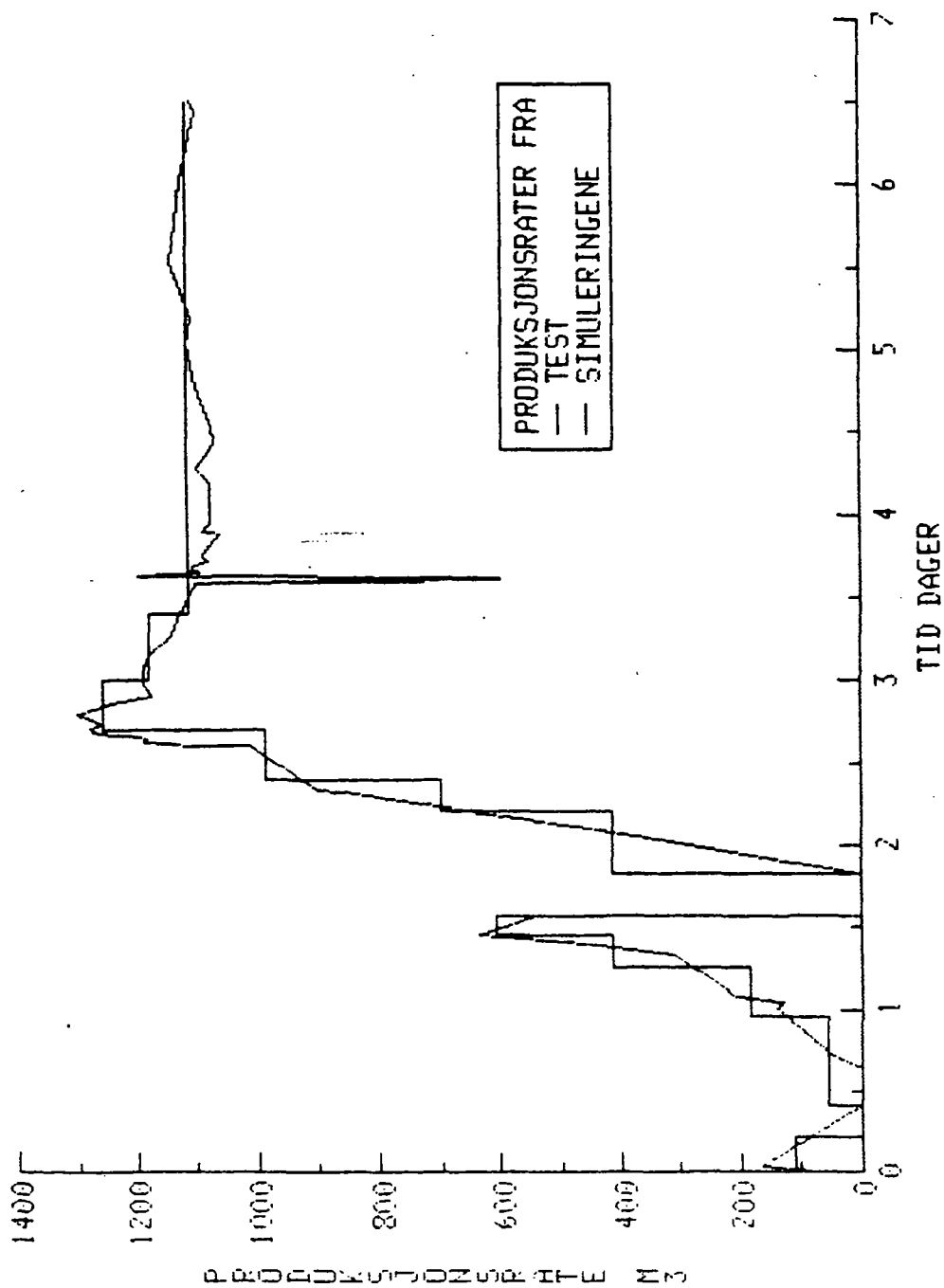


Fig. 6a

Testtilpassing med hensyn på målt bunnhull trykk

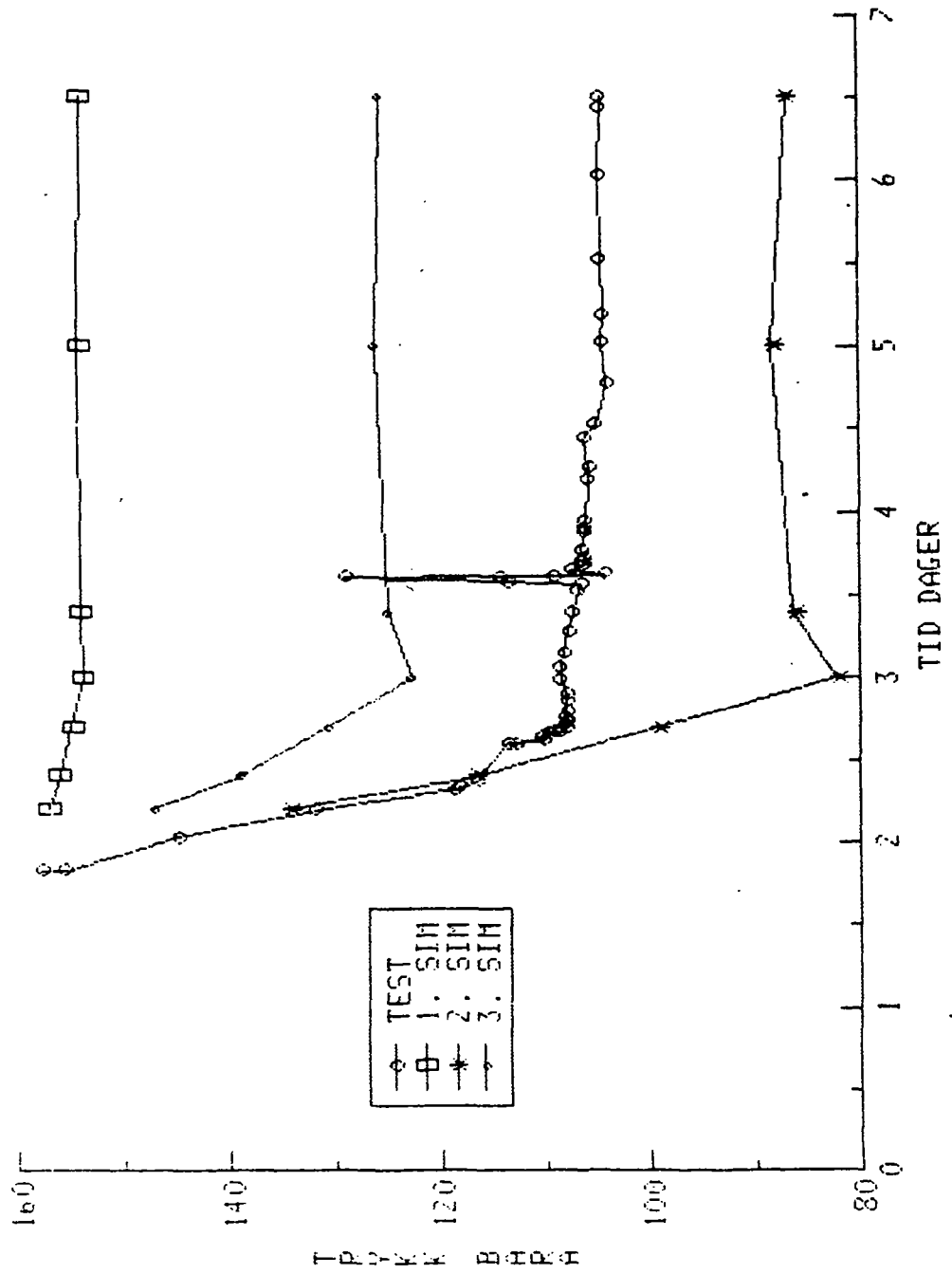


Fig. 6b

Testtilpassing med hensyn på målt bunnhull

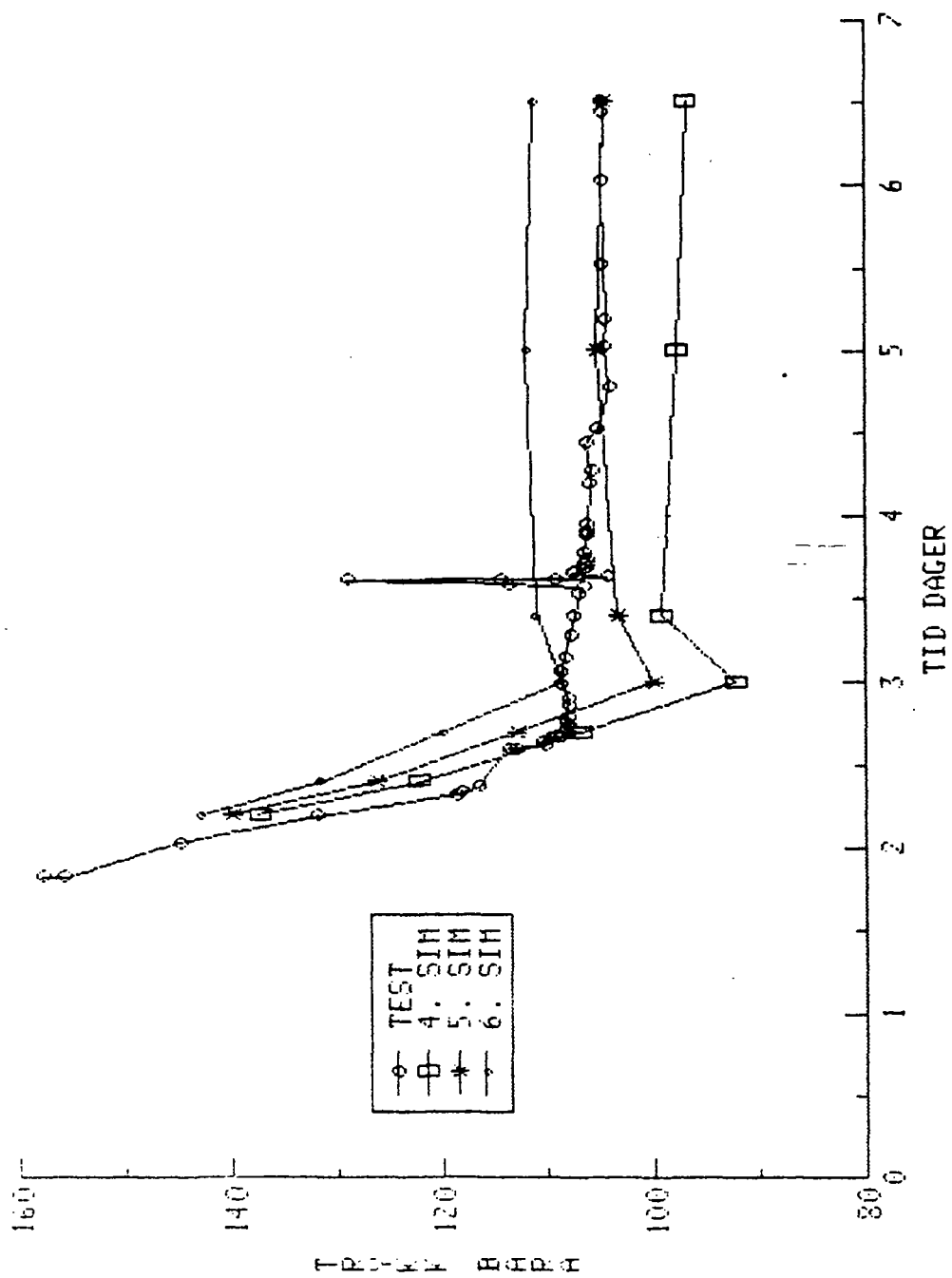


Fig. 6c

Testtilpassing med hensyn på målt bunnhull trykk

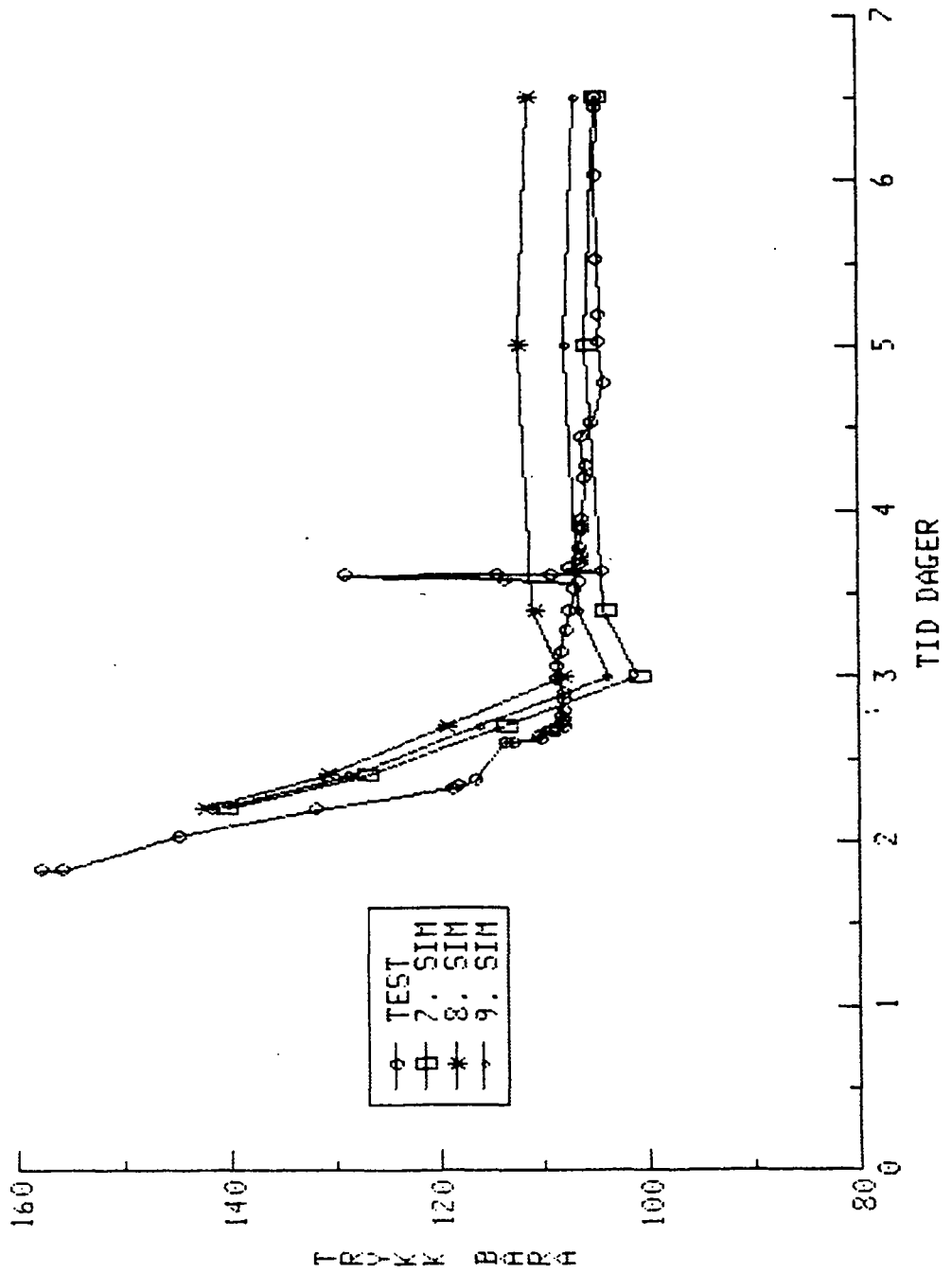


Fig. 6d

Testtilpassing med hensyn på målt bunnhull trykk

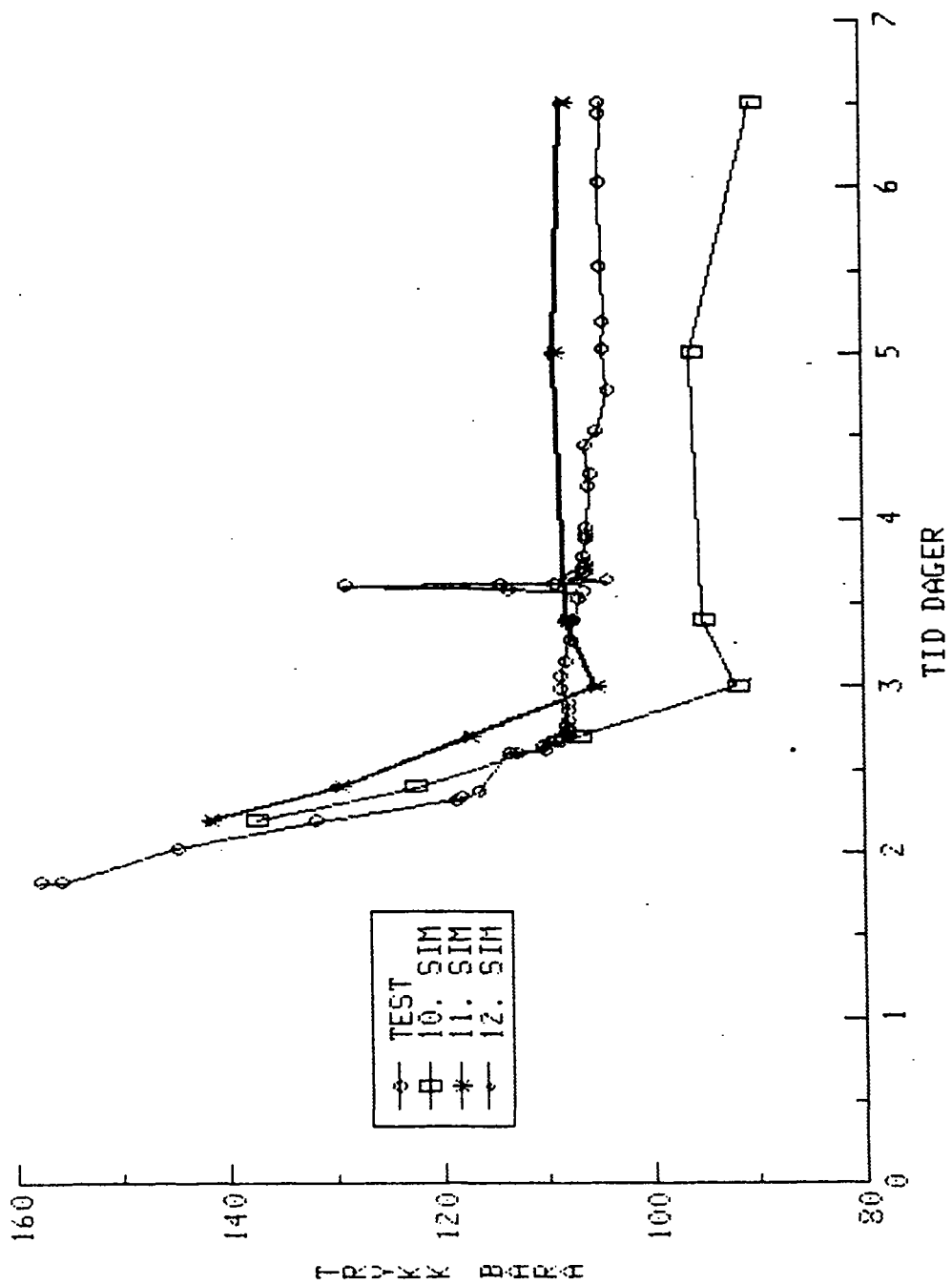
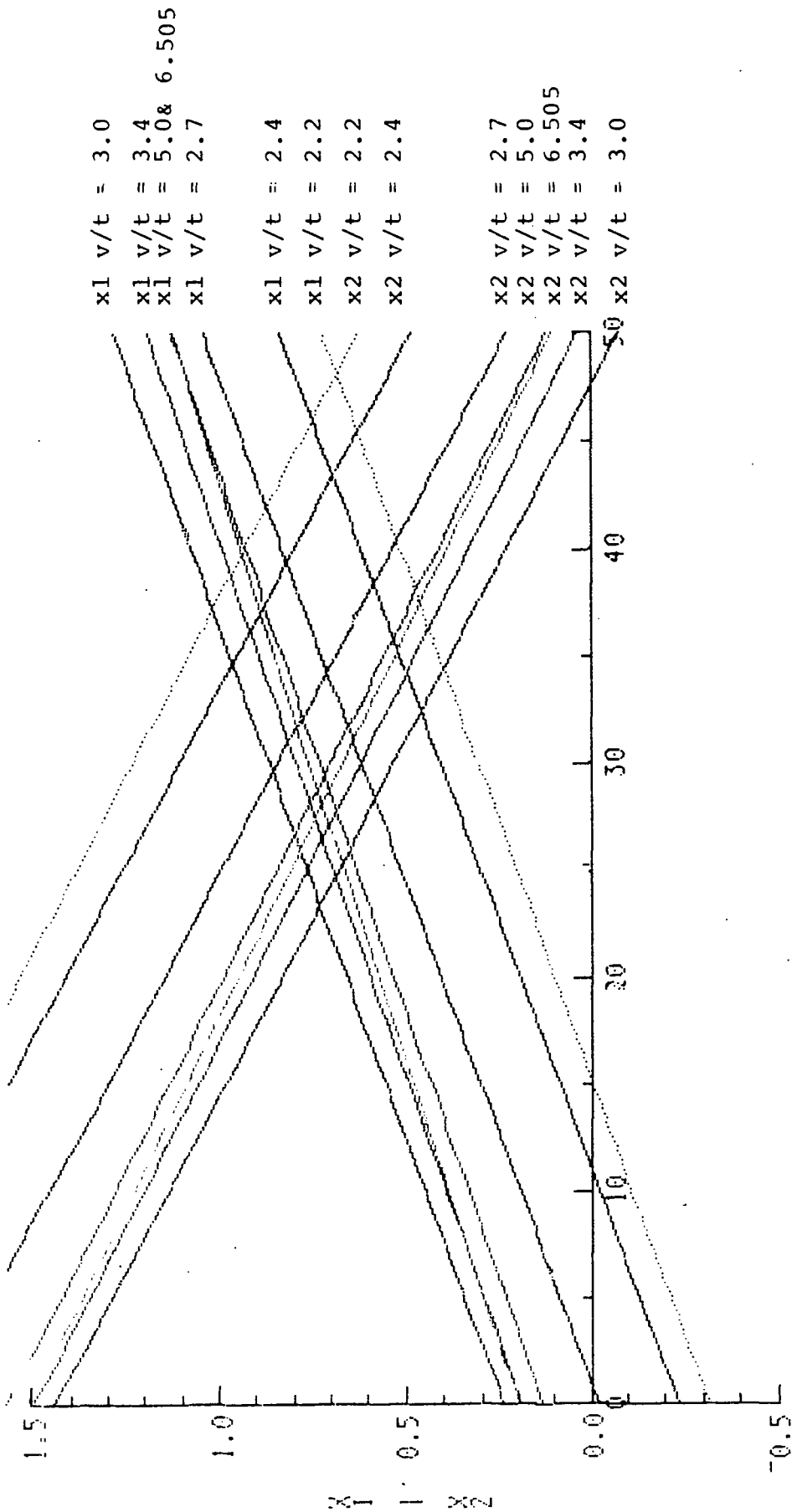


Fig. 7
 Relasjoner mellom X1, X2, X3 og tid



X3 - SKIN

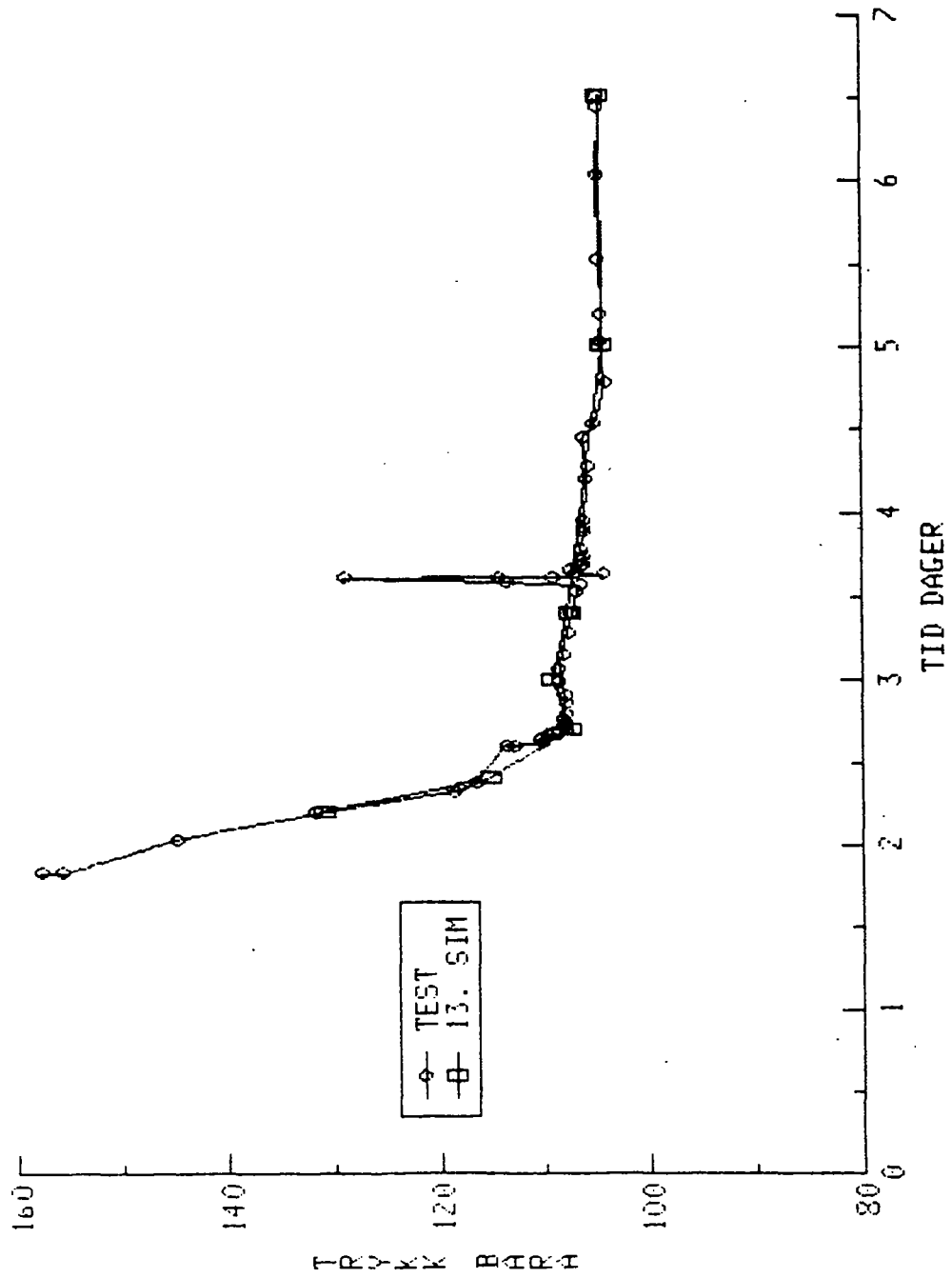
X1: Multiplikasjonsfaktor for horisontal permeabilitet

X2: Forholdet vertikal/horisontal permeabilitet

X3: Skin

Fig. 8

Beste tilpassing med hensyn på bunnhull trykk



VEDLEGG A

Grafisk Logg Presentasjon

STATOIL DATA PROCESSING CENTER
 PLOT MADE BY: U FAL7 DATE: 10.42.14 15 FEBRUAR 1983
 DEPARTMENT : PETROFYSIKK
 ADDRESS/BOX : TELE 8228
 OTHER INFO : BOX 30

GRAPHICAL LOG-PRESENTATION

WELL : 31-2-7 DEPTH INTERVALL : 1545.00-1660.00 (METER)
 ENGINEER : UF SCALE 1:
 DATE: 10.42.21 15 FEBRUAR 1983



PETROPHYSICAL EVALUATION

STRATIGRAPHY
 INTERVAL 1545.0 - 1660.0 M (AKB)
 TOP SOCM FM 1545.0 - 1600.5 M (AK3)
 ZONE 1A 1545.0 - 1560.0 M (AKB)
 ZONE 1B 1560.0 - 1600.5 M (AK3)
 TOP HERTNER FM ZONE 2 1600.5 - 1660.0 M (AK3)
 ID 1660

PARAMETERS
 AM=0.003 RMF=0.001 RMC=0.120 RM=0.06
 A=0.97 M=2.08 N=2.0
 B=7.316 C=0.00271 E=3.68 F1=110

CURVE IDENTIFICATION LOG
 CAL = CALIPER (INCH) FDC/CNL
 X1 = BIT SIZE (INCH) FDC/CNL
 GA = GAMMA RAY (API UNIT) FDC/CNL
 RHOB = BULK DENSITY (G/CM³) FDC
 PHIN = NEUTRON POROSITY (L.S. UNIT) CNL
 RVD = MICROSPHERICAL RESISTIVITY (OHM) MSFL
 RLLS = DUAL LATERAL LOG - SHALLOW (OHM) DLL

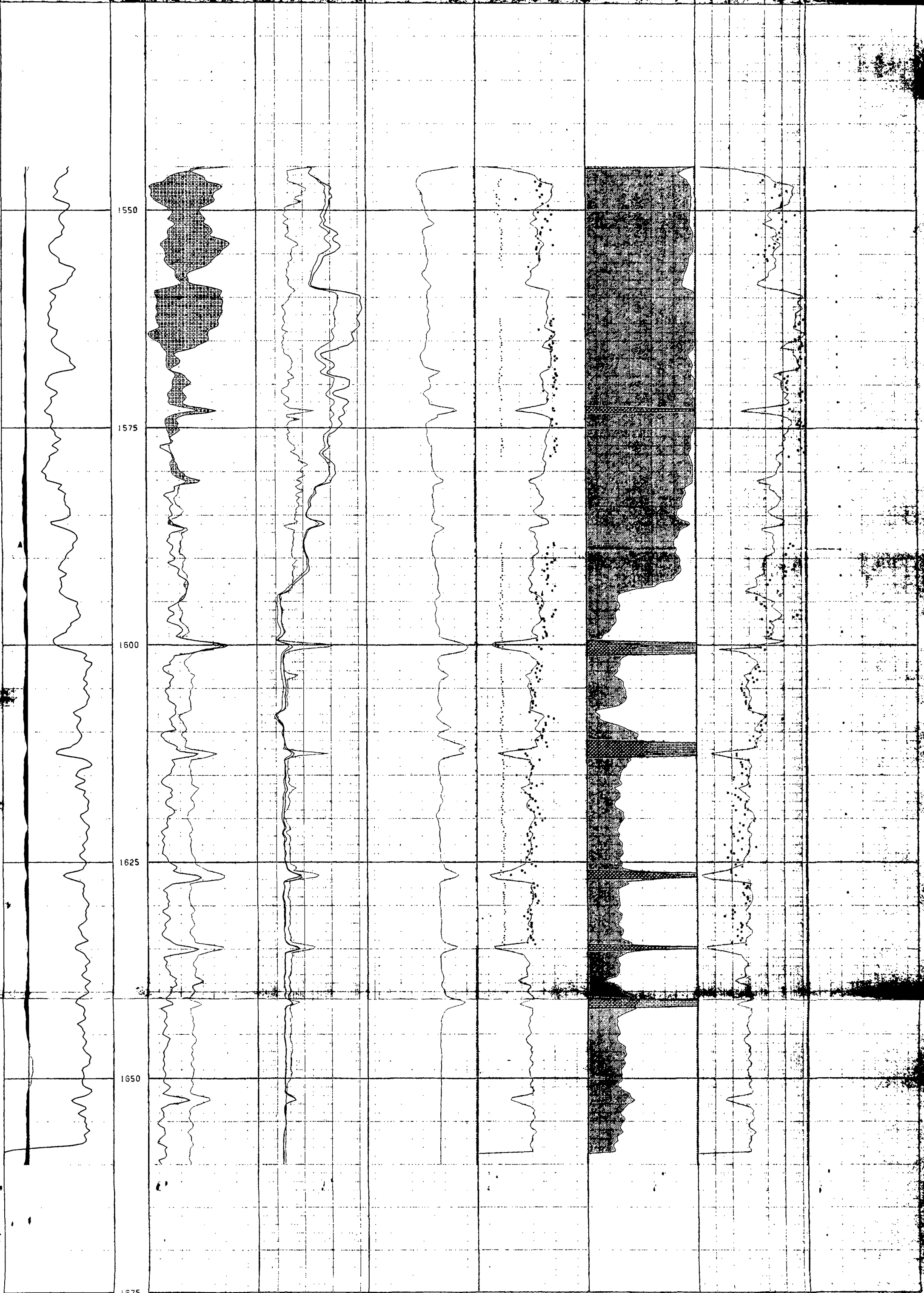
REMARKS
 PHIF = FINAL POROSITY (FRACTIONS) COMPUTED
 DPOR = CORE POROSITY DEPTH SHIFTED (Z) FROM CORE
 DRHOMR = GRAIN DENSITY DEPTH SHIFTED (G/CM³) FROM CORE
 SW = WATER SATURATION (FRACTIONS) COMPUTED
 DKLV = HORIZ. PERMEAB. DEPTH SHIFTED (M.DARCY) FROM CORE
 DKLV = VERT. PERMEAB. DEPTH SHIFTED (M.DARCY) FROM CORE
 DHSAT = HYDROCARBON SATURATION DEPTH SHIFTED (Z) FROM CORE
 X2 X3 X4 = DRAFTING SUPPORT

RLLD = DUAL LATERAL LOG - DEEP (OHM) DLL
 DT = SONIC (MICROSEC/FEET) DMC

NOTE: HELIUM POROSITY (DPORHE) AND GRAIN DENSITY (DRHOMR) FROM CORE ANALYSIS IS DEPTH-CORRECTED TO MATCH FINAL POR. (PHIF). SAME DEPTH CORRECTIONS APPLIED TO HORIZ. PERMEAB. (DKLV).

PREPARED BY: U FAL7 05 DEC 82

10.00 CAL 20.00	1.00 RHOB 2.00	AVO	20.00 DT 30.00	0.00 PHIF 0.50	0.00 DHSAT 100.00	0.00 DKLV 0.00	2000.00 RFT
10.00 X1 20.00	0.50 X3 -0.00	RLLS		0.00 DPOR 0.50	0.00 XU 1.00	0.00 DKLV 0.00	
10.00 X2 20.00	0.00 PHIN -0.00	RLLD		0.00 DRHOMR 1.50	1.00 SW 0.00	0.00 KLOGH	
NUCCAKE 100-221	RHOB-PHIN 100-PHIN			0.00 DRHOMR 1.50	HYDROCARBON 100-SW		
GR 100.00					MDS		
					XU		

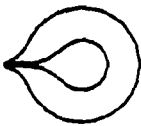


VEDLEGG B

Relativ permeabilitetskurver

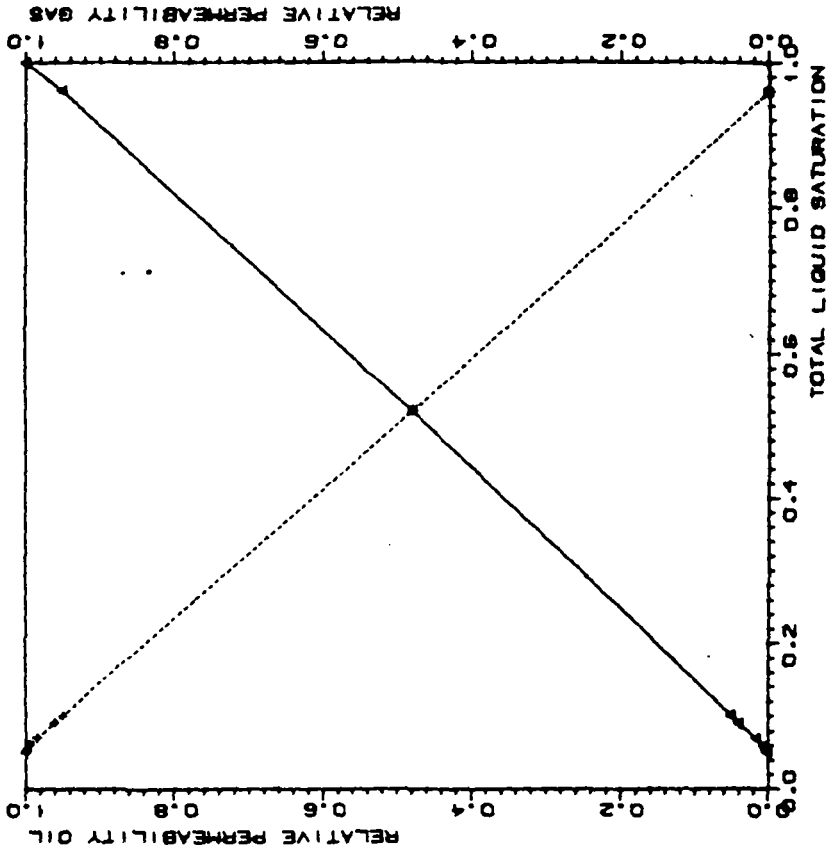
TESTMATCH 81/2-7

G-O RELATIVE PERMEABILITY FOR ROCK



StatOil

9.28.05 08/04/20 HH



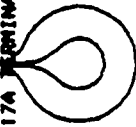
△ KROBT □ KRGST □ SGR

IKJ54817A TERMINAL ERROR, REENTER INPUT

TESTMATCH 81/2-7

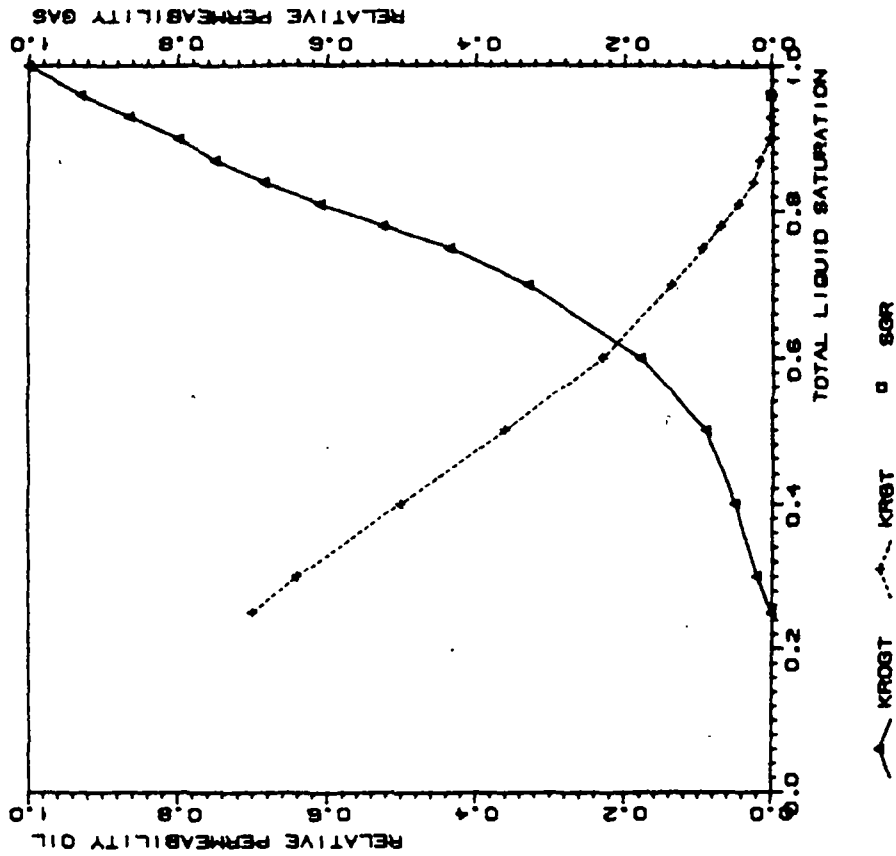
G-O RELATIVE PERMEABILITY FOR ROCK

2



statOil

9-28-05 08:04:20 PM



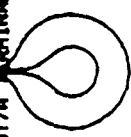
VEDLEGG C

VEDLEGG C

PVT Data i modellen

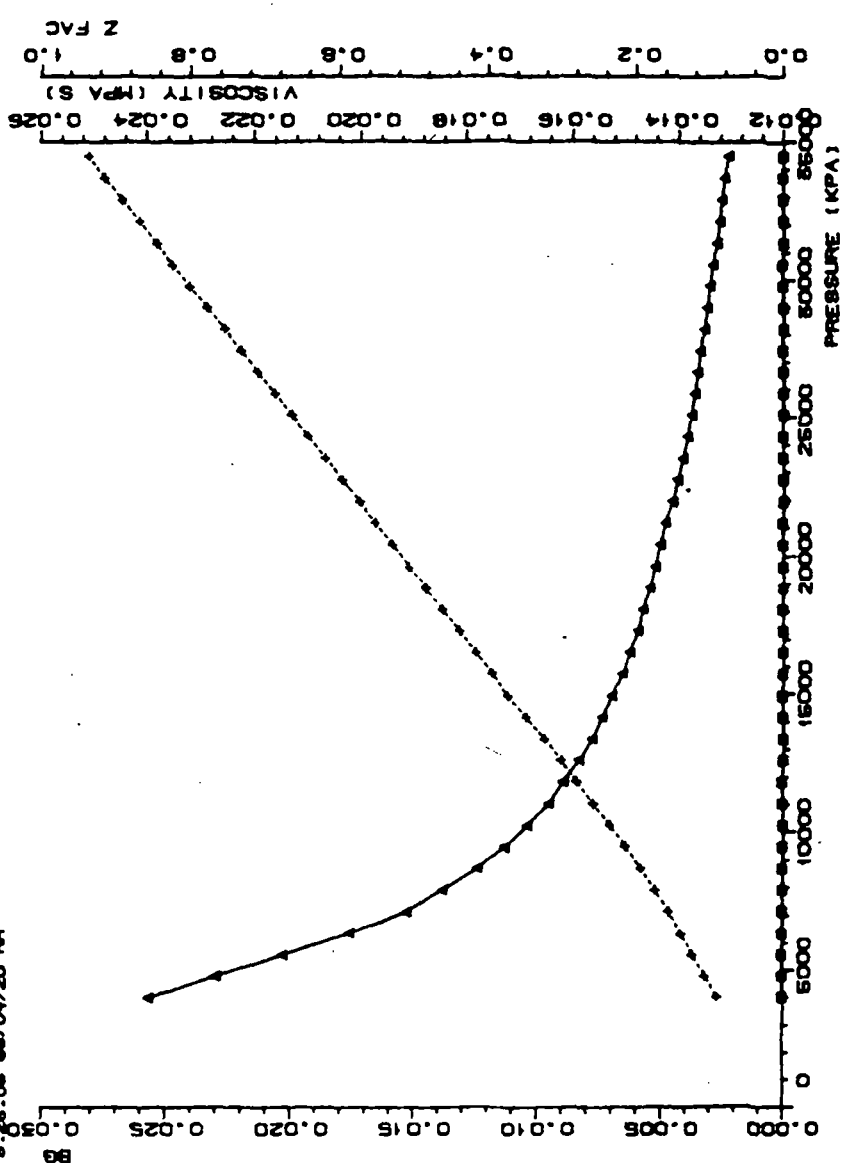
IKJ54917A TERMINAL ERROR, REENTER INPUT

TESTMATCH 81/2-7
GAS FLUID DATA FOR FLUID



Statol

9.25.05 08/01/20 MH

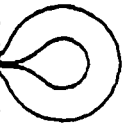


— VISO — ZFAC

IKJ54817A TERMINAL ERROR, REENTER INPUT

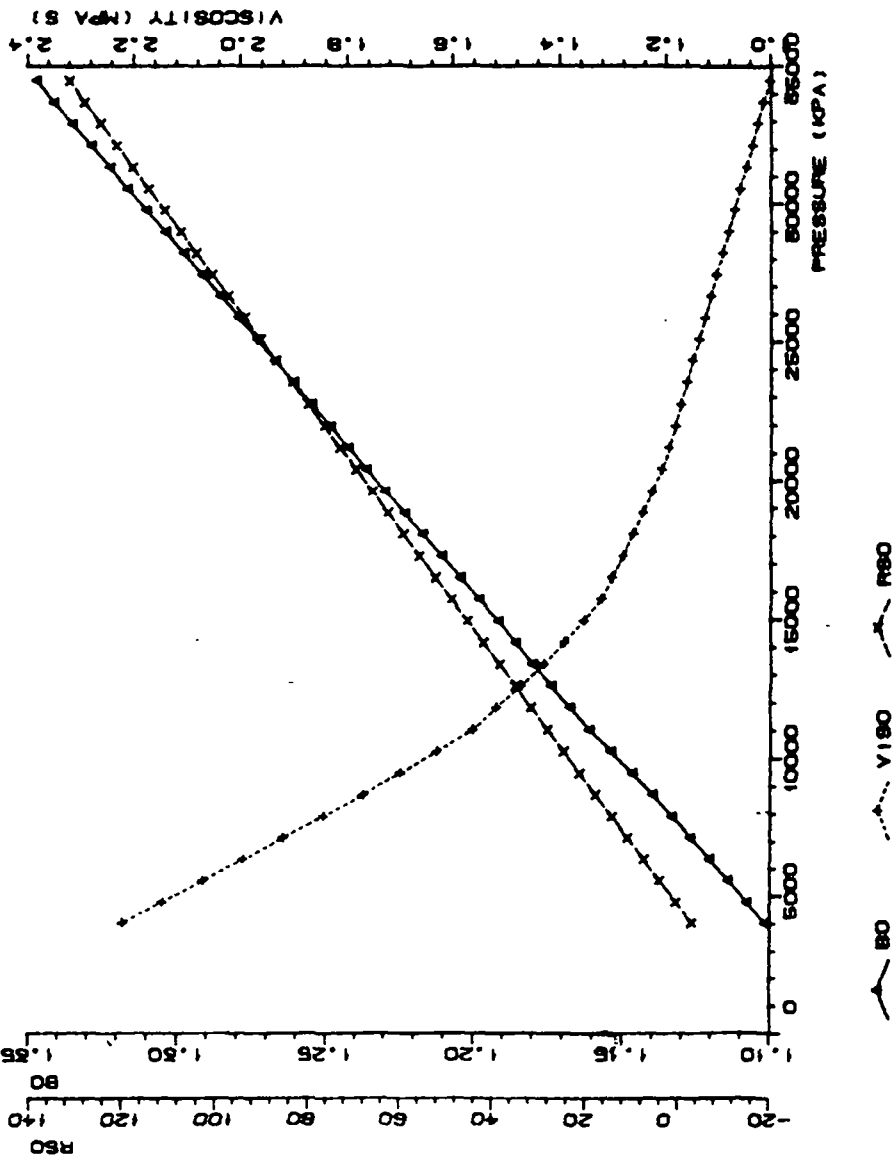
TESTMATCH 8/1/2-7

OIL FLUID DATA FOR FLUID

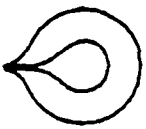


Statol

9.28.05 08/01/20 HH

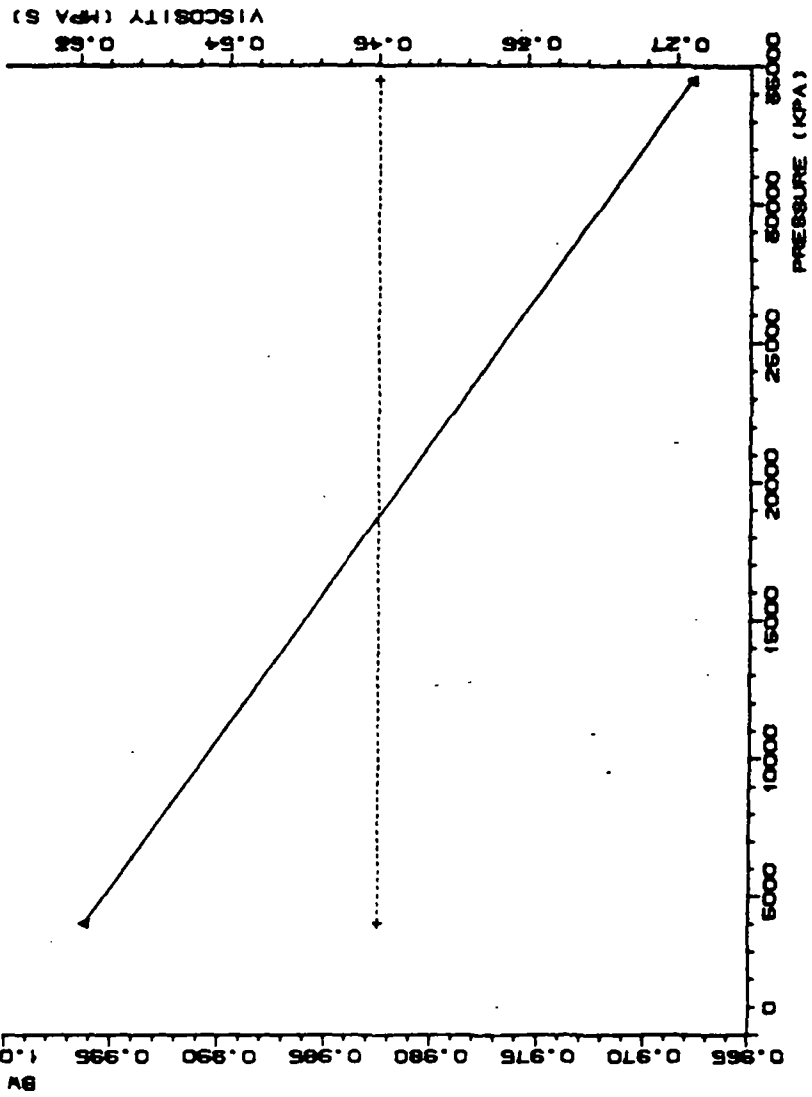


TESTMATCH 811/2-7
 WATER FLUID DATA FOR FLUID 1



stetol

5.05.08 08/04/20 141



BV
 VISU

VEDLEGG D

VEDLEGG D

Kjøreplan for simuleringene

Tabell D1:

Kjøreplan for simulering av testtilpassing for perioden
1.83 - 6.505 dager

Kjøring	X1	X2	X3	Anmerkninger
1	1	0.6	0	
2	0.88	0.5	50	
3	1.1	0.3	30	
4	0.92	0.4	45	
5	1	0.3	43	Tilpassing ved t = 6.5 dg
6	0.612	1	20	Tilpassing ved t = 3.0 dg
7	0.95	0.4	40	Tilpassing ved t = 6.5 dg
8	0.856	0.471	30.44	
9	0.78	0.69	30	
10	0.46	0.8	20	Gassgjennombrudd
11	0.69	0.79	25	
12	0.58	0.92	20	

X1: Multiplikasjonsfaktor for horisontal permeabilitet

X2: Forholdet vertikal/horisontal permeabilitet

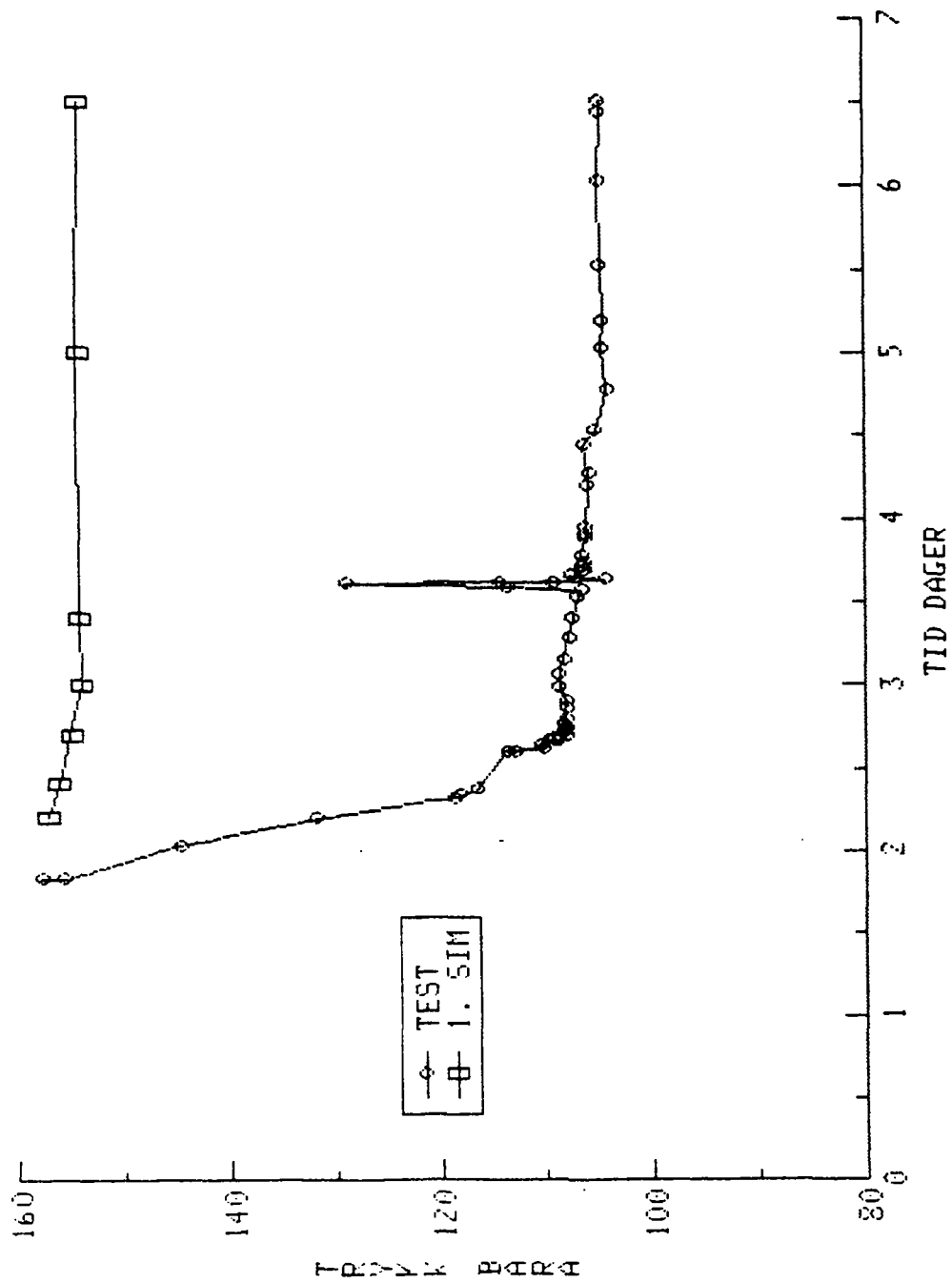
X3: Skin

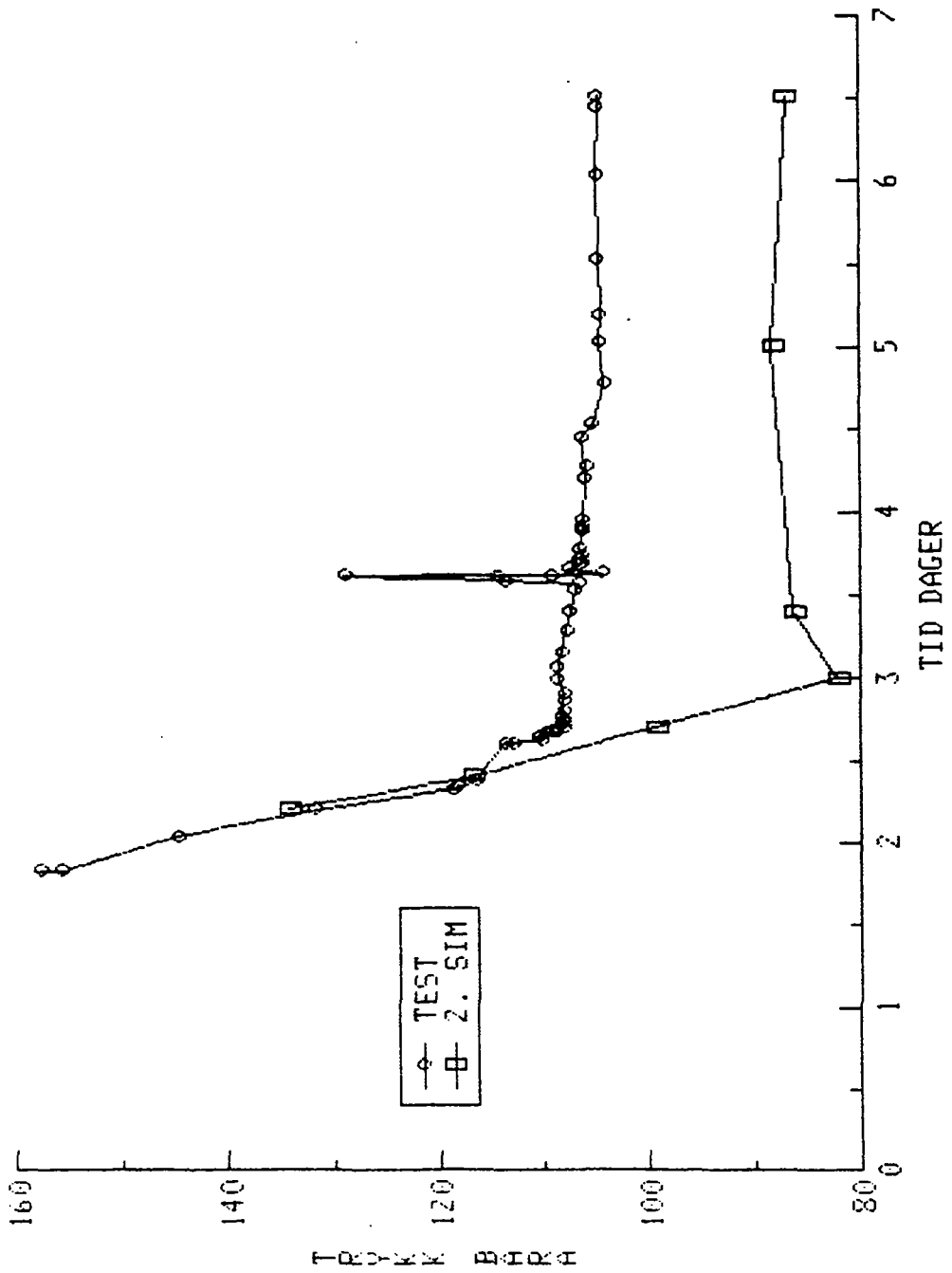
Kjøring nr. 13 hadde tidsavhengig X3:

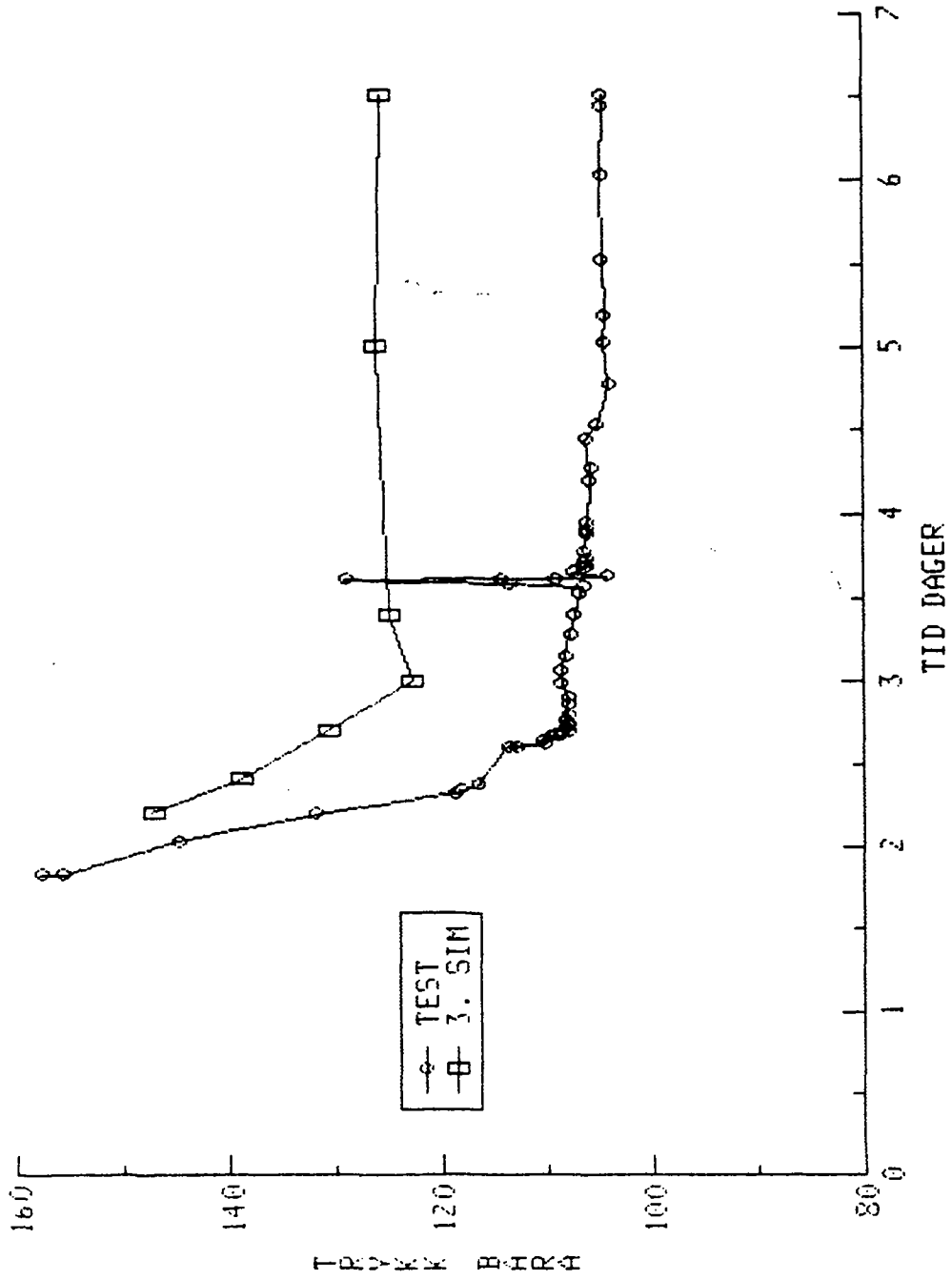
Kjøring	X1	X2	X3 ved angitte tidspunkt (dager)							Anmerkninger
			2.2	2.4	2.7	3.0	3.4	5.0	6.505	
13	1	0.3	66	60	49	36	39	44	43	Tilpassing under hele testen

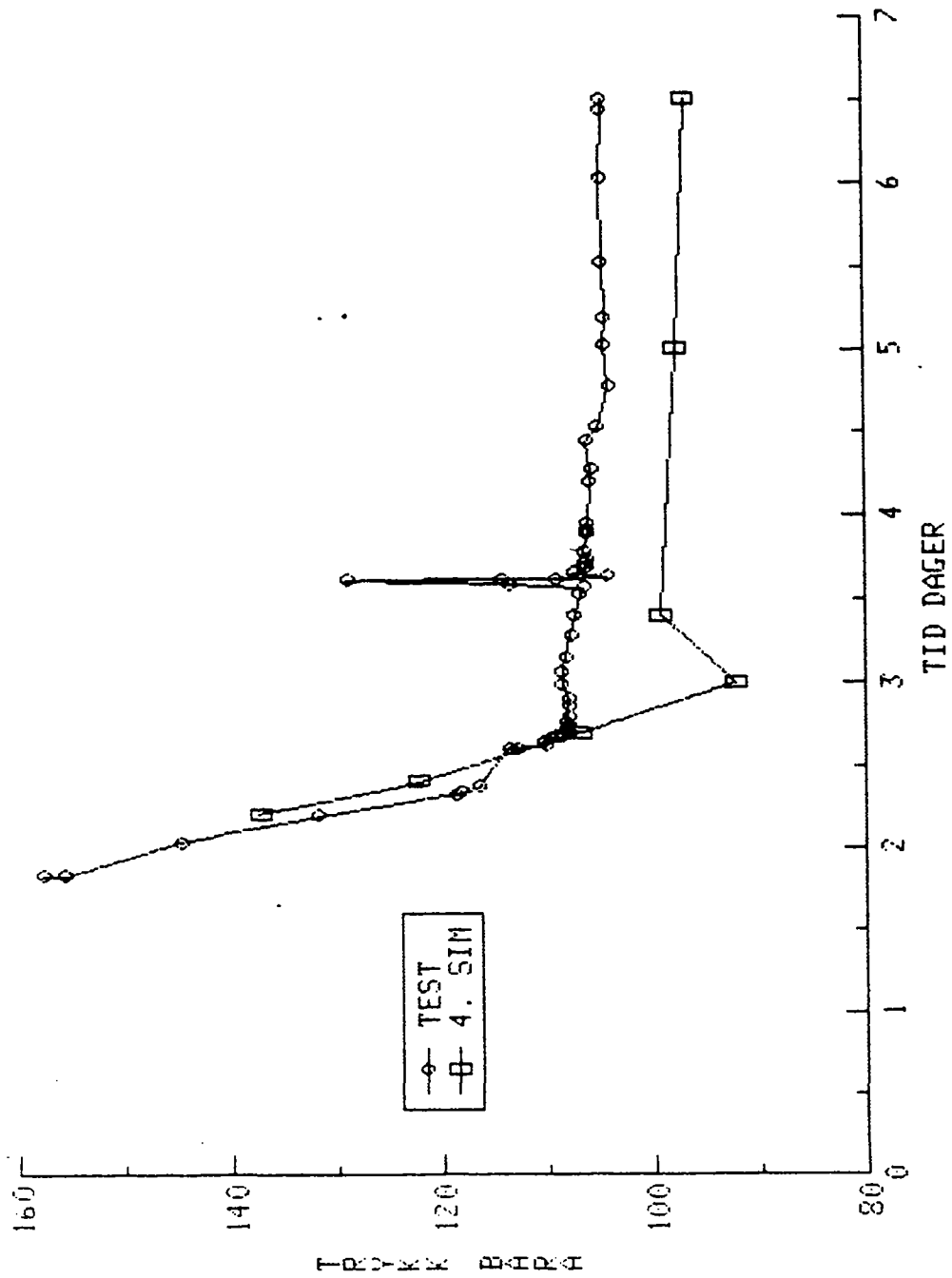
VEDLEGG E

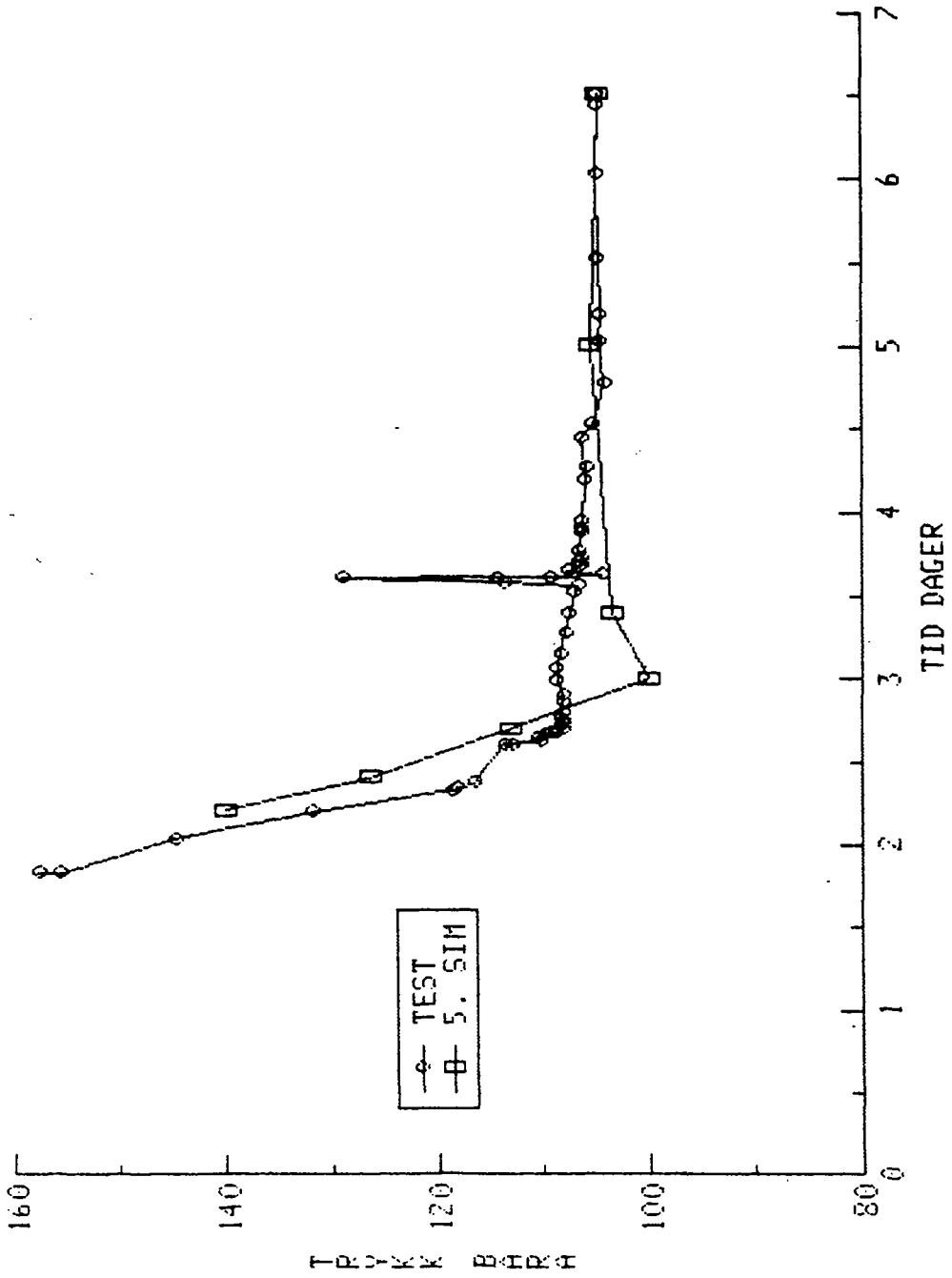
Resultat fra kjøringene

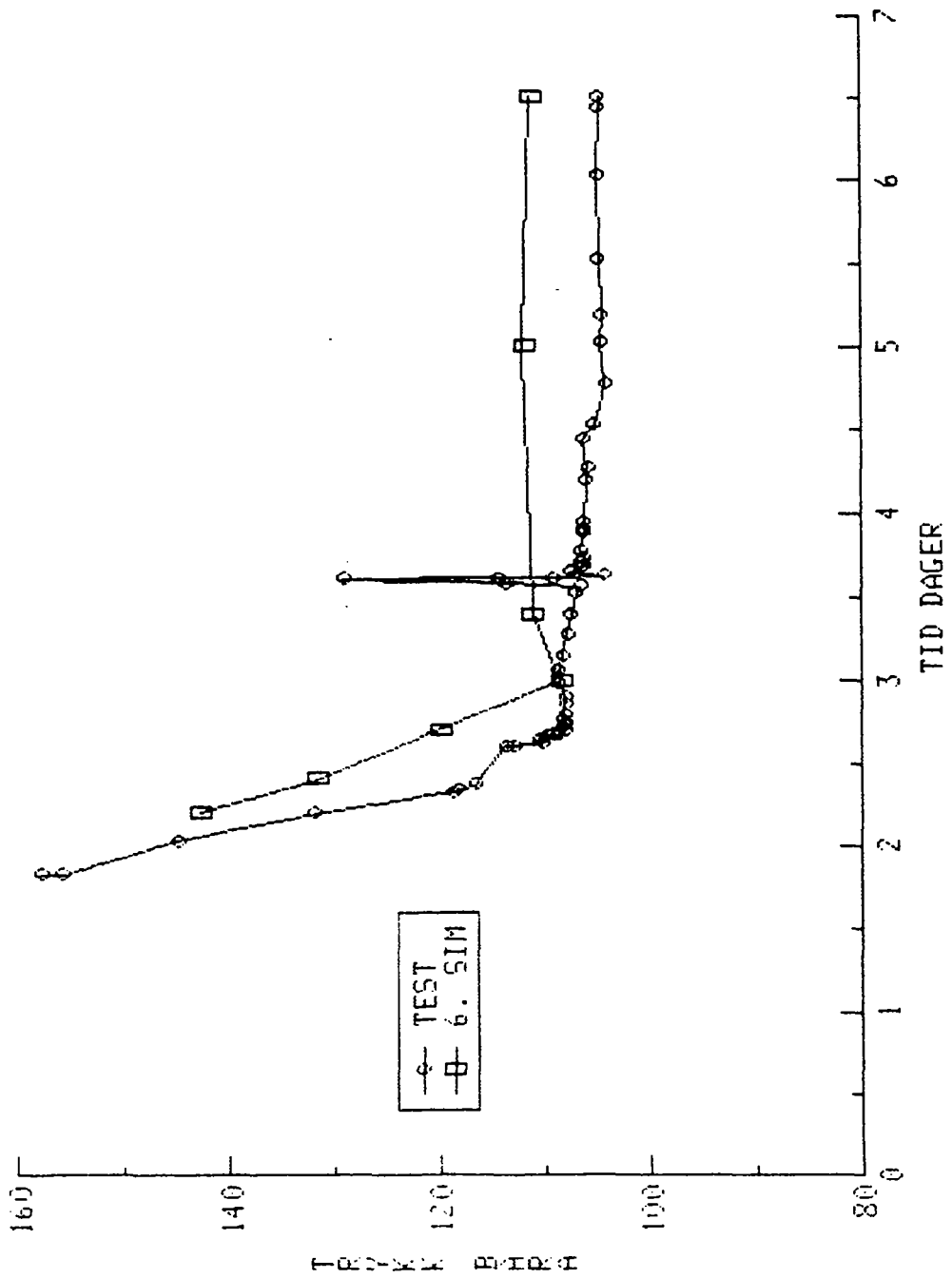


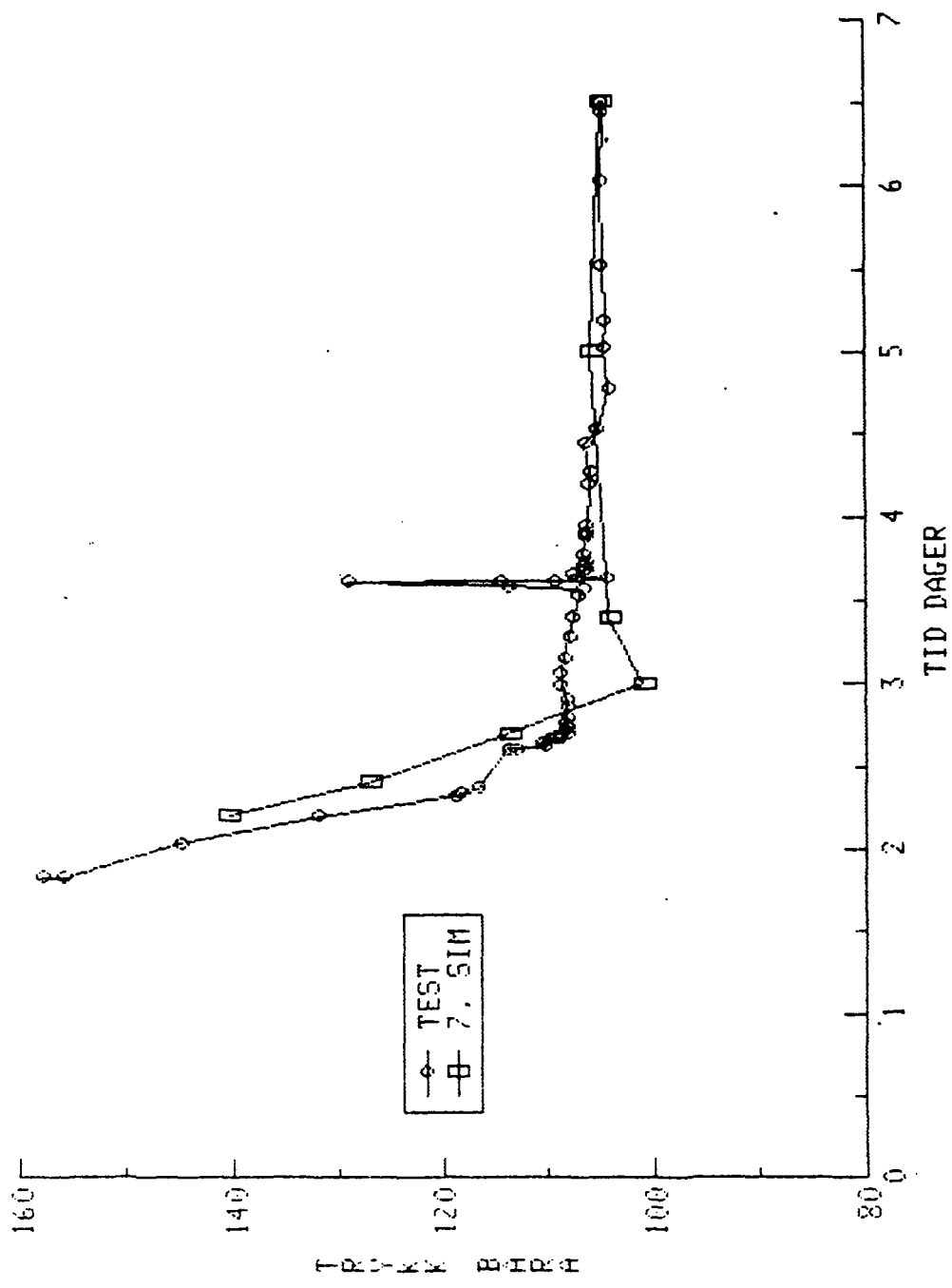


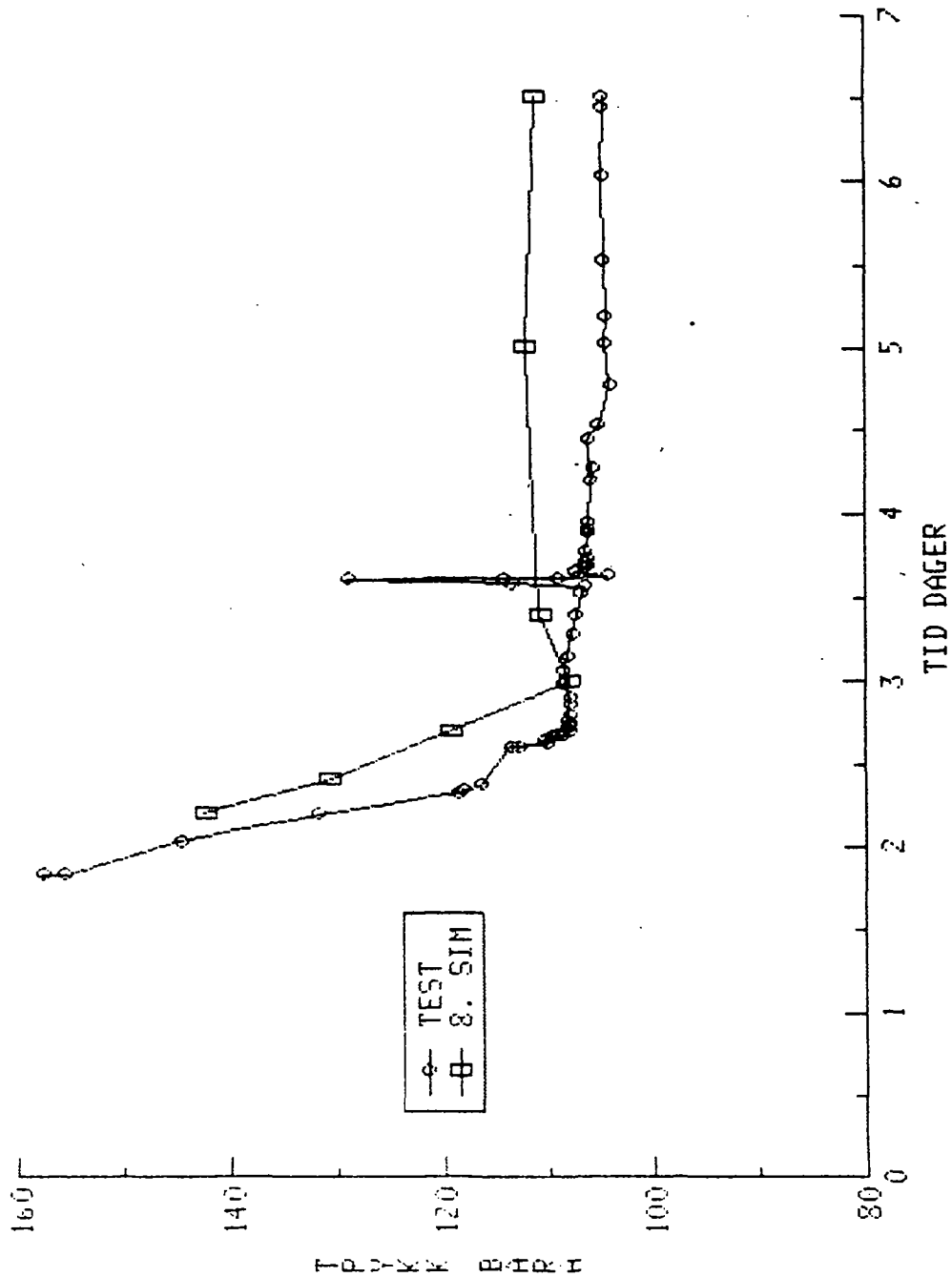


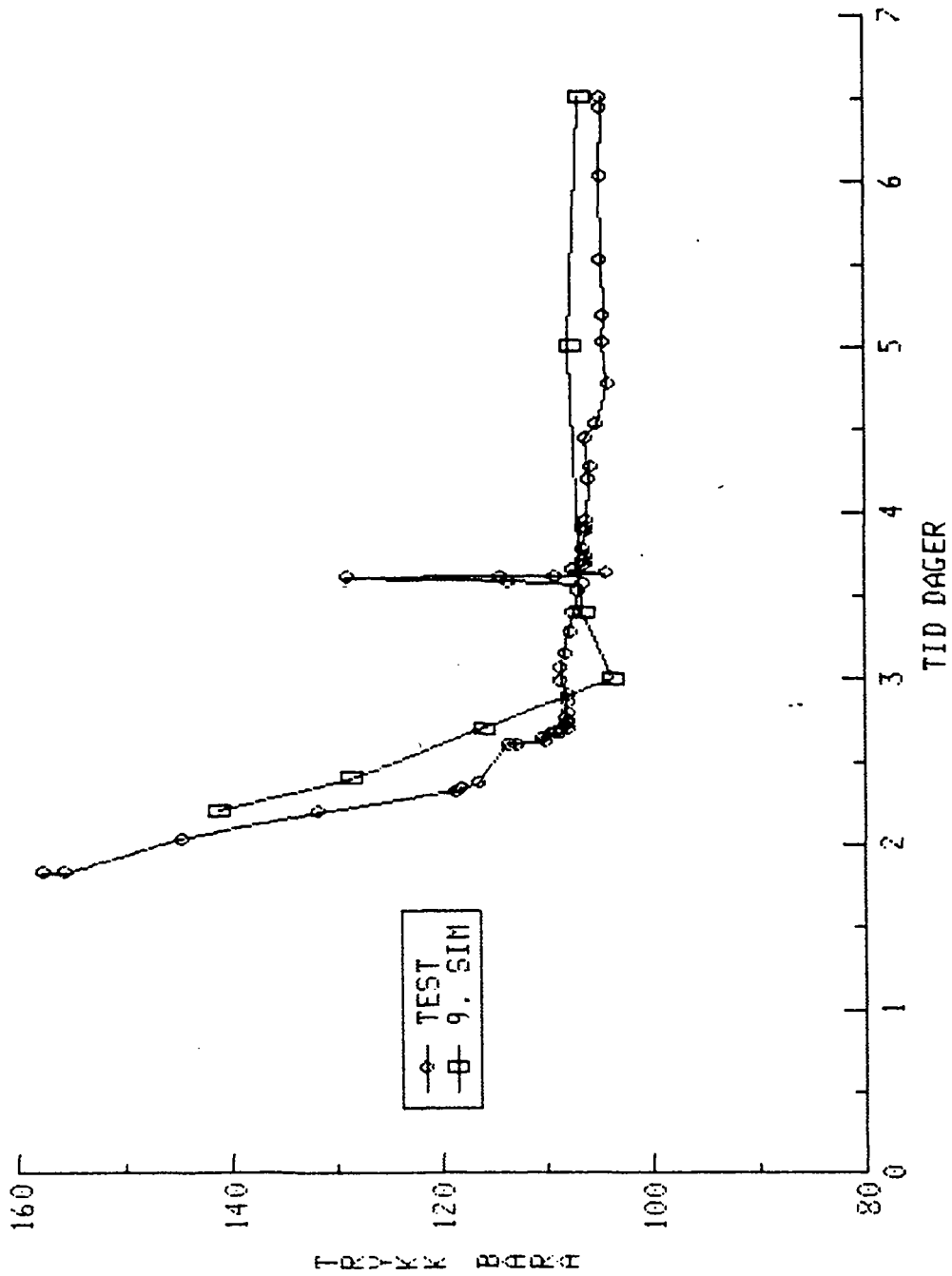


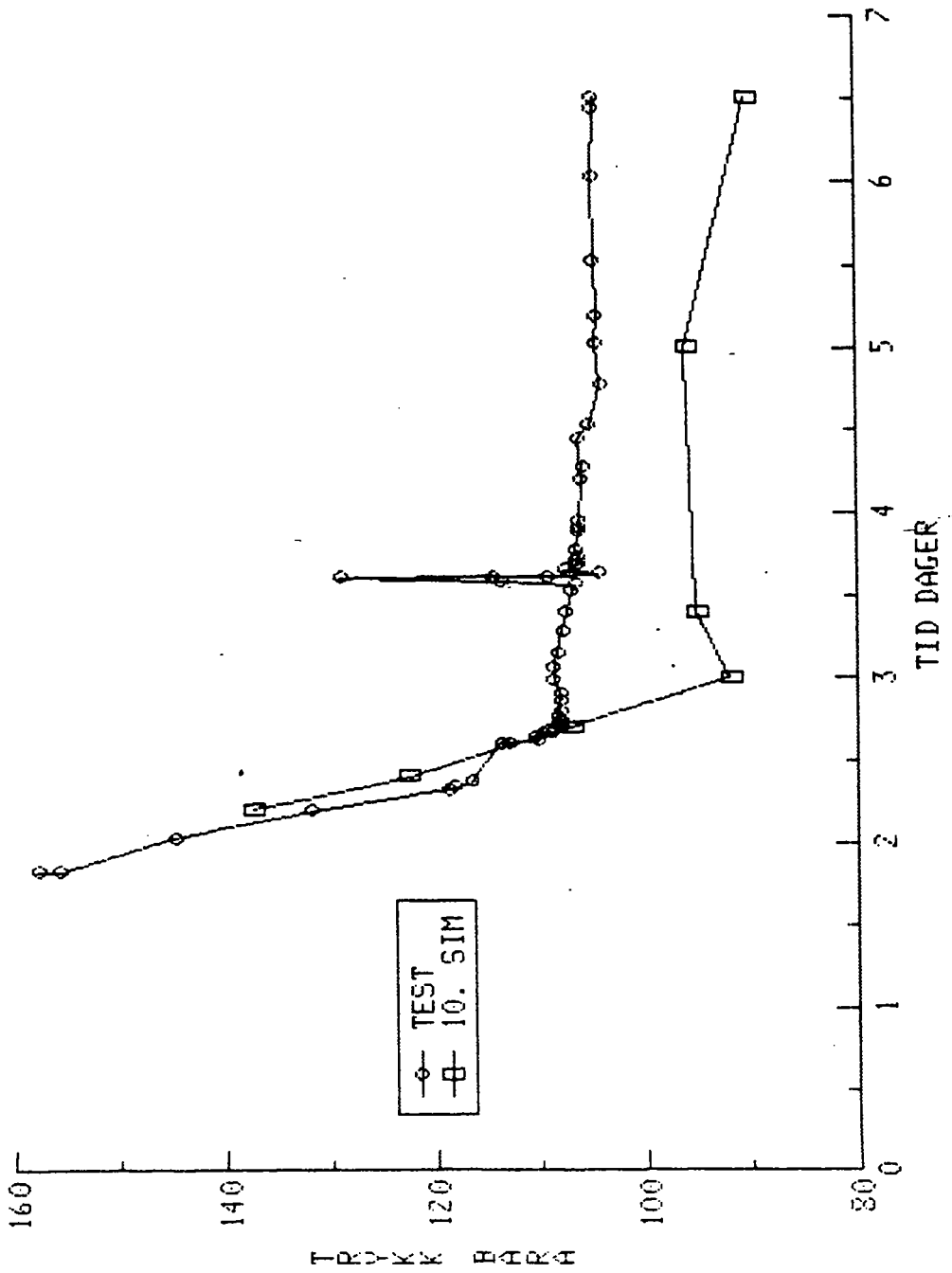


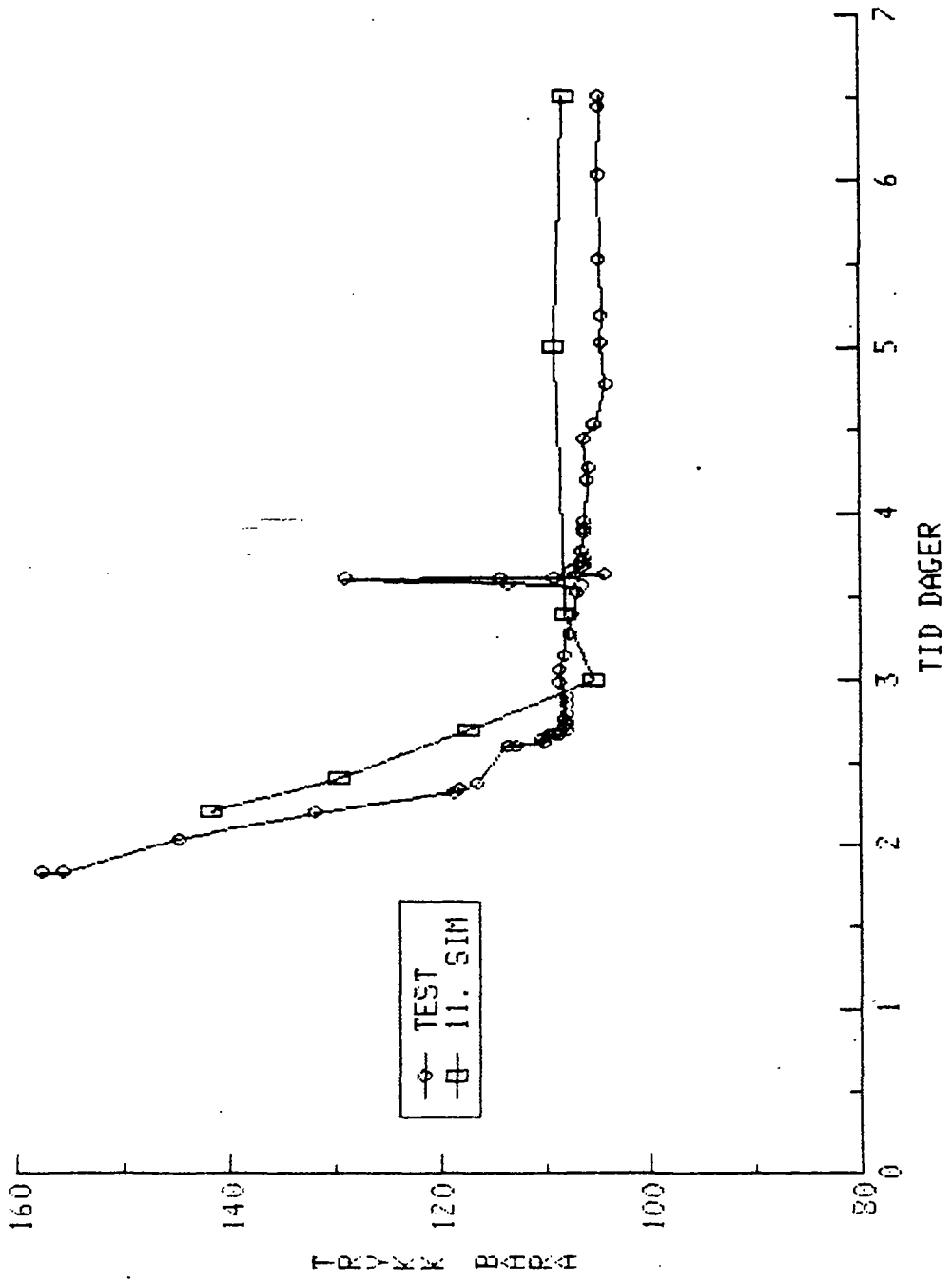


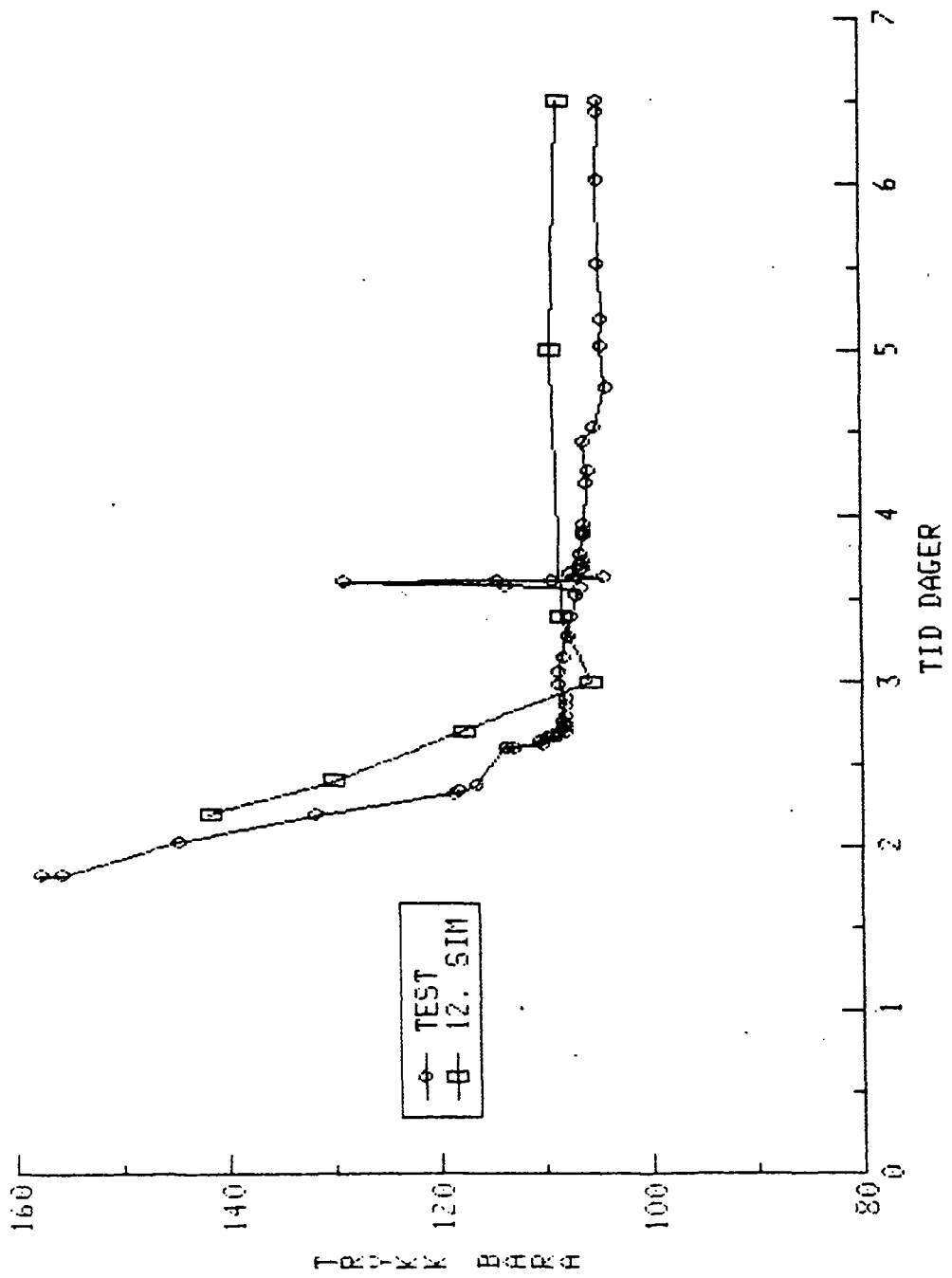


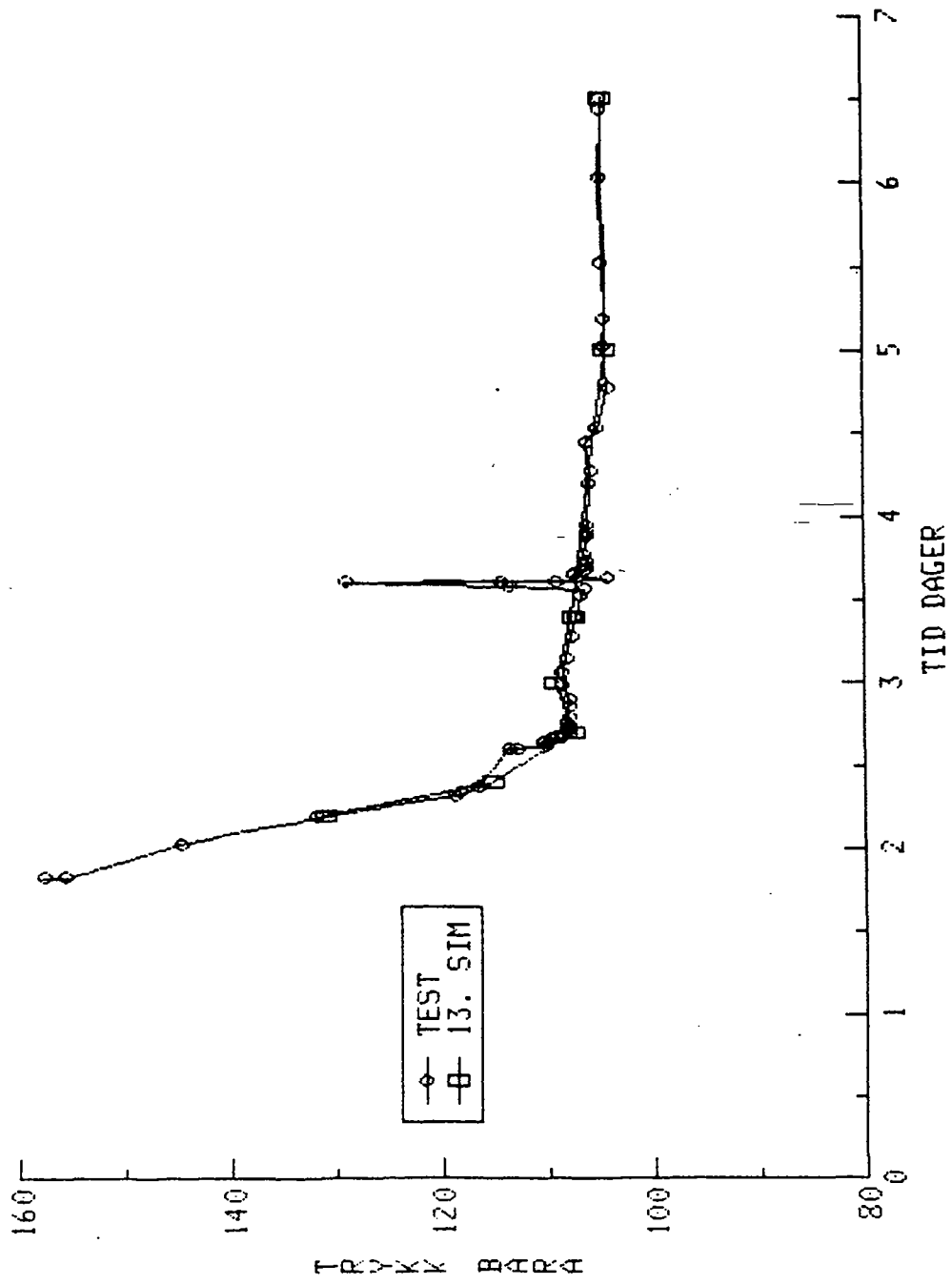












A2

MATEMATISKE BEREGNINGER

A2 MATEMATISKE BEREGNINGER

INNLEDNING

Basert på resultatene fra simuleringene (dvs. de simulerte bunnhullstrykkene) skal vi forsøke å finne relasjoner mellom horisontal permeabilitet, forholdet vertikal/horisontal permeabilitet, skin og tid.

Til grunn for beregningene vil vi bruke de 12 første simulatorkjøringene. Hver av disse simuleringene blir analysert ved 7 forskjellige tider, slik at en får i alt 84 observasjoner mellom X_1 , X_2 og X_3 og de simulerte trykk.

Disse observasjonene blir underkastet en vanlig lineær regresjonsanalyse. På grunn av de store mengder data vil vi benytte oss av matrise notasjon for å sikre oversikt.

REGRESJONSANALYSE

Anta at det for hvert av tidspunktene $t=2.2$, $t=2.4$, $t=2.7$, $t=3.0$, $t=3.4$, $t=5.0$ og $t=6.5$ (dager) under testen eksisterer et lineært forhold mellom X_1 , X_2 og X_3 og det simulerte trykket $P(t)$ som nedenfor

$$1) \quad P(t) = \beta_0(t) + \beta_1(t)X_1 + \beta_2(t)X_2 + \beta_3(t)X_3$$

Vi skal forsøke å finne disse relasjoner (dvs. bestemme $\beta_0(t)$, $\beta_1(t)$, $\beta_2(t)$ og $\beta_3(t)$) ved hjelp av regresjonsanalyse av simuleringresultatene og X_1 , X_2 og X_3 .

Ved tiden $t=2.2$ dager vil ligning 1 ta formen

$$1a) \quad P(2.2) = \beta_0(2.2) + \beta_1(2.2)X_1 + \beta_2(2.2)X_2 + \beta_3(2.2)X_3$$

I tabell 3 i appendix A1 er $P(2.2)$ for de 12 første kjøringene gitt

$$P(2.2) = \begin{pmatrix} 157.2 \\ 134.4 \\ 147.3 \\ 137.6 \\ 140.0 \\ 142.7 \\ 140.3 \\ 142.6 \\ 141.3 \\ 137.3 \\ 141.8 \\ 141.9 \end{pmatrix} \quad (\text{målt i bara})$$

Likeledes er de tilsvarende verdier for X_1 , X_2 og X_3 gitt i samme tabell, og gjengitt nedenfor:

$$\begin{array}{l}
 X1= \begin{pmatrix} 1 \\ 0.88 \\ 1.1 \\ 0.92 \\ 1 \\ 0.612 \\ 0.95 \\ 0.856 \\ 0.78 \\ 0.46 \\ 0.69 \\ 0.58 \end{pmatrix}
 \end{array}
 \quad
 \begin{array}{l}
 X2= \begin{pmatrix} 0.6 \\ 0.5 \\ 0.3 \\ 0.4 \\ 0.3 \\ 1 \\ 0.4 \\ 0.471 \\ 0.69 \\ 0.8 \\ 0.79 \\ 0.92 \end{pmatrix}
 \end{array}
 \quad
 \begin{array}{l}
 X3= \begin{pmatrix} 0 \\ 50 \\ 30 \\ 45 \\ 43 \\ 20 \\ 40 \\ 30.4 \\ 30 \\ 20 \\ 25 \\ 20 \end{pmatrix}
 \end{array}$$

Ligning 1a kan nå skrives på matriseform som

$$\begin{array}{l}
 1b) \begin{pmatrix} 1 & 1 & 0.6 & 0 \\ 1 & 0.88 & 0.5 & 50 \\ 1 & 1.1 & 0.3 & 30 \\ 1 & 0.92 & 0.4 & 45 \\ 1 & 1 & 0.3 & 43 \\ 1 & 0.612 & 1 & 20 \\ 1 & 0.95 & 0.4 & 40 \\ 1 & 0.856 & 0.471 & 30.4 \\ 1 & 0.78 & 0.69 & 30 \\ 1 & 0.46 & 0.8 & 20 \\ 1 & 0.69 & 0.79 & 25 \\ 1 & 0.58 & 0.92 & 20 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \beta_0(2.2) \\ \beta_1(2.2) \\ \beta_2(2.2) \\ \beta_3(2.2) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 157.2 \\ 134.4 \\ 147.3 \\ 137.6 \\ 140.0 \\ 142.7 \\ 140.3 \\ 142.6 \\ 141.3 \\ 137.3 \\ 141.8 \\ 141.9 \end{pmatrix}
 \end{array}$$

Matrisen på venstre side av ligning 1b inneholder verdiene for X_1 , X_2 og X_3 og betegnes derfor med X . Vektoren på venstre side betegner vi med $\beta(2.2)$ og vektoren på høyre med $P(2.2)$.

Ligning 1b kan nå skrives på formen

$$1c) \quad X \beta(2.2) = P(2.2)$$

Ved å benytte de øvrige data i appendix A1 tabell 3, kan vi få tilsvarende relasjoner for hvert av de øvrige 6 tidspunkter ($t=2.4, 2.7, 3.0, 3.4, 5.0$ og 6.5 dager):

- 2) $X \cdot \beta(2.4) = P(2.4)$
- 3) $X \cdot \beta(2.7) = P(2.7)$
- 4) $X \cdot \beta(3.0) = P(3.0)$
- 5) $X \cdot \beta(3.4) = P(3.4)$
- 6) $X \cdot \beta(5.0) = P(5.0)$
- 7) $X \cdot \beta(6.5) = P(6.5)$

Begge sider av disse ligningene er kolonne-vektorer som kan settes sammen til å utgjøre en matrise. Vi definerer derfor matrisen β som følger:

$$8) \beta = (\beta(2.2), \beta(2.4), \beta(2.7), \beta(3.0), \beta(3.4), \beta(5.0), \beta(6.5))$$

og tilsvarende for matrise P :

$$9) P = (P(2.2), P(2.4), P(2.7), P(3.0), P(3.4), P(5.0), P(6.5))$$

Ligningen 1c, 2, 3, 4, 5, 6 og 67 kan nå skrives på den kompakte formen

$$10) X\beta = P$$

Vi skal finne β :

Siden β er en 4×7 matrise, inneholder den $4 \times 7 = 28$ elementer som alle er ukjente. Imidlertid består ligningssettet 10 av $12 \times 7 = 84$ ligninger. Det er med andre ord flere ligninger enn ukjente. β er overbestemt og kan derfor ikke bestemmes eksakt, men vi kan bestemme β slik at "feilen blir minst mulig". Og her vil vi benytte oss av det såkalte "minste kvadratsums prinsipp", som danner grunnlaget for all tradisjonell regresjonsanalyse.

Dersom X' betegner den transponerte av X , er β (optimalisert) gitt ved

$$11) \beta = (X' X)^{-1} X' P \quad \text{som gir}$$

$$12) \quad \beta = \begin{pmatrix} 130.1 & 110.8 & 90.59 & 70.42 & 74.4 & 75.23 & 53.68 \\ 25.5 & 41.07 & 58.52 & 76.03 & 72.59 & 72.25 & 87.54 \\ 5.142 & 8.483 & 11.85 & 15.07 & 13.83 & 13.76 & 24.67 \\ -0.3801 & -0.6613 & -0.9387 & -1.204 & -1.114 & -1.098 & -1.054 \end{pmatrix}$$

Relasjonene mellom \bar{X}_1 , \bar{X}_2 , \bar{X}_3 og det resulterende trykkforløp \bar{P} , er nå gitt ved

$$13) \quad \beta' \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ \bar{x}_1 \\ \bar{x}_2 \\ \bar{x}_3 \end{pmatrix} = \bar{P} = \begin{pmatrix} P(2.2) \\ P(2.4) \\ P(2.7) \\ P(3.0) \\ P(3.4) \\ P(5.0) \\ P(6.5) \end{pmatrix}$$

hvor β' er den transponerte av β .

Ved å substituere \bar{P} med de målte trykkene fra brønntesten resulterer ligningssett 13 i

$$14) \quad \begin{array}{lll} 24.5\bar{X}_1 + 5.142\bar{X}_2 - 0.3801\bar{X}_3 = 1.7 & \text{ved } t=2.2 \text{ dg} \\ 41.07\bar{X}_1 + 8.483\bar{X}_2 - 0.6613\bar{X}_3 = 5.3 & \text{ved } t=2.4 \text{ dg} \\ 58.52\bar{X}_1 + 11.85\bar{X}_2 - 0.9387\bar{X}_3 = 17.41 & \text{ved } t=2.7 \text{ dg} \\ 76.03\bar{X}_1 + 15.07\bar{X}_2 - 1.204\bar{X}_3 = 38.18 & \text{ved } t=3.0 \text{ dg} \\ 72.59\bar{X}_1 + 13.76\bar{X}_2 - 1.098\bar{X}_3 = 29.27 & \text{ved } t=5.0 \text{ dg} \\ 87.54\bar{X}_1 + 24.67\bar{X}_2 - 1.054\bar{X}_3 = 50.92 & \text{ved } t=6.5 \text{ dg} \end{array}$$

Hver av disse ligningene representerer et plan i det 3-dimensjonale rommet $\{\bar{X}_1\} \times \{\bar{X}_2\} \times \{\bar{X}_3\}$. Med unntak av den siste ligningen i 14 er disse planene nær sagt parallelle. Dette kan sees ved å ta den partiell deriverte mhp f.eks. \bar{X}_1 som vist nedenfor

$$\begin{aligned}
15) \quad & 1 + 0.2098 \cdot \frac{\partial \bar{X}_2}{\partial \bar{X}_1} - 0.01551 \cdot \frac{\partial \bar{X}_3}{\partial \bar{X}_1} = 0 \text{ ved } t=2.2 \text{ dg} \\
& 1 + 0.2066 \cdot \frac{\partial \bar{X}_2}{\partial \bar{X}_1} - 0.0161 \cdot \frac{\partial \bar{X}_3}{\partial \bar{X}_1} = 0 \text{ ved } t=2.4 \text{ dg} \\
& 1 + 0.2025 \cdot \frac{\partial \bar{X}_2}{\partial \bar{X}_1} - 0.01604 \cdot \frac{\partial \bar{X}_3}{\partial \bar{X}_1} = 0 \text{ ved } t=2.7 \text{ dg} \\
& 1 + 0.1982 \cdot \frac{\partial \bar{X}_2}{\partial \bar{X}_1} - 0.01584 \cdot \frac{\partial \bar{X}_3}{\partial \bar{X}_1} = 0 \text{ ved } t=3.0 \text{ dg} \\
& 1 + 0.1905 \cdot \frac{\partial \bar{X}_2}{\partial \bar{X}_1} - 0.01535 \cdot \frac{\partial \bar{X}_3}{\partial \bar{X}_1} = 0 \text{ ved } t=3.4 \text{ dg} \\
& 1 + 0.1904 \cdot \frac{\partial \bar{X}_2}{\partial \bar{X}_1} - 0.0152 \cdot \frac{\partial \bar{X}_3}{\partial \bar{X}_1} = 0 \text{ ved } t=5.0 \text{ dg} \\
& 1 + 0.2818 \cdot \frac{\partial \bar{X}_2}{\partial \bar{X}_1} - 0.01204 \cdot \frac{\partial \bar{X}_3}{\partial \bar{X}_1} = 0 \text{ ved } t=6.5 \text{ dg}
\end{aligned}$$

Siden de seks første av disse ligningene er praktisk talt like, følger det at ligningene i 14) er "praktisk talt" parallelle, og ligningene lar seg derfor ikke løse*. I prinsippet har vi derfor kun to ligninger, men 3 variable.

Antagelsen 1) fører altså ikke frem med det datasettet vi råder over. Vi er nødt til å redusere antall variable. Det gjør vi ved å anta følgende to relasjoner i stedet for 1):

$$16) \quad P(t) = \alpha_0(t) + \alpha_1(t)X_1 + \alpha_3(t)X_3, \text{ og}$$

$$17) \quad P(t) = \gamma_0(t) + \gamma_2(t)X_2 + \gamma_3(t)X_3$$

Ved å løse begge disse relasjonene mhp α og γ , på samme måte som vi nettopp har gjort med β , og ved å substituere med trykkene fra testen får vi

$$\begin{aligned}
18) \quad & 19.65\bar{X}_1 - 0.4093\bar{X}_3 = -6.227 && \text{ved } t=2.2 \text{ dg} \\
& 33.06\bar{X}_1 - 0.7093\bar{X}_3 = -7.778 && \text{ved } t=2.4 \text{ dg} \\
& 47.34\bar{X}_1 - 1.006\bar{X}_3 = -0.8347 && \text{ved } t=2.7 \text{ dg} \\
& 61.8 \bar{X}_1 - 1.289\bar{X}_3 = 15 && \text{ved } t=3.0 \text{ dg} \\
& 59.54\bar{X}_1 - 1.192\bar{X}_3 = 11.62 && \text{ved } t=3.4 \text{ dg} \\
& 59.26\bar{X}_1 - 1.176\bar{X}_3 = 8.079 && \text{ved } t=5.0 \text{ dg} \\
& 64.26\bar{X}_1 - 1.194\bar{X}_3 = 12.99 && \text{ved } t=6.5 \text{ dg}
\end{aligned}$$

som viser relasjonene mellom \bar{X}_1 , \bar{X}_3 ved tidspunktene t , og

*Forsøk på løsning gir $\bar{X}_1=1.113$, $\bar{X}_2=-0.2003$ og $\bar{X}_3=33.35$; altså negativ vertikal permeabilitet.

19)	$15.65\bar{X}_2 + 0.4756\bar{X}_3 = 33.63$	ved t=2.2 dg
	$26.36\bar{X}_2 + 0.8213\bar{X}_3 = 53.91$	ved t=2.4 dg
	$37.81\bar{X}_2 + 1.167\bar{X}_3 = 66.44$	ved t=2.7 dg
	$49.44\bar{X}_2 + 1.5\bar{X}_3 = 71.37$	ved t=3.0 dg
	$47.77\bar{X}_2 + 1.397\bar{X}_3 = 71.71$	ved t=3.4 dg
	$47.55\bar{X}_2 + 1.38\bar{X}_3 = 74.87$	ved t=5.0 dg
	$49.62\bar{X}_2 + 1.395\bar{X}_3 = 75.21$	ved t=6.5 dg

som viser relasjonen mellom \bar{X}_2 , \bar{X}_3 og t.

Alle ligningene i 18) viser at for å oppnå tilpassing må \bar{X}_1 (dvs. faktoren for horisontal permeabilitet) øke med økende \bar{X}_3 (skin). Likeledes viser ligningssettet 19) at \bar{X}_2 (forholdet kv/kh) avtar med økende \bar{X}_3 (skin).

Samtlige relasjoner i 18) og 19) er vist grafisk i figur A31a i appendix A3. Figuren viser at den innbyrdes avhengigheten er blitt parallellforskjøvet langs skin-aksen fra tidspunkt til tidspunkt under testen. Dette tolkes som et resultat av at skinfaktoren varierer under testen som følge av opprensning rundt brønnen.

Som nevnt i en fotnote i dette appendix, gav forsøk på en eksakt løsning av \bar{X}_1 , \bar{X}_2 , og \bar{X}_3 verdiene $\bar{X}_1=1.113$, $\bar{X}_2=-0.2$ og $\bar{X}_3=33$. Verdien for \bar{X}_1 synes å være den rimeligste av disse tre (\bar{X}_2 kan ikke være negativ og \bar{X}_3 varierer med tiden). Dersom en tar dette som en indikasjon på at \bar{X}_1 er i størrelsesorden 1, finner vi ved å sette inn i ligningssettet 18) følgende omtrentlige skinverdier som en funksjon av t:

tid(dager)	2.2	2.4	2.7	3.0	3.4	5.0	6.5
skinfaktor	63	58	48	36	40	44	43

som innsatt i ligningssett 19) gir en gjennomsnittlig verdi for $\bar{X}_2=0.3$.

Appendix A3 tar utgangspunkt i X1- og X2-verdiene fra kjøring nr. 5 (som nettopp var henholdsvis 1 og 0.3) og er en mer rigorøs analyse av utviklingen av skinfaktoren som en funksjon av tid. Resultatene i appendix A3 stemmer meget godt overens med dem funnet i ovenstående analyse. Dette gir oss styrket grunn til å anta at våre konklusjoner mhp X1, X2 og X3 er korrekte.

Konklusjon

DYBDE <m RKB>	LAG HØYDE, A2 <m>	X1=1		X2=0.3	
		HORIZONTAL PERMEABILITET		VERTIKAL PERMEABILITET	
		< μm^2 >	<mD>	< μm^2 >	<mD>
1566	GOC				
1568	2	11.097	11243	3.3291	3372.9
1572	4	4.3991	4457	1.31973	1337.1
1574	2	5.476	5448	1.6428	1634.4
1580	6	11.1819	11329	3.35457	3398.7
1582	2	2.0629	2090	0.61887	627
1584	2	6.4729	6558	1.94187	1967.4
1587	3	6.4018	6486	1.92054	1945.8
1590.5	3.5	3.8168	3867	1.14504	1160.1
1594	3.5	1.0068	1020	0.30204	306

Appendix A3 konkluderer med skinverdiene.

A3

BEREGNING AV SKINFAKTOR

A3 BEREGNING AV SKINFAKTOR

BEREGNING AV SKINFAKTOR

De tolv første simulatorkjøringene er utført med konstant (tidsuavhengig) skinfaktor. Kjøringene har derfor vist varierende grad av tilpassing. Noen kjøringene har vist god tilpassing mot slutten av testen, men ikke så bra tilpassing i begynnelsen eller i midtfasen av testen. Andre kjøringene har vist forholdsvis god tilpassing i midtfasen, men ikke så bra mot slutten av testen osv. Dette skyldes at skineffekten har vært tidsavhengig som følge av opprensning o.l.

Skinfaktor kan beregnes ved Darcys ligning for radiell strømming med skin:

Trykket P_e antas å være lik initielt trykk P_i i en avstand av r_e utenfor produksjonsintervallet.

$$\begin{aligned} P_e &= P_i = 158.7 \text{ bar} && (2300.5 \text{ psi}) \\ r_e &= 1511.7 \text{ m} && (4864.6 \text{ ft}) \\ r_w &= 0.11 \text{ m} && (0.35 \text{ ft}) \end{aligned}$$

Produksjonsrate i simuleringen er omtrent den samme som målt fra testen. Dette gir:

$$q_{\text{sim}} = q_{\text{test}}.$$

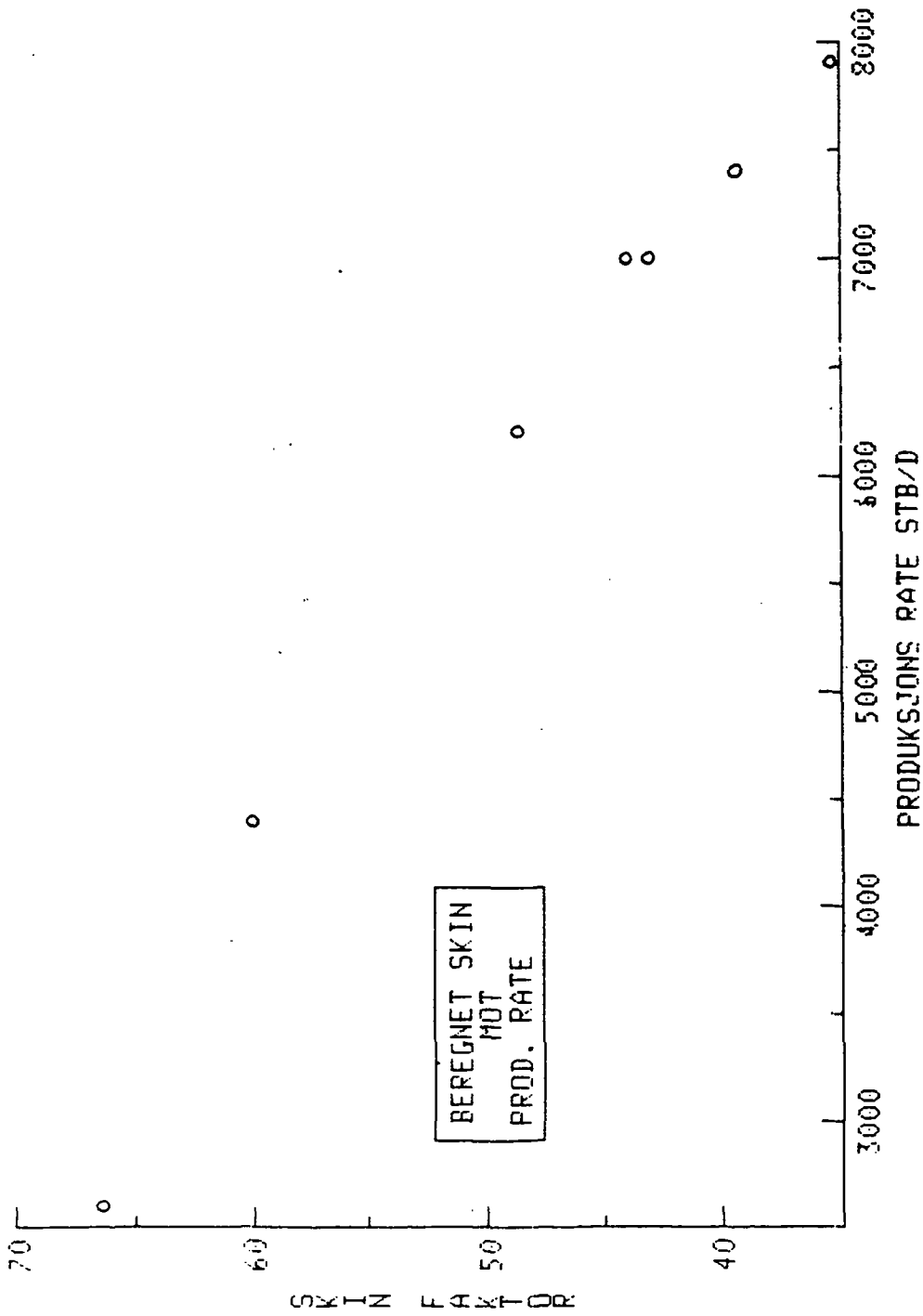
$$\frac{K_h (P_e - P_{w\text{sim}})}{141.2 B(S_{\text{sim}} + \ln r_e/r_w)} = \frac{K_h (P_e - P_{w\text{test}})}{141.2 B(S_{\text{test}} + \ln r_e/r_w)}$$

$$\frac{P_e - P_{w\text{sim}}}{S_{\text{sim}} + \ln r_e/r_w} = \frac{P_e - P_{w\text{test}}}{S_{\text{test}} + \ln r_e/r_w}$$

Vi benytter oss av simulatorkjøring nr. 5 som gav best tilpassing mot slutten av testen. For kjøring nr. 5 brukte vi $S_{\text{sim}} = 43$. Ved innsetting får vi

$$\frac{P_e - P_{w\text{sim}}}{43 + \ln r_e/r_w} = \frac{P_e - P_{w\text{test}}}{S_{\text{test}} + \ln r_e/r_w}$$

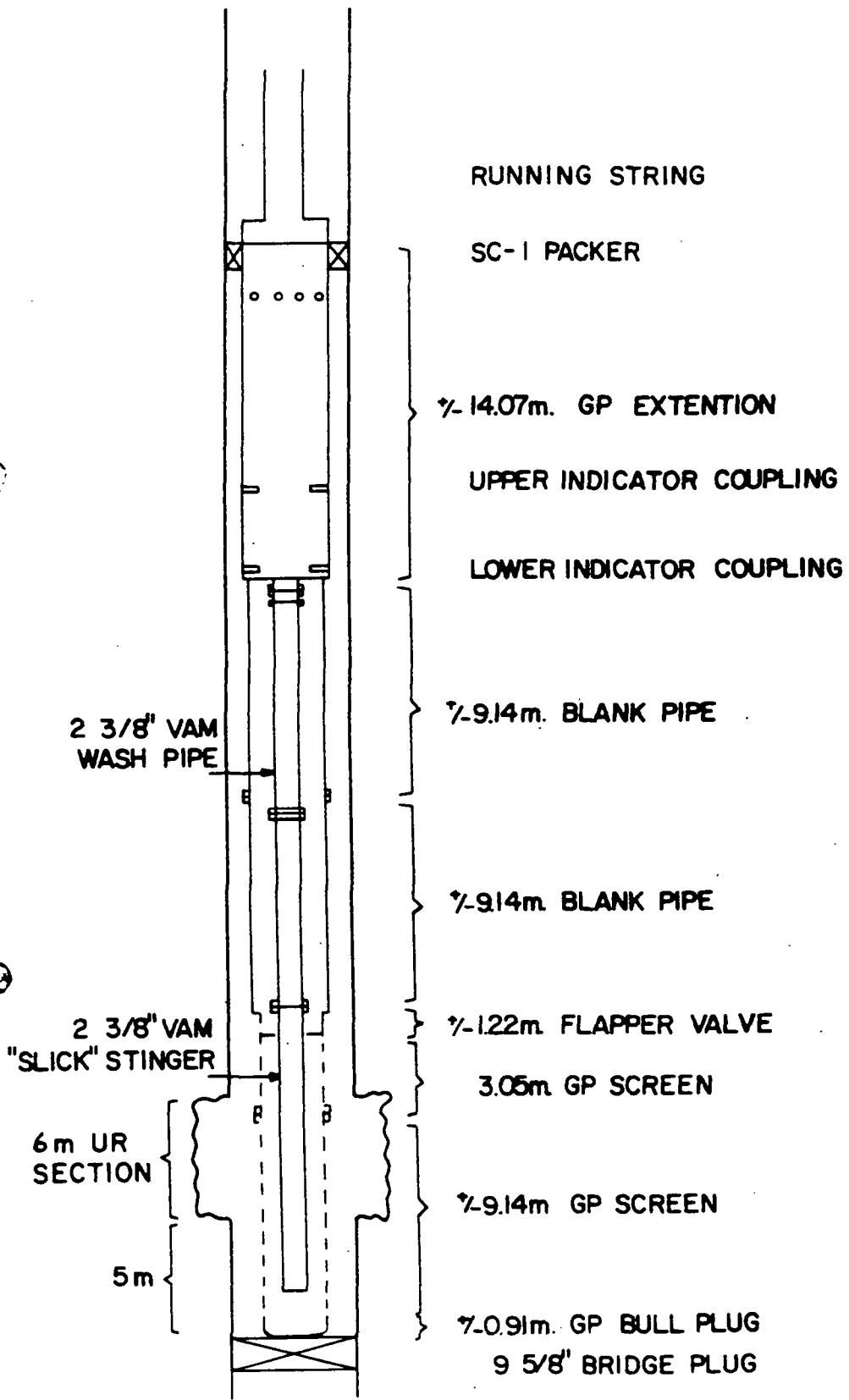
Fig. A3.2



A4

Teststrengen benyttet for testen

GRAVEL PACK ASSEMBLY SCHEMATIC FOR 6M MCURGP IN 3/2-7

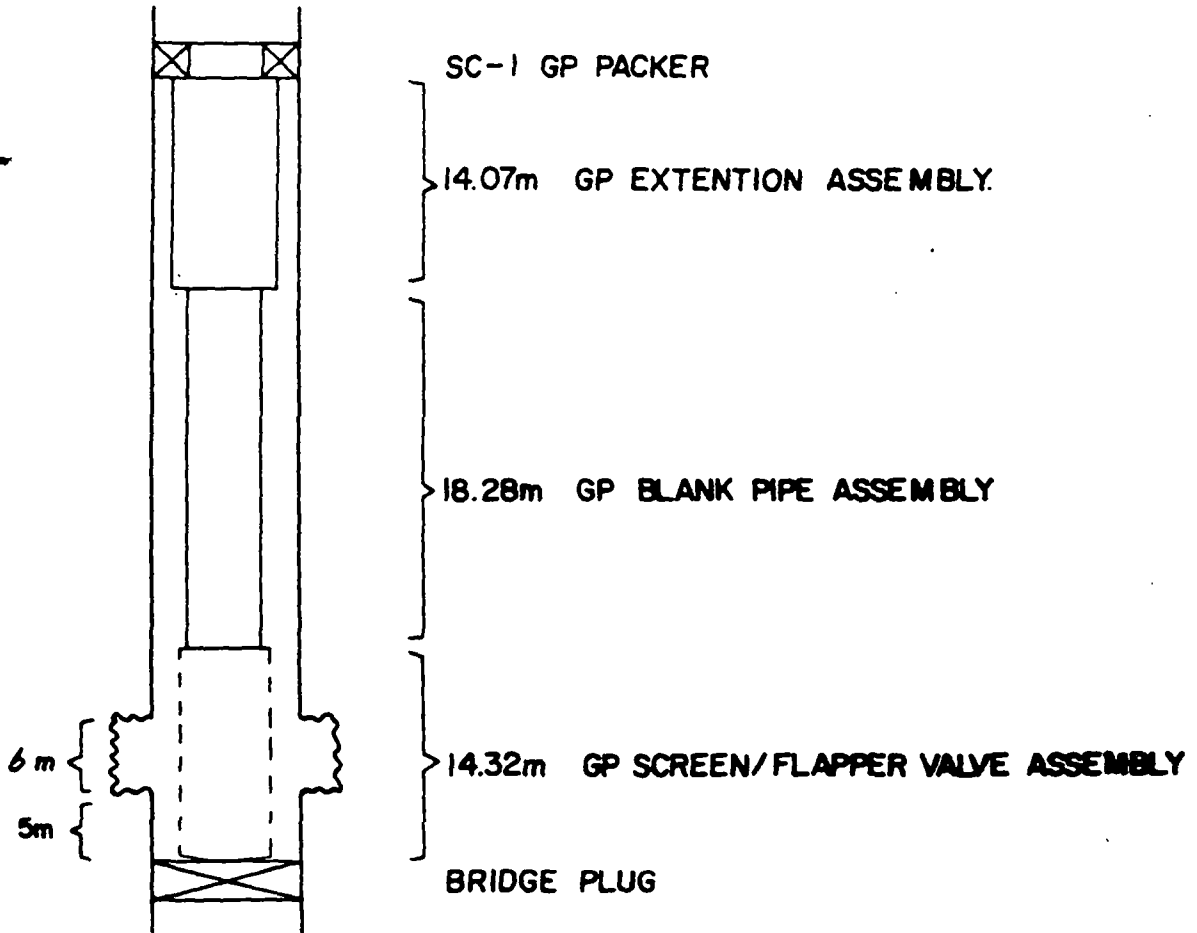


17
GP VOLUMES OIL ZONE 31/2-7

fig.2.0

(NB: ALL CALCULATIONS TO BE CHECKED ONSITE)

NOT TO SCALE



GRAVEL TO FILL ANNULUS

ANNULAR VOLUME :	GP Extension x CSG	=	6.50 cuft
ANNULAR VOLUME :	Blank Pipe x CSG	=	14.75 cuft
ANNULAR VOLUME :	GP Screen x CSG	=	5.55 cuft
ANNULAR VOLUME :	GP Screen x UR Hole	=	<u>38.96 cuft</u>
	<u>TOTAL</u>	=	<u>65.76 cuft</u>

Therefore use 65.76 x 105
with 50% excess

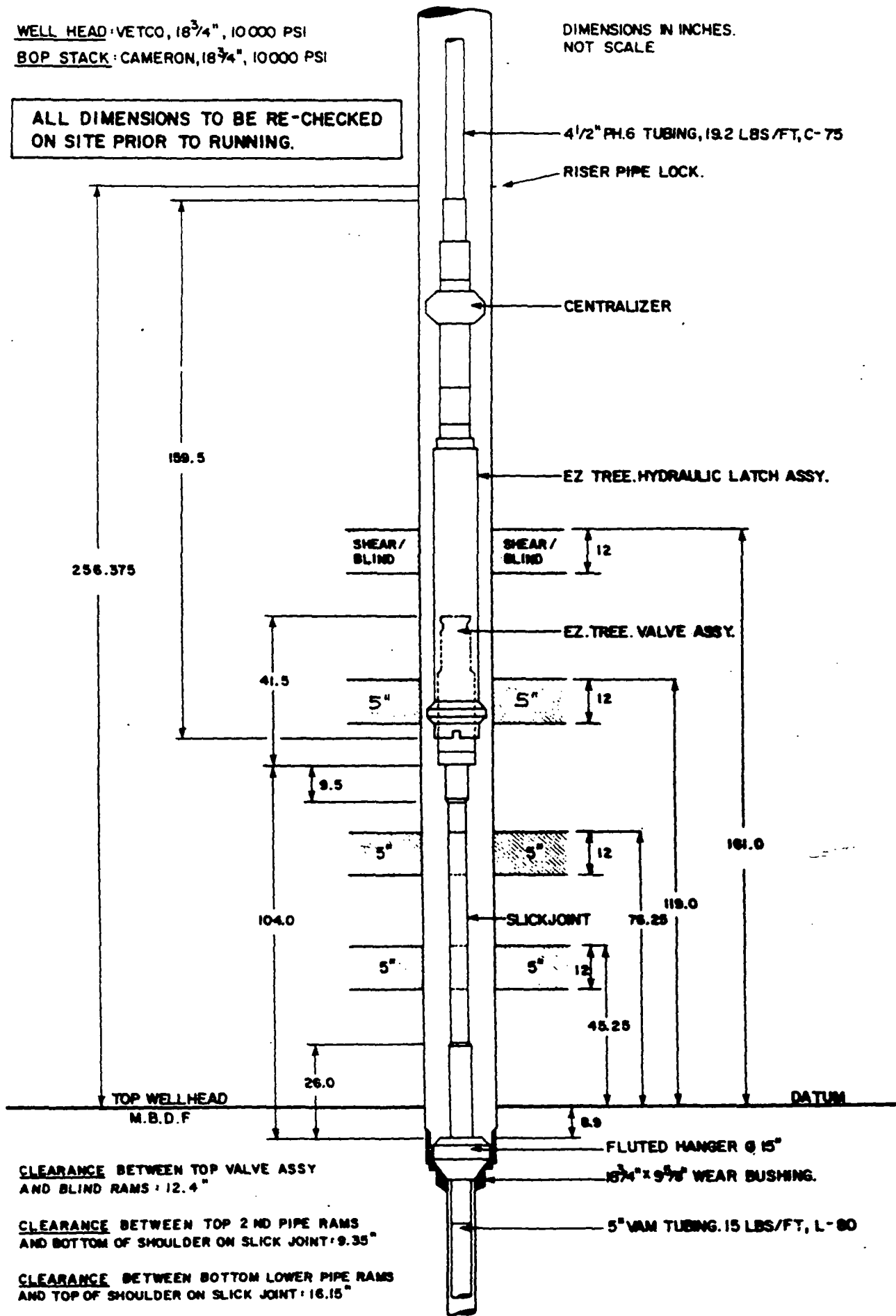
= 6905 lbs gravel
= 10358 lbs gravel

EZ TREE SPACE OUT WELL 3 1/2-7. RIG BORGNY DOLPHIN

WELL HEAD: VETCO, 18 3/4", 10000 PSI
 BOP STACK: CAMERON, 18 3/4", 10000 PSI

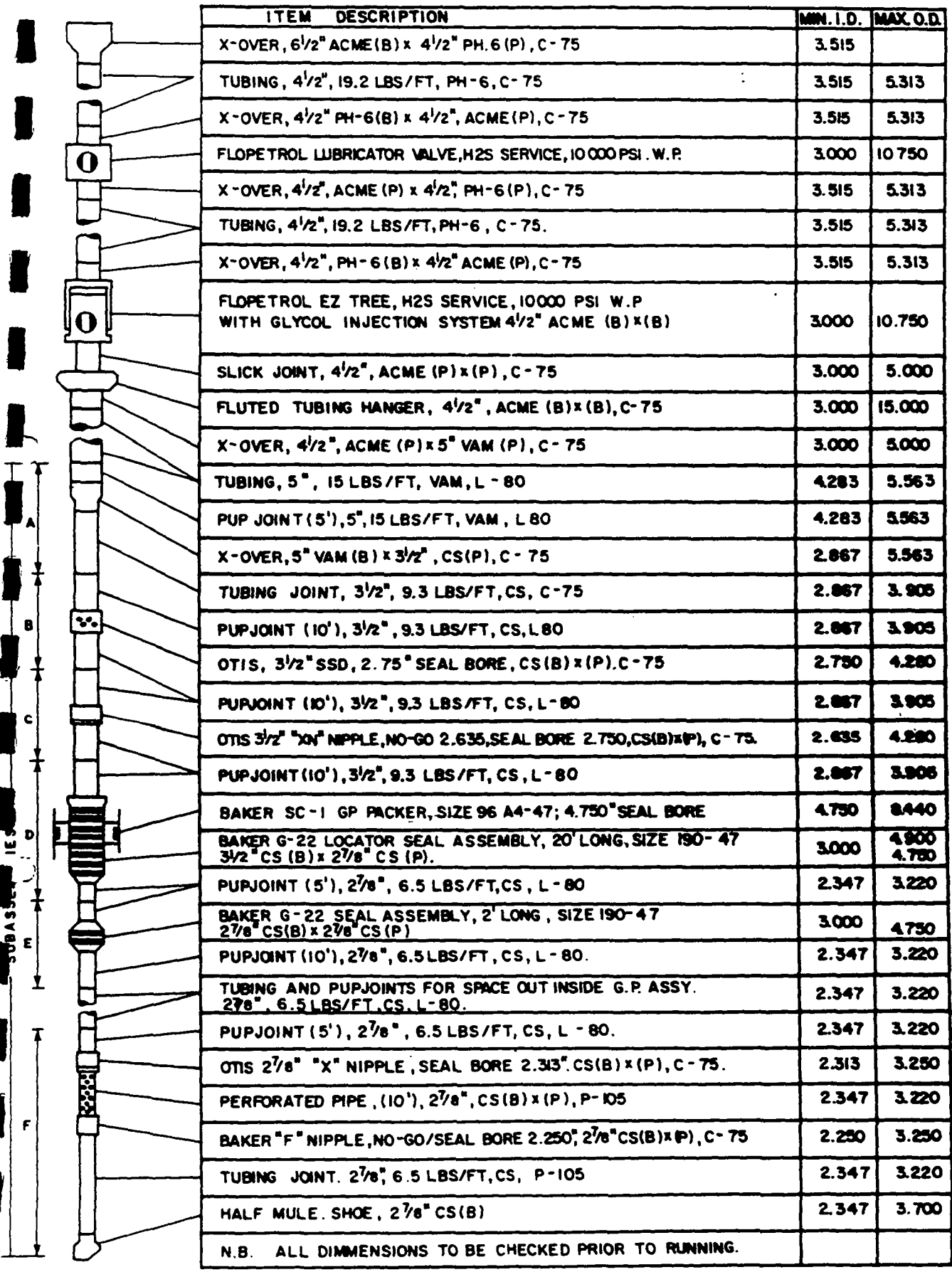
DIMENSIONS IN INCHES.
 NOT SCALE

ALL DIMENSIONS TO BE RE-CHECKED
 ON SITE PRIOR TO RUNNING.



434

9⁵/₈" CASING BY 5" TUBING PRODUCTION TEST STRING FOR GRAVEL PACKED OIL ZONE C/W REVERSE FLAPPER VALVE



ITEM	DESCRIPTION	MIN. I.D.	MAX. O.D.
	X-OVER, 6 ¹ / ₂ " ACME (B) x 4 ¹ / ₂ " PH-6 (P), C-75	3.515	
	TUBING, 4 ¹ / ₂ ", 19.2 LBS/FT, PH-6, C-75	3.515	5.313
	X-OVER, 4 ¹ / ₂ " PH-6 (B) x 4 ¹ / ₂ " ACME (P), C-75	3.515	5.313
	FLOPETROL LUBRICATOR VALVE, H2S SERVICE, 10000 PSI W.P.	3.000	10.750
	X-OVER, 4 ¹ / ₂ ", ACME (P) x 4 ¹ / ₂ " PH-6 (P), C-75	3.515	5.313
	TUBING, 4 ¹ / ₂ ", 19.2 LBS/FT, PH-6, C-75.	3.515	5.313
	X-OVER, 4 ¹ / ₂ ", PH-6 (B) x 4 ¹ / ₂ " ACME (P), C-75	3.515	5.313
	FLOPETROL EZ TREE, H2S SERVICE, 10000 PSI W.P WITH GLYCOL INJECTION SYSTEM 4 ¹ / ₂ " ACME (B) x (B)	3.000	10.750
	SLICK JOINT, 4 ¹ / ₂ ", ACME (P) x (P), C-75	3.000	5.000
	FLUTED TUBING HANGER, 4 ¹ / ₂ ", ACME (B) x (B), C-75	3.000	15.000
	X-OVER, 4 ¹ / ₂ ", ACME (P) x 5" VAM (P), C-75	3.000	5.000
	TUBING, 5", 15 LBS/FT, VAM, L-80	4.283	5.563
	PUP JOINT (5'), 5", 15 LBS/FT, VAM, L-80	4.283	5.563
	X-OVER, 5" VAM (B) x 3 ¹ / ₂ ", CS (P), C-75	2.867	5.563
	TUBING JOINT, 3 ¹ / ₂ ", 9.3 LBS/FT, CS, C-75	2.867	3.905
	PUPJOINT (10'), 3 ¹ / ₂ ", 9.3 LBS/FT, CS, L-80	2.867	3.905
	OTIS, 3 ¹ / ₂ " SSD, 2.75" SEAL BORE, CS (B) x (P), C-75	2.750	4.280
	PUPJOINT (10'), 3 ¹ / ₂ ", 9.3 LBS/FT, CS, L-80	2.867	3.905
	OTIS 3 ¹ / ₂ " "X" NIPPLE, NO-GO 2.635, SEAL BORE 2.750, CS (B) x (P), C-75.	2.635	4.280
	PUPJOINT (10'), 3 ¹ / ₂ ", 9.3 LBS/FT, CS, L-80	2.867	3.905
	BAKER SC-1 GP PACKER, SIZE 96 A4-47; 4.750" SEAL BORE	4.750	8.440
	BAKER G-22 LOCATOR SEAL ASSEMBLY, 20' LONG, SIZE 190-47 3 ¹ / ₂ " CS (B) x 2 ⁷ / ₈ " CS (P).	3.000	4.900 4.750
	PUPJOINT (5'), 2 ⁷ / ₈ ", 6.5 LBS/FT, CS, L-80	2.347	3.220
	BAKER G-22 SEAL ASSEMBLY, 2' LONG, SIZE 190-47 2 ⁷ / ₈ " CS (B) x 2 ⁷ / ₈ " CS (P)	3.000	4.750
	PUPJOINT (10'), 2 ⁷ / ₈ ", 6.5 LBS/FT, CS, L-80.	2.347	3.220
	TUBING AND PUPJOINTS FOR SPACE OUT INSIDE G.P. ASSY. 2 ⁷ / ₈ ", 6.5 LBS/FT, CS, L-80.	2.347	3.220
	PUPJOINT (5'), 2 ⁷ / ₈ ", 6.5 LBS/FT, CS, L-80.	2.347	3.220
	OTIS 2 ⁷ / ₈ " "X" NIPPLE, SEAL BORE 2.343", CS (B) x (P), C-75.	2.313	3.250
	PERFORATED PIPE, (10'), 2 ⁷ / ₈ ", CS (B) x (P), P-105	2.347	3.220
	BAKER "F" NIPPLE, NO-GO/SEAL BORE 2.250", 2 ⁷ / ₈ " CS (B) x (P), C-75	2.250	3.250
	TUBING JOINT, 2 ⁷ / ₈ ", 6.5 LBS/FT, CS, P-105	2.347	3.220
	HALF MULE SHOE, 2 ⁷ / ₈ " CS (B)	2.347	3.700
	N.B. ALL DIMMENSIONS TO BE CHECKED PRIOR TO RUNNING.		

WELL TEST FLOW SCHEME

COMPANY: HORSHE SHELL A/S
 WELL NO: 31/2-7
 RIG: BORGNY DOLPHIN
 CONTRACTOR: FLOPETROL

- ① 4"/100Z DUAL SANDFILTER (4"/80Z X-OVERS)
- ② ΔP OBSERVATION AND ALARM
- ③ P/T RECORDER
- ④ DEAD WEIGHT TESTER
- ⑤ X OVER 3"/10,000 FLANGE + 4"/80Z WEDO (MALE)
- ⑥ 3 1/2"/10,000 FLOWHEAD
- ⑦ 2" TXT SWING CHECK VALVE
- ⑧ 2"/180Z KILL LINE
- ⑨ 4"/180Z CHECKMAN LOOPS
- ⑩ X-OVER 3"/180Z WEDO MALE + 4"/80Z WEDO (FEM)
- ⑪ CONTROL UNIT AND HOSE SKID 1/2 TREE
- ⑫ GLYCOL INJECTION PUMP

PORT BURNER ROOM

DECK FLOOR

RIG AIR SUPPLY
 RIG SEAWATER SUPPLY

RIG STEAM SUPPLY LINE
 RIG CONDENSATE LINE

DEAERATOR SKID

STEAM HEAT EXCHANGER
 4.3 MMSTU

SEPARATOR
 1440 PSI WP

3"/10,000 PSI FLOWLINE

6"/3600 PSI FLOWLINE

370000 WP
 CHOKE MANFOLD

P/T RECORDER

D/W TESTER

CHEMICAL INJECTION PUMP
 GLYCOL / DEMULSIFIER / ANTI FOAM ETC

MAIN DECK

SLURGE TANK
 100 BBL

27000 PSI WP
 OIL MANFOLD

180KW SURDYNE
 TRANSFER PUMP

50 BBL
 50 BBL
 2 COMPARTMENT
 GAUGE TANK

RIG SEAWATER SUPPLY
 RIG AIR SUPPLY

WELL TEST
 LABORATORY
 CABIN

STARBOARD BURNER ROOM

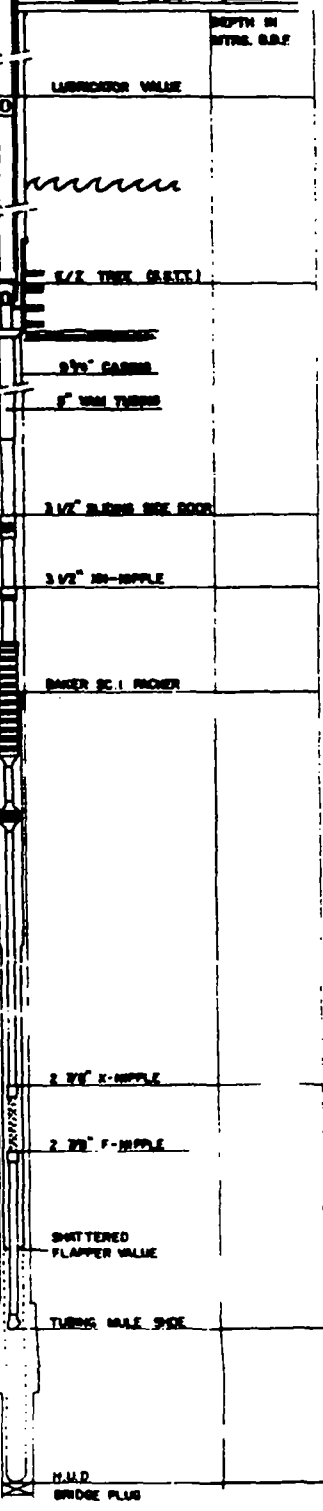
1" TANK VENTLINE
 2" AIRLINE
 4"/6" GASLINE
 1" WATERLINE
 3" OILLINE

SEADRAGON BURNER
 3 HEADED

DEPTH IN MTRS BOF

UNDER REAMED / GRAVEL PACKED
 SECTION IN OIL ZONE RESERVOIR

M.I.D.
 BRIDGE PLUG



APPENDIX G

WELL STATUS 31/2-7

1. The well has been drilled vertically to a TD of 1660 m.

2. Casing Data

<u>Size</u>	<u>Weight</u>	<u>Grade</u>	<u>Coupling</u>	<u>Depth (m BDF)</u>	<u>Collapse Strength</u>	<u>Internal Yield</u>	<u>Capacity BBL/FT</u>
30"	310	X-52	Vetco ATD-RB	449			-
20"	133	K-55	LS-LH	812	1500	3060	-
13-3/8"	68	J-55	BTC	449	1950	3450	-
13-3/8"	72	N-80	BTC	1495	2670	5380	-
9-5/8"	47	L-80	VAM	1646	4750	6870	0.0732

3. Tubing Data

				<u>Make up</u>			
3-1/2"	10.2	C-75	VAM	4700ft/lbs	11360	10480	0.0083
3-1/2"	9.3	C-75	Hydril CS	3000ft/lbs	10040	9520	0.0087
4-1/2"	19.3	C-75	Hydril PH6	7500ft/lbs	12960	12540	0.0126
5-1/2"	15.5	J-55	LTC	2170ft/lbs	4040	4810	0.0238
2-7/8"	6.5	C-75	Hydril CS	2100ft/lbs	10470	9910	0.0058
5"	15.0	L-80	VAM	6500ft/lbs	7250	8290	0.0188
2-3/8"	4.7	P-105	Hydril CS	1500ft/lbs	15460	14700	0.00387

Note: No safety factors included in the pressure ratings.

A5

Sammendrag av testaktiviteten

SAMMENDRAG AV TESTAKTIVITETEN

<u>Dato</u>	<u>Tid</u>	<u>Aktivitet</u>
31/05/8	22.30	Går ned med "wireline tools"
	22.41-23.10	Pumping av syre og diesel inn i formasjonen
	23.23	Dyse (16/64"). Produksjon direkte på måletank for opprensning
01/06/82	23.34-01.15	Dyse endringer (20/64"), (18/64"), (20/64")
	02.00	Innhold i tank til brenner
	02.55	Gass til overflaten
	03.00	Olje til overflaten
	09.19	Stenge lubricator ventil og åpne swab ventil
	12.43	Wireline tools i lubricator. Stenge swab ventil
	12.55	Dyse (16/64") for opprensning
	12.58-14.50	Endring choke. (18/64"), (16/64"), (20/64"), (16/64")
	16.32	Produserer til separator
	16.50	Dyse (20/64")
	17.00	Går utenom separator
	18.12	Produserer til separator
	18.21	Begynner strømningsmålinger med målere.
	02/06/82	23.30-01.03
02.10		Produserer gjennom sandfilter
03.01-07.23		Endring dyse (32/64"), (36/64")
08.29		Går utenom sandfilter
02/06/82	09.05-10.02	Endring dyse (42/64"), (44/64")
	13.04	Brønn stenges inn ved sandfilter manifold.
		Går utenom separator
	13.14	Går ned i brønnen med "sand bailer"
	14.00	"Wireline tools" på overflaten. Stenger lubricator ventil.

<u>Dato</u>	<u>Tid</u>	<u>Aktivitet</u>
	14.06	Blåser av trykket gjennom dysemanifold.
	15.24	1 SDR, 1 Sperry Sun, 1 Amerada og tool string i lubricator.
	15.54	Utligner trykket over lubricatorventil.
	15.57	Åpner lubricatorventil
	15.58	Gradient stopp i lubricator
	16.28-17.01	2-gradient stopp ved 983 m RKB
	17.31-17.45	3-gradient stopp ved 1283 m RKB
	18.15-18.25	Går ned i hullet for å sette målerne i nippel.
	18.35	Målerne satt. Trekk ut av hullet.
	19.00	Tools i lubricator. Steng swab ventil. Demonter tool i lubricator. Monter tool i lubricator for å trekke målerne. Lubricator made up to flow head.
	19.16	Choke (16/64"). Strømningsperiode 2
	19.19	Endring choke. (32/64")
	20.02	Produserer gjennom separator
	20.15	Begynner instrumentavlesing
03/06/82	00.01-00.04	Endring choke. (48/64")
	04.04	Produserer gjennom sandfilter
	04.05	Endring choke. (64/64")
	04.52	Overfører produksjon via tank og pumpe.
	04.55	Går utenom sandfilter
	05.12	Går utenom tank og pumpe
03/06/82	07.00-07.30	Endring choke. (66/64"), (70/64")
	08.15	Overfører produksjo via tank og pumpe.
		Endring choke (72/64")
	11.35-12.15	PVT prøvetaking, 1: Olje nr. 20584-2 Gass nr. A12866
	12.50-13.25	PVT prøvetaking, 2: Olje nr. 22478-86 Gass nr. A7315

<u>Dato</u>	<u>Tid</u>	<u>Aktivitet</u>
	13.48-15.17	Endring choke. (82/64"), (98/64"), (110/64, (128/64"), (32/64")+ (128/64") = (130/64")
	15.28	Choke helt åpen. (128/64") + (128/64") = (181/64")
04/06/82	23.40-00.10	PVT prøvetaking, 3: Olje nr. 20584-69 Gass nr. A-10718
	06.00-06.30	PVT prøvetaking, 4: Olje nr. 14068-45 Gass nr. A-7696
	12.05-12.35	PVT prøvetaking, 5: Olje nr. 20524-83 Gass nr. A-12866
	13.25	Endring choke til (32/64") fordi "pop off" ventil til vannsystemet er ødelagt. Reparerer ventilen.
	14.01	Ventilen reparert Choke helt åpen. (181/64")
	14.25	Tapper (1 BBL) olje fra separatoren
	18.17-18.48	PVT prøvetaking, 6: Olje nr. 9214-45 Gass nr. A-4896
	21.00-21.30	PVT prøvetaking, 7: olje nr. 20438-36 Gass nr. A-3766
05/06/82	00.01-0035	PVT prøvetaking, 8: Olje nr. 20423-96 Gass nr. A-3664
	06.00-06.30	PVT prøvetaking, 9: Olje nr. 20584-63 Gass nr. A-5113
	08.13	Lubricator ventil stenges p.g.a."line burst" ved siden av forbindelsesledning (flow line) på boredekket (drill floor). Dolphin trodde det var selve forbindelsesledningen. Brønnen ble stengt inn.
	08.16	Lubricator ventil åpnes igjen
	12.00-12.30	PVT prøvetaking, 10: Olje nr. 80291-59 Gass nr. A-12377
	14.30	Sjekker kalibrering av "Barton recorder" på separator

<u>Dato</u>	<u>Tid</u>	<u>Aktivitet</u>
05/06/82	15.20	Rekalibrering av "Barton recorder" på separatoren.
	18.00-18.35	PVT prøvetaking, 11: Olje nr. 9214-311 Gass nr. A-3780
06/06/82	00.01-00.35	PVT prøvetaking 12: Olje nr. 80291/51 Gass nr. A-10722
	06.00-06.30	PVT prøvetaking, 13: Olje nr. 9214/324 Gass nr. A-3908
	11.55-12.35	PVT prøvetaking, 14: Olje nr. 22478-102 Gass nr. A-4760
07/06/82	06.00	Tar (1 BBL) olje fra separatoren
	11.31	Brønn stenges inn ved sandfilter manifold for trykkoppbygging.
	13.31	Swab ventil åpen.
	13.35	Går ned i hullet for å trekke målerne.
	13.55	"Latch on ganges" Trek ut av hullet for gradient stopp.
	14.03	Gradient stopp ved 1283 m RKB
	14.33-14.40	2 gradient stopp ved 983 m RKB
	15.10-15.32	3 gradient stopp i lubricator
	16.02	Stenger "down hole" lubricator ventil.
	16.06	Blåser av brønnehodetrykket
	16.20	Målerne på dekk
	16.23	Målerne frakoples
	16.25	Swab ventil stengt
	16.40-16.47	Monterer "sand bailer", åpner lubricator ventil og swab ventil, og går ned i hullet.
17.03	Topp sediment funnet ved 15895 m (wireline dybde RKB) Tar prøve	
17.10	Trek ut av hullet med "sand bailer"	
17.25	Tools i lubrikatoren	
17.34	Steng "master" ventilen	

<u>Dato</u>	<u>Tid</u>	<u>Aktivitet</u>
07/06/82	17.35	Blåser av brønnhodetrykket
	17.42	Tools ut av lubrikatorene.
	17.50	Demonterer wireline utstyret Swab ventil stengt. Master ventil åpen. Bullhead-brønnen.
08/06/82	19.07	Steng "EZ tree" ventil
	23.01-03.30	Sirkulering Trekker strengen ut av hullet
	05.30	Avslutning av test