



**AVDELING FOR
RESERVOAREVALUERING**

Denne rapport
tilhører



L&U DOK. SENTER

L. NR. 30284470013

KODE Well 31/3-2 nr. 32

Returneres etter bruk

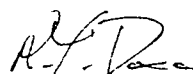
Tittel	
Historie-tilpasning, brønn 31/3 -2	
Oppdragsgiver	Prosjekt
Statoil	Troll
Dato	Antall sider
1/9 -84	40

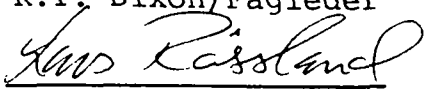
Stikkord
Historie-tilpasning, Troll, oljetest, 31/3-2, ECLIPSE, gassgjennombrudd

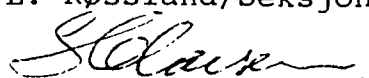
Kort sammendrag
Simulering av en oljetest i brønn 31/3-2 med bruk av ECLIPSE-simulatoren. Gass/ oljekontakten ble antatt til 1566.5 m RKB.

Utarbeidet av
Gunhild Kise

Godkjent av

2/10/84 
R.T. Dixon/Fagleder

4/11/84 
L. Røssland/Seksjonsleder

13/1/89 
S.G. Larsen/Avd.leder



**AVDELING FOR
RESERVOAREVALUERING**

Rapport nr.
RES - 14/84
Kopi nr. 2

Gradering

Tittel Historie-tilpasning, brønn 31/3 -2	
Oppdragsgiver Statoil	Prosjekt Troll
Dato 1/9 -84	Antall sider 40

Stikkord

Historie-tilpasning, Troll, oljetest,
31/3-2, ECLIPSE, gassgjennombrudd


Kort sammendrag

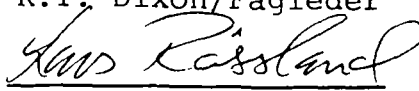
Simulering av en oljetest i brønn 31/3-2 med bruk av ECLIPSE-simulatoren.
Gass/ oljekontakten ble antatt til 1566.5 m RKB.


Utarbeidet av

Gunhild Kise

Godkjent av

2/10/84 
R.T. Dixon/Fagleder

4/11/84 
L. Røssland/Seksjonsleder

13/1/84 
S.G. Larsen/Avd.leder

Historietilpasning brønn 31/3-2

9. oktober 1984

Gunhild Kise

Res
U&P
Statoil
Postboks 300
4001 Stavanger

FORORD

Dette arbeidet er utført som prosjektoppgave i forbindelse med opplæringsprogrammet i reservoarteknikk i avdeling for reservoar evaluering. Arbeidet inngår som en del av dataevalueringen på Troll.

INNHold

1.0	introduksjon	2
2.0	konklusjon	3
3.0	hensikt	4
4.0	beskrivelse av testen	5
5.0	framgangsmåte	6
6.0	Modelloppsett	7
6.1	Størrelsen på griddet	7
6.2	Helning på reservoaret	8
6.3	PVT data	9
6.4	Bergartsdata	9
6.5	Laginndelingen	9
6.6	Produksjonstall.	11
7.0	KJØRING AV TILFELLER	12
8.0	illusrasjoner	15

ILLUSTRASJONER

Figur 1.	Oversiktskart over Trollfeltet.	16
Figur 2.	Topp Sognformasjon nær brønn 31/3-2.	17
Figur 3.	Griddet i xy-plan.	18
Figur 4.	Griddet i xz-plan.	19
Figur 5.	Testforløpet.	20
Figur 6.	Oljeproduksjonsrate modell/test.	21
Figur 7.	Laginndeling vist på tetthetslogg.	22
Figur 8.	Topp høyder på reservoaret innlagt i modellen.	23
Figur 9.	PVT data for olje.	24
Figur 10.	PVT data for gass.	25
Figur 11.	Relativ permeabilitetskurve for vann.	26
Figur 12.	Relativ permeabilitetskurve for olje.	27
Figur 13.	Relativ permeabilitetskurve for gass.	28
Figur 14.	Resultat fra tilfelle 1.	29
Figur 15.	Resultat fra tilfelle 2.	30
Figur 16.	Resultat fra tilfelle 3.	31
Figur 17.	Resultat fra tilfelle 4.	32
Figur 18.	Resultat fra tilfelle 5.	33
Figur 19.	Resultat fra tilfelle 6.	34
Figur 20.	Resultat fra tilfelle 7.	35
Figur 21.	Ny relativ permeabilitetskurve for gass.	36
Figur 22.	Resultat fra tilfelle 8.	37
Figur 23.	Resultat fra tilfelle 9.	38
Figur 24.	Resultat fra tilfelle 10.	39
Figur 25.	Resultat fra tilfelle 11.	40

TABELLER

Tabell 1. Blokk lengde i x-retning.	7
Tabell 2. Blokk lengde i y-retning.	8
Tabell 3. Blokk lengde i z-retning.	8
Tabell 4. Kjernerdata	10
Tabell 5. Oversikt over laginndelingen	11
Tabell 6. Oljerate i modellen.	11
Tabell 7. Oversikt over variable brukt i kjøringene. . . .	14

BRØNNDATA

Operatør:.....	Norsk hydro
Felt	Troll, Troll-Øst
Lokasjon.....	60 52'11,52"n
.....	0 40'42,08"e
Klassifikasjon.....	Avgrensingsbrønn
Rig.....	Treasure Seeker
Vanndybde.....	340 m MSL
rkb.....	25 m
Total dybde:.....	2090 m RKB
Perforeringsintervall:.....	1567-1577 m RKB

1.0 INTRODUKSJON

Brønn 31/3-2 ligger på den nordlige delen av Trolløst på grensen mot TrollVest.

Oversikt over brønnene på Trollfeltet er vist på figur 1.

I brønnen er det mulighet for en 15m oljekolonne over WOC. Dette er en overraskende tykk oljekolonne sammenliknet med andre brønner i nærheten. 31/2-6 nord for 31/3-2 hadde en oljekolonne på 10m, mens 31/3-1 (se fig.1) hadde 3-4 m med olje.

Gass-oljekontakten ligger høyere enn de nærmeste brønnene, kontakten ble ikke påtruffet under boringen.

Baker Production Services har utført produksjonstesten, og disse data brukes i historietilpasningen.

2.0 KONKLUSJON

1. Gass-oljekontakten ble estimert til å være 1566.5m RKB.
2. Helningen på reservoaret ble antatt å være 1.0 grad.
3. Det konstante gass-olje forhold indikerer at gass-oljekontakten befinner seg nær brønnen.
4. Gassen i lag 3 blir trukket inn til brønnen fra undersiden av et 2.8 m tykt skiferlag. Dette skiferlaget ligger nær toppen av reservoaret.

3.0 HENSIKT

Hovedhensikten med dette prosjektet er å estimere avstand til gass-oljekontakt ved brønn 31/3-2 ved bruk av Eclipse Simulator. Dette gjøres ved å få best mulig tilpasning mellom den numeriske modellen og observerte data.

4.0 BESKRIVELSE AV TESTEN

Testen er utført av Baker Production Services. Den pågikk i 2.6 dager i tidsrommet 20-23 april 1984.

Brønnen ble syrebehandlet før testen startet og den ble åpnet for produksjon kl 15.36 20/4-84. Olje og gass kom til overflaten ganske fort og en produserte med konstant GOR helt til brønnen ble stengt inn 15 timer etter produksjonsstart. Brønnen ble åpnet på nytt og en produserte gass og olje med varierende choke størrelser.

Gass-oljeforholdet var fremdeles konstant, men etter 25 timer økte det betydelig. Gass-oljeforholdet fortsatte å stige helt til testen ble avsluttet kl 08.05 23/4-84.

Figur 5 illustrerer testforløpet.

5.0 FRAMGANGSMÅTE

En modell ble satt opp basert på data fra logger og kjernedata tatt i brønnen. Den numeriske modellen Eclipse ble benyttet. Oljeraten ble lest inn i modellen og modellen ble justert inntil beregnet GOR stemte overens med målt GOR.

Oljeraten er gitt i figur 6.

Følgende parametre ble justert for å få en tilfredstillende tilpassing.

1. avstand til gass-oljekontakten
2. helning på reservoaret
3. permeabilitet i lag 1,2,3
4. kv/kh i lag 2 (skiferlaget)
5. transmisibilitet i kalklag
6. endepunkt til relativ permeabilitetskurve for gass

6.0 MODELLOPPSETT

Brønn 31/3-2 ligger nær østflanken av Trolløst med forkastninger nær brønnen.

Figur 2 viser topp Sogn Formasjon nær brønn 31/3-2.

Forkastninger nær brønnen krevde at griddet ble formet som en trekant. Utgangspunkt for modellen var en radiell modell, men reservoarets helning krevde kartesiske koordinater, siden man på det tidspunktet hadde problemer med å definere radiell modell med helning for Eclipse simulatoren. Figur 3 og 4 viser henholdsvis griddet i xy og xz planet.

6.1 STØRRELSEN PÅ GRIDDET

En benyttet 21 blokker i x-retning. Det var nødvendig med fin blokkinnstilling nær brønnen for å representere konutviklingen korrekt samtidig som de ytterste blokkene måtte ha et stort nok volum for å unngå grenseeffekter.

blokknr i x-retning	blokk lengde(m)
1	200
2	250
3	115
4	50
5	20
6	8
7	4
8	2
9	1
10	0.25
11	0.75
12	2
13	4
14	8
15	20
16	50
17	115
18	250
19	500
20	1000
21	2000

Tabell 1 Blokk lengde i x-retning.

Modellen ble inndelt i 7 blokker i y-retning slik at brønnblokken ble tilstrekkelig liten. Y-aksen ble modifisert for å oppnå trekantform på gridet i xy-planet.

blokknr i y-retning	y-aksens tilnærmede vinkel i grader med x-aksen etter modifikasjon
1	8
2	8
3	5
4	0.5
5	0.5
6	5
7	15

Tabell 2 Y-aksens vinkel med x-aksen etter modifikasjon.

Log og kjernedata bestemte antall lag i z-retning. Det ble lagt inn 6 lag i z-retning.

blokknr i z-retning	blokk lengde(m)
1	2.2
2	2.8
3	7.0
4	4.5
5	4.25
6	50.0

Tabell 3 Blokk lengde i z-retning.

Log og laginndelingen er gitt i figur 7. Modellen bestod av 882 (21x7X6) blokker med brønnblokken plassert i blokk 10,4,1.

6.2 HELNING PÅ RESERVOARET

Helningen på reservoaret ble bestemt ut fra helningen av topp Sognformasjon (se figur 2).

Topp reservoar ble angitt i 4 utvalgte punkter i xy-planet. Figur 8 illustrerer hvor topp reservoar er gitt inn i modellen. Hjelpprogrammet Fill interpolerer seg til verdier i de resterende blokker. Dybden til A og B bestemmer helningen av reservoaret under tilpasningen. I utgangspunktet ble helningen fra A til B antatt å være 1.5 grad med A som dypeste punkt.

6.3 PVT DATA

Siden det foreløpig ikke foreligger noen PVT-rapport for brønn 31/3-2, er det antatt samme PVT-data som for brønn 31/2-5.
PVT-data for olje og gass er illustrert i figur 9 og 10.

PVT-data for vann:

Referansetrykk.....	: 157.8 bar
Bw.....	: 1.008 rm ³ /Sm ³
Kompressibilitet.....	: 1.02E-06 1/bar
Viskositet.....	: 0.45 m.Pa.s

Tetthet

oljetetthet.....	: 889.08 kg/m ³
vanntetthet.....	: 1045.00 kg/m ³
gastetthet.....	: 1.223 kg/m ³

6.4 BERGARTSDATA

Det er definert 2 bergarter i modellen. Bergart 1 refererer seg til gasssonen og bergart 2 til oljesonen.
Figur 11,12 og 13 viser henholdsvis relativ permeabilitet for vann, olje og gass.

Bergartskompressibilitet ved referansetrykk 157.8 bar : 1.49E-06.

6.5 LAGINDELINGEN

Variasjon i permeabilitet, N/G forhold og porøsitet bestemte laginndelingen. Kjerne data ble korrigert til log høyde.

Log dybde m RKB	h.perm (md)	v.perm (md)	porøsitet(%)
1567	-----	-----	---
1568.00	-----	-----	---
1568.5	-----	-----	---
1569.00	-----	-----	---
1569.5	-----	-----	---
1570.0	-----	-----	---
1570.5	-----	-----	---
1571.0	-----	-----	---
1571.5	-----	-----	---
1572.0	10		4.8
1572.5	5200	2708	30.5
1573.0	2868		32.7
1573.5	4.5	3.9	24.0
1574.0	4.0		23.2
1574.5	13.5	6.4	25.0
1575.0	19.1		26.4
1575.5	93.1	96.3	27.8
1576.0	5706		26.9
1576.5	8844	4841	24.2
1577.0	10856		26.6
1577.5	6043	6880	30.6
1578.0	5020		30.5
1578.5	0.039	0.04	23.0
1579.0	-----	-----	---
1579.5	-----	-----	---
1580.0	-----	-----	---
1580.5	-----	-----	---
1581.0	-----	-----	---
1581.5	-----	-----	---
1582.0	8227	3606	31.5
1582.5	2669		30.8
1583.0	1.8	0.015	9.2
1583.5	0.17	0.17	10.3
1584.0	314	3.4	33.2
1584.5	137		29.1
1585.0	11.7		23.7
1585.5	4.3		23.3
1586.0	29.6	3.6	26.5
1586.5	7.8		22.9
1587.0	3014	900	35.0
1587.5	926		33.1
1588.0	3049		33.7

Tabell 4 Kjernedata. Referanse: Routine Core Analyses well 31/3-2 May 1984.

Borehullsloggen i brønnen viser to tynne kalklag i dybdene 1579 og 1583.5 m RKB. (Figur 7 viser tetthetsloggen i brønn 31/3-2). Disse to kalklagene er lagt inn ved å benytte en transmissibilitetsmultiplikator på 0.1 mellom lag 3/4 og 4/5 i modellen.

lagnr	N/G	kv/kh	kh(md)	dz(m)	
1	1.0	0.571	3500	2.2	
2	0.01	0.10	10	2.8	(skiferlag)
3	0.68	0.73	4800	7.0	
4	0.61	0.61	4900	4.5	
5	0.29	0.40	1000	4.25	
6	0.30	0.40	1000	60	(vannsoner)

Tabell 5 Oversikt over laginndelingen.

6.6 PRODUKSJONSTALL.

Modellen fikk en oljeproduksjonsrate som stemte overens med observerte produksjonstall fra testen.

Figur 6 viser oljerate i modellen og fra testen.

tidsintervall (dager)	oljerate (Sm ³ /dag)
0.00-0.61	175
0.61-0.81	0
0.81-1.04	239
1.04-1.22	382
1.22-1.42	541
1.42-1.57	938
1.57-1.70	1145
1.70-1.92	1510
1.92-2.08	1383
2.08-2-25	1319
2.25-2.50	731
2.50-2.51	0
2.51-2.70	127

Tabell 6 Oljeproduksjonsrate i modellen.

7.0 KJØRING AV TILFELLER

Ut fra målte data er det valgt ut et utgangstilfelle, tilfelle 1.

Data benyttet i tilfelle 1

gass-olje kontakten.....	1567 m RKB
helning i reservoaret(A/B).....	1.5 grad
permeabilitet i lag 1.....	3500 md
permeabilitet i lag 2.....	10 md
permeabilitet i lag 3.....	7200 md
permeabilitet i lag 4.....	4900 md
permeabilitet i lag 5.....	1000 md
permeabilitet i lag 6.....	1000 md
N/G i lag 1	1.00
N/G i lag 2.....	0.01
N/G i lag 3	0.68
N/G i lag 4	0.61
N/G i lag 5.....	0.29
N/G i lag 6	0.30
kv/kh i lag 1.....	0.571
kv/kh i lag 2.....	0.10
kv/kh i lag 3.....	0.73
kv/kh i lag 4.....	0.61
kv/kh i lag 5.....	0.40
kv/kh i lag 6.....	0.40
transmissibilitetsreduksjon i kalklag.....	0.1
Endepunkt til relativ permeabilitet for gass.....	1.0

Plott av GOR for tilfelle 1 er vist i figur 14.

Ut fra figuren ser en at:

1. Gassproduksjonsnivå må senkes.
2. Tidspunkt til gassgjennombrudd i lag 3 må forsinkes.
3. En må få en svakere stigning i GOR etter gjennombrudd i lag 3.

Under tilpassningen ble følgende variable endret i tilfellene 2 til 10.

1. Gassolje kontakten.
2. Helning av reservoaret (A/B)
3. Permeabilitet i lag 1,2,3
4. Transmissibilitetsreduksjon i kalklag
5. Endepunkt i relativ permeabilitetskurve for gass

I tilfelle 2 ble permeabiliteten i lag 3 redusert til 4800 md .
GOR fra simuleringen er plottet i figur 15.

Kommentar: Figur 15 viser at en fikk mer gass før innstegning og like hurtig oppbygning av gassoljeforholdet etter innstegning.

I tilfelle 3 ble helningen i nærheten av brønnen (fra A til B) redusert til 1.0 grad. GOR fra simuleringen er vist i figur 16.
Kommentar: Figur 16 viser at en får mer gass før innstegningen, og at stigningen i GOR kurven blir svakere etter innstegning.

I tilfelle 4 blir gassoljekontakten senket til 1568 m RKB.
GOR fra simuleringen er vist i figur 17.
Kommentar: Figur 17 viser en drastisk økning i GOR både før og etter innstegningen. Stigningen i GOR kurven etter innstegning er sterkere enn i tilfelle 1.

I tilfelle 5 ble gassoljekontakten senket til 1567.5 m RKB.
Figur 18 viser GOR fra simuleringen.
Kommentar: Figur 18 viser også økning i GOR, men stigningen er den samme både før og etter innstegningen, sett i forhold til tilfelle 1.

I tilfelle 6 ønsket en å se på effekten av transmissibiliteten i kalklag. Transmissibilitetsmultiplikatoren i kalklag ble hevet til 0.2.
Figur 19 viser GOR for tilfelle 6.
Kommentar: Figur 19 viser ingen endring i gassoljeforholdet, man kan da konkludere at transmissibiliteten i kalklag har liten innvirkning på modellen innenfor det området som er testet.

I tilfelle 7 ble permeabiliteten i lag 3 økt til 5250.
Figur 20 viser GOR fra tilfelle 7.
Kommentar: Figur 20 viser at GOR er noe høyere i hele testperioden, og at stigningen i gassoljeforholdet er den samme som stigningen i tilfelle 1.

I tilfelle 8 ønsket man å se på effekten av endringer av endepunkt for relativ permeabilitetskurve for gass. Endepunkt for relativ permeabilitet for gass ble redusert til 0.48.
Figur 21 viser den nye relative permeabilitetskurven for gass.
Figur 22 viser GOR fra tilfelle 8.
Kommentar: Figur 22 viser at man får mindre gass både før og etter innstengingen. Oppbyggingen av gassoljeforholdet etter innstengingen kommer senere enn den gjorde i tilfelle 1.

I tilfelle 9 blir permeabiliteten i lag 1 redusert til 2300 md.
Figur 23 viser GOR fra tilfelle 9.
Kommentar: Figur 23 viser at en får mindre gass både før og etter innstengingen, og at oppbyggingen av gassoljeforholdet kommer like hurtig som i tilfelle 1.

I tilfelle 10 blir permeabiliteten i lag 2 (skiferlag) redusert til 0.1 md.
Figur 24 viser GOR fra tilfelle 10.

Kommentar: Figur 24 viser ingen særlig forandring i GOR kurven, en kan da konkludere at modellen ikke er særlig følsom for endring av permeabilitet i skifersone.

Etter vurdering av hvilken innvirkning de forskjellige parametre hadde ble tilfelle 11 kjørt.

I tilfelle 11 ble endepunkt til relativ permeabilitetskurven for gass satt til 0.48.

Gassolje kontakten ble senket til 1566.5 m RKB.

Permeabilitet i lag 1 ble redusert til 2300 md.

Figur 25 viser GOR fra tilfelle 11.

Kommentar: GOR utviklingen følger samme mønster som fra testen.

Svakt avtagende de første 1.7 dager, hvoretter gassen bryter gjennom i lag tre i modellen.

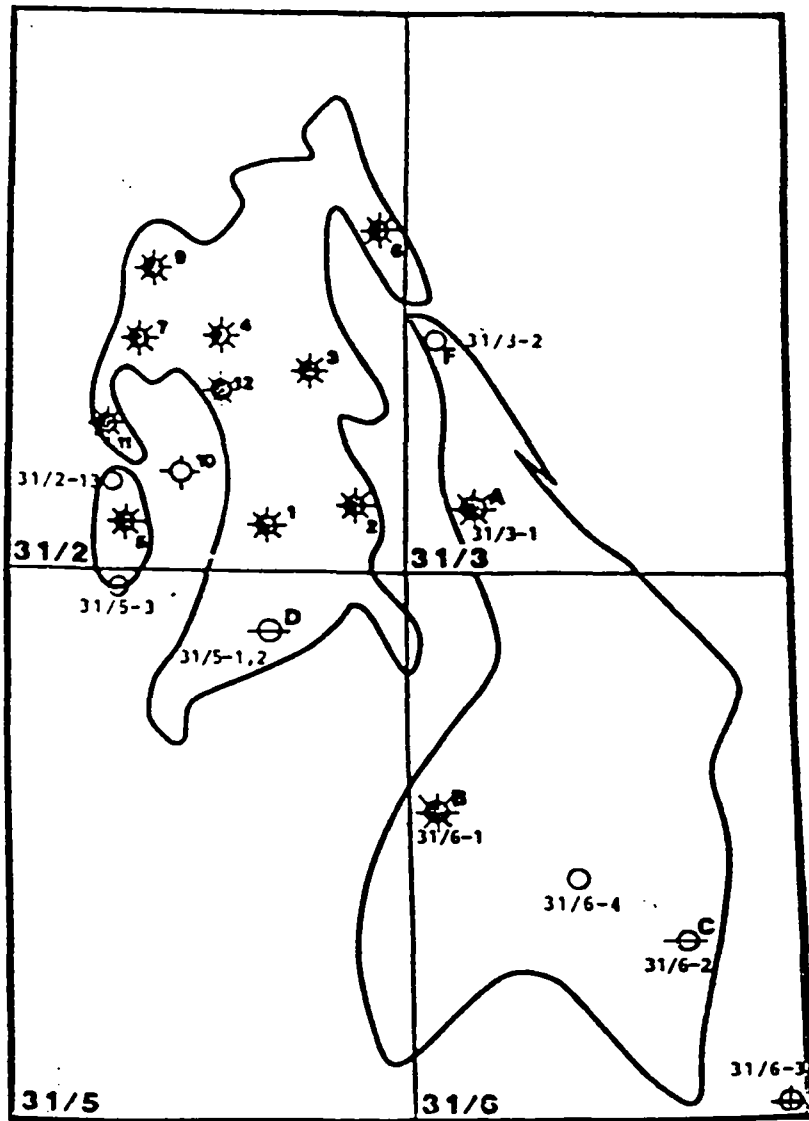
tilfelle	perm md lag1	perm md lag2	perm md lag3	helning grader A/B	trans mult kalk	endpunkt	GOC mRKB
1	3500	10	7200	1.5	0.1	1.0	1567
2	3500	10	4800	1.5	0.1	1.0	1567
3	3500	10	7200	1.0	0.1	1.0	1567
4	3500	10	7200	1.5	0.1	1.0	1568
5	3500	10	7200	1.5	0.1	1.0	1567.5
6	3500	10	7200	1.5	0.2	1.0	1567
7	5250	10	7200	1.5	0.1	1.0	1567
8	3500	10	7200	1.5	0.1	0.48	1567
9	2300	10	7200	1.5	0.1	1.0	1567
10	3500	0.1	7200	1.5	0.1	1.0	1567
11	2300	10	7200	1.0	0.1	0.48	1566.5

Tabell 7 Oversikt over variable brukt i kjøringene.

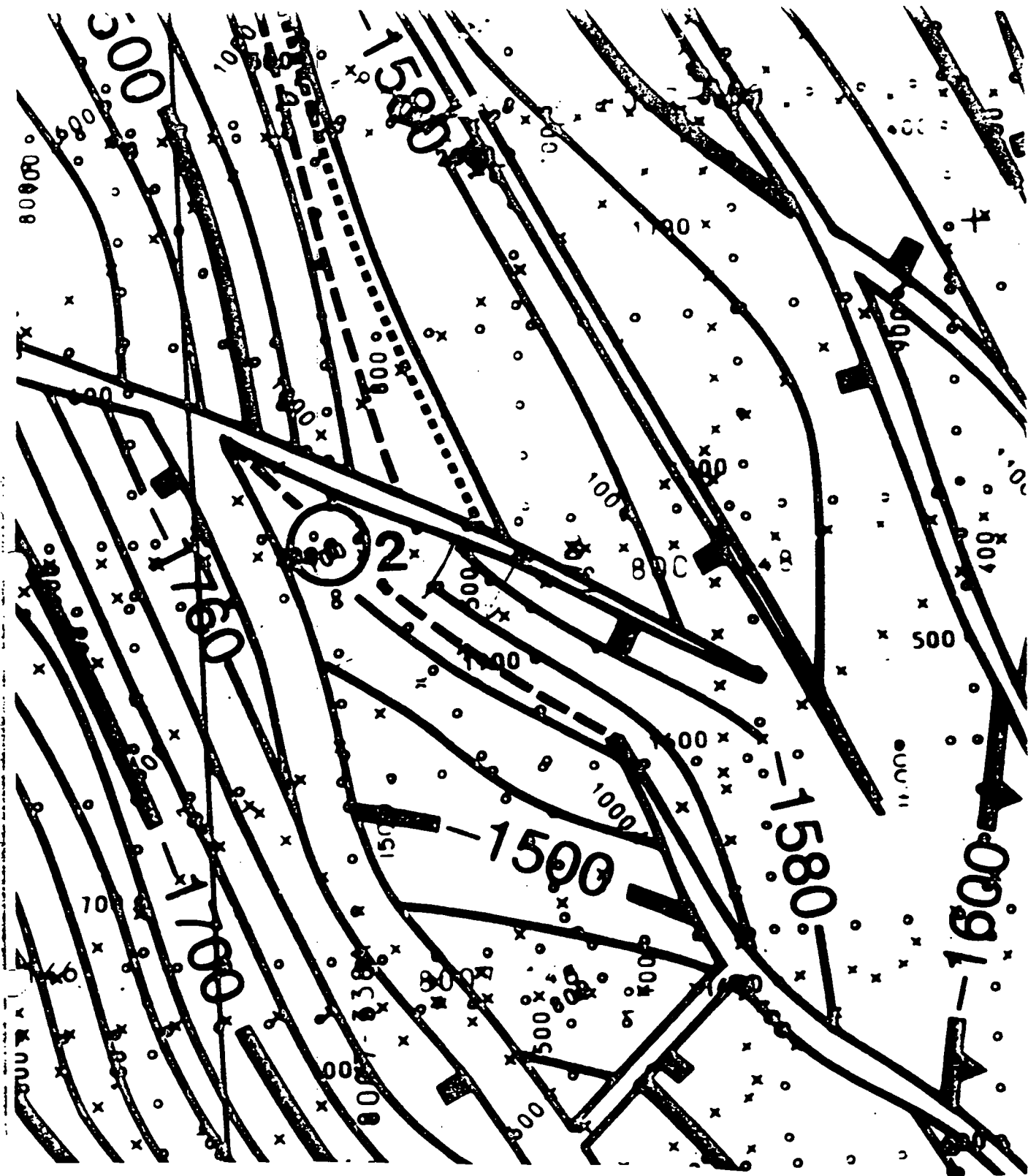
8.0 ILLUSRASJONER

illusrasjoner

TROLLFELTET

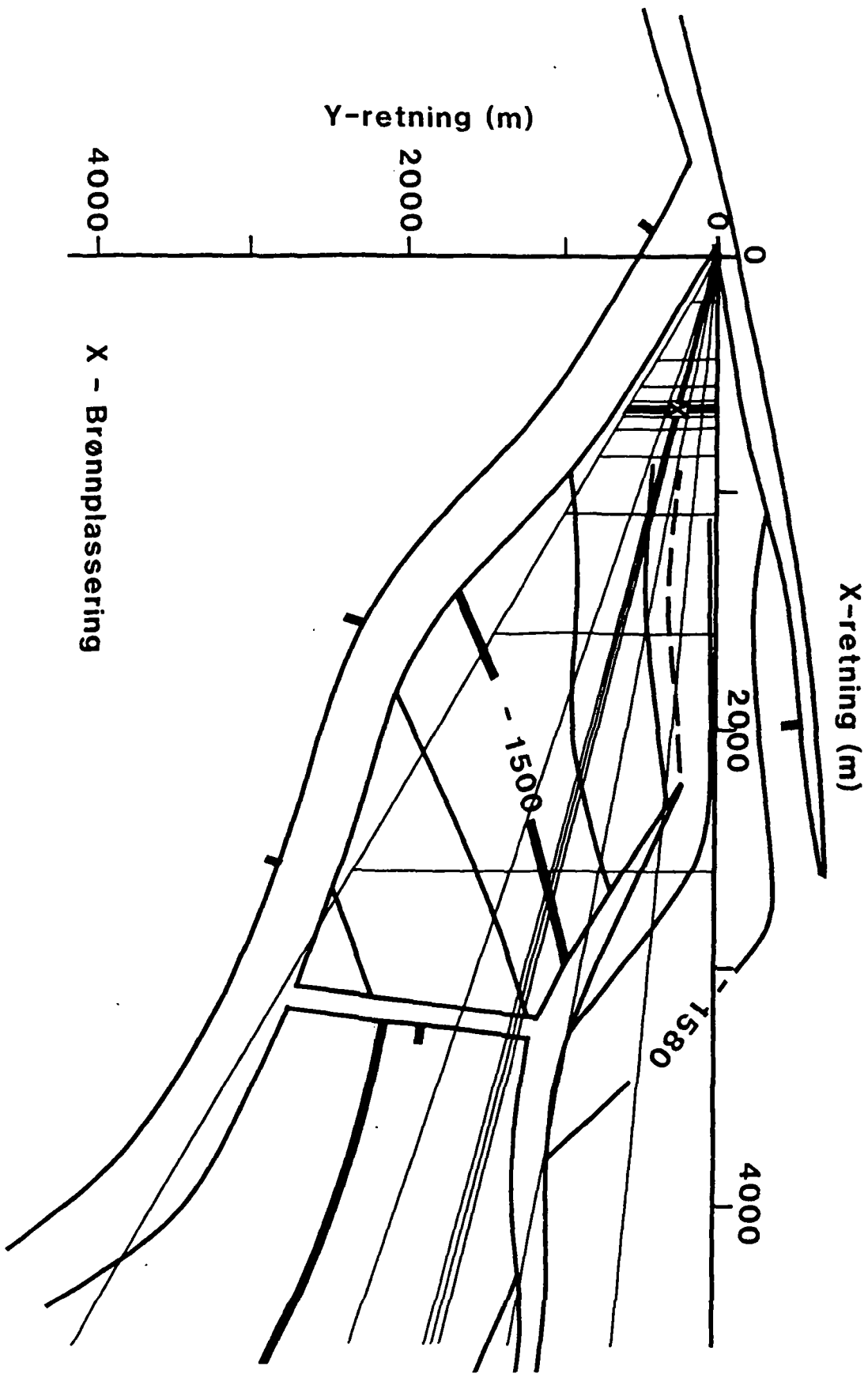


Figur 1. Oversiktskart over Trollfeltet.



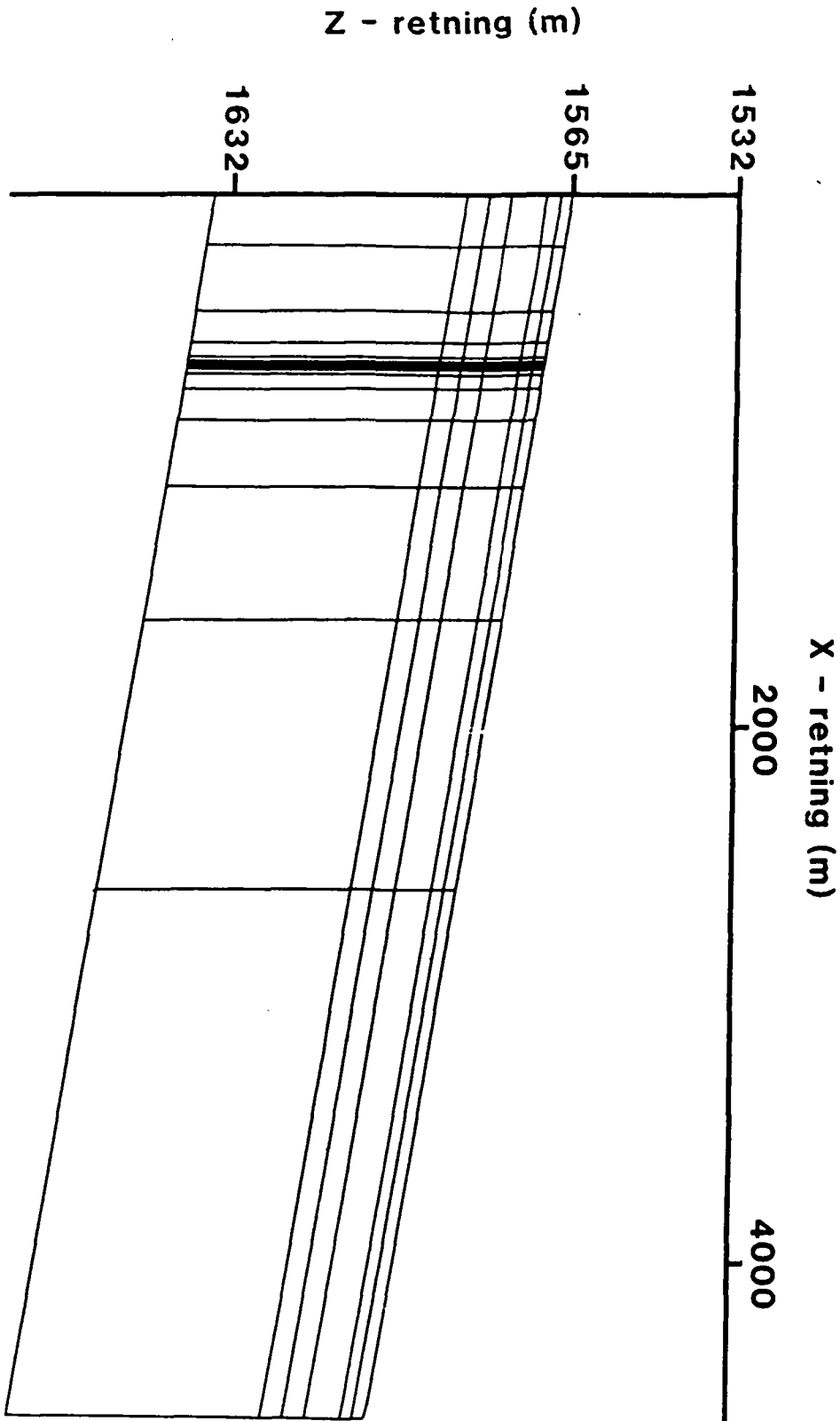
Figur 2. Topp Sognformasjon nær brønn 31/3-2.

GRIDDET I XY PLAN

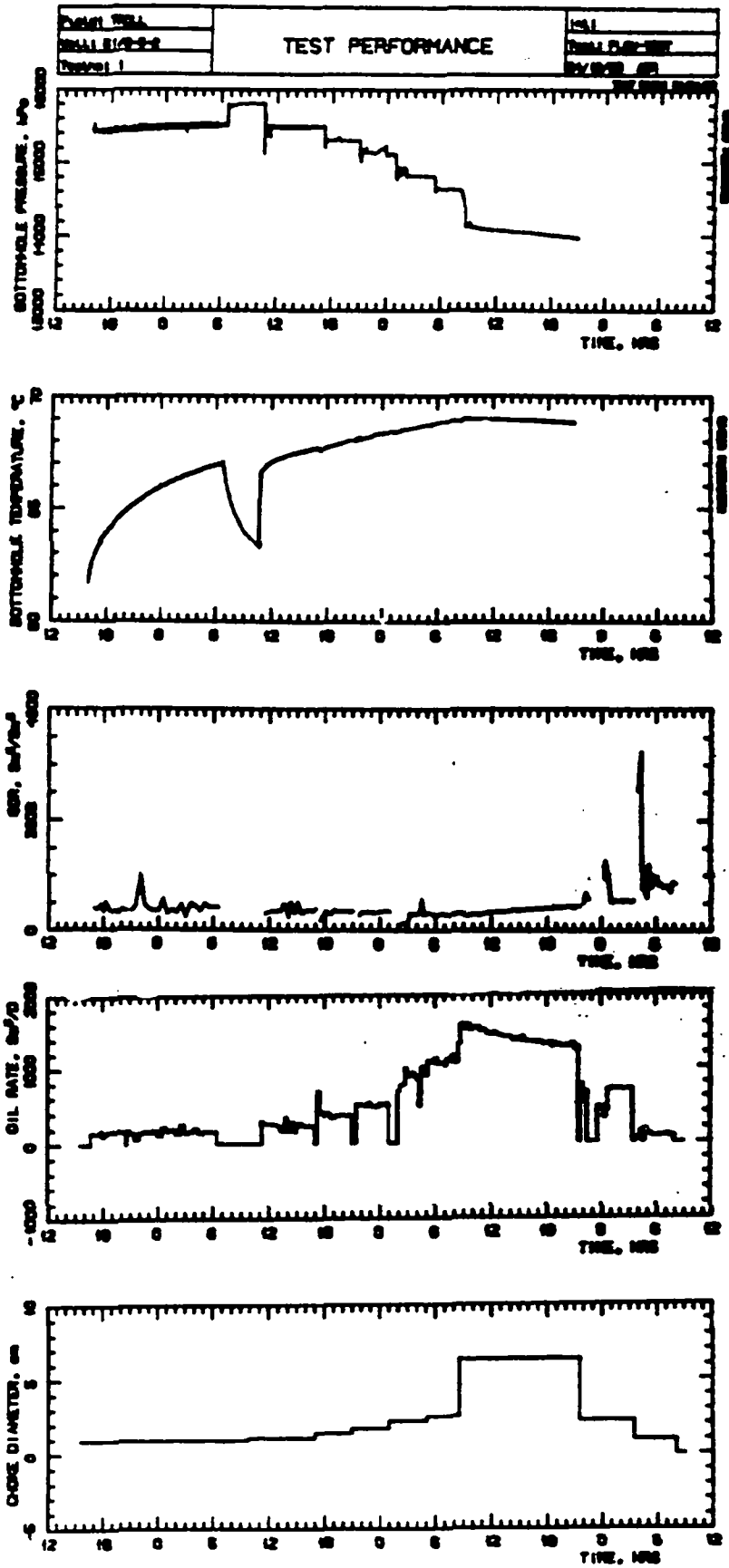


Figur 3. Griddet i xy-plan.

GRIDDET I XZ PLAN

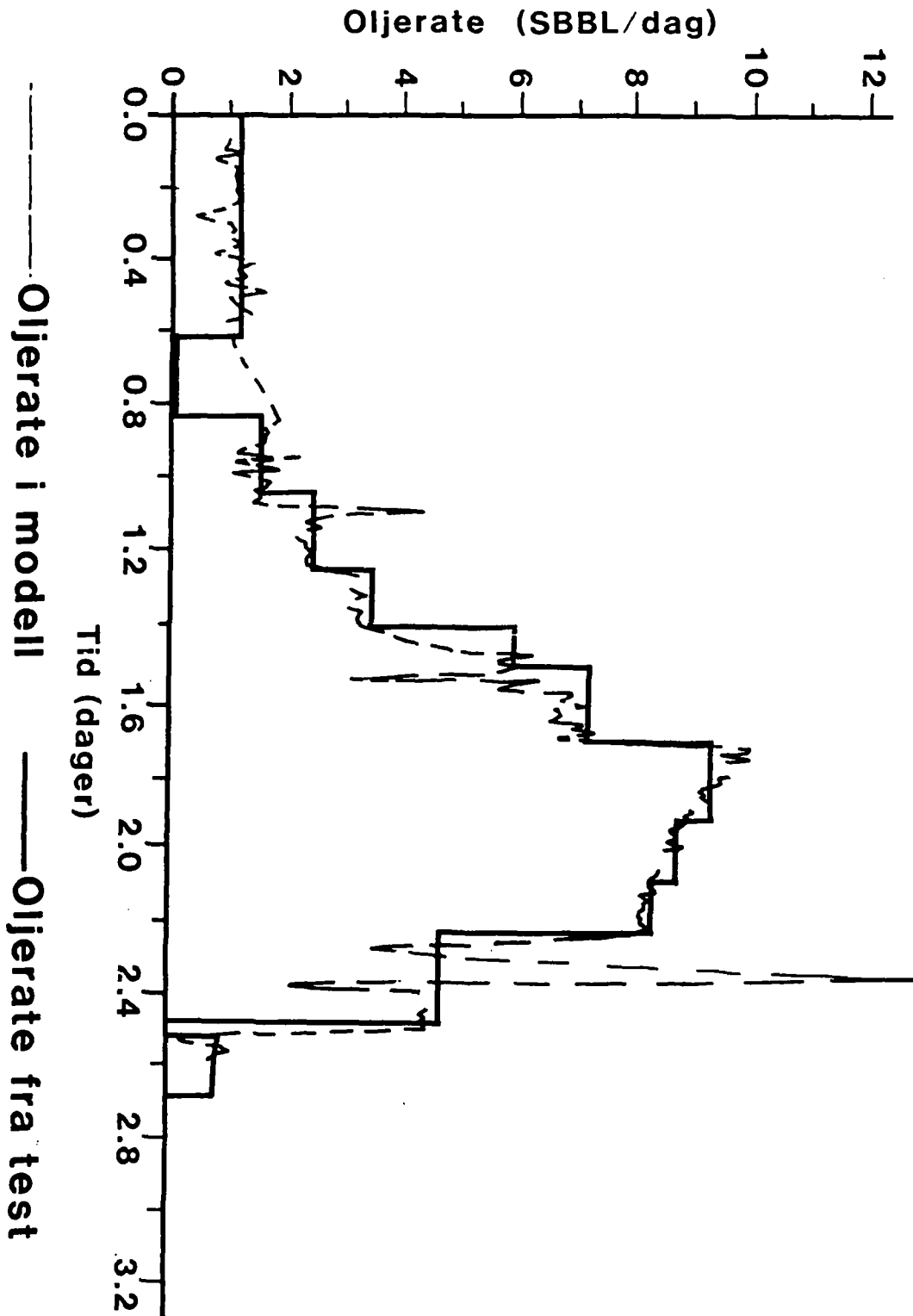


Figur 4. Griddet i xz-plan.

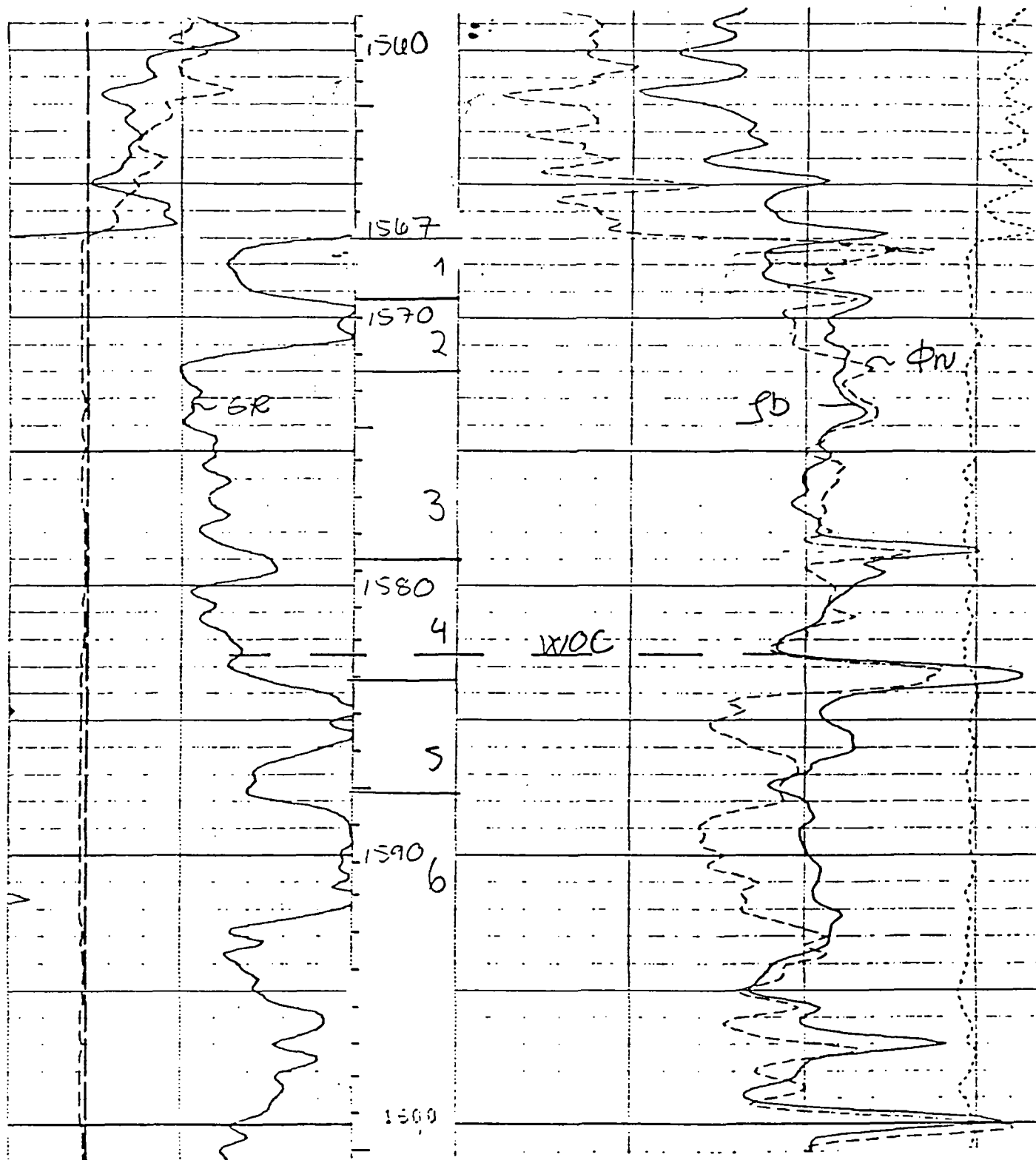


Figur 5. Testforløpet.

OLJERATE

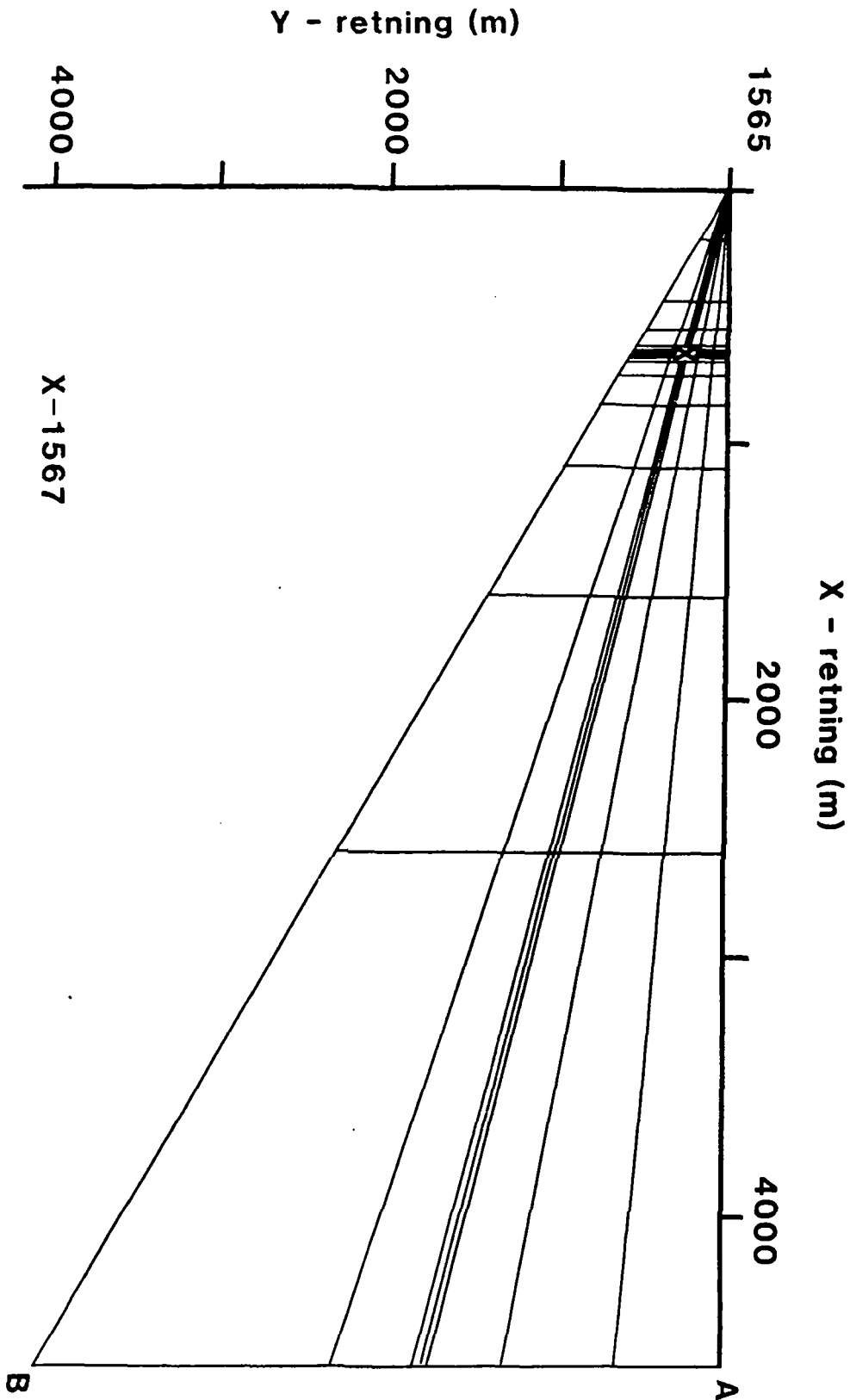


Figur 6. Oljeproduksjonsrate modell/test.



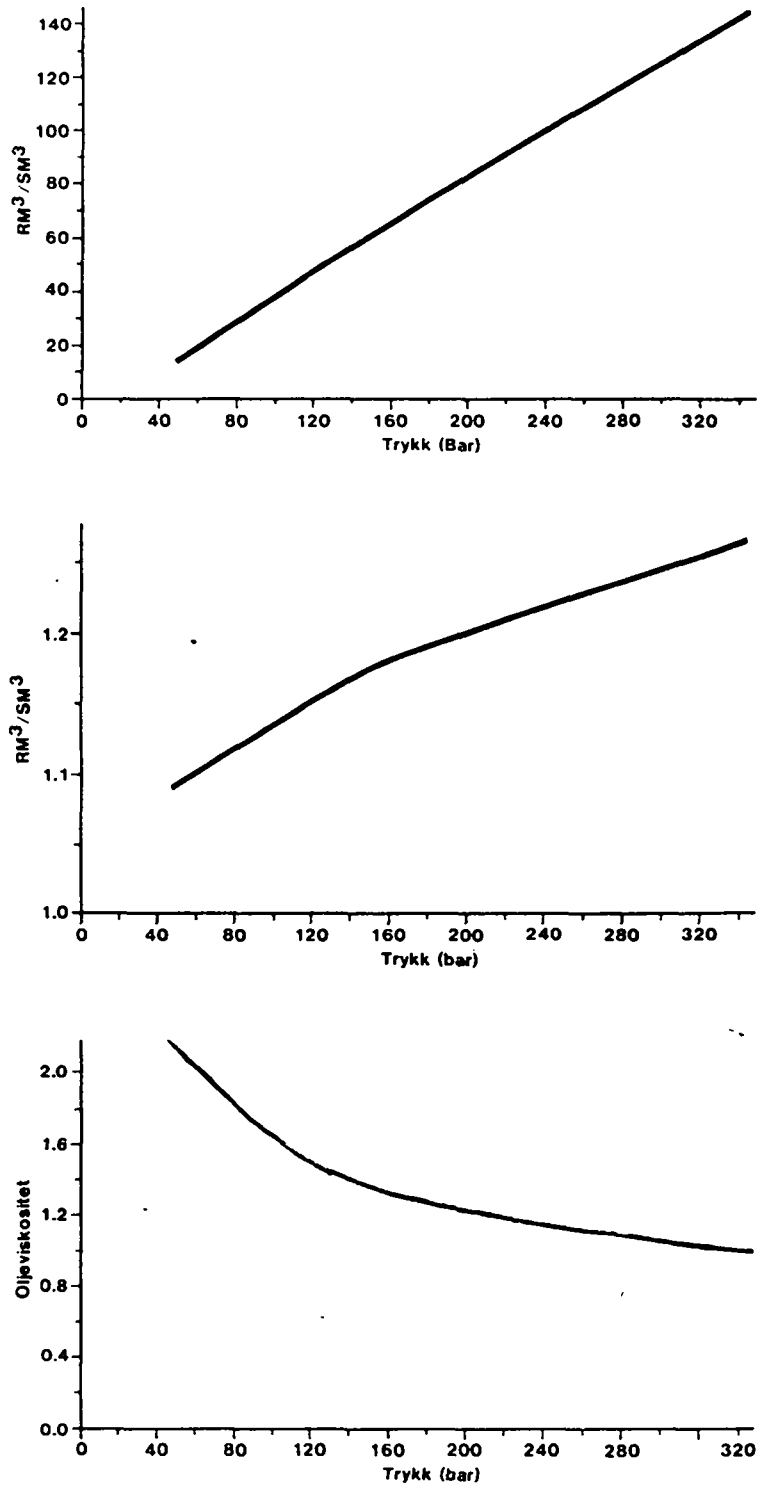
Figur 7. Laginndeling vist på tetthetslogg.

TOPP RESERVOAR



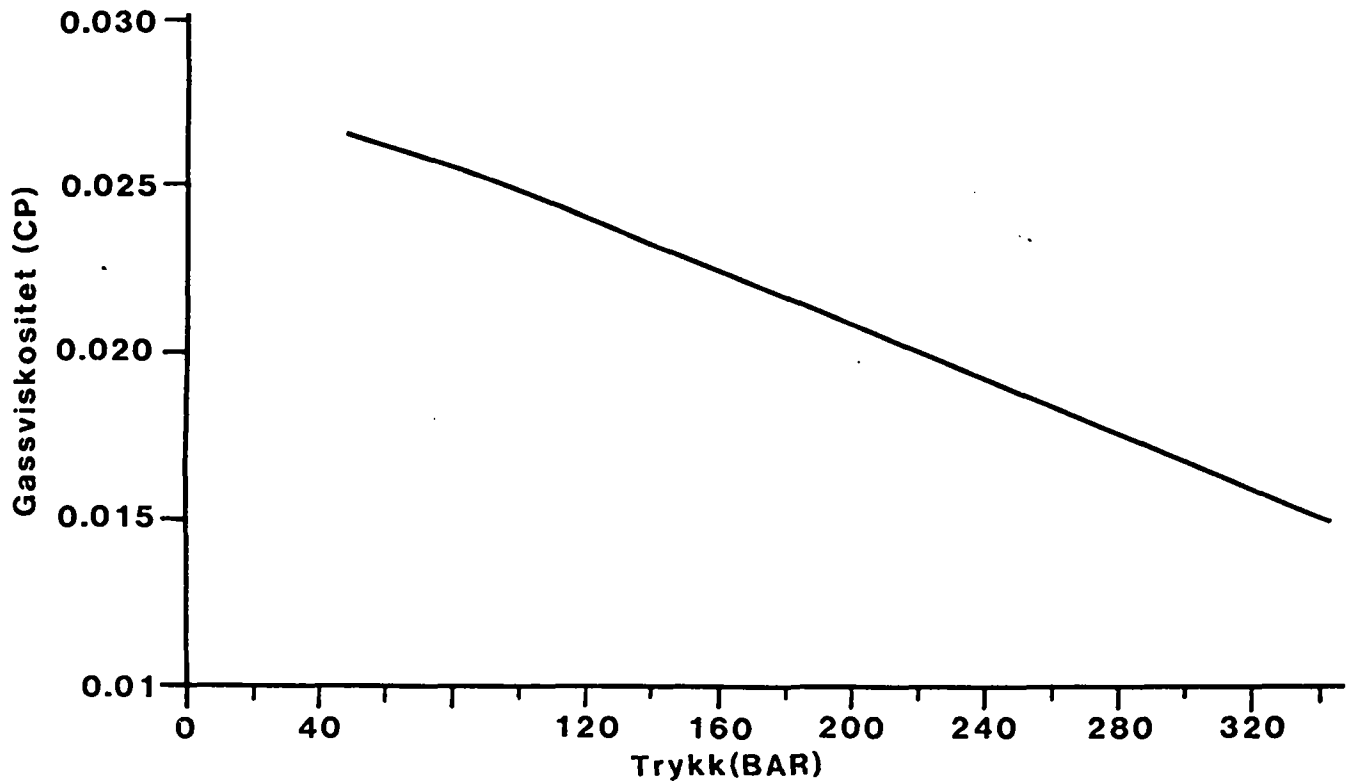
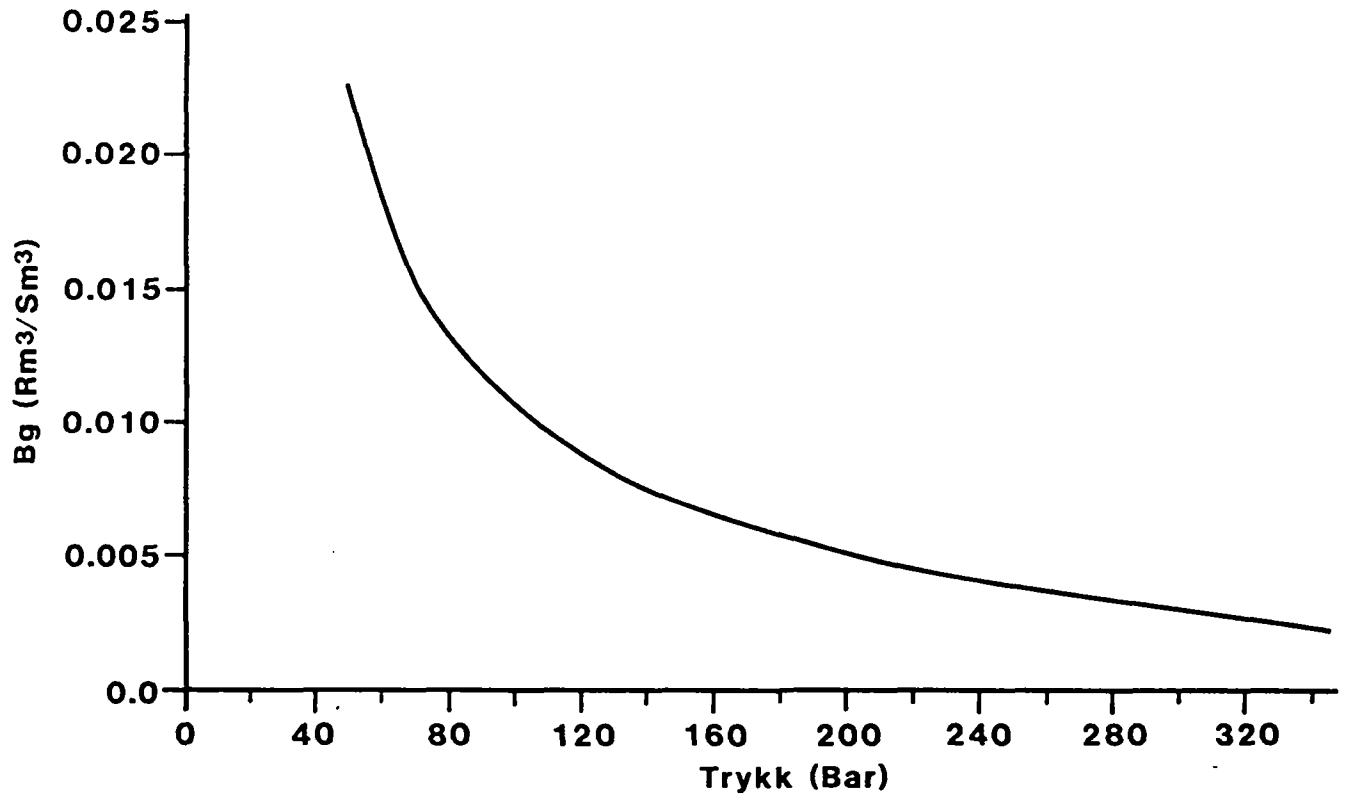
Figur 8. Topp høyder på reservoaret innlagt i modellen.

PVT DATA FOR OLJE



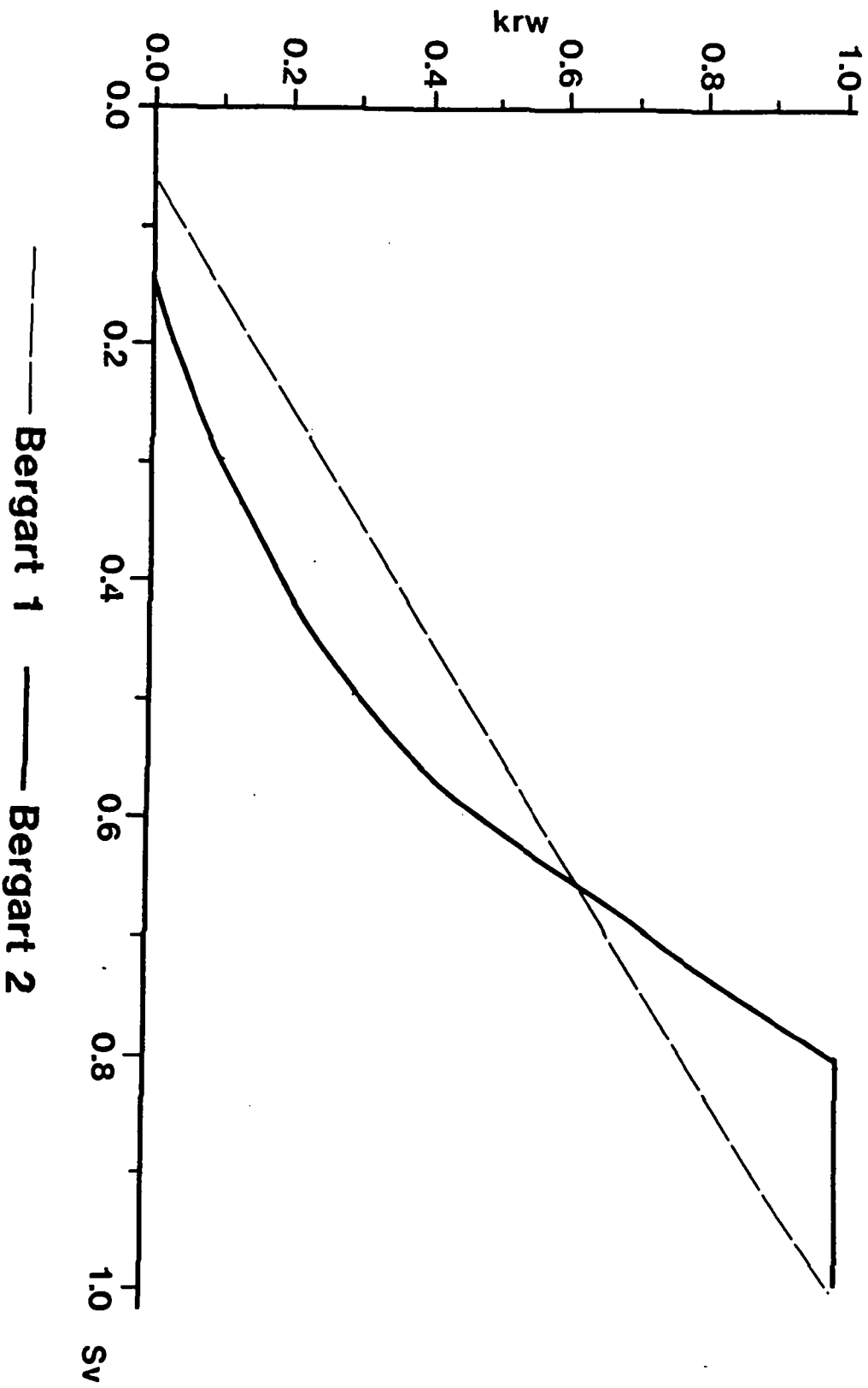
Figur 9. PVT data for olje.

PVT DATA FOR GASS



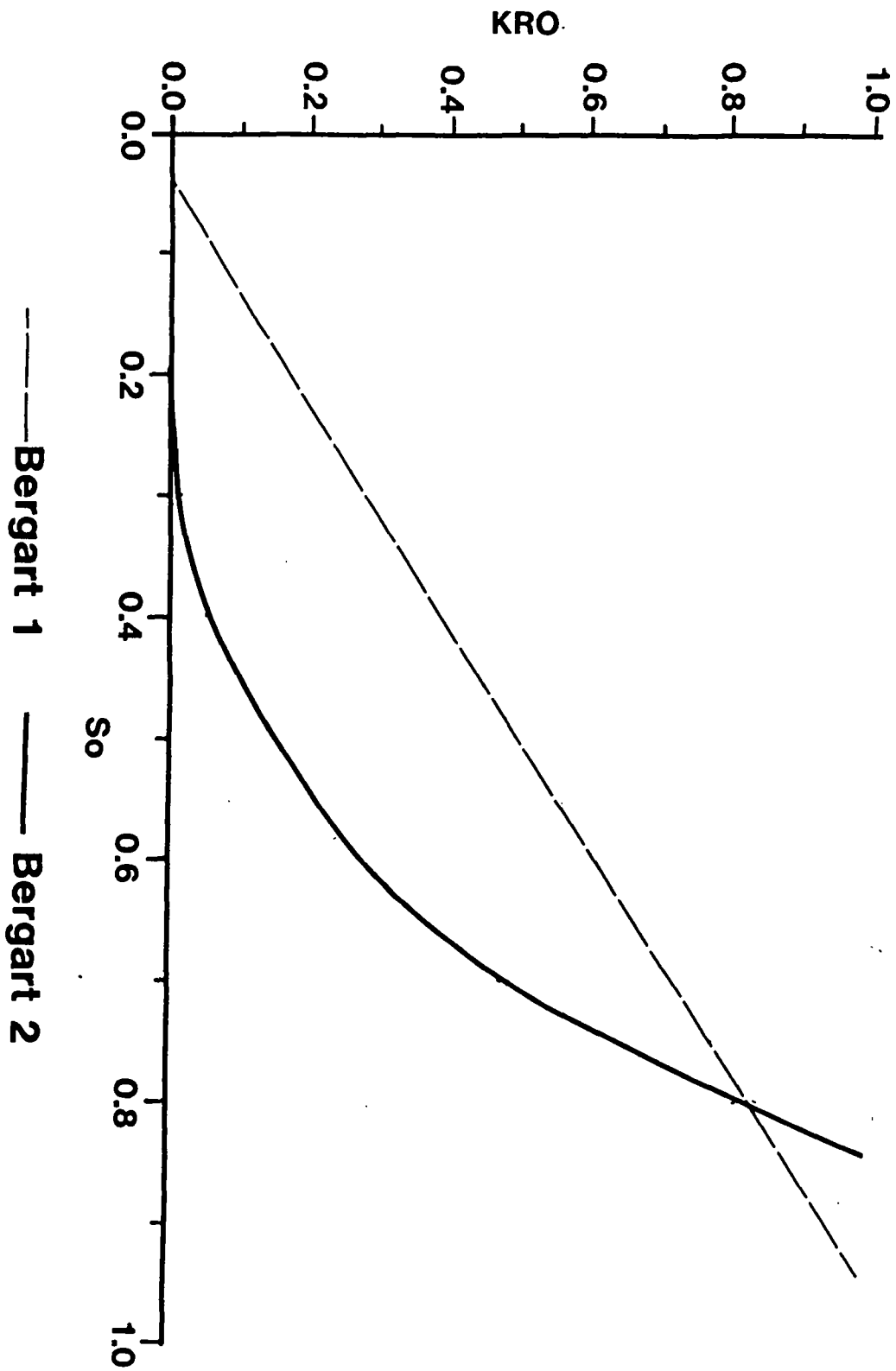
Figur 10. PVT data for gass.

RELATIV PERMEABILITETSKURVE



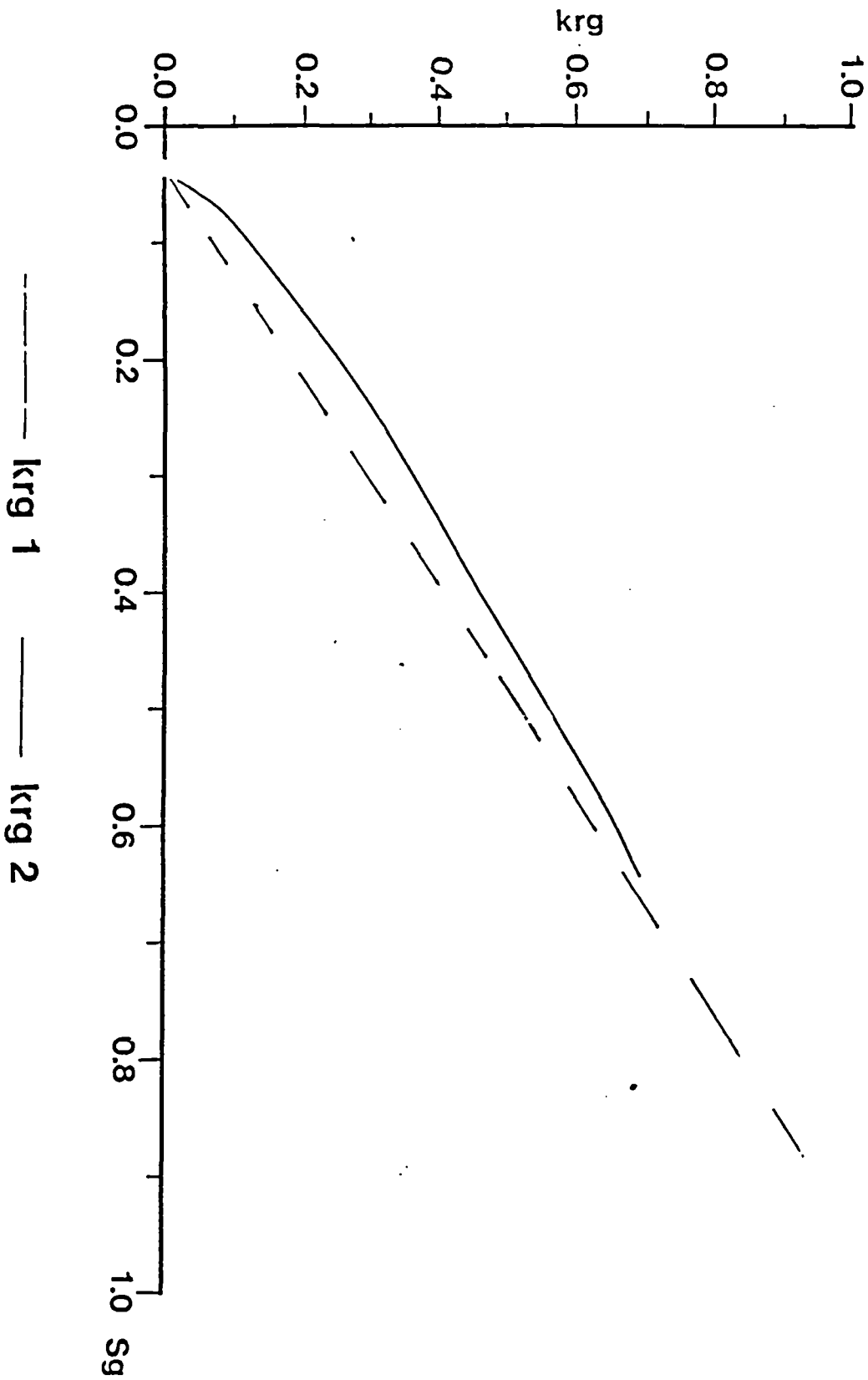
Figur 11. Relativ permeabilitetskurve for vann.

RELATIV PERMEABILITETSKURVE



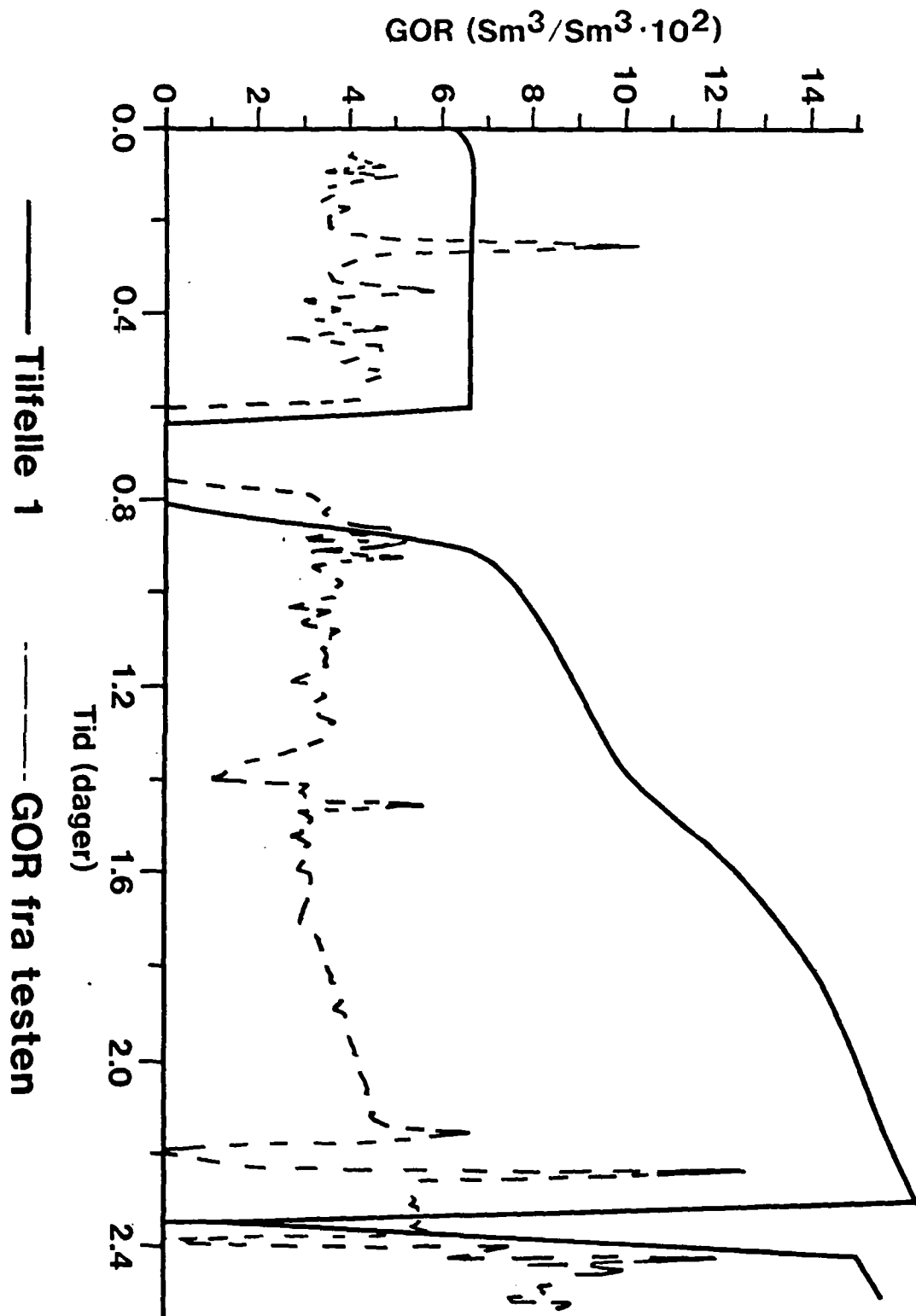
Figur 12. Relativ permeabilitetskurve for olje.

RELATIV PERMEABILITETSKURVE FOR GASS



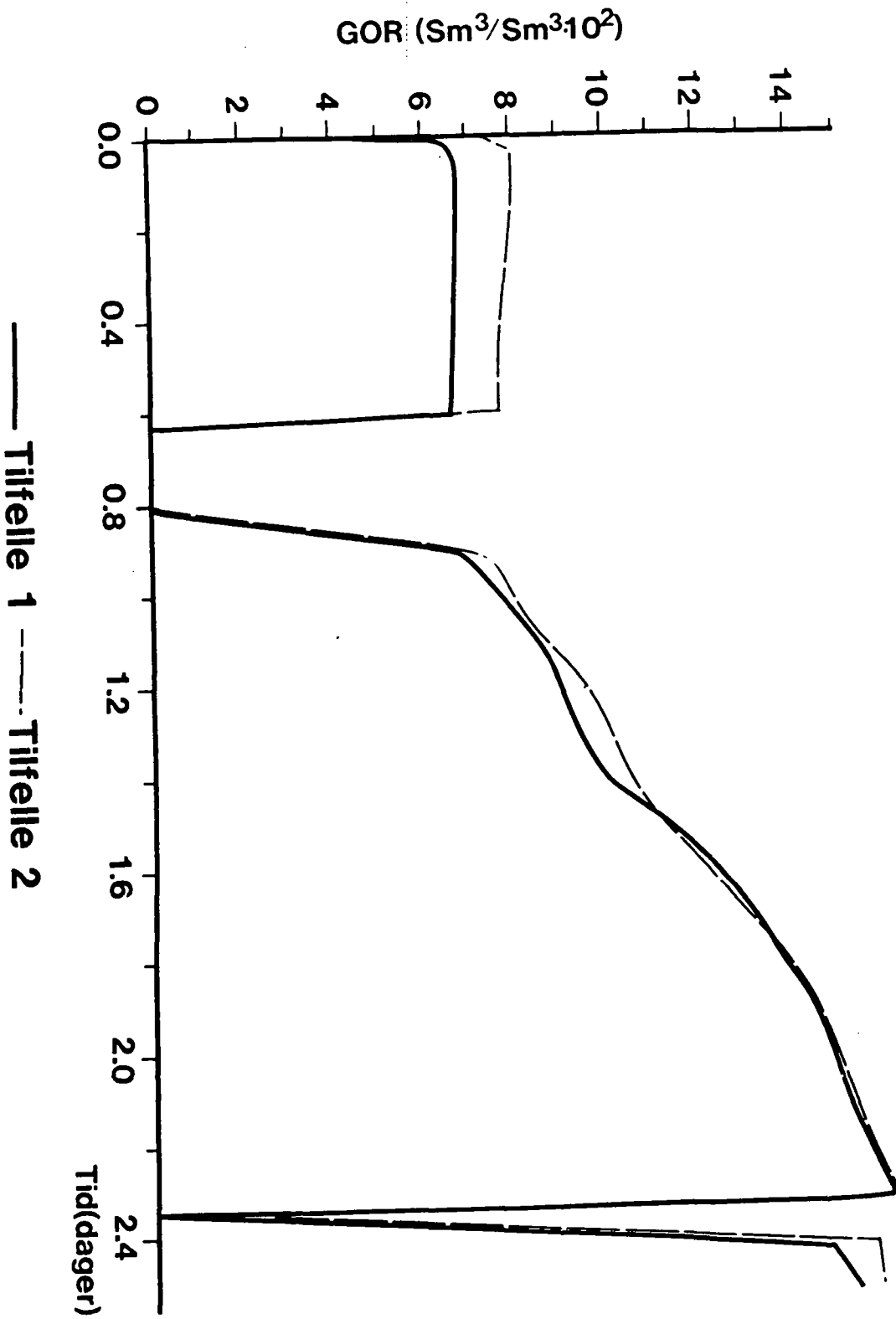
Figur 13. Relativ permeabilitetskurve for gass.

GOR TILFELLE 1/TEST



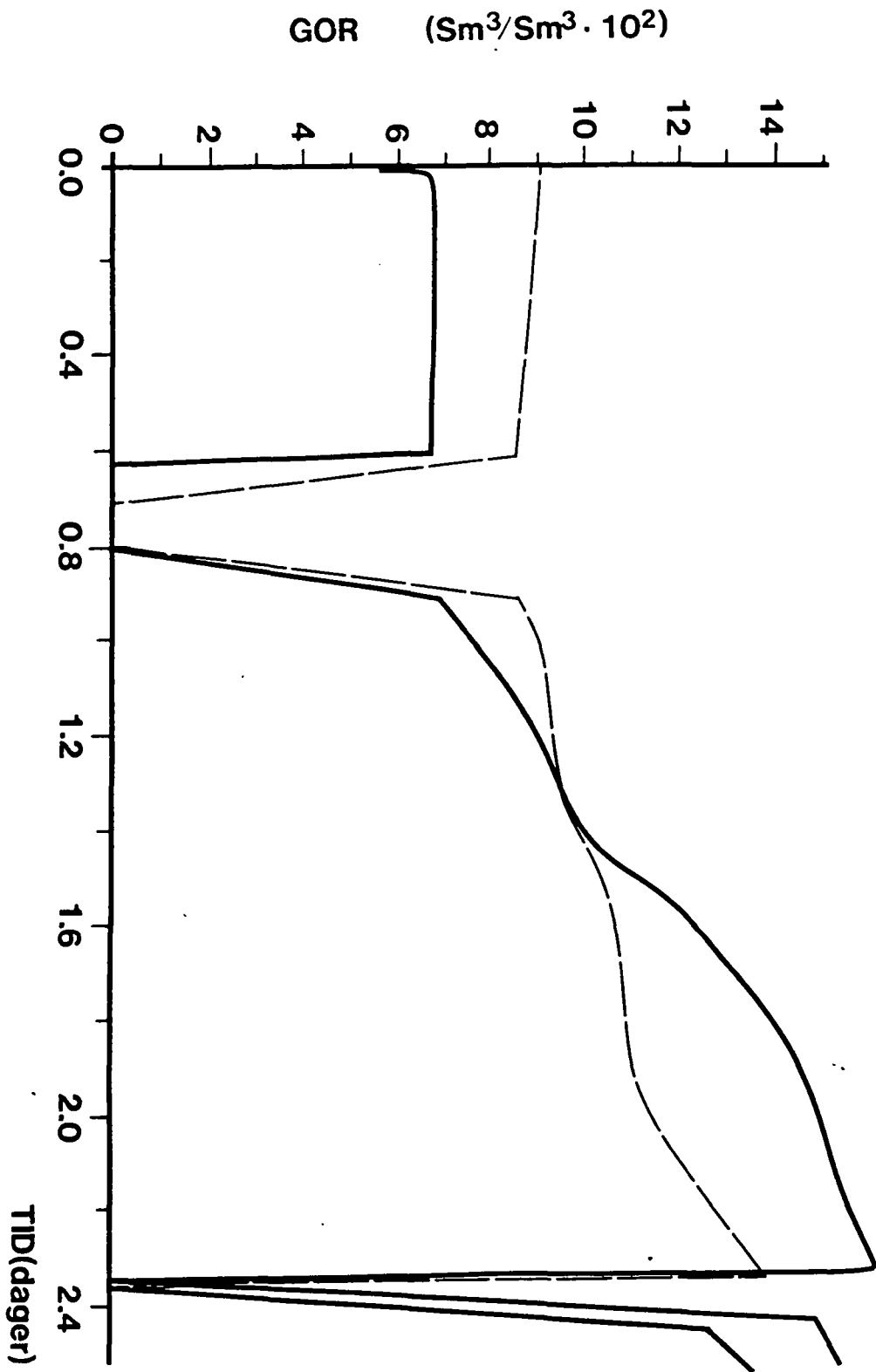
Figur 14. Resultat fra tilfelle 1.

GOR TILFELLE 2/TILFELLE 1



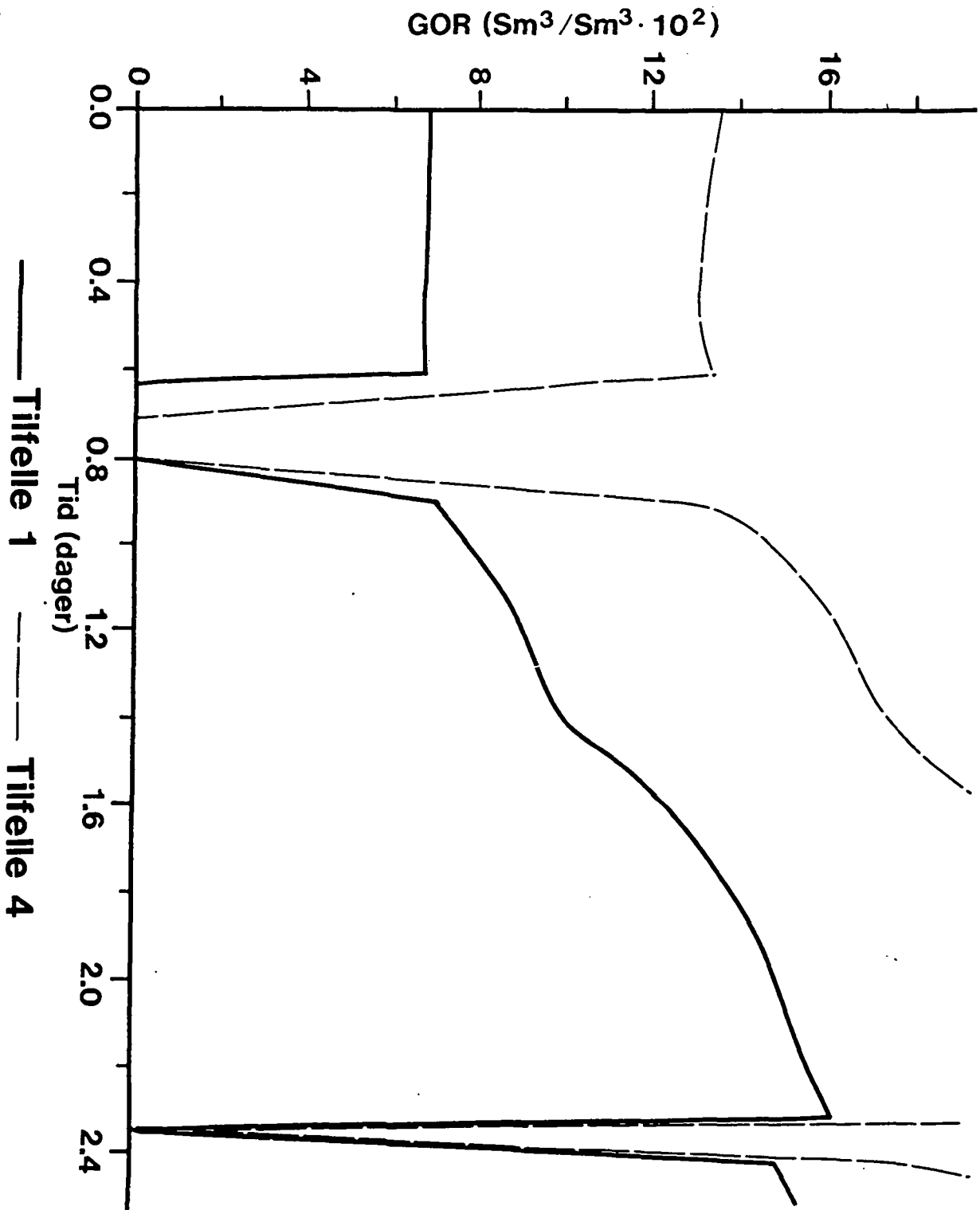
Figur 15. Resultat fra tilfelle 2.

GOR TILFELLE 3/TILFELLE 1



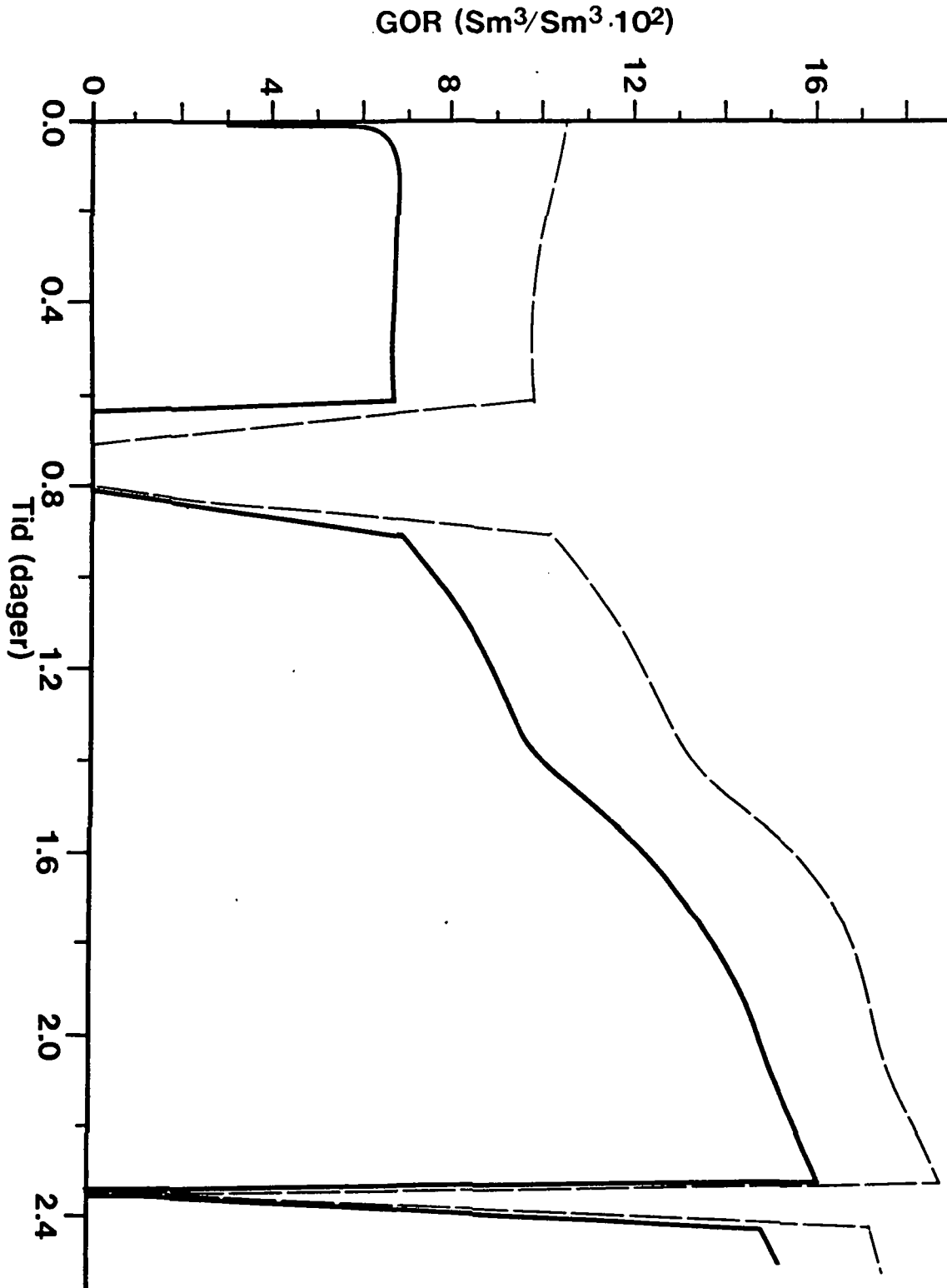
Figur 16. Resultat fra tilfelle 3.

GOR TILFELLE 4/TILFELLE 1



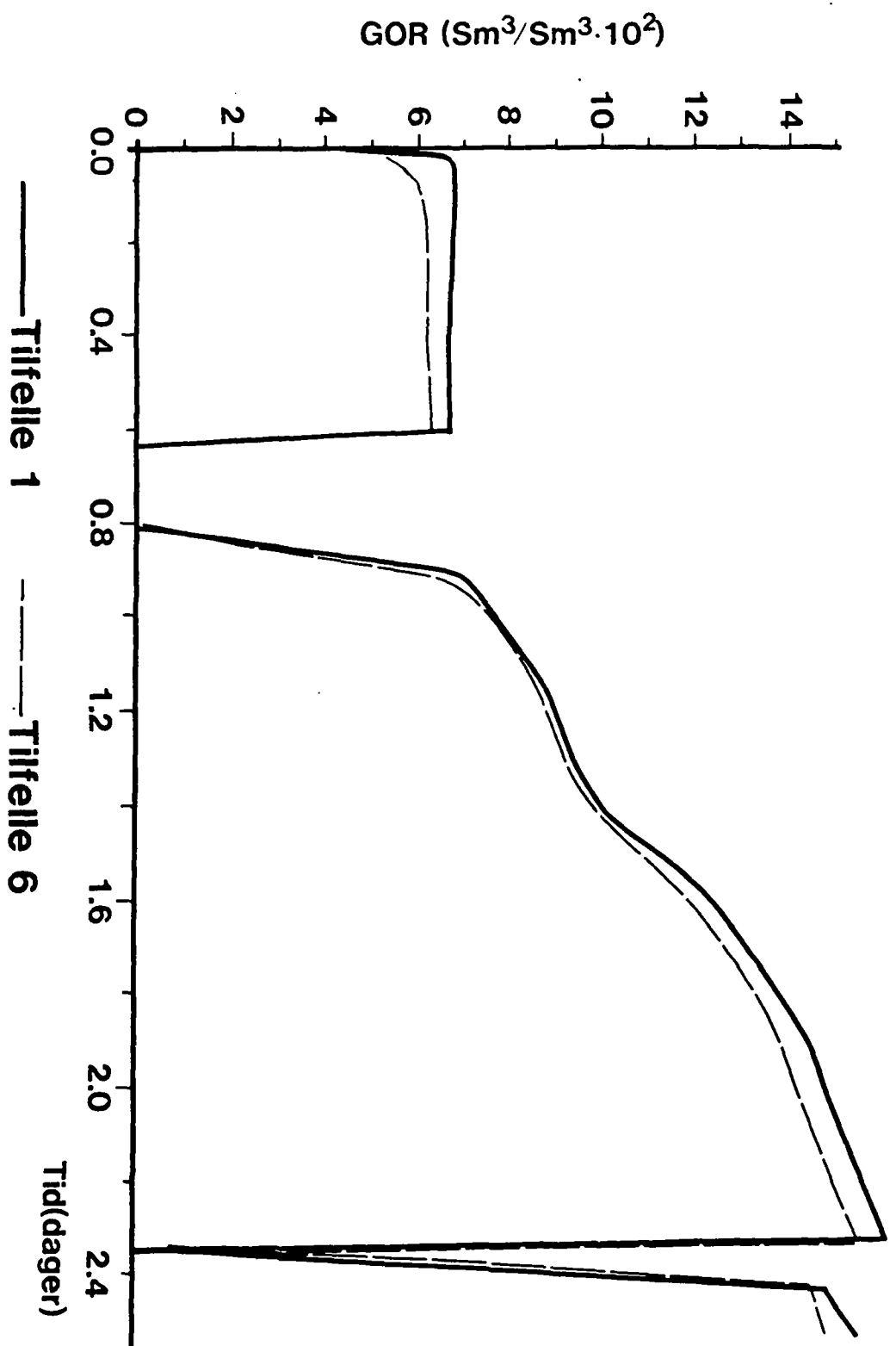
Figur 17. Resultat fra tilfelle 4.

GOR TILFELLE 5/TILFELLE 1



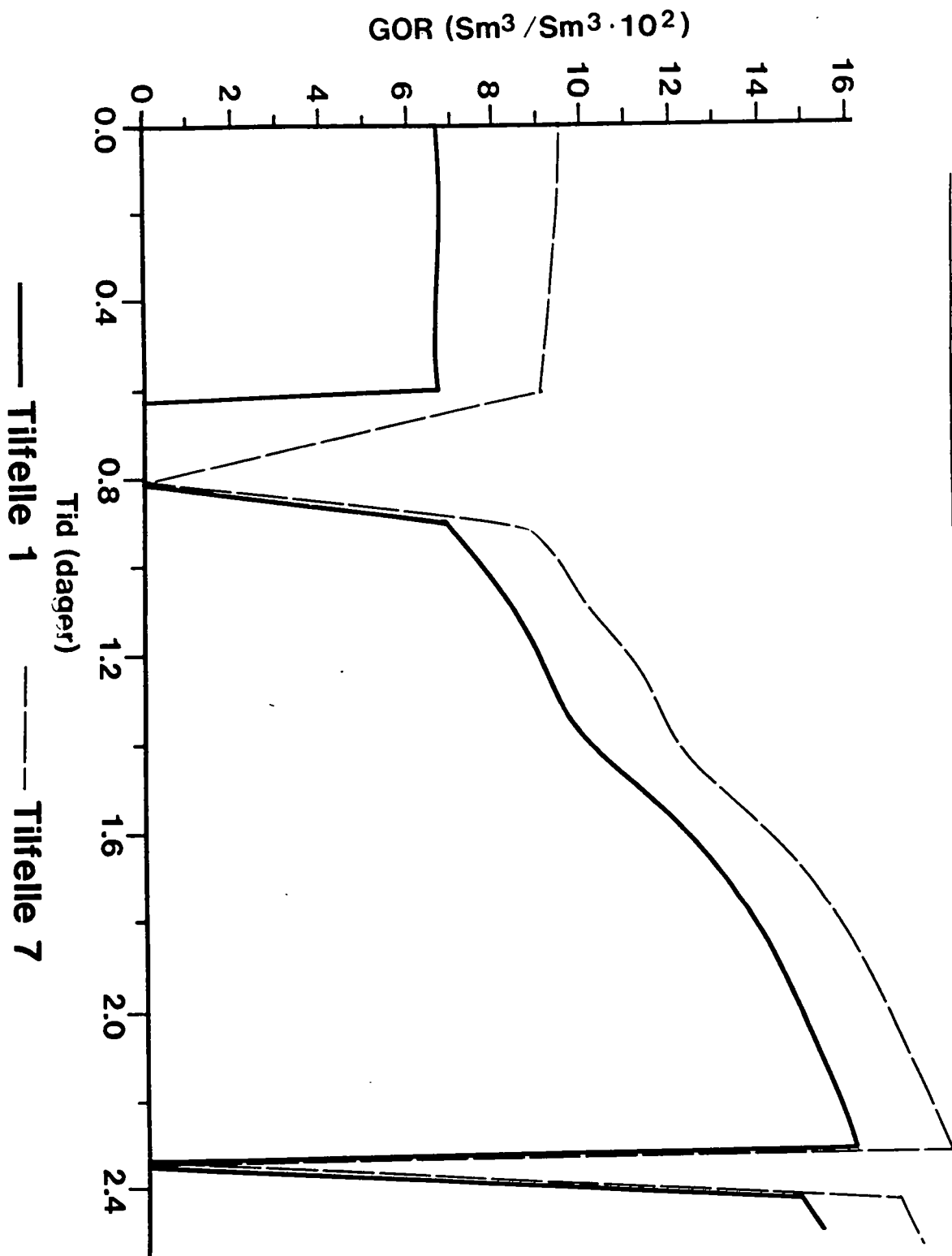
Figur 18. Resultat fra tilfelle 5.

GOR TILFELLE 6/TILFELLE 1



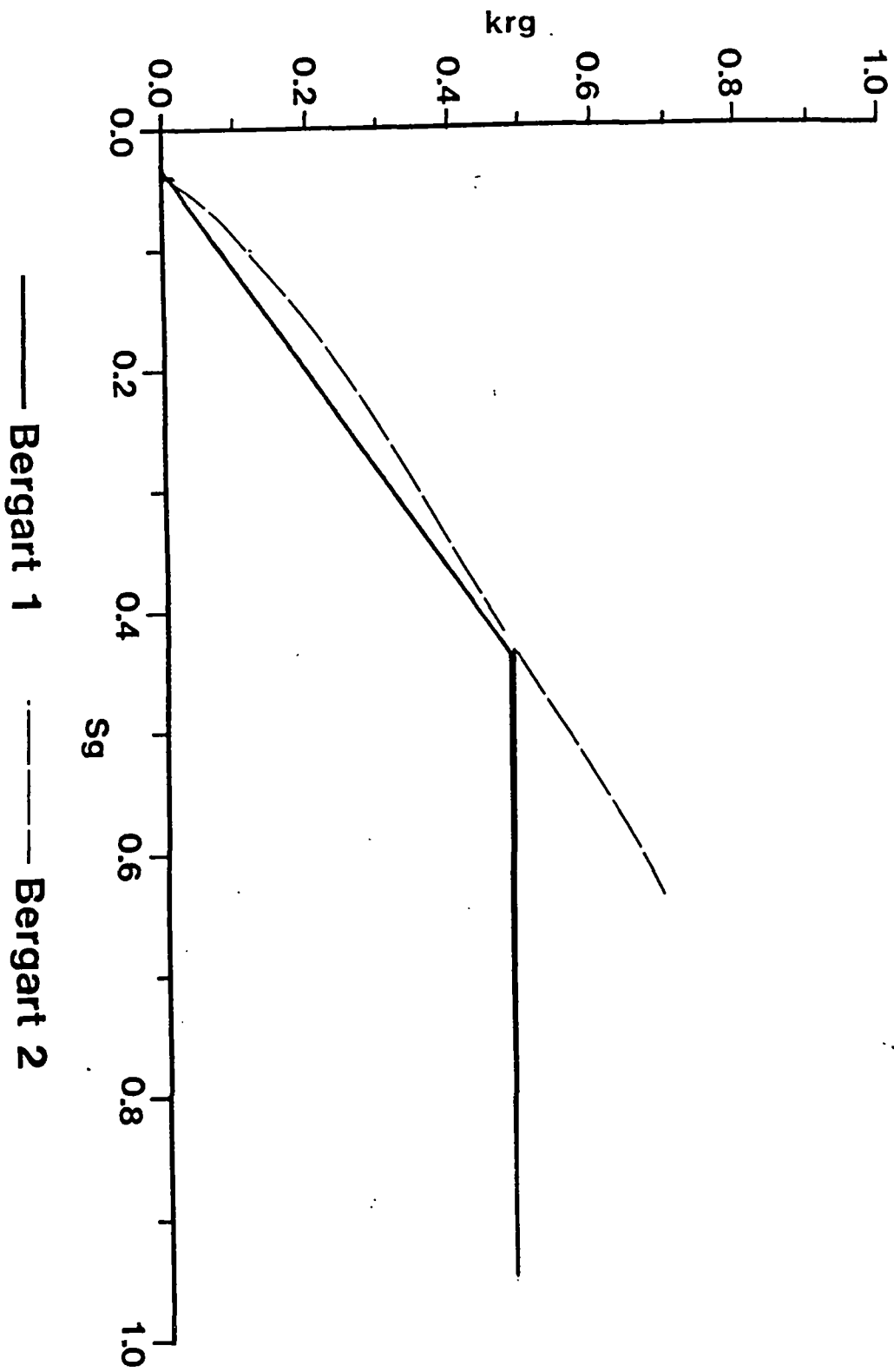
Figur 19. Resultat fra tilfelle 6.

GOR TILFELLE 7/TILFELLE 1



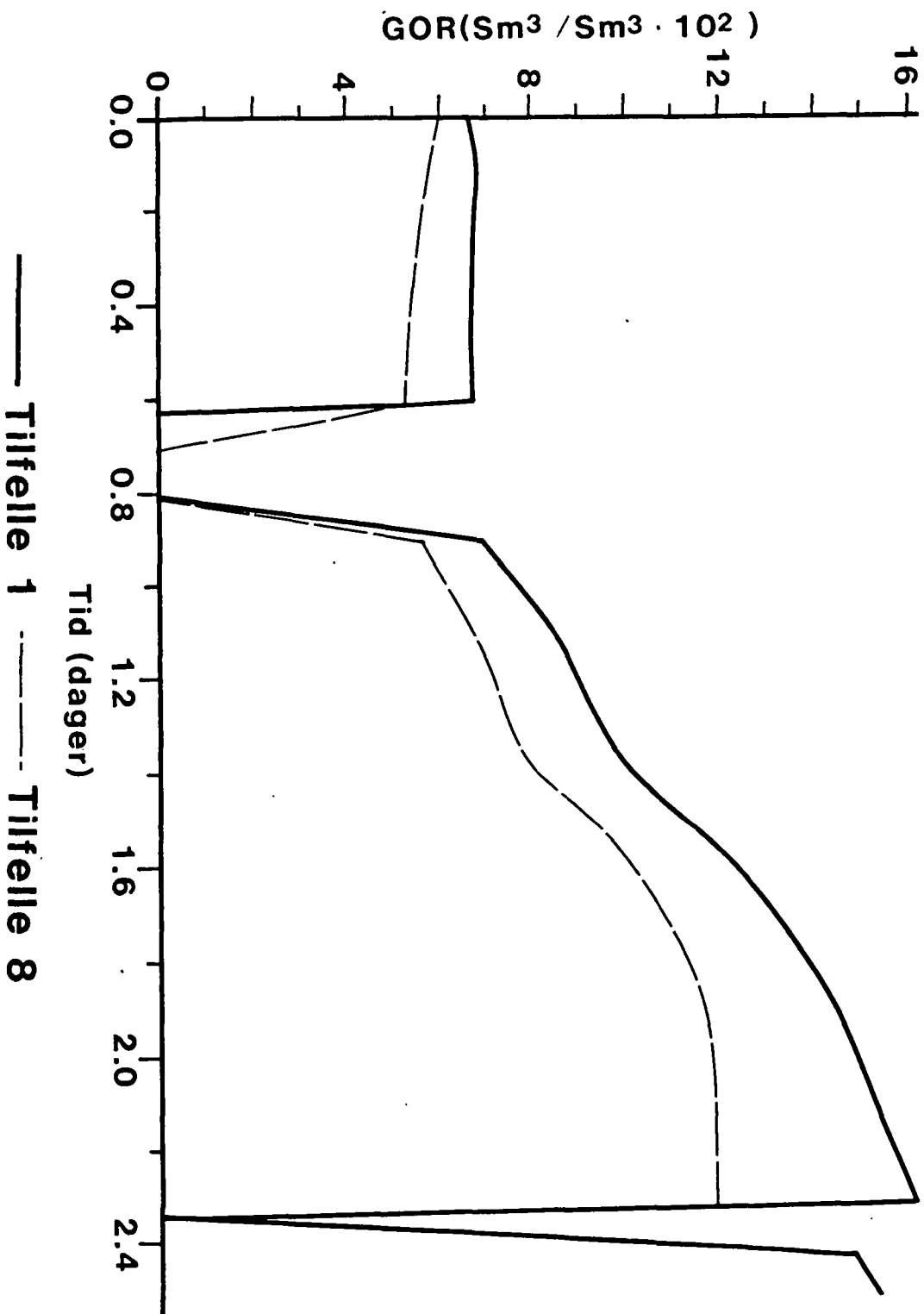
Figur 20. Resultat fra tiltfelle 7.

RELATIV PERMEABILITET



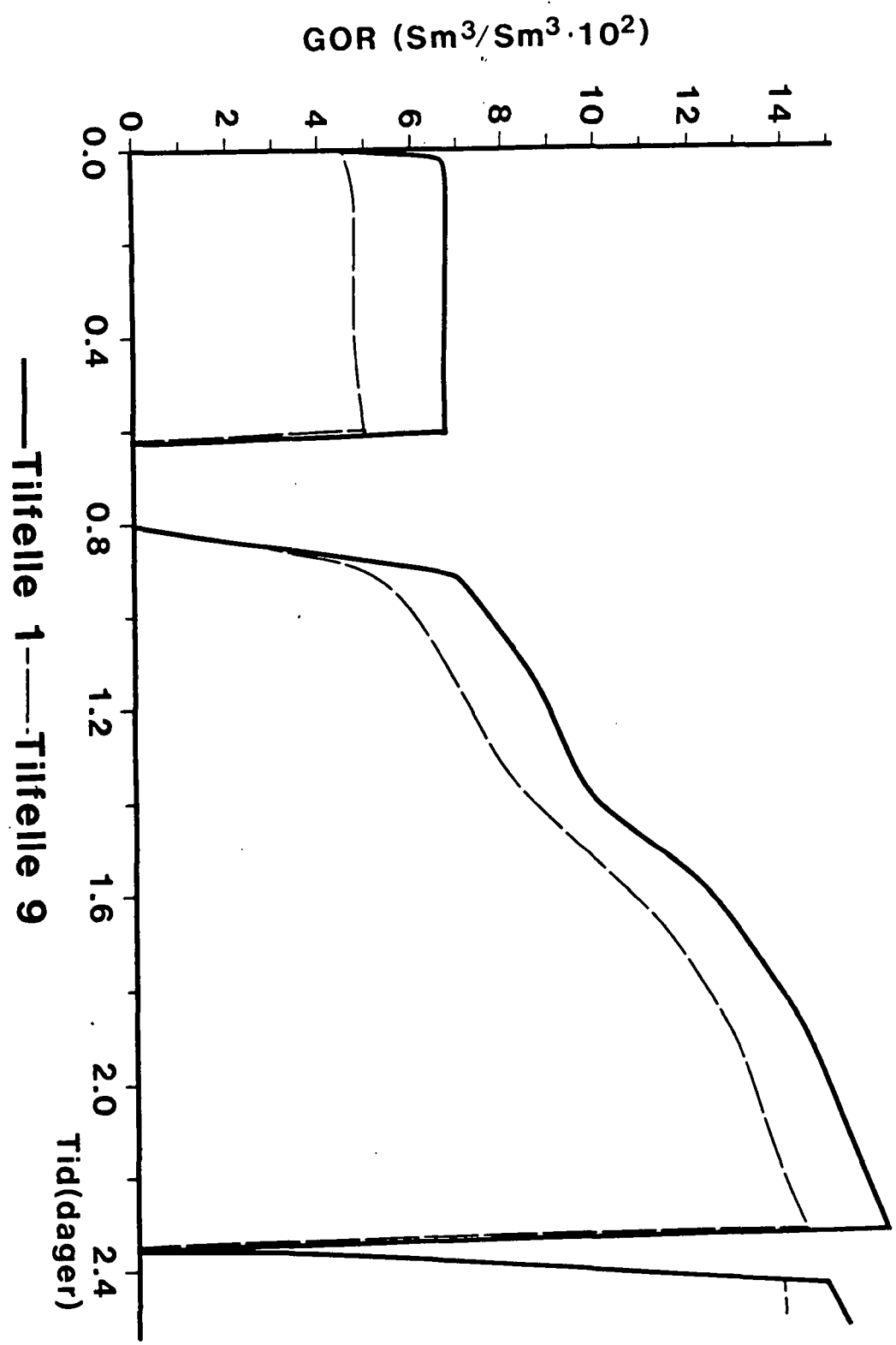
Figur 21. Ny relativ permeabilitetskurve for gass.

GOR TILFELLE 8/TILFELLE 1



Figur 22. Resultat fra tilfelle 8.

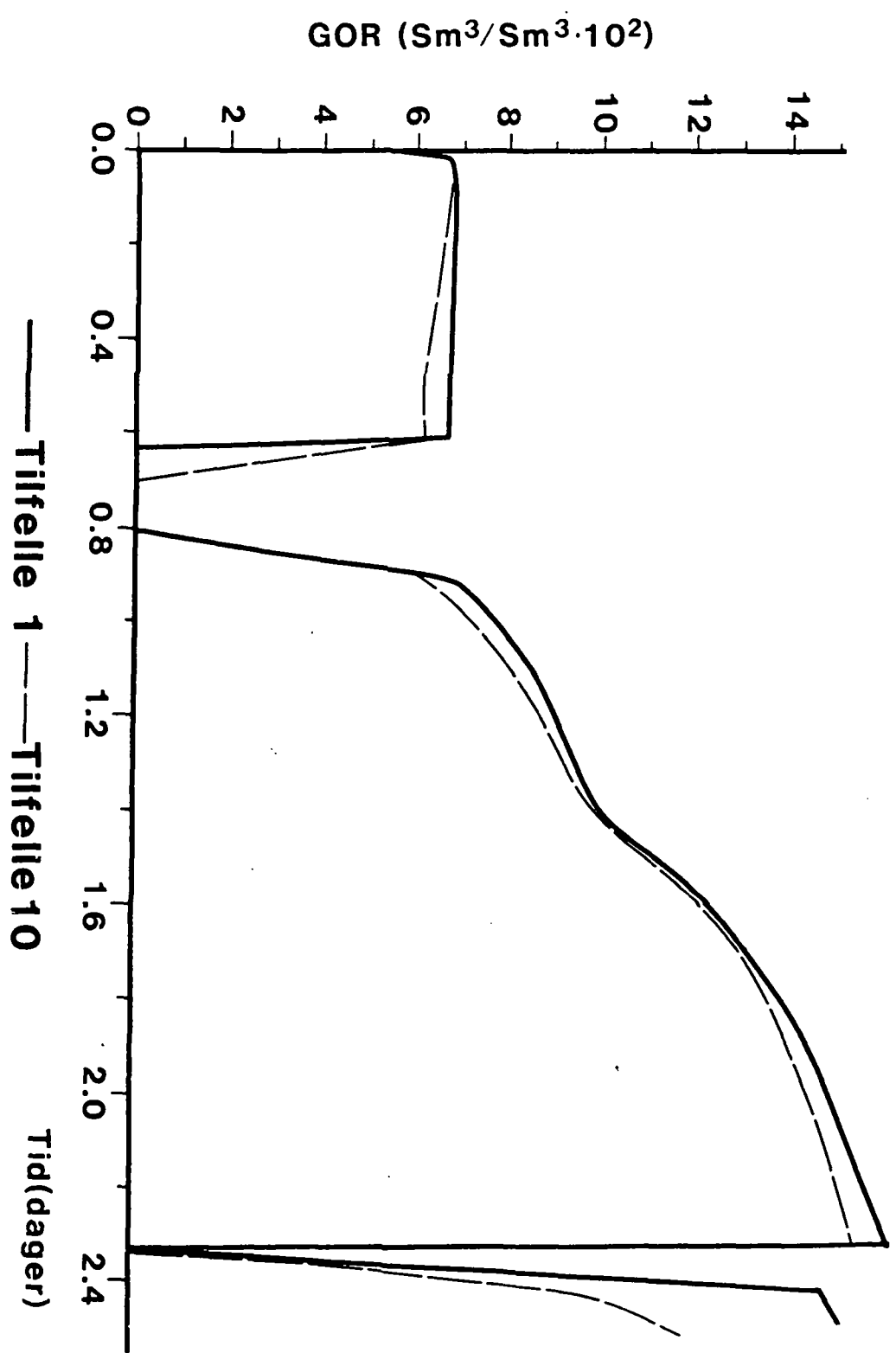
GOR TILFELLE 9/TILFELLE 1



Figur 23. Resultat fra tiltfelle 9.

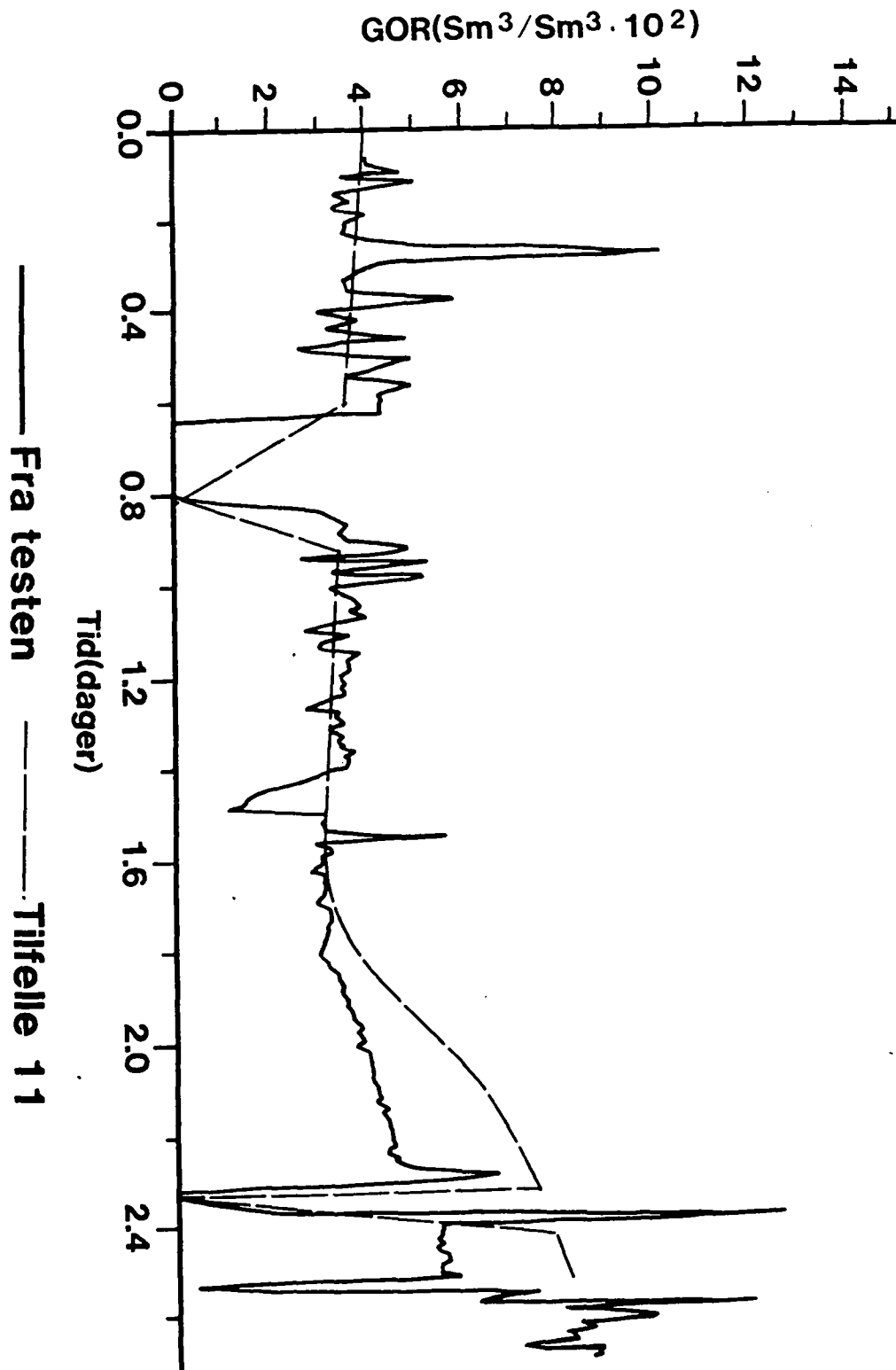
illustrasjoner

GOR TILFELLE 10/TILFELLE 1



Figur 24. Resultat fra tilfelle 10.

GOR TILFELLE 11/TEST



Figur 25. Resultat fra tilfelle 11.