

Denne rapport  
tilhører

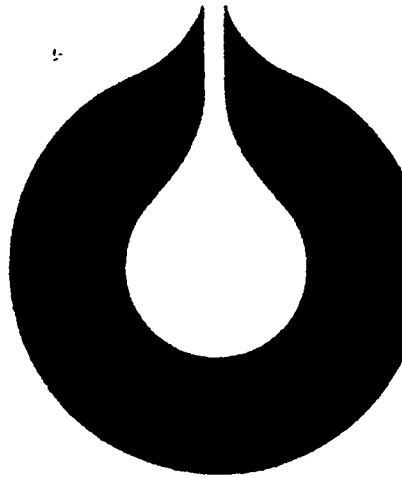


**UND DOK.SENTER**

L.NR. 30283180004

KODE Well 31/2-6 nr 33

Returneres etter bruk



**statoil**

BRØNNTESTRAPPORT

PL 054

BRØNN NR. 31/2-6

MARS 1983

**Den norske stats oljeselskap a.s**



Gradering

Oppdragsgiver

31/2-Lisens

Undertittel

Testtilpassing ved simulering

Tittel

BRØNNTESTRAPPORT

PL 054

BRØNN NR. 31/2-6

MARS 1983

Utarbeidet

Mars 83

Arve Mamre

Godkjent

21.04.83

*Arne Hole*  
Arne Hole



BRØNNTSTRAPPORT

PL054

BRØNN nr. 31/2-6

MARS 1983

BRØNNDATA

Operatør : SHELL

Brønn : 31/2-6

Lokasjon : 60°54'13.7"N  
03°38'39.8"E

Betegnelse : Appraisal well

Rigg : BORGNY DOLPHIN

Borestart : 21/7 1981

Boreavslutning: 17/10 1981

RKB høyde : 25m

Vanndybde : 343m

Total dybde : 1760m TD

Mål : Fens formasjon

Status : Plugget og forlatt

TESTRAPPORT 31/2-6

INNHOLDSFORTEGNELSE

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

APPENDIX

- A1 TESTTILPASSING MED HENSYN PÅ MÅLT GOR VED HJELP AV  
SIMULERING
- A2 BEREGNING AV SKINFAKTOR
- A3 SAMMENDRAG AV TESTAKTIVITET
- A4 TESTSTRENGEN BENYTTET FOR TESTEN

## INNLEDNING

Trollfeltet innenfor blokk 31/2 inneholder gass i sandstein av midtre/øvre jura alder. Under gassen er en oljesone med varierende tykkelse, 22-28m i den vestlige del av feltet, 10-12m i den østlige.

Brønn 31/2-6 er boret i den nordøstlige del av blokk 31/2 ned til en dybde 1760m TD. Brønnen går gjennom et oljebærende intervall 1571.5-1582.2m RKB (KB = 25m) med en overliggende gassone og en underliggende vannsone.

Brønnen er testet i oljesonen høsten 1981 i tidsrommet 9.-28. september, med et avbrudd fra 20. til 23. september hvor brønnen ble stengt inn på grunn av dårlige værforhold.

I begge testperiodene konet gass ned fra den overliggende gassonen, mens vannproduksjon fra den underliggende vannsonen var minimal.

## HENSIKT

Hensikten med å teste brønn 31/2-6 var:

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

Oppnå nøyaktige data vedrørende reservoarfluid, trykk og fluidkomposisjon for de indikerte olje og gassbærende intervall, som et bidrag i arbeidet med beregning av reserver.

Å undersøke innstrømming og effektiviteten til en gravelpacked komplettering både for olje- og gassonen.

## KONKLUSJON

- \* Simulering av oljetesten på 31/2-6 indikerer en permeabilitetsfordeling i det oljebærende intervall av reservoaret som presentert ved nedenstående tabell.

Dybde Z (mRKB)	Dybdeintervall $\Delta Z$ (m)	Horisontal permeabilitet	
		KH ( $\mu\text{m}^2$ )	KH (mD)
1571.5 (GOC)			
1573.5	2.0	3.9359	3987
1576	2.5	8.6842	8799
1579	3.0	6.0545	6134
1580	1.0	0.1613	163.3
1581	1.0	6.3433	6427
1582 (WOC)	1.2	0.7523	762.3

- \* Gjennomsnittlig veiet aritmetisk permeabilitet,  
KH=5.1545 ( $\mu\text{m}^2$ ) (5222mD)
- \* Forholdet vertikal/horisontal permeabilitet, KV/KH=0.2
- \* For simuleringene er PVT data fra brønn 31/2-3 benyttet fordi PVT data fra brønn 31/2-6 ikke er tilgjengelige pr. idag.
- \* Beregnet skin er konstant,  $s = 21$ , og uavhengig av produksjonsrate for testperioden fram til brønnen stenges inn (p.g.a. dårlige værforhold).
- \* Etter gjenoppstarting og helt fram til avslutning av testen er beregnet skin svært stor ( $s = 150-77$ ), men hele tiden avtagende. Dette antas å ha årsak i at brønnen for denne perioden gjennomgår en opprensning.
- \* Testforløpet etter gjenoppstarting indikerer at formasjonsegenskapene nær brønnen er endret som følge av innsirkulering av sjøvann (bullheading) som ble foretatt i forbindelse med første innstenging.



## 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 31/2-6, vil væskekontakten innvirke på trykkresponsen under testens forløp, og under slike betingelser vil ikke i praksis en standard analyse være et godt nok verktøy for å bestemme reservoarets formasjonsegenskaper.

GOC nær brønnen er bevegelig og i løpet av testen er der gjennombrudd av gass, noe som ytterligere kompliserer muligheten for analyse med standard metoder.

Derfor er historietilpasning med hensyn på målt GOR benyttet som analysemetode for å bestemme formasjonsegenskapene ved brønn 31/2-6. Dette lar seg gjøre ved å benytte en numerisk modell som verktøy.

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

X1: Horisontal permeabilitet

X2: Forholdet vertikal/horisontal permeabilitet

X3: PVT data

Tilpassingsverdi for horisontal permeabilitet X1 avhenger av forholdet vertikal/horisontal permeabilitet X2, og en sammenheng mellom parametrene X1 og X2 er etablert.

Forholdet vertikal/horisontal permeabilitet som gir testtilpassing har vært mulig å bestemme ved den informasjon GOR kurvens forløp gir mot slutten av testen, der produksjonsraten reduseres og gasskonen trekker seg tilbake.

Testtilpassing for testperiode fram til innstenging gir ikke samtidig testtilpassing for testperiode fra gjenoppstartning til avslutting av test.

I forbindelse med den første innstengingen ble sjøvann innsirkulert i formasjonen (bullheading) og formasjonsegenskapene nær brønnen kan ha endret seg som følge av dette. Ved å øke permeabiliteten nær brønnen for siste del av testen er testtilpassing oppnådd for hele testperioden.

PVT data for brønn 31/2-6 eksisterer ikke pr. idag. Derfor er to sett PVT data fra henholdsvis brønn 31/2-3 og 31/2-5 benyttet som inngangsverdier i modellen, for å se hvilken innvirkning de har på testtilpassingen. Den største forskjellen i PVT egenskaper for brønnene 31/2-3 og 31/2-5 ligger i oljeviskositeten  $\mu_o$ .

Ved kokepunkt:  $\mu_o$  31/2-3 = 2.36 cP;  $\mu_o$  31/2-5 = 1.32 cP.  
Fra simuleringene synes det å være direkte proporsjonalitet mellom tilpassingsverdi for horisontal permeabilitet  $X_1$  og oljeviskositeten  $\mu_o$ .

Beregnet skin er konstant,  $s = 21$ , for første del av testen.

Etter gjenoppstartning og helt fram til avslutning av testen er beregnet skin svært stor ( $s=150-77$ ), men hele tiden avtagende for perioden. Økende produksjonsrate gir avtagende beregnet skin, hvilket er en motsatt effekt enn forventet. Det antas som forklaring at innsirkuleringen av sjøvann (bullheading) i forbindelse med første innstenging medfører en opprenskingsprosess over brønnveggen for hele siste del av testen. En kontinuerlig opprenskingsprosess vil medføre en kontinuerlig avtagende skineffekt.



A1 TESTTILPASSING MED HENSYN PÅ MALT GOR VED HJELP AV  
SIMULERING

# TESTTILPASSING MED HENSYN PÅ MÅLT GOR VED HJELP AV SIMULERING

INNHOLDSFORTEGNELSE

TABELLISTE

FIGURLISTE

SAMMENDRAG

INNLEDNING

MODELLBESKRIVELSE

Simuleringsmodell

Geologisk modell

Brønn modell

METODIKK

Inngangsparametre

Testparametre

Simuleringer

Kjøreplan

RESULTAT

Testtilpassing fram til innstenging

Testtilpassing ved å øke permeabiliteten i et område rundt  
brønnen

Testtilpassing for hele testperioden

DISKUSJON

OPPSUMMERING

TABELLER

FIGURER

REFERANSER

VEDLEGG

A. GRAFISK LOGG PRESENTASJON AV BRØNN 31/2-6

B. RELATIV PERMEABILITETSKURVER

C. PVT DATA I MODELLEN

C1: PVT data fra brønn 31/2-3 (modifisert Rs-kurve)

C2: PVT data fra brønn 31/2-5 (modifisert Rs-kurve)

D. KJØREPLAN FOR SIMULERINGENE

D1: Kjøreplan for simulering av testtilpassing for  
testperiode fram til innstenging

D2: Kjøreplan for simulering av testperiode etter  
gjenoppstarting, med øket permeabilitet i et område  
rundt brønnen.

D3: Parameterverdier for kjøringene som gir testtilpassing  
for hele testperioden med hensyn på GORmax

E. RESULTAT FRA KJØRINGENE

## TABELLISTE

1. Produksjonsrater benyttet i simuleringen
2. Horisontal permeabilitet for utgangsreservoaret
3. Parameterverdier og resulterende GORmax for kjøringene som gir beste testtilpassing fram til innstenging
4. Horisontal permeabilitet som gir testtilpassing for hele testeperioden

## FIGURLISTE

1. Trollfeltet med brønnlokasjoner
2. Soneinndeling og permeabilitetfordeling for brønn 31/2-6
3. Parameterverdier fra Flopetrolrapporten /1/
4. Blokinndeling for simuleringene
5. Oljeproduksjon
6. Sammenstilling. Kjøring 3, 8 og 10
7. Sammenheng mellom parametrene X1 og X2 som gir testtilpassing for testens første del
8. Sammenstilling. Kjøring 8 og 20
9. Sammenstilling. Kjøring 8A og 20A
10. Testtilpassing

## SAMMENDRAG

I dette arbeidet er testforløpet for oljetesten på brønn 31/2-6 forsøkt gjengitt ved å benytte simulatoren som verktøy. Ved en slik framgangsmåte, testtilpassing, kan formasjonsparametrenes verdiområder bestemmes.

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

X1: horisontal permeabilitet KH <mD>

X2: forholdet vertikal/horisontal permeabilitet KV/KH <->

X3: PVT egenskaper til olje

Tabell 4 og figur 10 viser resultat av simuleringen (kjøring 33) som gir beste testtilpassing.



## INNLEDNING

Trollfeltet med brønnlokasjoner er presentert ved figur 1.

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

GOC = 1571.5 m RKB KB = 25 m

WOC = 1582.2 m RKB

Brønn 31/2-6 ble testet i oljesonen høsten 1981 i tidsrommet 9. - 28. september.

Oppsummering av testforløp:

- 9. sept. : Klargjøring for test
- 15. sept. : Test starter opp
- 18. sept. : Gassgjennombrudd første gang (gasskoning)
- 20. sept. : Brønn stenges inn (dårlige værforhold)
- 23. sept. : Test starter opp igjen
- 25. sept. : Gassgjennombrudd annen gang (gasskoning)
- 27. sept. : Test avsluttes

Brønntestrapport fra Flopetrol /1/ gir opplysninger og datagrunnlag som benyttes for konvensjonell brønntestanalyse.

I Flopetrolrapporten er hendelsesforløpet for nedenstående parametre presentert i tabellform:

- a) Separatortrykk
- b) Brønnhode strømningsstrykk
- c) Bunnhullstrykk
- d) Choke størrelse
- e) Oljeproduksjonsrate
- f) Gass/olje produksjonsrate forhold
- 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 trykkvedlikehold i reservoaret i løpet av testen.

Gasskonutvikling og gjennombrudd i løpet av testen gjør at konvensjonelle brønntest analysemetoder er lite egnet for brønn 31/2-6.

Simulatoren er derfor benyttet i et forsøk på å tilpasse denne til observert GOR fra testen, og på den måten bestemme horisontal permeabilitet 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 overensstemmelse 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 horisontalretning. 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 er fri for skin og produserer med konstant rate innen hvert testtidintervall.

## METODIKK

### Inngangsparametre

Dimensjoner i modellen BETA II er illustrert ved figur 4.

- Lag 1 - 3 Gassone
- Lag 4 - 9 Oljesone
- Lag 10 - 13 Vannsone

Brønnen er perforert i intervallet 1576 m RKB til 1579 m RKB. Perforeringsintervallet tilsvarer lag 6 i modellen.

I modellen produserer brønnen med konstant rate innen hvert testtidintervall.

Produksjonsrater i testperioden er presentert ved tabell 1 og figur 5.

Sammenheng mellom porøsitet og permeabilitet danner grunnlag for beregning av permeabilitet. Således benyttes porøsitetsloggen for beregning av permeabilitetslogg; resultatet er illustrert ved Vedlegg A.

Fra permeabilitetslogg 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 31/2-6 foreligger ikke pr. idag.

Av tilgjengelige data antas 31/2-3 å ha egenskaper som nærmest representerer egenskapene også for 31/2-6.

Løsligheten av gass ved kokepunktstrykk er lavere for 31/2-3 sammenlignet med observasjoner av initiell GOR fra testen på 31/2-6.

Fra PVT analyse 31/2-3:

$$R_{s@P_b} = 53.4 \text{ m}^3/\text{m}^3 \quad (300 \text{ SCF/STB})$$

Fra test 31/2-6 (ref. figur 3f):

$$R_{s@P_b} = 58.8 \text{ m}^3/\text{m}^3 \quad (330 \text{ SCF/STB})$$

For simuleringene er PVT data og relativ permeabilitetskurver for 31/2-3 valgt å representere egenskapene for 31/2-6.

Løslighetskurven ( $R_s$ -kurven) er justert opp (lineær forskyving) til å passe med observert initiell GOR fra testen på 31/2-6.

Relativ permeabilitet og PVT data er presentert ved Vedlegg B og C1.

#### Testparametre

Testtilpassingen er gjort ved å endre inngangsverdiene for horisontal permeabilitet i modellen med en faktor.

Deretter er faktorforholdet vertikal/horisontal permeabilitet og innvirkningen av denne for testtilpassingen undersøkt.

Følsomheten på testtilpassingen med hensyn på PVT inngangsdata er belyst ved å erstatte PVT data i modellen med PVT data for brønn 31/2-5. 31/2-5 PVT data er presentert ved Vedlegg C2.

Ovenstående gir testparametrene:

- X1 : Horisontal permeabilitet
- X2 : Forholdet vertikal/horisontal permeabilitet
- X3 : PVT data

#### Simuleringer

Testperiode deles inn i tre hendelser (ref. figur 3f):

- 1 : Testperiode fram til innstenging

2 : Innstengingsperiode

3 : Testperiode fra gjenoppstartning til avslutting av test

Alle simuleringer i dette arbeid er presentert ved Vedlegg D og E.

En simulering strekker seg over hele testperioden (0 - 12.5 døgn).

Simuleringene er utført med henblikk på å tilpasse GOR fra simuleringene med GOR fra testen.

Med tilpassing menes overensstemmelse etter følgende:

Tidspunkt for når gassgjennombrudd finner sted

Forløp av GOR utvikling

Maksimumsverdi for GOR

Fra test (ref. figur 3f)

Før innstenging :  $GOR_{max} = 185.2 \text{ m}^3/\text{m}^3$  (1040 SCF/STB)

Etter gjennombrudd :  $GOR_{max} = 282.8 \text{ m}^3/\text{m}^3$  (1588 SCF/STB)

Observasjon

Testtilpassing for testperiode fram til innstenging gir ikke samtidig testtilpassing for testperiode fra gjenoppstartning til avslutting av test.

Informasjon fra Flopetrolrapporten/1/:

- \* På grunn av dårlig vær måtte brønnen stenges inn midt under testperioden. Innstenging foregikk ved en "bullheading" operasjon, der saltvann ble presset ned i brønnen med et brønnhodetrykk på 3447 KPa (500 psi).

- \* Trykkfallet over brønnveggen (ref. figur 3b og 3c) før innstenging er mindre enn trykkfallet over brønnveggen etter gjenoppstarting.
- \* Produksjon av basis sediment og vann BS&W avtar i løpet av periodene før innstenging og etter gjenoppstarting (ref. figur 3g).

#### Antagelser

Brønnen synes å gjennomgå en opprensning for begge strømningsperiodene av testen.

Første gang er opprensning rimelig fordi brønnen er behandlet med syre før testen startet.

"Bullheading"-operasjonen kan ha medført at vann er presset inn i formasjonen med opprensning (sandtransport) som naturlig følge ved gjenoppstarting av test.

Dersom formasjonen ikke raser sammen som følge av sandtransporten kan formasjonen i området sanden produseres fra betraktes som stimulert.

Det observeres ikke sandproduksjon på overflaten og perforeringene kan således være delvis tilstoppet av sandtransporten, og et større trykkfall over brønnveggen er nødvendig for å holde samme produksjonsnivå som for første del av testen.

Antagelsene kan forklare forskjellen i grad av testtilpassing for testens periode fram til innstenging og testperioden etter gjenoppstarting.

En stimulering er å betrakte som bedring av formasjonens permeabilitet i et område rundt brønnen.

Strømning i radiell horisontal retning bedres og gasskonutvikling forsinkes.

## Aksjon

Egne simuleringer der formasjonsegenskapene rundt perforeringsintervallet endres er utført for å testtilpasse testperiode fra gjenoppstartning til avslutning av test. I modellen er således permeabiliteten for de to innerste blokkene overfor perforeringsintervallet (lag 6) øket med en faktor.

## Observasjon

Testtilpassing for testperiode fra gjenoppstartning til GORmax gir en for rask tilbaketrekking av gasskonen helt mot slutten av testen.

## Informasjon fra Flopetrolrapporten:

Mot slutten av testen reduseres dysestørrelsen fra 20/64 tommer til 18/64 tommer og deretter til 16/64 tommer (figur 3d). Reduksjon av dysestørrelsen innebærer mindre strømningsrate (figur 3e), hvilket resulterer i en tilbaketrekking av gasskonen.

## Aksjon

Simulering er utført der forholdet vertikal/horisontal permeabilitet er endret (reduisert) for å tilpasse også testens aller siste del.

## Kjøreplan

Kjøreplan for simuleringene som fører frem til testtilpassing for testperiode frem til innstenging er presentert ved Vedlegg D1.

Kjøreplan der permeabiliteten er øket i et område rundt brønnen for testperiode fra gjenoppstartning til avslutning av test er presentert ved Vedlegg D2.



Kjøreplan for simuleringene som gir testtilpassing for hele testperioden er presentert ved Vedlegg D3.

## RESULTATER

### Testtilpassing fram til innstenging

Beste tilpassing for testperiode fram til innstenging er presentert ved tabell 3 og figurene 6 og 8.

Fra tabell 3 er hentet testtilpassingverdier for faktor til horisontal permeabilitet  $X_1$  og samhørende verdier for forholdet vertikal/horisontal permeabilitet  $X_2$ .

Verdiene er plottet som illustrert ved figur 7.

En kurve gjennom punktene i figur 7 illustrerer avhengighetsforholdet mellom parametrene  $X_1$  og  $X_2$  for testtilpassing fram til innstenging.

### Testtilpassing ved å øke permeabiliteten i et område rundt brønnen

Testtilpassing for testperiode fra gjenoppstarting til GORmax inntreffer er presentert ved figur 9. Figuren viser at gasskonen trekker seg for hurtig tilbake for perioden etter GORmax og fram til avslutting av test.

### Testtilpassing for hele testperioden

Testtilpassing for hele testperioden er presentert ved figur 10.

Testtilpassing er oppnådd for parameterverdiene:

$X_1 = 0.73$  ( $X_{1,13,11,66} = 0.73 \times 1.4 X_1$  for siste del av test)

$X_2 = 0.20$

$X_3 = \text{PVT } 31/2-3 \text{ data}$

Formasjonsegenskapene horisontal og vertikal permeabilitet som gir testtilpassing er presentert ved tabell 4.

## DISKUSJON

Observasjon ad figur 6:

- \* Økende oljeviskositet krever økende verdi for horisontal permeabilitet
- \* Testtilpassing for testperioden frem til innstenging gir en for høy GOR<sub>max</sub> for perioden etter gjennoppstarting

Forholdet  $X_1/\mu_o$  er konstant for PVT data fra brønn 31/2-3 og 31/2-5. Det betyr at mobiliteten er konstant for de to PVT-systemene.

$$\frac{X_1}{\mu_o} \quad 31/2-3 = \frac{0.982}{2.36} = 0.42 \text{ cP}^{-1} \quad (\text{kjøring 8})$$

$$\frac{X_1}{\mu_o} \quad 31/2-5 = \frac{0.55}{1.32} = 0.42 \text{ cP}^{-1} \quad (\text{kjøring 20})$$

$$M = X_1 \times KH/\mu_o = \text{konstant}$$

Observasjon ad figur 7 og 8:

- \* Økende verdi av forholdet KV/KH krever økende verdi for horisontal permeabilitet
- \*  $KV/KH > 0.64$  resulterer i horisontal permeabilitet større enn hva som er beregnet fra permeabilitetsloggen (fordi  $X_1 > 1$ )
- \* Testtilpassing for testperioden frem til innstenging gir en for høy GOR<sub>max</sub> for perioden etter gjenoppstarting
- \* Økende verdi av forholdet KV/KH styrker denne effekten
- \* Avtagende verdi for forholdet KV/KH forsinket både utvikling og tilbaketrekking av gasskonen

Ovenstående observasjoner samt informasjon fra Flopetrolrapporten/1/ er utgangspunkt for simuleringene der permeabiliteten er øket i et område rundt brønnen for å oppnå testtilpassing for testperioden fra gjenoppstarting til avslutting av test.

Resulterende GOR utvikling for denne perioden er illustrert ved figur 9.

Observasjon ad figur 9:

- \* Økende oljeviskositet krever økende verdi for horisontal permeabilitet
- \* Forholdet  $KV/KH = 0.6$  er en for høy verdi (gasskonen trekker seg for raskt tilbake)
- \* Testtilpassing kan oppnås for hele testperioden ved å øke permeabiliteten i et begrenset område rundt brønnen for testperioden etter gjenoppstarting.

Forholdet  $KV/KH$  er redusert for å oppnå en langsommere tilbaketrekking av gasskonen, og dermed bedre testtilpassing for testens aller siste periode.

Tilfellet som representerer beste tilpassing for hele testperioden er presentert ved figur 10.

Observasjon ad figur 10:

- \* Testtilpassing kan oppnås for hele testperioden ved å øke permeabiliteten i et begrenset område rundt brønnen for testperioden etter gjenoppstarting.

Generelt:

Simuleringene viser at testtilpassingverdi for faktor til horisontal permeabilitet  $X_1$  kan bestemmes såfremt oljens viskositet og forholdet vertikal/horisontal permeabilitet er kjent.

En øking av  $X_1$  i de tre innerste blokkene overfor perforeringsintervallet innebærer permeabilitetsøking for et område rundt brønnen med radius  $r = 4.27$  m. Imidlertid, denne radius er et resultat av hvordan blokkene i modellen er bygget opp, og kan ikke ses på som en absolutt verdi.

Permeabilitetøkningen for området rundt brønnen relativt til permeabiliteten for resten av formasjonen synes å være rimelig stor ( $X_{13 \ 11 \ 66} = 1.4 \times X_{41 \ 2 \ 11 \ 66}$ ).

Testtilpassingverdi for faktor til horisontal permeabilitet  $X_1$  avhenger av forholdet vertikal/horisontal permeabilitet  $X_2$  (figur 7). I dette simuleringsarbeidet har  $X_2$  latt seg bestemme ved den informasjon GOR kurvens forløp gir mot slutten av testen.

GOR kurven trekker seg tilbake og forholdet horisontal/vertikal permeabilitet er bestemmende for hvor hurtig den trekker seg tilbake.

## OPPSUMMERING

- \* En simuleringsmodell er bygget opp til å gjengi hendelsesforløpet av testen på brønn 31/2-6, slik testen er presentert i Flopetrolrapport /1/.
- \* Ved å benytte simuleringsmodellen som verktøy kan formasjonsegenskapene horisontal og vertikal permeabilitet i rimelig grad bestemmes for området omkring brønn 31/2-6.
- \* Verdier for formasjonsegenskapene horisontal og vertikal permeabilitet som gir rimelig grad av testtilpassing er presentert ved tabell 4.

Tabell 1 : Produksjonsrater benyttet i simuleringen

Tid t (hr)	Periode $\Delta t$ (hr)	Produksjonsrate	
		$Q_o$ (Sm <sup>3</sup> /D)	$Q_o$ (STB/D)
0			
21.73	21.73	19.396	122
55.33	33.60	91.895	578
101.97	46.64	127.349	801
137.60	35.63	125.282	788
187.97	50.37	0	0
214.97	27.00	63.595	400
218	3.03	84.104	529
238.97	20.97	96.664	608
241.97	3.00	93.961	591
243.00	1.03	143.423	965
260.97	17.97	143.725	904
274.97	14.00	138.796	873
275.46	0.49	130.847	823
280.98	5.52	97.300	612
290.97	9.99	106.680	671
292.97	2.00	101.434	638
295.00	2.03	85.058	535
300.00	5.00	91.577	576

Tabell 2: Horisontal permeabilitet for utgangsreservoaret.

Lag (-)	Dybde Z (m)	Dybdeintervall $\Delta Z$ (m)	Horisontal Permeabilitet	
			$K_H$ ( $\mu\text{m}^2$ )	$K_H$ (mD)
1	1480 1525	45.0	2.1786*)	2207.48*)
2	1560	35.0	4.4218	4480.38
3	1571.5	11.5	3.3105	3354.39
4	1573.5	2.0	5.3916	5463
5	1576	2.5	11.8962	12053.8
6	1579	3.0	8.2939	8403.79
7	1580	1.0	0.2209	223.81
8	1581	1.0	8.6894	8804.58
9	1582.2	1.2	1.0306	1044.3
10	1586	3.8	5.9263	6004.79
11	1593	7.0	2.7957	2832.72
12	1603	10.0	3.2639	3307.14
13	1654	51.0	1.8514	1875.95

\*) Egentlig for intervallet 1492 m - 1525 m



Tabell 3: Parameterverdier og resulterende  $GOR_{max}$  for kjøringene som gir beste testtilpassing fram til innstenging.

Kjøring nr.	Testparameter			Ved innstenging		Etter gjenoppstarting	
	X1	X2	X3	$GOR_{max}$	Avvik %*)	$GOR_{max}$	Avvik %**)
3	1.11	1.0	31/2-3	185.5	0.2	360.6	27.5
8	0.982	0.6	"	188.6	1.8	360.6	27.5
13	0.5136	0.1	"	188.4	1.7	322.9	14.2
20	0.55	0.6	31/2-5	182.0	-1.7	336.8	19.1

\*) relativt til  $GOR_{max}$  fra test:  $185.2 \text{ m}^3/\text{m}^3$  (1040 SCF/STB)

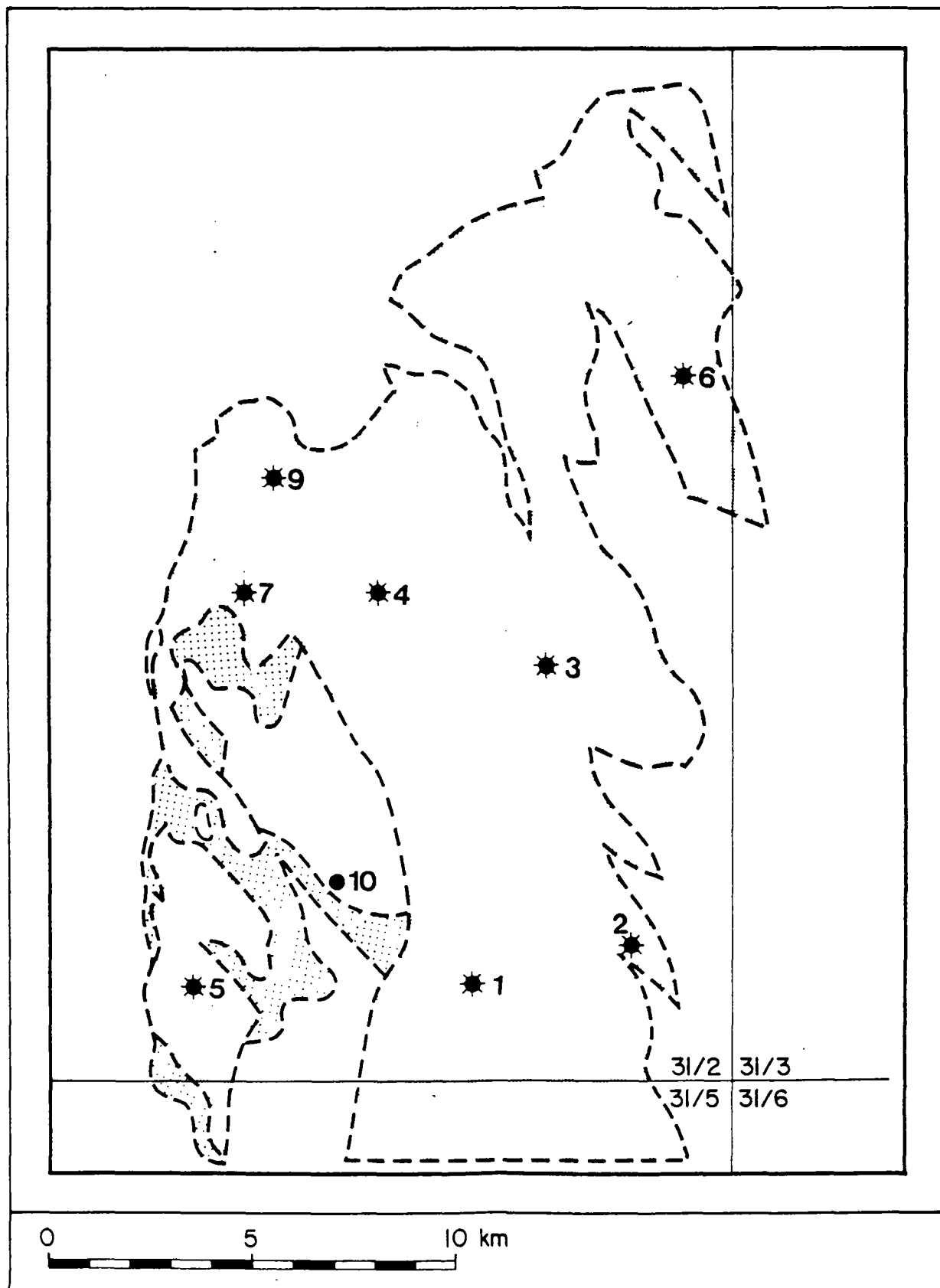
\*\*\*) relativt til  $GOR_{max}$  fra test:  $282.8 \text{ m}^3/\text{m}^3$  (1588 SCF/STB)

Tabell 4 : Horisontal permeabilitet som gir testtilpassing  
for hele testperioden (kjøring 33)

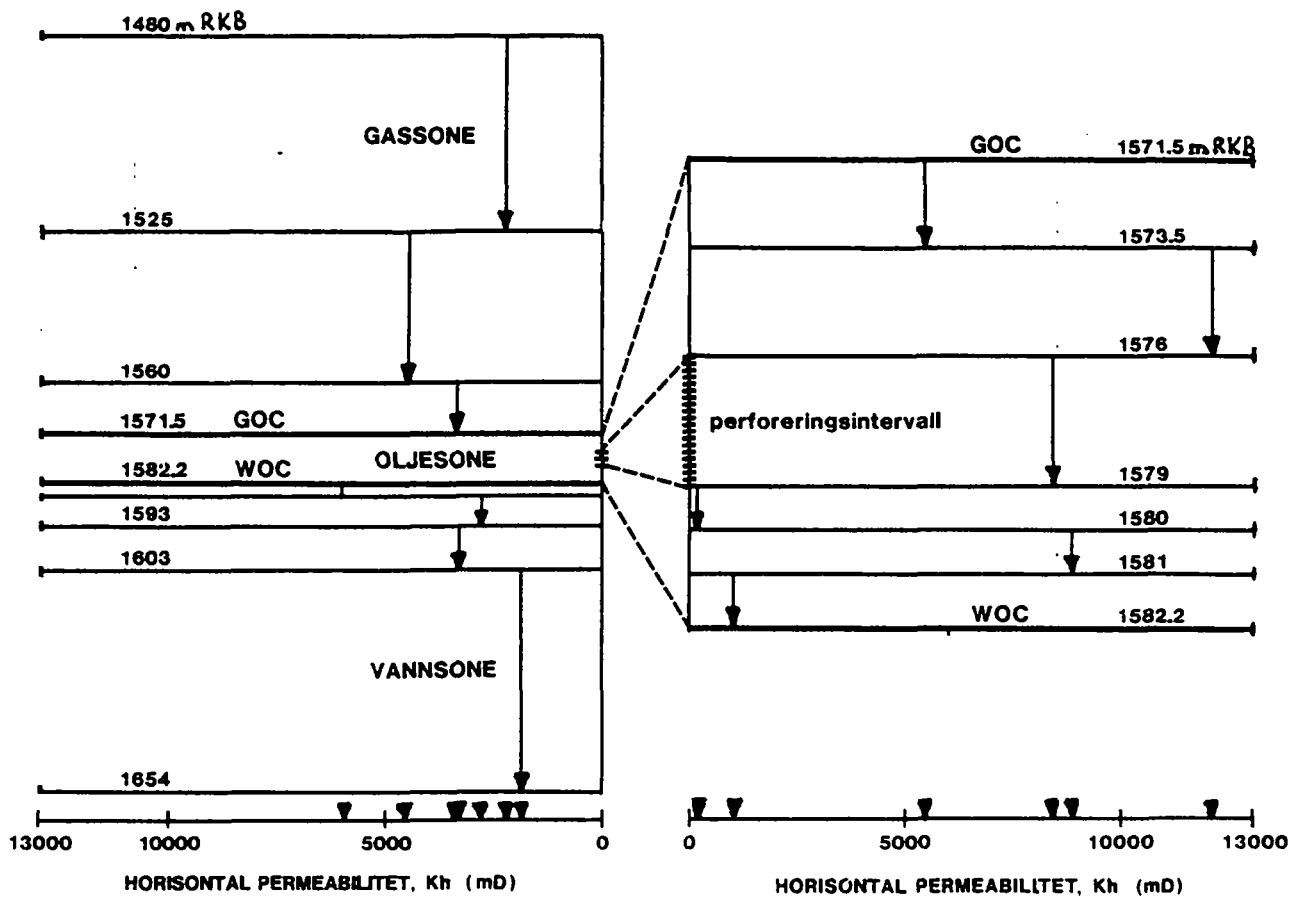
Lag (-)	Dybde Z (m)	Dybdeintervall $\Delta Z$ (m)	Horisontal $K_H$ ( $\mu m$ ) <sup>2</sup>	permeabilitet $K_H$ (mD)
	1480			
1	1525	45.0	1.5904	1611
2	1560	35.0	3.2279	3270
3	1571.5	11.5	2.4167	2448
4	1573.5	2.0	3.9359	3987
5	1576	2.5	8.6842	8799
6	1579	3.0	6.0545	6134
7	1580	1.0	0.1613	163.3
8	1581	1.0	6.3433	6427
9	1582.2	1.2	0.7523	762.3
10	1586	3.8	4.3262	4383
11	1593	7.0	2.0409	2067
12	1603	10.0	2.3826	2414
13	1654	51.0	1.3515	1369

Forholdet vertikal/horisontal permeabilitet = 0.2  
PVT egenskaper som for 31/2-3 (modifisert Rs-kurve)

Figur 1: Trollfeltet med brønnlokasjoner

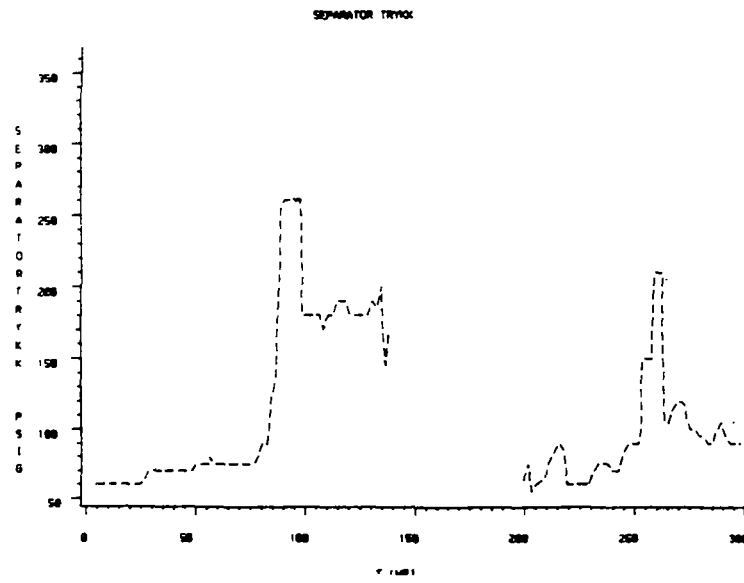


Figur 2 : SONEINDELING OG PERMEABILITETFORDELING FOR BRØNN 31/2-6

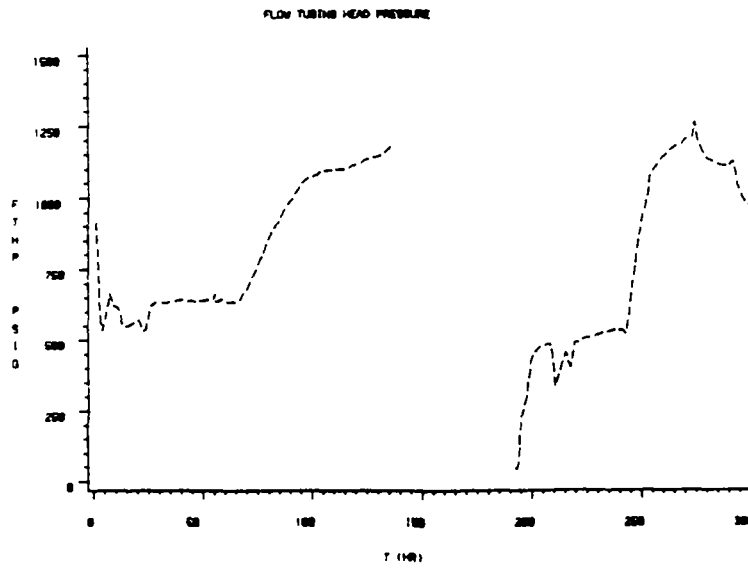


Figur 3: Parameterverdier fra Flopetrolrapporten /1/

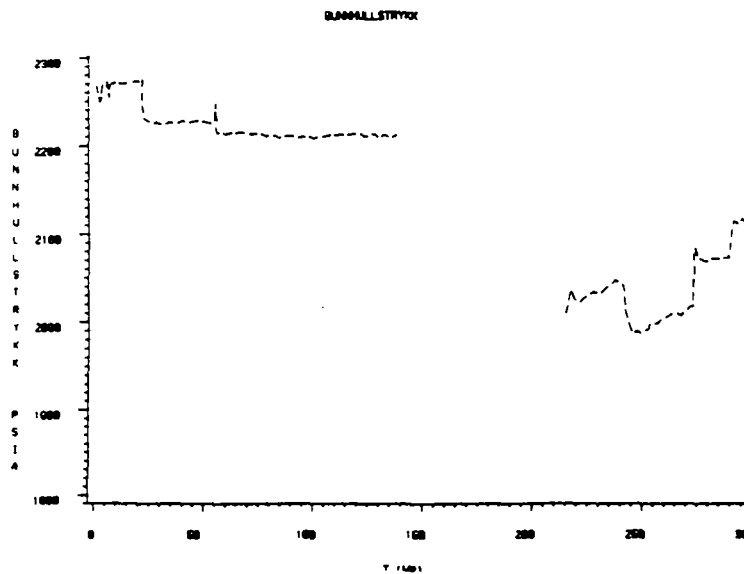
a)



b)

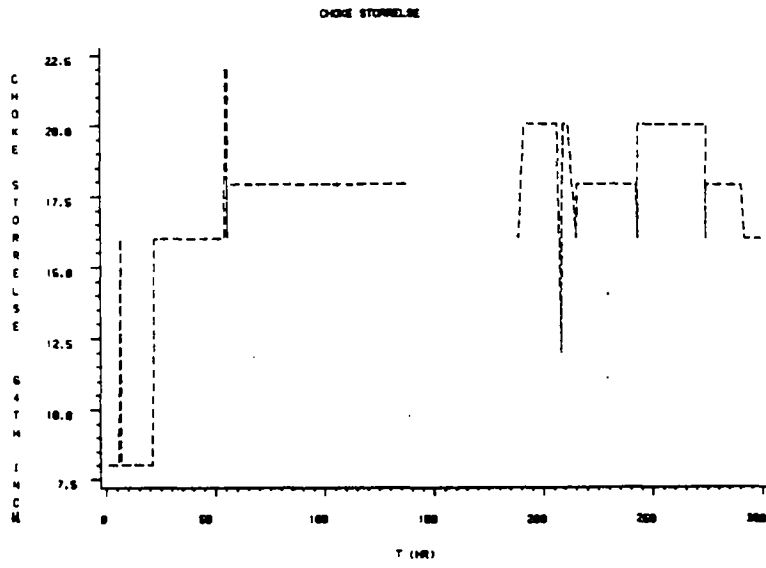


c)

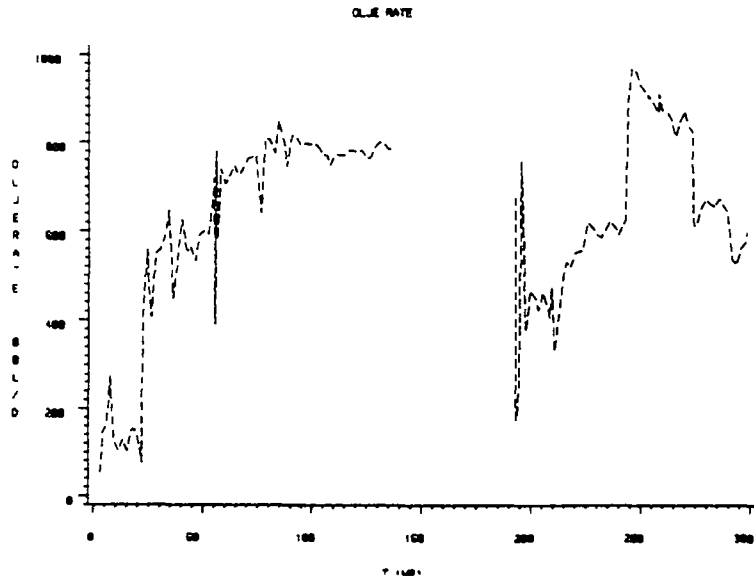


Figur 3 forts.

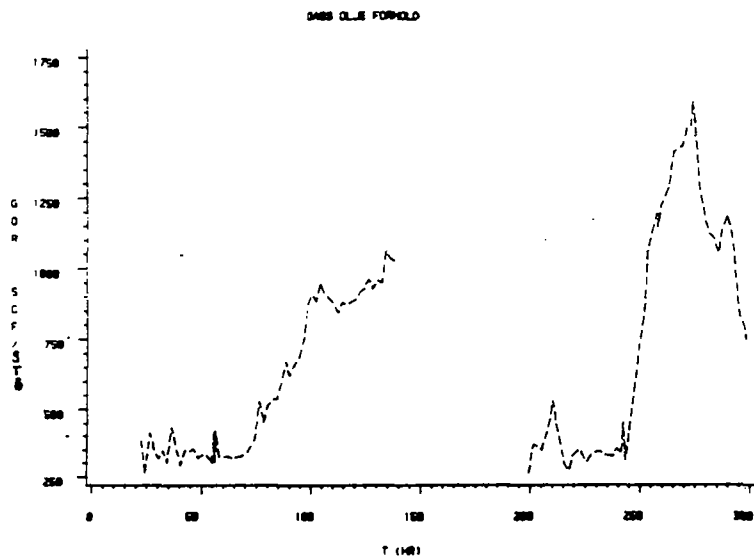
d)



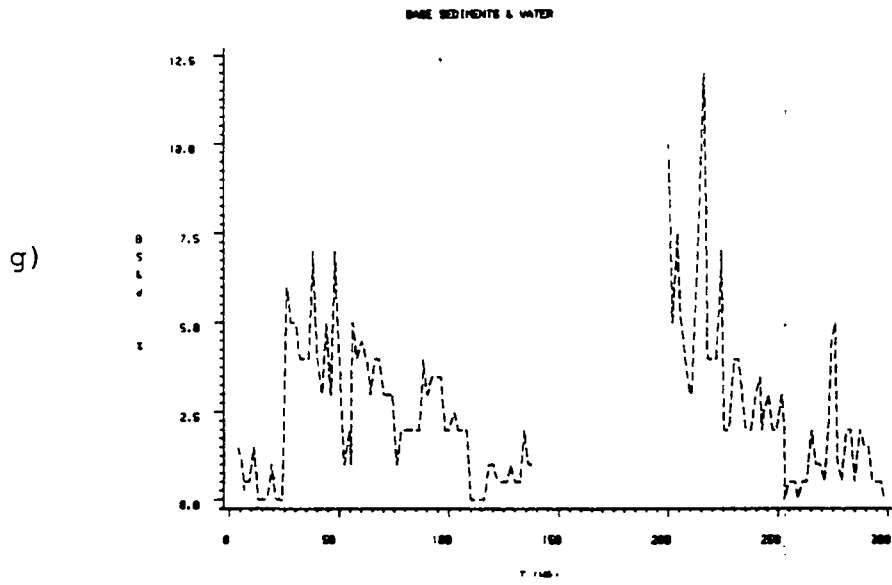
e)



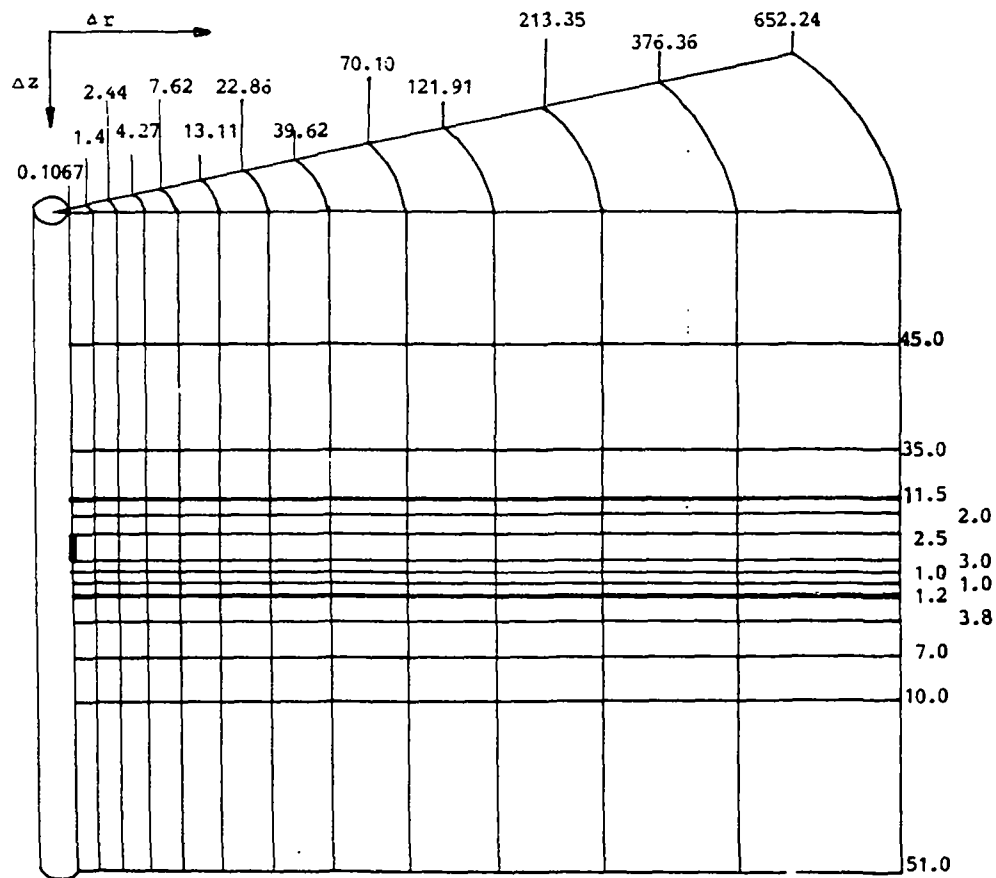
f)



Figur 3 forts.

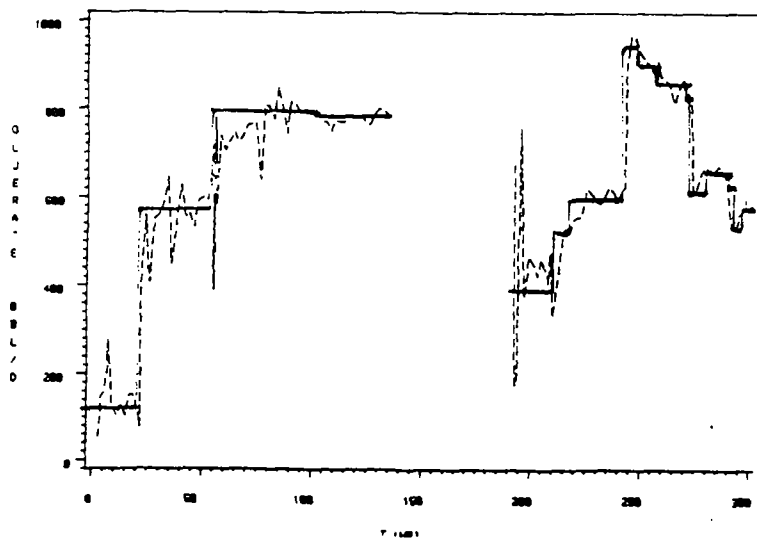


Figur 4: Blokkindelning for simuleringene <m>  
(ikke i målestokk)



$r_w = 0.1067 \text{ m}$

Figur 5: OLJEPRODUKSJON



TID (DAGER)

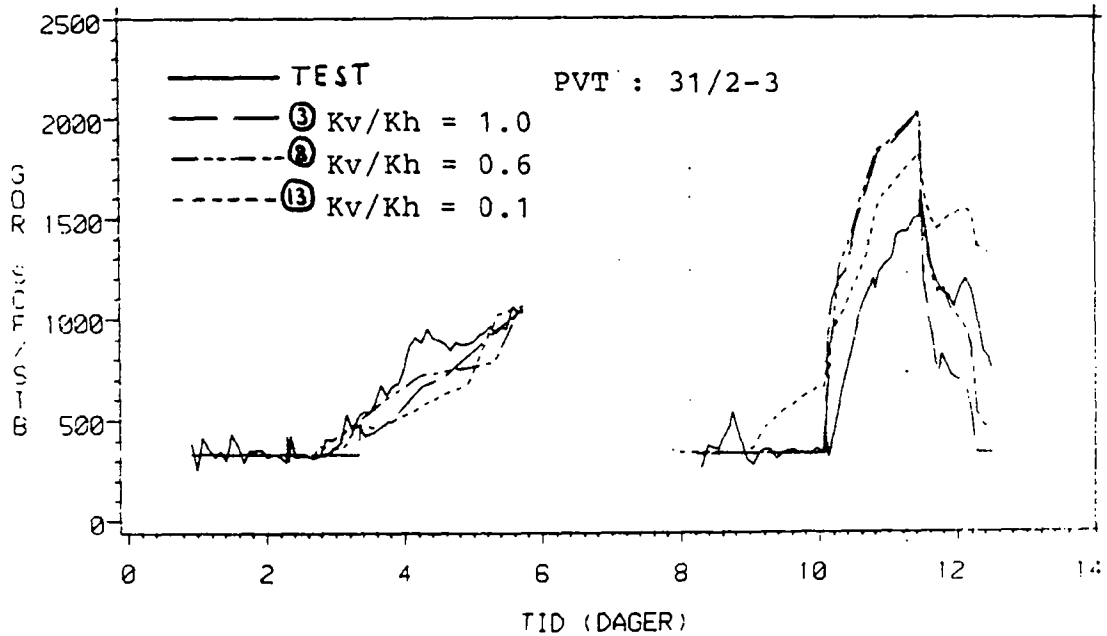
LEGEND: RESULT — SIMRESULTATER - - - TESTRESULTATER



Figur 6:

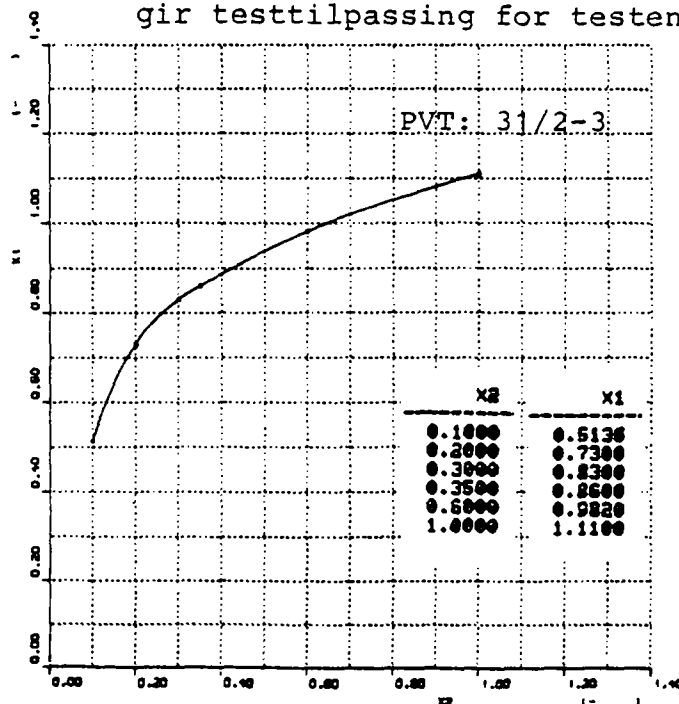
# SAMMENSTILLING

KJØRING 3,8 OG 13  
GASSOLJEFORHOLD



Figur 7: Sammenheng mellom parametrene X1 og X2 som gir testtilpassing for testens første del

Faktor til horisontal permeabilitet

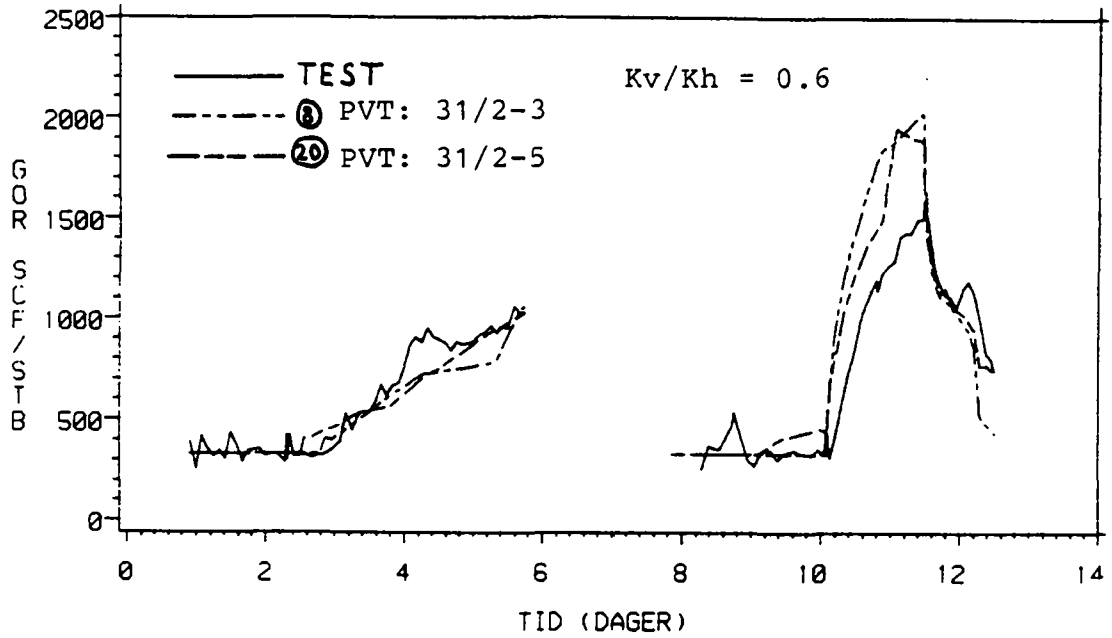


Forholdet vertikal/horisontal permeabilitet

# SAMMENSTILLING

Figur 8:

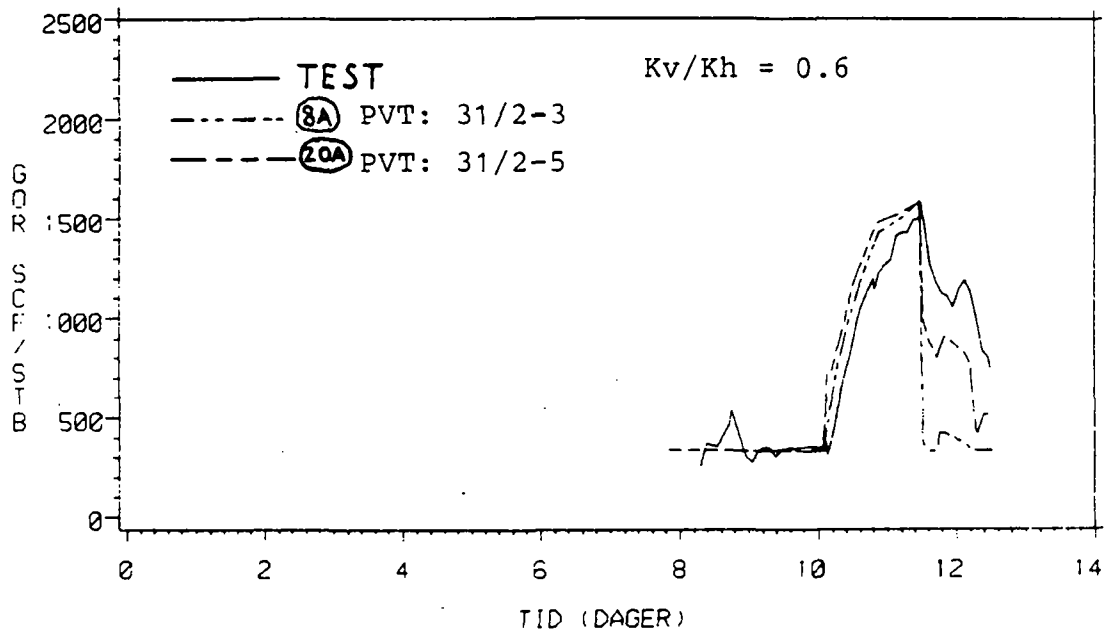
KJØRING **(8)** OG **(20)**  
GASSOLJEFORHOLD



# SAMMENSTILLING

Figur 9:

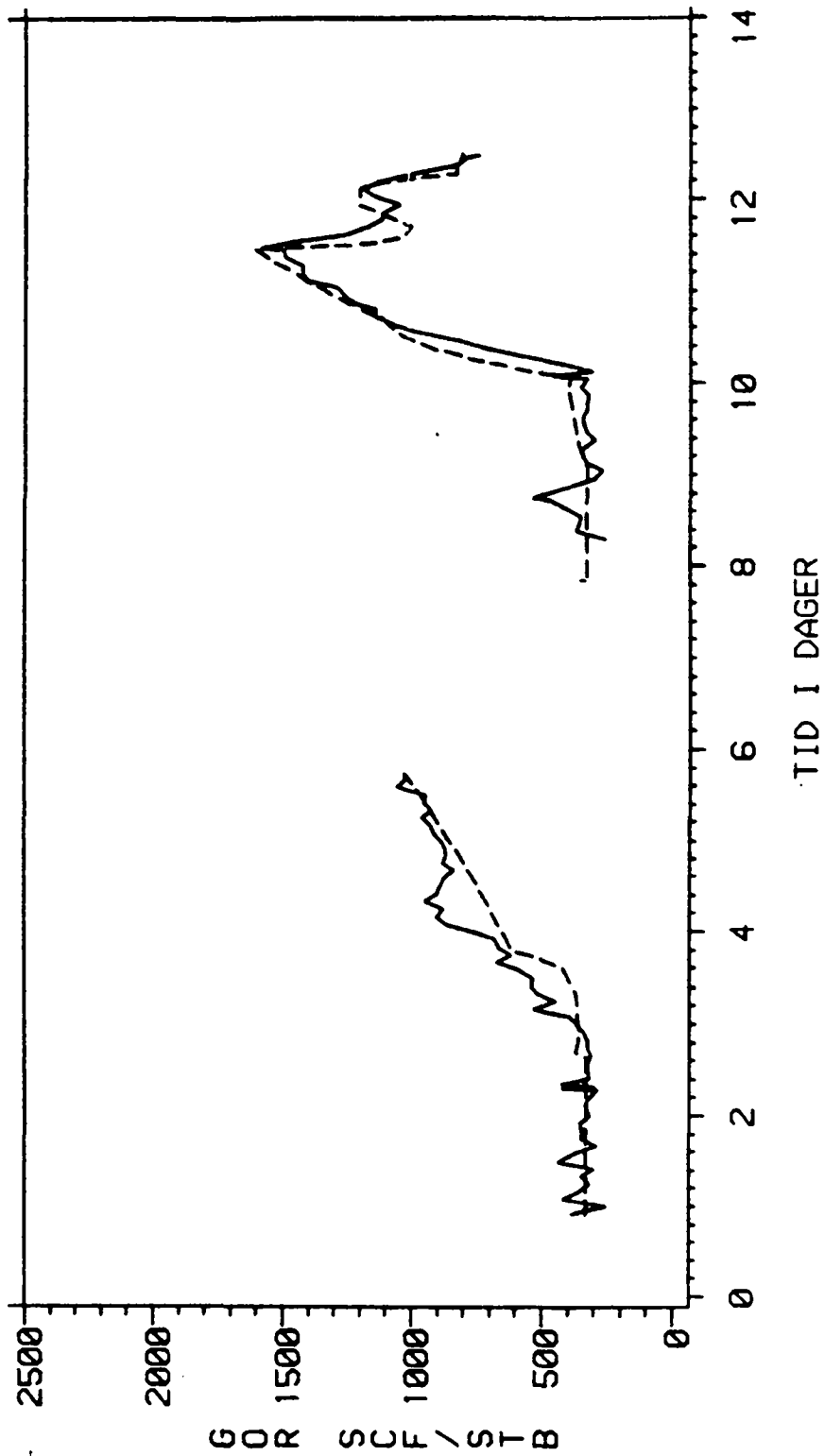
KJØRING **(8A)** OG **(20A)**  
GASSOLJEFORHOLD



Figur 10: Testtilpassing

# TESTTILPASSING

KJØRING 33  
GASSOLJEFORHOLD



REFERANSER

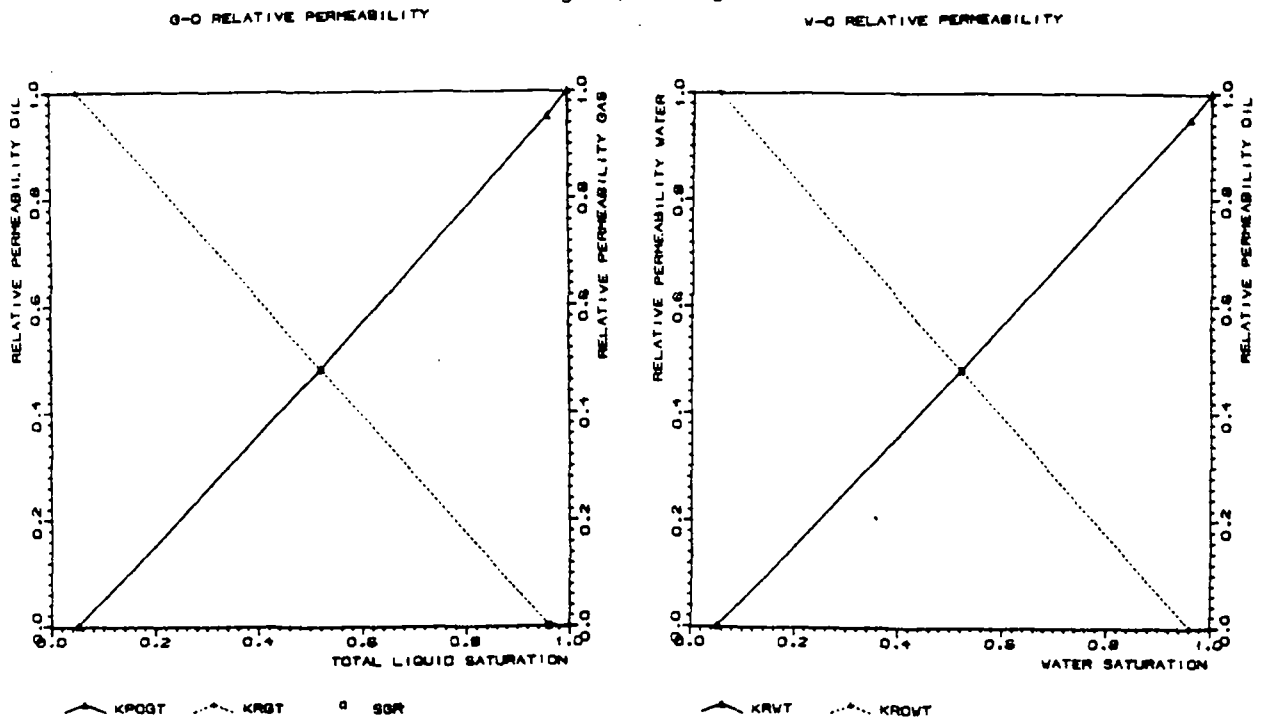
/1/ Flopetrol: Well Testing Report no. 81/2301/28  
Well 31/2-6 Oil Zone  
(UND-arkiv PF14)

VEDLEGG A

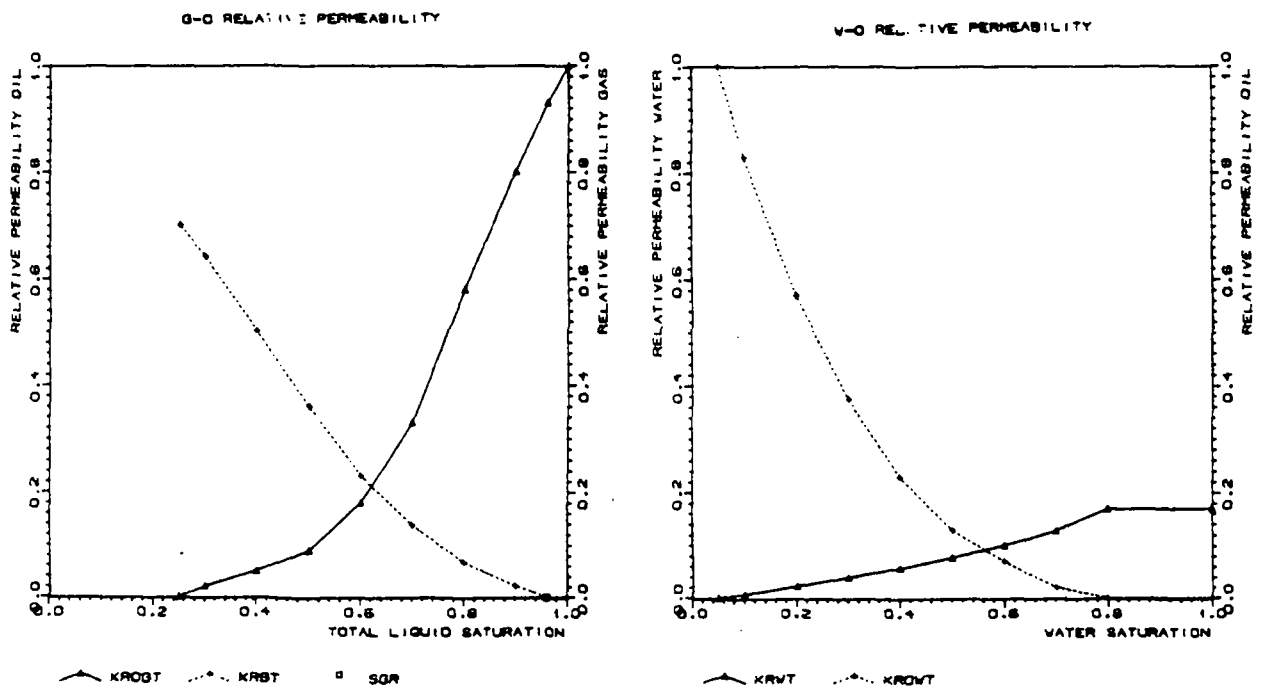
VEDLEGG A  
GRAFISK LOGG PRESENTASJON AV BRØNN 31/2-6

VEDLEGG B  
RELATIV PERMEABILITETSKURVER

Figur B 1: Relativ permeabilitetkurver for gass-sonen i modellen (lag 1, 2 og 3)



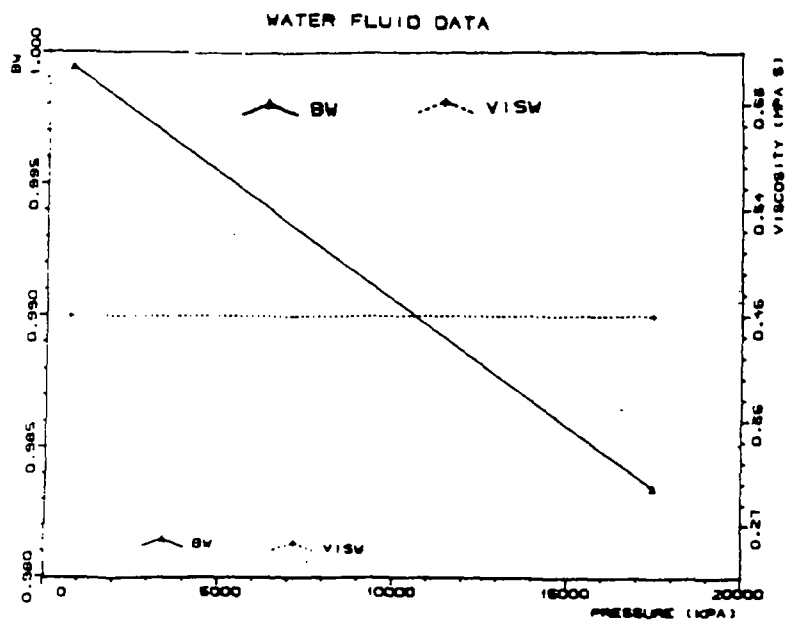
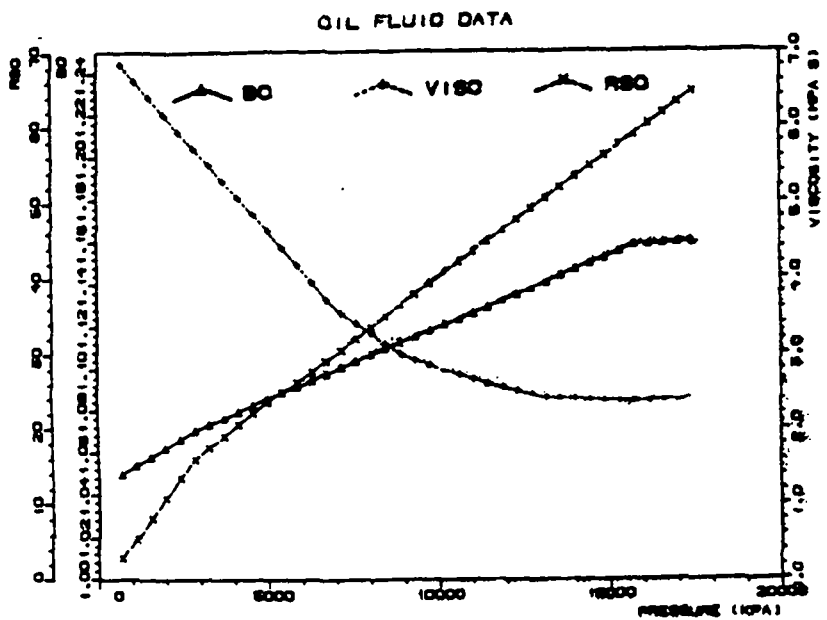
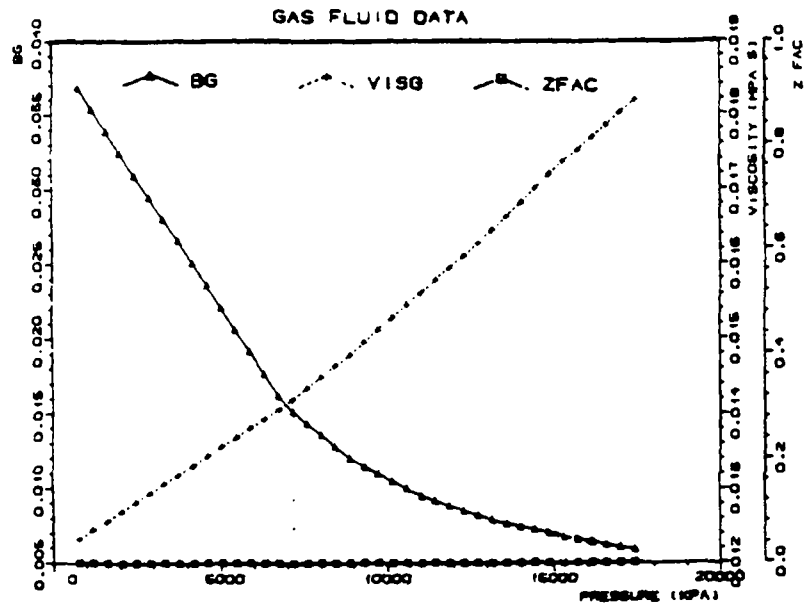
Figur B 2: Relativ permeabilitetkurver for olje- og vannsonen i modellen (lag 4-13)



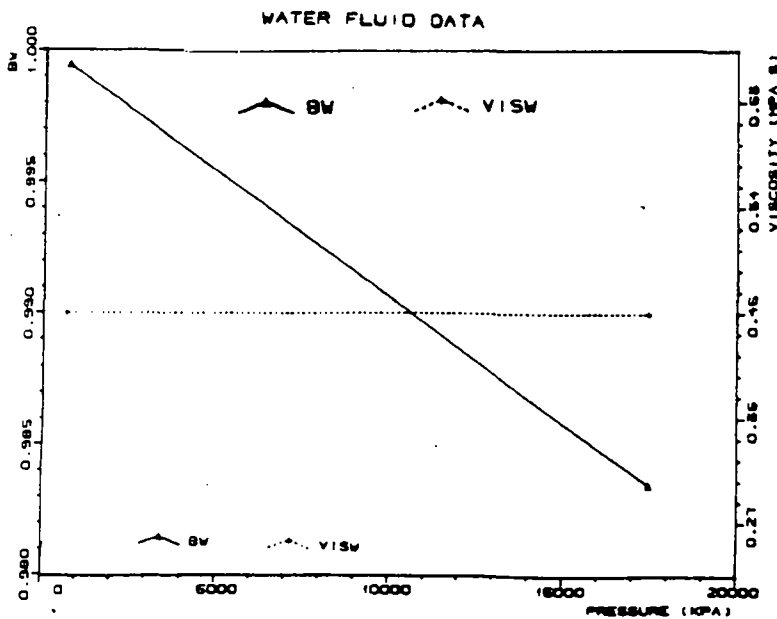
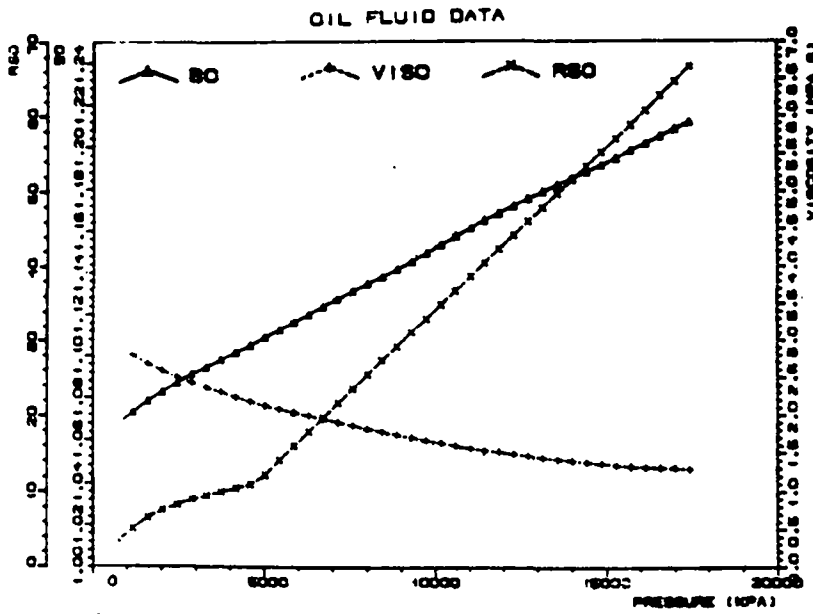
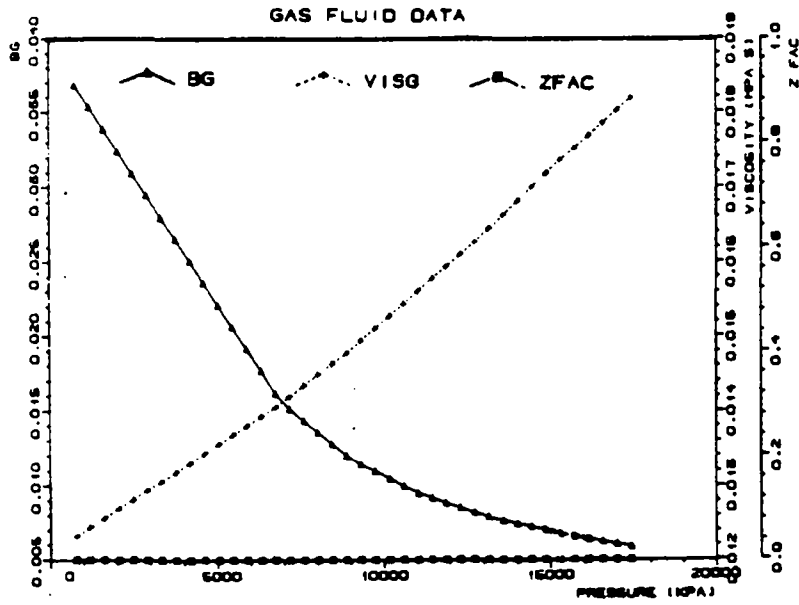
VEDLEGG C  
PVT DATA I MODELLEN



Figur C1 : PVT data for 31/2-3 som benyttet i modellen  
 (Rs kurven er modifisert)



Figur C2: PVT data for 31/2-5 som benyttet i modellen (Rs kurven er modifisert)



VEDLEGG D  
KJØREPLAN FOR SIMULERINGENE

Tabell D1: Kjøreplan for simulering av testtilpassing for  
testperiode fram til innstenging

Kjøring	X1	X2	X3	Anmerking
1	0.985	1.0	31/2-3	
2	1.1	"	"	
3	1.11	"	"	Testtilpassing
4	0.75	0.6	31/2-3	
5	1.0	"	"	
6	0.985	"	"	
7	0.9782	"	"	
8	0.982	"	"	Testtilpassing
9	0.985	0.1	31/2-3	Ikke gassgjennombrudd
10	0.75	"	"	
11	0.45	"	"	
12	0.51	"	"	
13	0.5136	"	"	Testtilpassing
14	1.0	0.6	31/2-5	Ikke gassgjennombrudd
15	0.7	"	"	
16	0.4	"	"	
17	0.5648	"	"	
18	0.5615	"	"	
19	0.5582	"	"	
20	0.55	0.6	31/2-5*)	Testtilpassing

\*) Rs-kurven er justert ned til  $R_s @ P_b = 330 \text{ SCF/STB}$

X1 : multiplikasjonsfaktor for horisontal permeabilitet

X2 : forholdet vertikal/horisontal permeabilitet

X3 : PVT data

Tabell D2: Kjøreplan for simulering av testperiode etter gjenoppstarting, med øket permeabilitet i et område rundt brønnen.

Kjøring	X1	X1' *)		X2	X3	GOR <sub>max</sub> **)
21	0.982	0.982	1.5	0.6	31/2-3	323.08
22	"	0.982	1.8	"	"	304.92
23	"	0.982	1.92	"	"	299.04
8b	"	0.982	2.2	"	"	282.30
24	0.55	0.55	2.2	0.6	31/2-5	267.51
25	"	0.55	1.9	"	"	275.53
26	"	0.55	1.82	"	"	277.31
27	"	0.55	1.5	"	"	289.24
20b	"	0.55	1.67	"	"	281.41

\*)  $X1' = X1'_{i\ddot{a}k} = X1_{12\ 11\ 66}$

\*\*)  $GOR_{max\ test} = 282.83\ m^3/m^3\ (1588\ SCF/STB)$

Tabell D3: Parameterverdier for kjøringene som gir  
tilpassing for hele testperioden med hensyn  
på  $GOR_{max}$ .

Kjøring nr.	Testparameter			Før innstenging		Etter gjenoppstarting		
	X1	X2	X3	$GOR_{max}$	Avvik <sup>I)</sup>	X1'*)	$GOR_{max}$	Avvik <sup>II)</sup>
28	0.86	0.35	31/2-3	189.50	2.3	1.8	234.21	-17.2
29	"	"	"	"	"	1.5	262.88	7.1
30	"	"	"	"	"	1.3	309.01	9.3
31	"	"	"	"	"	1.4	286.75	1.4
32	0.83	0.30	31/2-3	189.50	2.3	1.4	286.93	1.5
33	0.73	0.20	"	183.09	-1.2	1.4	286.21	1.2

\*)  $X1' : X1_{i09kk} = X1_{131166}$

I) relativt til  $GOR_{max}$  fra test =  $185.23 \text{ m}^3/\text{m}^3$  (1040 SCF/STB)

II) relativt til  $GOR_{max}$  fra test =  $282.83 \text{ m}^3/\text{m}^3$  (1588 SCF/STB)

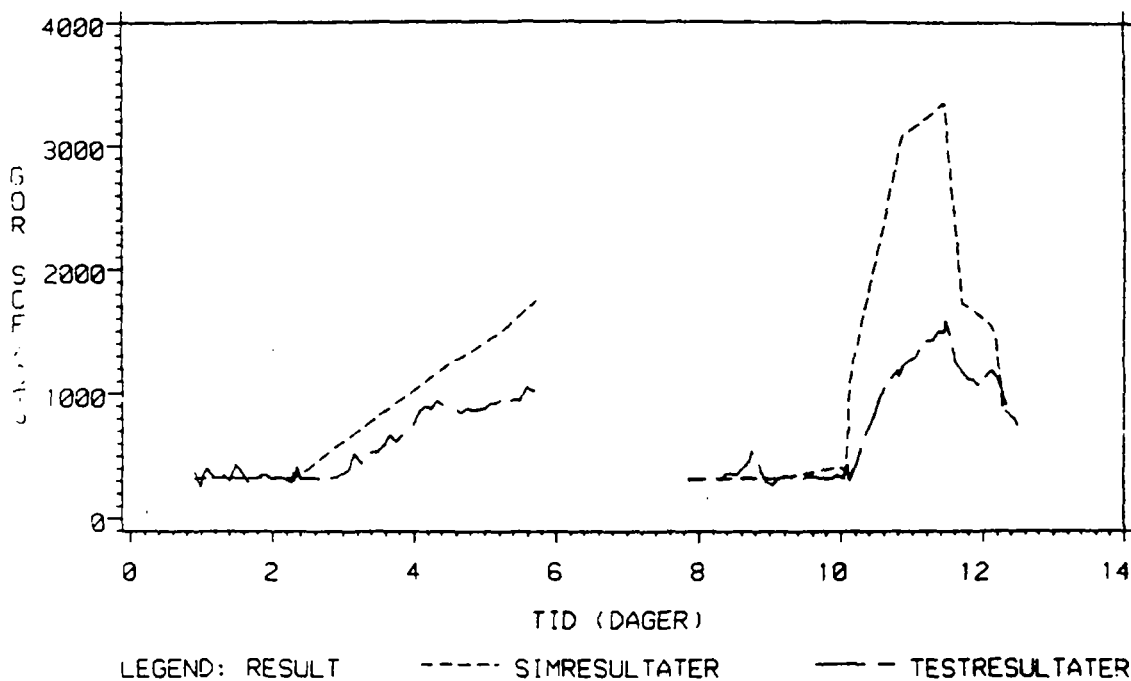
VEDLEGG E

VEDLEGG E  
RESULTAT FRA KJØRINGENE

# KJØRING 1

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
0.91	2285.0	122.	0.	40.	331.	0.000	0.000
2.31	2278.9	578.	0.	191.	330.	0.000	0.000
3.33	2275.1	801.	0.	506.	756.	0.000	0.000
4.25	2274.7	801.	0.	909.	1135.	0.000	0.000
5.13	2274.4	788.	1.	1209.	1535.	0.001	0.001
5.73	2274.1	788.	1.	1377.	1748.	0.001	0.001
7.03	0.0	0.	0.	0.	0.	0.0	0.0
8.96	2280.0	400.	0.	132.	330.	0.001	0.001
9.08	2280.0	520.	0.	175.	331.	0.001	0.001
9.96	2277.5	608.	1.	253.	416.	0.001	0.001
10.08	2277.7	591.	1.	231.	391.	0.001	0.001
10.13	2272.8	965.	1.	1060.	1098.	0.001	0.001
10.97	2271.8	904.	3.	2798.	3084.	0.003	0.003
11.46	2271.0	872.	4.	2915.	3342.	0.005	0.005
11.48	2272.0	803.	4.	2647.	3217.	0.005	0.005
11.71	2276.1	612.	3.	1058.	1729.	0.005	0.004
12.12	2275.4	671.	3.	1036.	1545.	0.005	0.005
12.21	2275.7	638.	3.	888.	1392.	0.005	0.005
12.39	2276.6	535.	3.	462.	863.	0.005	0.005
12.50	2277.2	576.	3.	439.	762.	0.005	0.005

## GASSOLJEFORHOLD

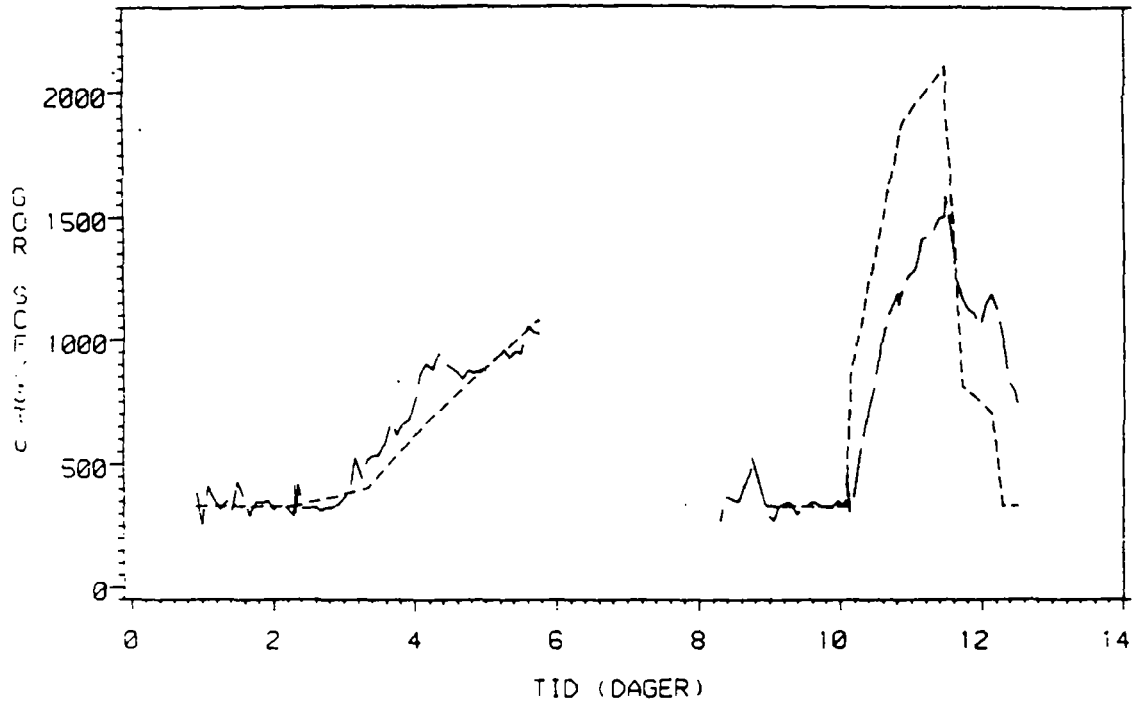




# KJØRING 2

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
6.21	2285.4	122.	0.	40.	331.	0.000	0.000
7.31	2279.7	578.	0.	191.	330.	0.000	0.000
7.33	2276.4	301.	0.	323.	403.	0.000	0.000
8.25	2276.2	301.	0.	557.	695.	0.000	0.000
8.33	2275.9	788.	0.	770.	977.	0.000	0.000
8.73	2275.8	788.	1.	853.	1083.	0.001	0.001
7.83	0.0	0.	0.	0.	0.	0.0	0.0
8.96	2281.4	400.	0.	132.	330.	0.000	0.000
8.98	2280.7	529.	0.	175.	331.	0.001	0.001
9.96	2278.7	608.	0.	201.	330.	0.001	0.001
10.08	2278.8	591.	0.	195.	330.	0.001	0.001
10.13	2274.1	265.	1.	823.	853.	0.001	0.001
10.37	2273.8	304.	2.	1702.	1883.	0.002	0.002
11.46	2273.9	372.	3.	1836.	2104.	0.004	0.004
11.48	2274.1	373.	3.	1649.	2004.	0.004	0.004
11.71	2277.4	412.	2.	494.	807.	0.003	0.003
12.12	2277.1	671.	2.	469.	699.	0.004	0.004
12.21	2277.3	638.	2.	351.	550.	0.004	0.004
12.29	2278.2	535.	2.	177.	330.	0.003	0.003
12.50	2278.7	576.	2.	190.	330.	0.003	0.003

## GASSOLJEFORHOLD

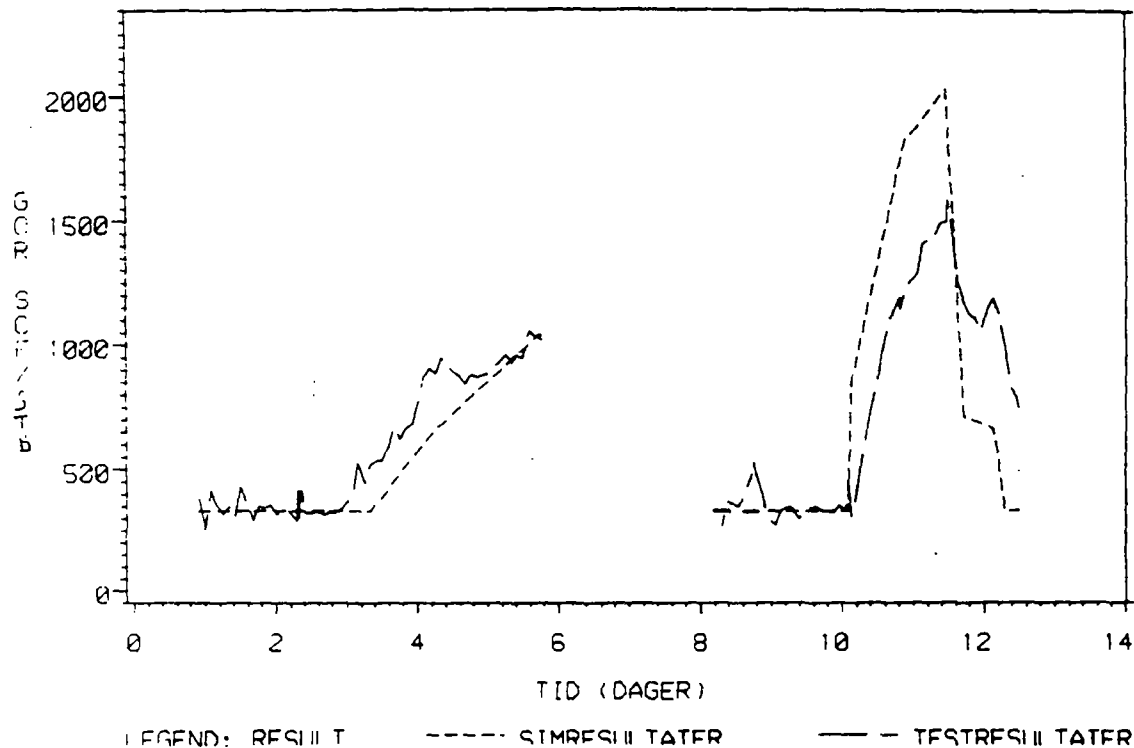


LEGEND: RESUL T      SIMRESUL TATER      TESTRESUL TATER

# KJØRING 3

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
0.01	2285.4	100	0.	40.	331.	0.000	0.000
0.33	2279.8	578.	0.	191.	330.	0.000	0.000
3.33	2276.9	801.	0.	264.	330.	0.000	0.000
4.25	2276.3	801.	0.	531.	662.	0.000	0.000
5.33	2276.0	788.	0.	738.	936.	0.000	0.000
5.73	2275.9	788.	1.	821.	1042.	0.001	0.001
7.83	0.0	0.	0.	0.	0.	0.0	0.0
8.96	2281.5	100.	0.	132.	330.	0.000	0.000
9.02	2280.9	529.	0.	175.	331.	0.000	0.000
9.96	2278.9	608.	0.	201.	330.	0.001	0.001
10.08	2279.2	591.	0.	195.	330.	0.001	0.001
10.13	2274.3	965.	1.	821.	950.	0.001	0.001
10.87	2274.1	904.	2.	1647.	1823.	0.002	0.002
11.46	2274.3	870.	3.	1766.	2025.	0.004	0.004
11.48	2274.4	823.	3.	1583.	1923.	0.003	0.003
11.71	2277.7	610.	2.	435.	710.	0.003	0.003
12.12	2277.3	571.	2.	443.	660.	0.004	0.004
12.21	2277.5	438.	2.	332.	520.	0.004	0.004
12.29	2278.4	535.	2.	177.	330.	0.003	0.003
12.50	2278.9	576.	2.	190.	330.	0.003	0.003

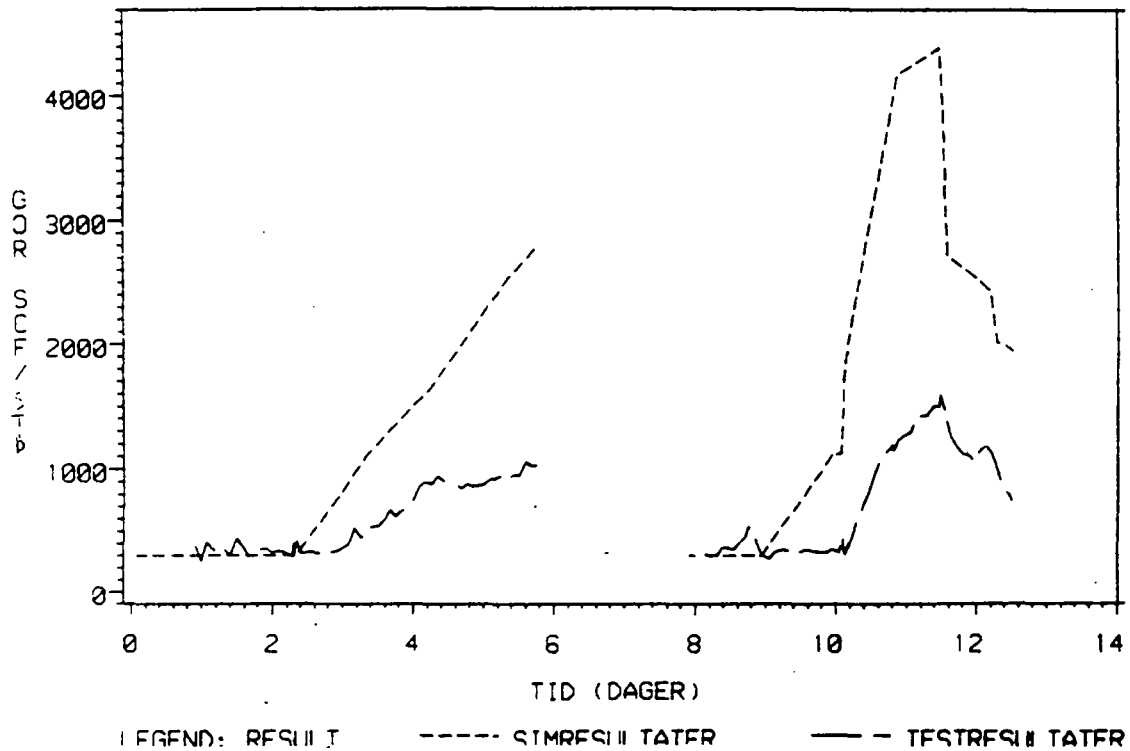
GASSOLJEFORHOLD



# KJØRING 4

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
0.04	2285.1	122.	0.	37.	301.	0.000	0.000
0.91	2284.7	122.	0.	37.	301.	0.000	0.000
0.92	2281.5	578.	0.	174.	301.	0.000	0.000
2.31	2276.0	578.	0.	173.	300.	0.000	0.000
2.33	2274.3	801.	0.	240.	300.	0.000	0.000
3.33	2270.6	801.	0.	885.	1105.	0.000	0.000
4.25	2269.7	801.	0.	1323.	1651.	0.000	0.000
5.33	2269.0	788.	0.	1988.	2523.	0.000	0.000
5.73	2268.8	788.	0.	2178.	2764.	0.000	0.000
7.83	0.0	0.	0.	0.	0.	0.0	0.0
7.92	2283.3	400.	0.	120.	301.	0.000	0.000
8.95	2278.3	400.	0.	120.	300.	0.000	0.000
9.08	2277.4	579.	0.	220.	415.	0.000	0.000
9.96	2273.6	608.	0.	682.	1121.	0.000	0.000
10.08	2273.6	591.	0.	668.	1131.	0.000	0.000
10.13	2270.8	965.	0.	1798.	1864.	0.000	0.000
10.87	2265.3	904.	1.	3776.	4177.	0.001	0.001
11.46	2265.6	873.	1.	3835.	4393.	0.001	0.001
11.48	2266.0	803.	1.	3548.	4311.	0.001	0.001
11.58	2271.1	612.	1.	1658.	2710.	0.001	0.001
12.12	2271.2	654.	1.	1611.	2463.	0.002	0.002
12.21	2271.4	638.	1.	1528.	2395.	0.002	0.002
12.29	2272.5	535.	1.	1074.	2008.	0.002	0.002
12.50	2273.2	576.	1.	1122.	1947.	0.002	0.002

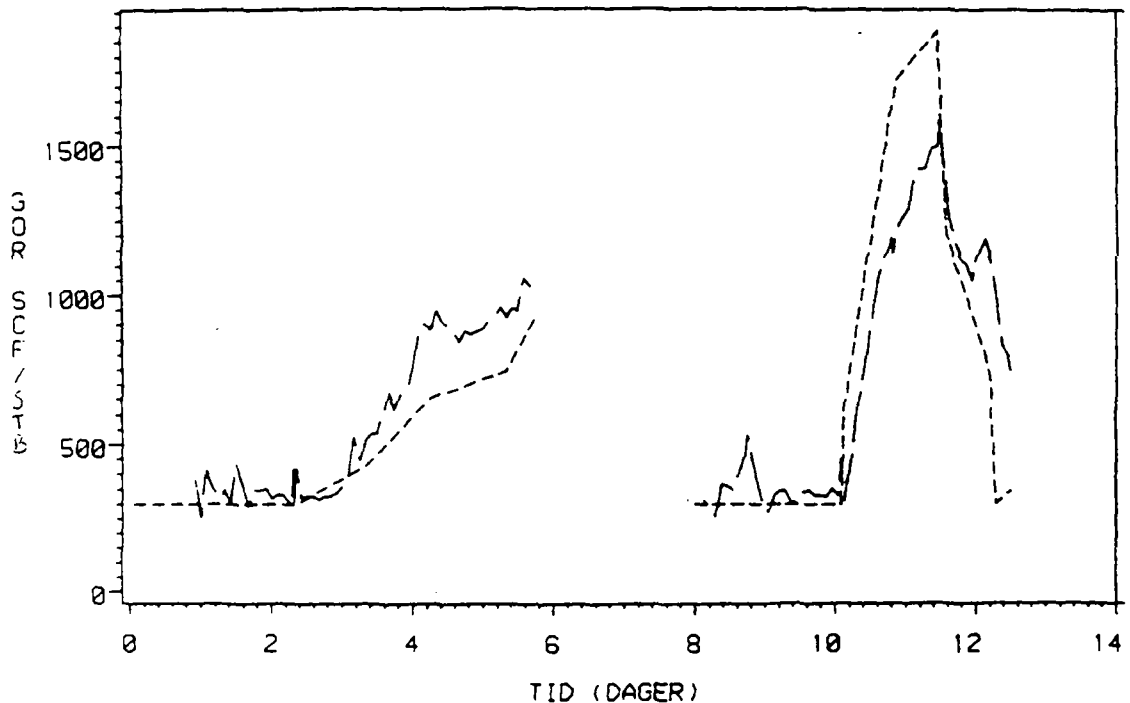
## GASSOLJEFORHOLD



# KJØRING 5

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
0.04	2285.8	122.	0.	37.	301.	0.000	0.000
0.91	2285.4	122.	0.	37.	301.	0.000	0.000
0.92	2283.0	578.	0.	174.	301.	0.000	0.000
2.31	2278.6	578.	0.	173.	300.	0.000	0.000
2.33	2277.4	801.	0.	240.	300.	0.000	0.000
3.33	2274.7	801.	0.	343.	428.	0.000	0.000
4.05	2274.5	801.	0.	524.	655.	0.000	0.000
5.33	2274.5	788.	0.	588.	746.	0.000	0.000
6.73	2274.4	788.	0.	729.	925.	0.000	0.000
7.03	0.0	0.	0.	0.	0.	0.0	0.0
7.92	2284.0	400.	0.	120.	301.	0.000	0.000
8.96	2280.5	400.	0.	120.	300.	0.000	0.000
9.08	2279.8	529.	0.	159.	301.	0.000	0.000
9.96	2277.4	608.	0.	183.	300.	0.000	0.000
10.08	2277.5	591.	0.	177.	300.	0.000	0.000
10.13	2272.3	965.	0.	611.	634.	0.000	0.000
10.87	2272.0	904.	0.	1556.	1722.	0.000	0.000
11.46	2272.1	873.	1.	1645.	1885.	0.001	0.001
11.48	2272.3	923.	1.	1495.	1817.	0.001	0.001
11.58	2276.0	612.	0.	729.	1192.	0.001	0.001
12.12	2275.9	654.	1.	522.	799.	0.001	0.001
12.21	2276.1	638.	1.	445.	698.	0.001	0.001
12.29	2275.9	535.	0.	160.	300.	0.001	0.001
12.50	2277.5	576.	0.	200.	346.	0.001	0.001

## GASSOLJEFORHOLD

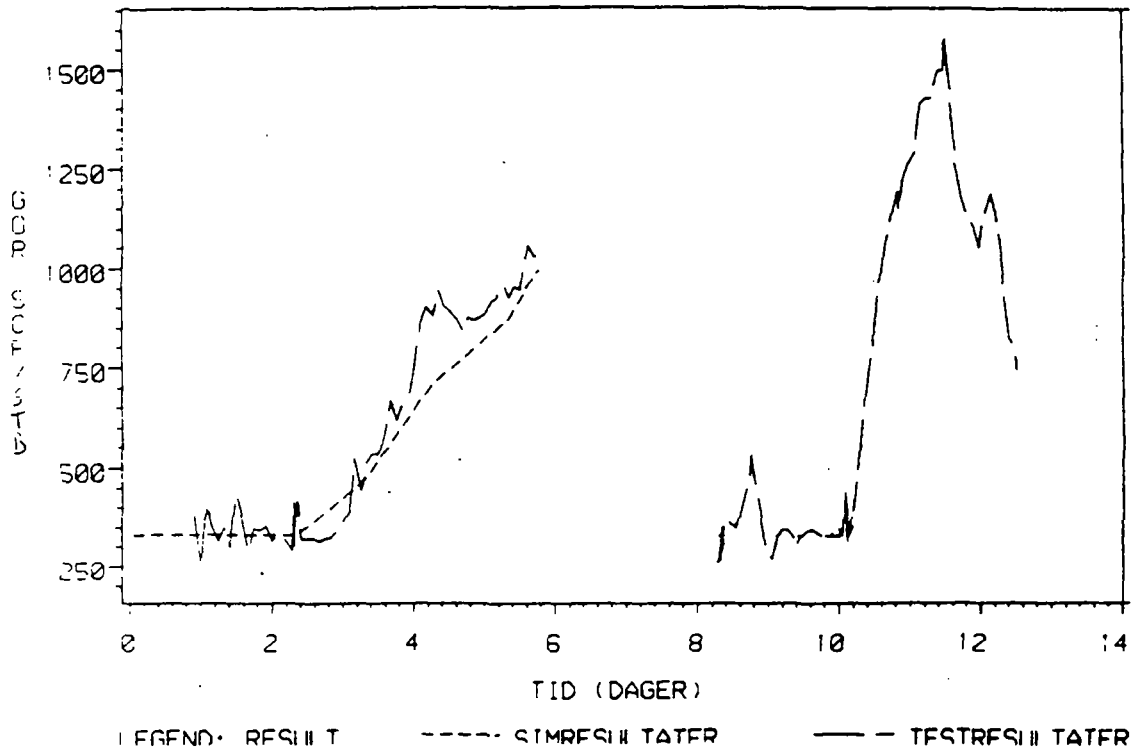


LEGEND: RESULT      SIMRESULTATER      TESTRESULTATER

# KJØRING 6

TIME	ROT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
0.04	2285.6	122.	0.	40.	331.	0.000	0.000
0.91	2285.1	122.	0.	40.	331.	0.000	0.000
0.93	2282.7	578.	0.	191.	331.	0.000	0.000
2.31	2278.5	578.	0.	191.	330.	0.000	0.000
2.33	2277.5	801.	0.	264.	330.	0.000	0.000
3.33	2274.7	801.	0.	384.	479.	0.000	0.000
4.15	2274.3	801.	0.	569.	710.	0.000	0.000
5.33	2274.5	788.	0.	690.	875.	0.000	0.000
5.73	2274.1	788.	0.	784.	995.	0.000	0.000

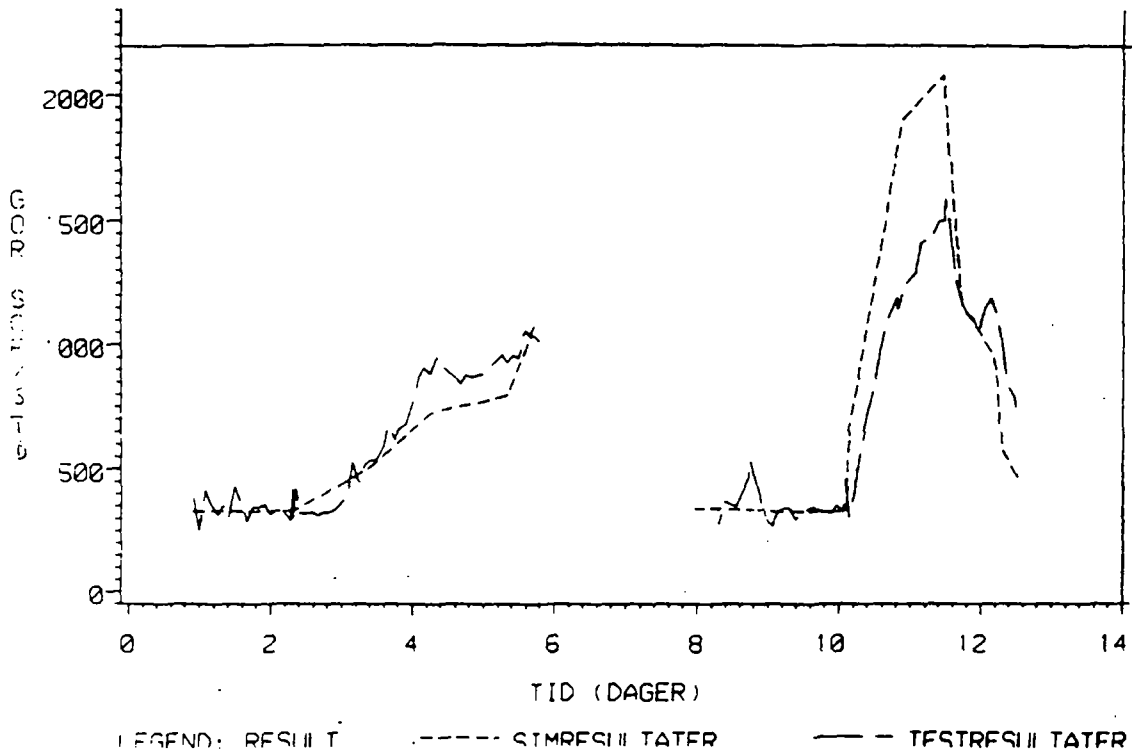
## GASSOLJEFORHOLD



# KJØRING 7

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
0.91	2285.1	122.	0.	40.	331.	0.000	0.000
1.71	2278.4	578.	0.	191.	330.	0.000	0.000
3.53	2274.7	801.	0.	394.	492.	0.000	0.000
4.25	2274.2	801.	0.	578.	722.	0.000	0.000
5.33	2274.3	788.	0.	626.	794.	0.000	0.000
6.73	2273.9	788.	0.	857.	1088.	0.000	0.000
7.83	0.0	0.	0.	0.	0.	0.0	0.0
8.25	2200.4	400.	0.	132.	330.	0.000	0.000
9.08	2279.6	529.	0.	175.	331.	0.000	0.000
9.25	2277.2	608.	0.	201.	330.	0.000	0.000
10.08	2277.3	591.	0.	195.	330.	0.000	0.000
10.13	2272.0	965.	0.	634.	657.	0.000	0.000
10.87	2271.4	904.	0.	1714.	1896.	0.000	0.000
11.48	2271.6	873.	1.	1815.	2079.	0.001	0.001
11.48	2271.9	823.	1.	1651.	2006.	0.001	0.001
11.74	2276.0	612.	0.	709.	1159.	0.001	0.001
12.17	2275.3	471.	1.	652.	972.	0.001	0.001
12.21	2275.6	438.	1.	566.	987.	0.001	0.001
12.29	2275.5	535.	1.	308.	575.	0.001	0.001
12.50	2277.1	576.	1.	271.	470.	0.001	0.001

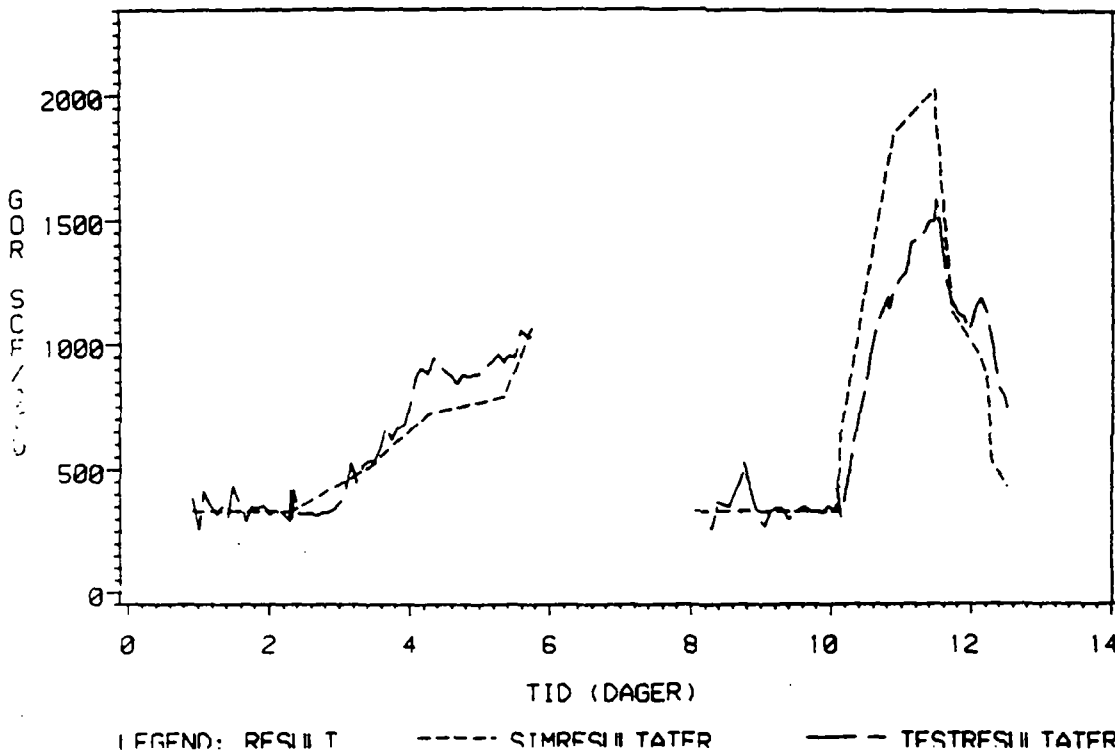
## GASSOLJEFORHOLD



# KJØRING 8

TIME	ROT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
2.04	2285.1	122.	0.	40.	331.	0.000	0.000
2.31	2278.5	578.	0.	191.	330.	0.000	0.000
3.03	2274.7	801.	0.	395.	493.	0.000	0.000
4.25	2274.2	301.	0.	577.	721.	0.000	0.000
5.33	2274.3	788.	0.	620.	787.	0.000	0.000
6.03	2273.9	788.	0.	834.	1059.	0.000	0.000
7.03	0.0	0.	0.	0.	0.	0.0	0.0
8.06	2280.5	400.	0.	132.	330.	0.000	0.000
9.00	2279.7	529.	0.	175.	331.	0.000	0.000
9.06	2277.2	608.	0.	201.	330.	0.000	0.000
10.08	2277.3	571.	0.	195.	330.	0.000	0.000
10.13	2272.1	965.	0.	635.	658.	0.000	0.000
10.87	2271.5	904.	0.	1665.	1842.	0.000	0.000
11.10	2271.8	873.	1.	1768.	2025.	0.001	0.001
11.48	2272.0	823.	1.	1608.	1954.	0.001	0.001
11.71	2275.1	612.	0.	689.	1126.	0.001	0.001
12.12	2275.4	671.	1.	627.	935.	0.001	0.001
12.21	2275.7	638.	1.	545.	854.	0.001	0.001
12.29	2276.6	535.	1.	283.	528.	0.001	0.001
12.50	2277.4	576.	1.	247.	430.	0.001	0.001

## GASSOLJEFORHOLD

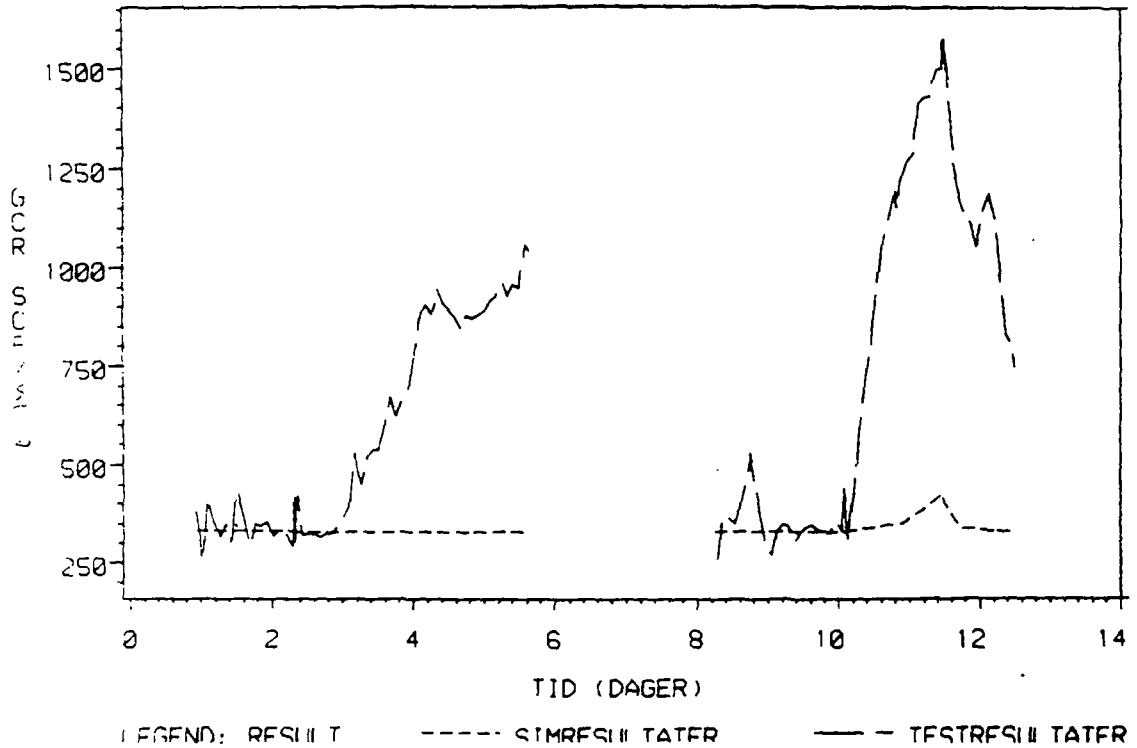


LEGEND: RESULT      ----- STIMRESULTATER      ——— TESTRESULTATER

# KJØRING 9

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DATE	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
0.91	2204.9	112.	0.	40.	331.	0.000	0.000
2.31	2272.5	578.	0.	191.	330.	0.000	0.000
3.23	2272.5	201.	0.	264.	330.	0.000	0.000
4.25	2272.4	801.	0.	264.	330.	0.000	0.000
5.33	2272.4	733.	0.	260.	330.	0.000	0.000
5.73	2272.3	738.	0.	260.	330.	0.000	0.000
7.07	0.0	0.	0.	0.	0.	0.0	0.0
8.26	2279.2	400.	0.	132.	330.	0.0	0.0
9.08	2278.5	529.	0.	175.	330.	0.000	0.000
9.96	2275.5	608.	0.	201.	330.	0.000	0.000
10.08	2275.5	591.	0.	195.	330.	0.000	0.000
10.13	2273.6	957.	0.	319.	331.	0.000	0.000
10.37	2270.1	204.	0.	316.	350.	0.000	0.000
11.44	2270.6	873.	0.	370.	424.	0.000	0.000
11.48	2270.4	823.	0.	336.	408.	0.000	0.000
11.71	2275.0	612.	0.	207.	339.	0.000	0.000
12.12	2274.0	671.	0.	222.	331.	0.000	0.000
12.21	2274.1	638.	0.	211.	331.	0.000	0.000
12.29	2275.1	535.	0.	176.	330.	0.000	0.000
12.50	2275.7	576.	0.	191.	331.	0.000	0.000

## GASSOLJEFORHOLD

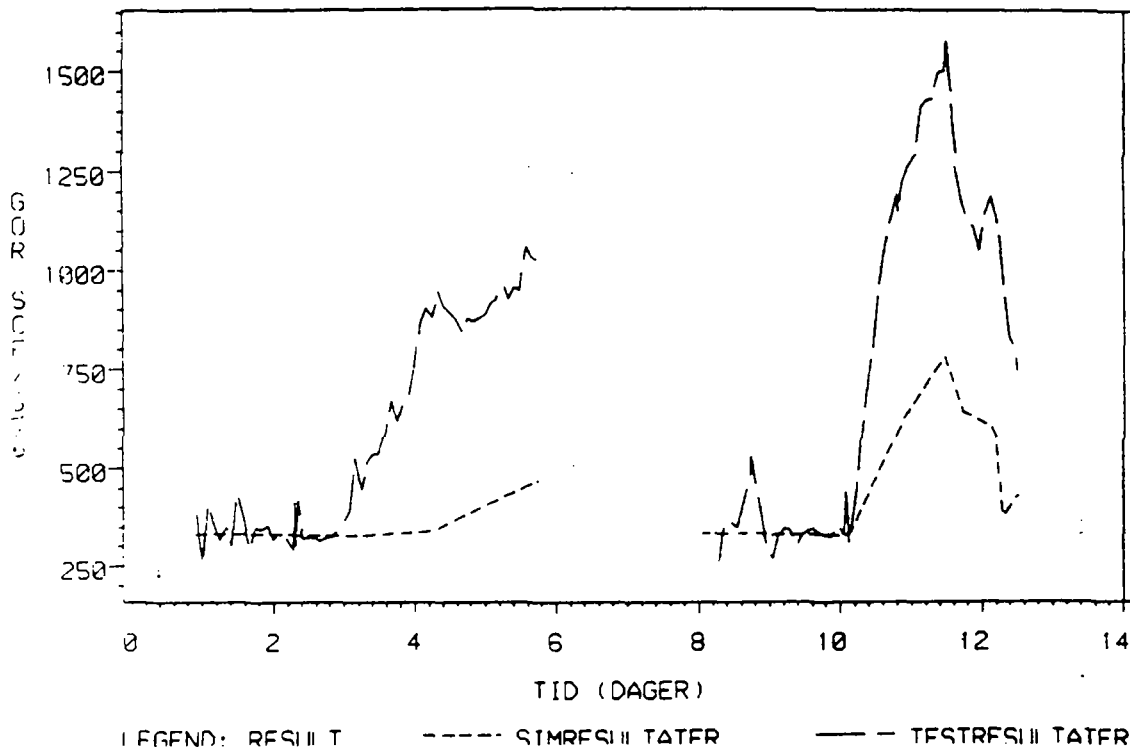




# KJØRING 10

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
0.91	2284.0	122.	0.	40.	331.	0.000	0.000
2.31	2273.4	578.	0.	191.	330.	0.000	0.000
3.33	2268.1	801.	0.	264.	329.	0.000	0.000
4.25	2267.7	801.	0.	273.	341.	0.000	0.000
5.33	2267.4	798.	0.	344.	436.	0.000	0.000
5.73	2267.3	798.	0.	369.	469.	0.000	0.000
7.87	0.0	0.	0.	0.	0.	0.0	0.0
8.96	2276.8	400.	0.	132.	330.	0.0	0.0
9.08	2275.8	529.	0.	175.	331.	0.0	0.0
9.94	2271.7	608.	0.	201.	330.	0.000	0.000
10.08	2271.9	591.	0.	195.	330.	0.000	0.000
10.13	2269.3	965.	0.	321.	333.	0.000	0.000
10.37	2264.4	904.	0.	561.	621.	0.000	0.000
11.46	2264.8	873.	0.	683.	782.	0.000	0.000
11.48	2265.1	823.	0.	640.	778.	0.000	0.000
11.71	2270.9	612.	0.	393.	643.	0.000	0.000
12.12	2269.6	571.	0.	403.	601.	0.000	0.000
12.21	2269.9	538.	0.	360.	565.	0.000	0.000
12.29	2271.2	535.	0.	256.	479.	0.000	0.000
12.50	2272.1	576.	0.	248.	431.	0.000	0.000

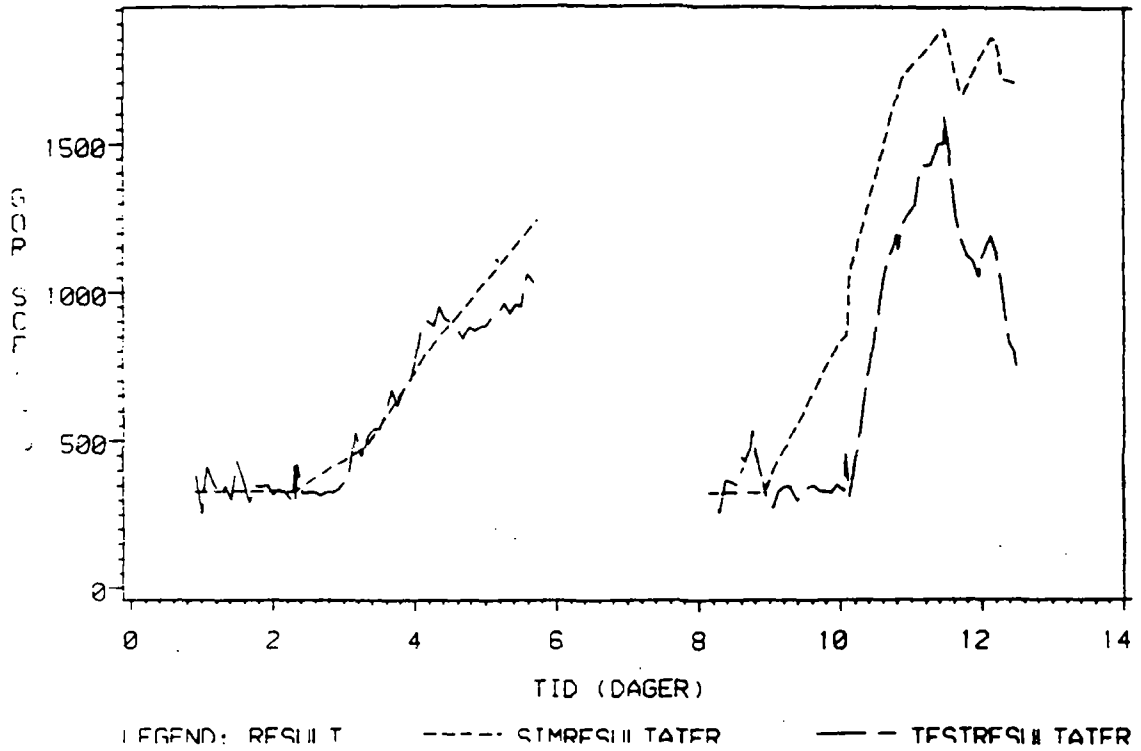
GASSOLJEFORHOLD



# KJØRING 11

TIME	PRODUKT	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	CTB/DAY	CTB/DAY	CTB/DAY	CFE DAY	CFE/CTB	FRAC	FRAC
2.31	2292.0	122.	0.	4.	330	0.000	0.000
3.31	2292.0	578.	0.	190.	329	0.000	0.000
4.25	2292.0	801.	0.	250.	282	0.000	0.000
5.33	2292.0	801.	0.	250.	281	0.000	0.000
5.73	2292.0	788.	0.	277.	352.	0.000	0.000
7.83	2292.0	0.	0.	0.	0.	0.0	0.0
8.26	2292.0	400.	0.	130.	320.	0.0	0.0
9.08	2292.0	529.	0.	170.	311.	0.0	0.0
9.96	2292.0	608.	0.	200.	323.	0.000	0.000
10.08	2292.0	591.	0.	190.	354	0.000	0.000
10.13	2292.0	965.	0.	330.	355.	0.000	0.000
10.87	2292.0	904.	0.	250.	335.	0.000	0.000
11.46	2292.0	873.	0.	240.	384.	0.000	0.000
11.48	2292.0	823.	0.	240.	374.	0.000	0.000
11.71	2292.0	612.	0.	190.	355.	0.000	0.000
12.12	2292.0	671.	0.	210.	353.	0.000	0.000
12.21	2292.0	638.	0.	210.	331.	0.000	0.000
12.29	2292.0	535.	0.	170.	311.	0.000	0.000
12.50	2292.0	576.	0.	170.	303	0.000	0.000

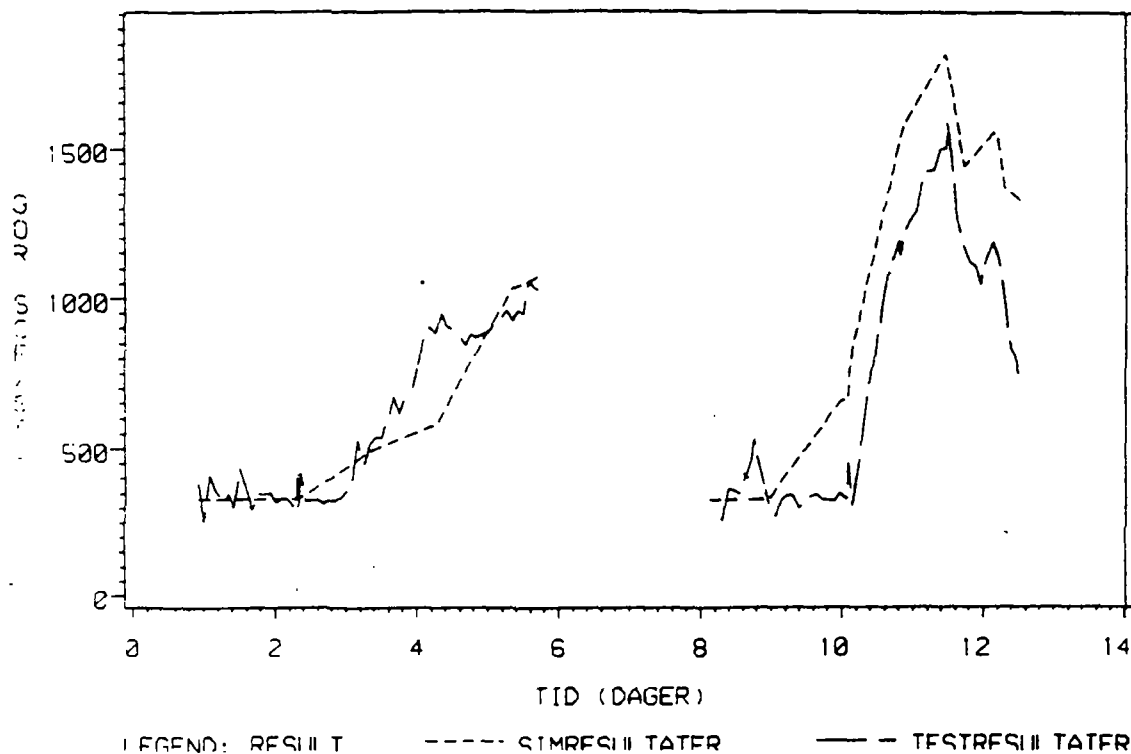
GASSOLJEFORHOLD



# KJØRING 12

TIME	HOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DATE	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
8.21	2282.6	122.	0.	10.	330.	0.000	0.000
8.31	2267.2	578.	0.	190.	329.	0.000	0.000
9.03	2259.1	801.	0.	393.	491.	0.000	0.000
9.25	2258.4	801.	0.	463.	577.	0.000	0.000
9.33	2258.3	788.	0.	813.	1032.	0.000	0.000
9.73	2257.0	798.	0.	844.	1073.	0.000	0.000
7.83	0.0	0.	0.	0.	0.	0.0	0.0
8.95	2272.2	400.	0.	132.	331.	0.0	0.0
9.08	2270.8	529.	0.	198.	374.	0.0	0.0
9.96	2264.6	608.	0.	398.	654.	0.000	0.000
10.08	2264.6	591.	0.	392.	664.	0.000	0.000
10.13	2252.4	965.	0.	795.	824.	0.000	0.000
10.87	2252.8	904.	0.	1432.	1584.	0.000	0.000
11.46	2253.3	973.	0.	1585.	1915.	0.000	0.000
11.48	2253.7	923.	0.	1483.	1802.	0.000	0.000
11.71	2262.8	612.	0.	885.	1445.	0.000	0.000
12.12	2260.9	671.	0.	1041.	1552.	0.000	0.000
12.21	2261.1	638.	0.	970.	1520.	0.000	0.000
12.29	2263.1	535.	0.	731.	1367.	0.000	0.000
12.50	2264.4	576.	0.	765.	1328.	0.000	0.000

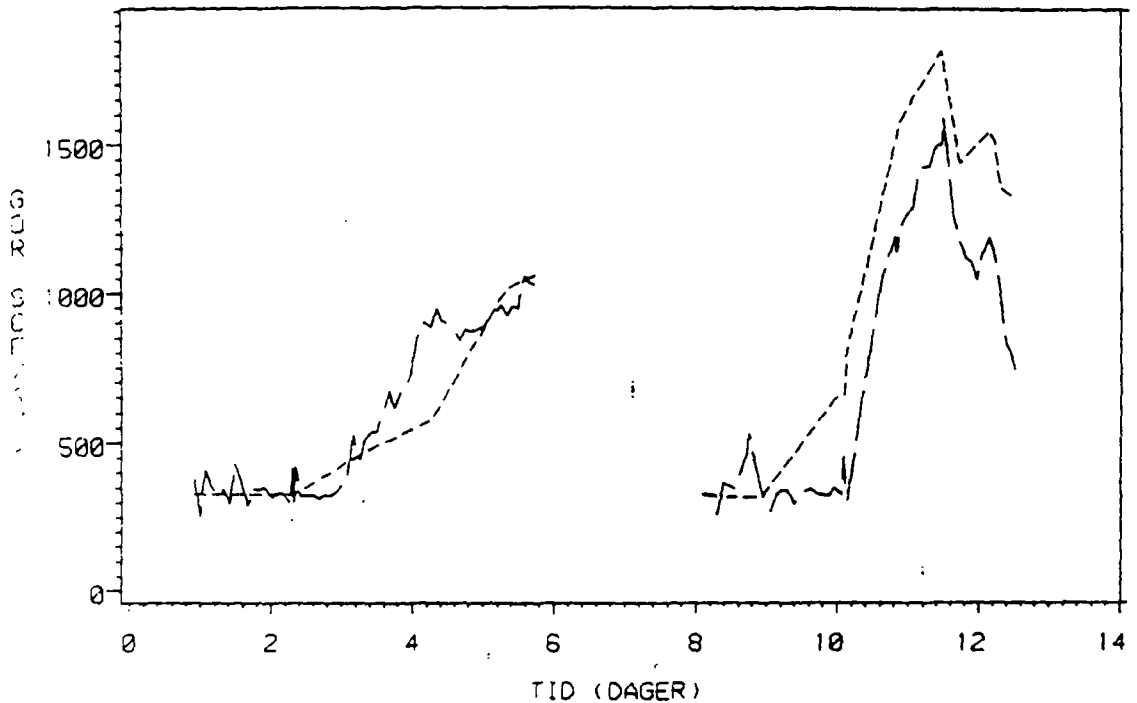
## GASSOLJEFORHOLD



# KJØRING 13

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DATE	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
0.01	2283	122.	0.	40.	330.	0.000	0.000
0.31	2267	578.	0.	190.	329.	0.000	0.000
3.33	2259	801.	0.	378.	472.	0.000	0.000
4.25	2259	801.	0.	459.	573.	0.000	0.000
5.37	2258	788.	0.	802.	1017.	0.000	0.000
5.73	2257	788.	0.	834.	1058.	0.000	0.000
6.03	0	0.	0.	0.	0.	0.0	0.0
6.04	2272	400.	0.	132.	331.	0.000	0.000
6.08	2271	529.	0.	198.	373.	0.000	0.000
6.10	2265	508.	0.	394.	648.	0.000	0.000
10.08	2265	591.	0.	389.	658.	0.000	0.000
10.17	2252	965.	0.	786.	915.	0.000	0.000
10.27	2253	904.	0.	1439.	1581.	0.000	0.000
11.48	2253	873.	0.	1582.	1813.	0.000	0.00
11.48	2254	823.	0.	1481.	1800.	0.000	0.00
11.71	2267	812.	0.	881.	1439.	0.000	0.00
12.12	2281	871.	0.	1035.	1542.	0.000	0.00
12.21	2281	838.	0.	963.	1510.	0.000	0.00
12.29	2282	835.	0.	725.	1355.	0.000	0.00
12.30	2284	878.	0.	758.	1316.	0.000	0.00

## GASSOLJEFORHOLD

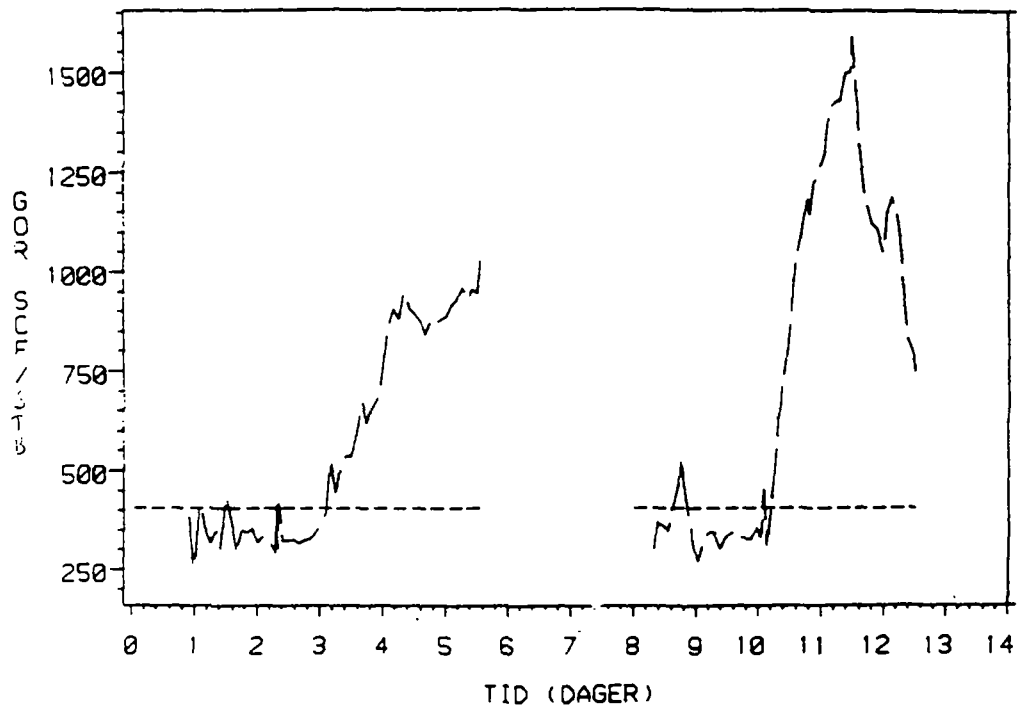


LEGEND: RES II T      - - - - SIMRES II TATER      — — — TESTRES II TATER

# KJØRING 14

TIME	REF. HOLE ELEV. (MFP)	DI. FROM SAFE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO
DAY	DATA	ITS (M)	STB/DAY	SCF/DAY	SCF/STB	FRAC
0.17	2285.1	122	0.	50.	406.	0.000
0.91	2285.8	122.	0.	50.	406.	-0.000
0.92	2285.0	178	0.	235.	406.	0.000
2.31	2281.8	378.	0.	134.	406.	0.000
3.33	2281.1	301.	0.	325.	406.	0.000
3.33	2275.8	301.	0.	325.	405.	0.000
4.25	2278.8	301.	0.	325.	405.	0.000
5.33	2278.7	788.	0.	319.	405.	0.000
6.75	2278.7	788.	0.	319.	405.	0.000
7.83	0.0	0.	0.	0.	0.	0.0
7.93	2285.0	401.	0.	162.	406.	0.0
8.96	2283.0	401.	0.	162.	406.	0.000
9.08	2282.8	509.	0.	215.	406.	0.000
9.97	2281.3	508.	0.	247.	405.	0.000
10.08	2281.3	591.	0.	240.	405.	0.000
10.15	2280.0	965.	0.	391.	405.	0.000
10.87	2278.8	964.	0.	367.	406.	0.000
11.46	2278.8	373.	0.	354.	406.	0.000
11.58	2278.0	323.	0.	334.	405.	0.000
11.58	2281.0	512.	0.	248.	406.	0.000
12.17	2280.0	371.	0.	265.	406.	0.000
12.21	2280.0	578.	0.	259.	406.	0.000
12.29	2281.1	577.	0.	217.	406.	0.000
12.50	2281.4	576.	0.	234.	406.	0.000

GASSOLJEFORHOLD

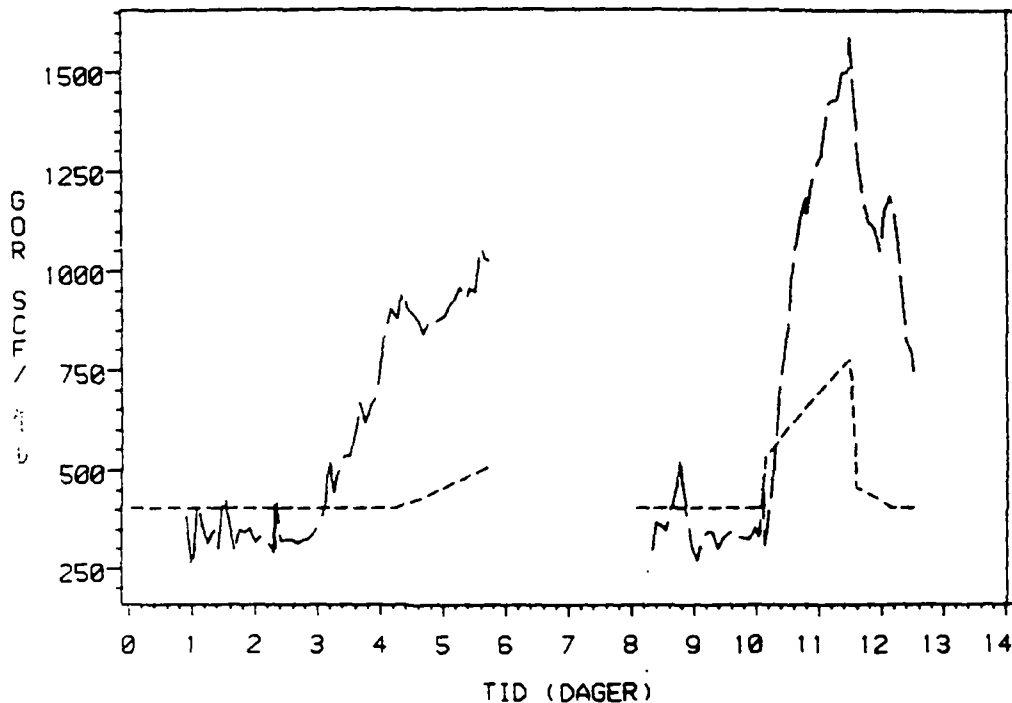


LEGEND: RESII T      - - - - SIMRESII TATER      - - - - TESTRESII TATER

# KJØRING 15

TIME	WELL NO.	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO
		STB/DAY	STB/DAY	SCF/DAY	SCF/STB	FRAC
1.00	2285.0	122.	0.	50.	406.	0.000
1.01	2285.0	122.	0.	50.	406.	0.000
1.02	2284.0	573.	0.	235.	406.	0.000
1.03	2284.0	573.	0.	234.	405.	0.000
1.04	2279.0	901.	0.	325.	405.	0.000
1.05	2279.0	901.	0.	324.	405.	0.000
1.06	2279.0	901.	0.	324.	405.	0.000
1.07	2277.0	788.	0.	379.	481.	0.000
1.08	2277.0	788.	0.	404.	513.	0.000
1.09	0.0	0.	0.	0.	0.	0.0
1.10	2204.0	400.	0.	162.	406.	0.0
1.11	2200.0	400.	0.	162.	406.	0.000
1.12	2281.0	520.	0.	215.	406.	0.000
1.13	2279.0	508.	0.	247.	406.	0.000
1.14	2279.0	501.	0.	240.	406.	0.000
1.15	2279.0	505.	0.	215.	534.	0.000
1.16	2279.0	904.	0.	611.	576.	0.000
1.17	2279.0	873.	0.	678.	776.	0.000
1.18	2279.0	803.	0.	517.	750.	0.000
1.19	2279.0	612.	0.	281.	458.	0.000
1.20	2279.0	654.	0.	266.	407.	0.000
1.21	2279.0	638.	0.	259.	406.	0.000
1.22	2279.0	535.	0.	217.	405.	0.000
1.23	2279.0	573.	0.	234.	406.	0.000

GASSQLJEFORHOLD

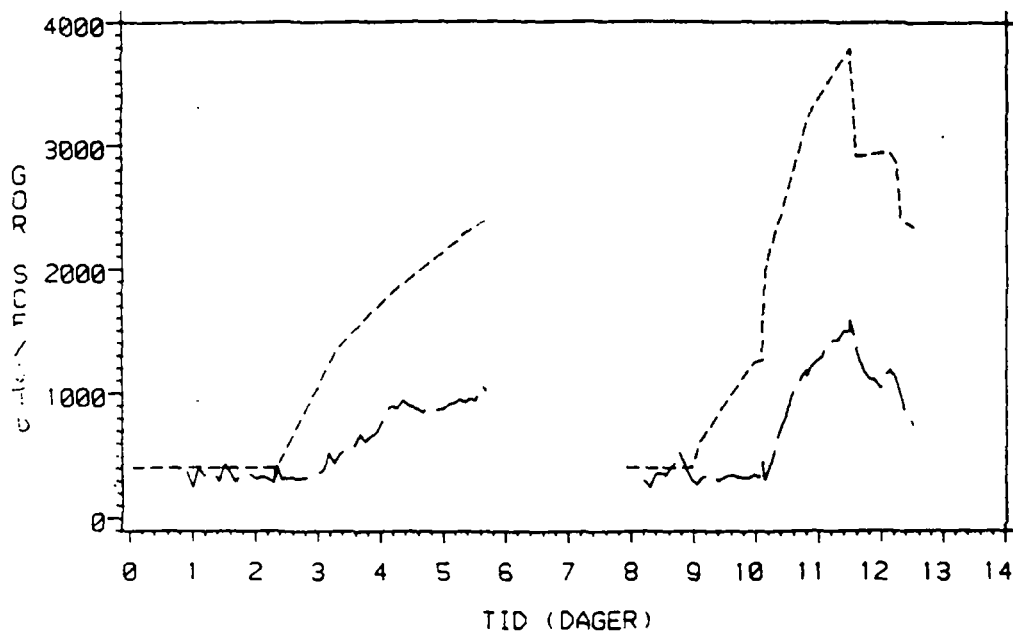


LEGEND: RESUL T      - - - - SIMRESUL TATER      - - - - TESTRESUL TATER

# KJØRING 16

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	FSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
0.04	2285.0	122	0.	50.	406.	0.000	0.000
0.91	2284.9	122.	0.	50.	406.	0.000	0.000
0.97	2283.4	578.	0.	235.	406.	0.000	0.000
2.31	2277.5	578.	0.	234.	405.	0.000	0.000
2.33	2276.8	801.	0.	324.	405.	0.000	0.000
3.33	2272.7	801.	0.	1100.	1374.	0.000	0.000
4.25	2271.6	801.	0.	1481.	1849.	0.000	0.000
5.33	2271.1	788.	0.	1799.	2283.	0.000	0.000
5.73	2271.0	788.	0.	1896.	2406.	0.000	0.000
7.83	0.0	0.	0.	0.	0.	0.0	0.0
7.92	2284.8	400.	0.	162.	406.	0.000	0.000
8.96	2279.4	400.	0.	162.	406.	0.000	0.000
9.08	2277.2	529.	0.	321.	507.	0.000	0.000
9.96	2275.1	500	0.	765.	1258.	0.000	0.000
10.08	2275.0	591.	0.	756.	1279.	0.000	0.000
10.13	2273.9	965.	0.	1932.	2002.	0.000	0.000
10.87	2268.2	904.	0.	2992.	3310.	0.000	0.000
11.46	2268.2	873.	0.	3304.	3787.	0.000	0.000
11.48	2268.2	823.	0.	3077.	3739	0.000	0.000
11.58	2272.7	612	0.	1785.	2917.	0.000	0.000
12.12	2272.5	654.	0.	1928.	2948.	0.000	0.000
12.21	2272.6	639.	0.	1835.	2876.	0.000	0.000
12.29	2273.2	575.	0.	1285.	2402.	0.000	0.000
12.59	2274.2	576.	0.	1353.	2349.	0.000	0.000

GASSOLJEFORHOLD

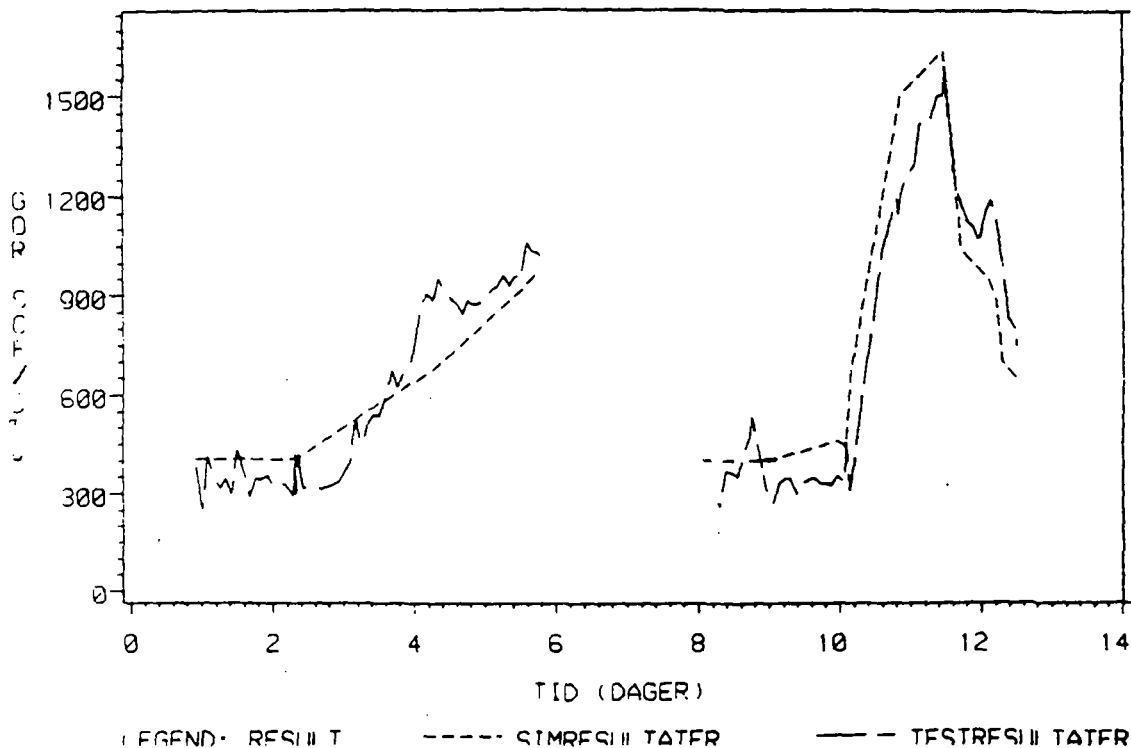


LEGEND: RESULT      - - - - SIMRESULTATER      — — — — TESTRESULTATER

# KJØRING 17

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
0.91	2284.9	122.	0.	50.	406.	0.000	0.000
2.31	2278.2	578.	0.	234.	405.	0.000	0.000
3.33	2274.4	801.	0.	442.	551.	0.000	0.000
4.25	2274.0	801.	0.	540.	674.	0.000	0.000
5.33	2273.9	788.	0.	695.	981.	0.000	0.000
5.73	2273.7	788.	0.	760.	965.	0.000	0.000
7.87	0.0	0.	0.	0.	0.	0.0	0.0
8.96	2280.2	400.	0.	162.	406.	0.0	0.0
9.08	2279.4	529.	0.	215.	406.	0.000	0.000
9.96	2276.9	608.	0.	279.	459.	0.000	0.000
10.08	2277.0	591.	0.	262.	444.	0.000	0.000
10.43	2275.0	965.	0.	624.	647.	0.000	0.000
10.87	2271.1	904.	0.	1364.	1508.	0.000	0.000
11.46	2271.2	873.	0.	1430.	1638.	0.000	0.000
11.48	2271.5	823.	0.	1316.	1599.	0.000	0.000
11.71	2275.6	612.	0.	632.	1033.	0.000	0.000
12.12	2275.0	671.	0.	627.	735.	0.000	0.000
12.21	2275.2	639.	0.	560.	878.	0.000	0.000
12.29	2276.2	535.	0.	374.	699.	0.000	0.000
12.50	2276.7	576.	0.	369.	641.	0.000	0.000

## GASSOLJEFØRHOLD

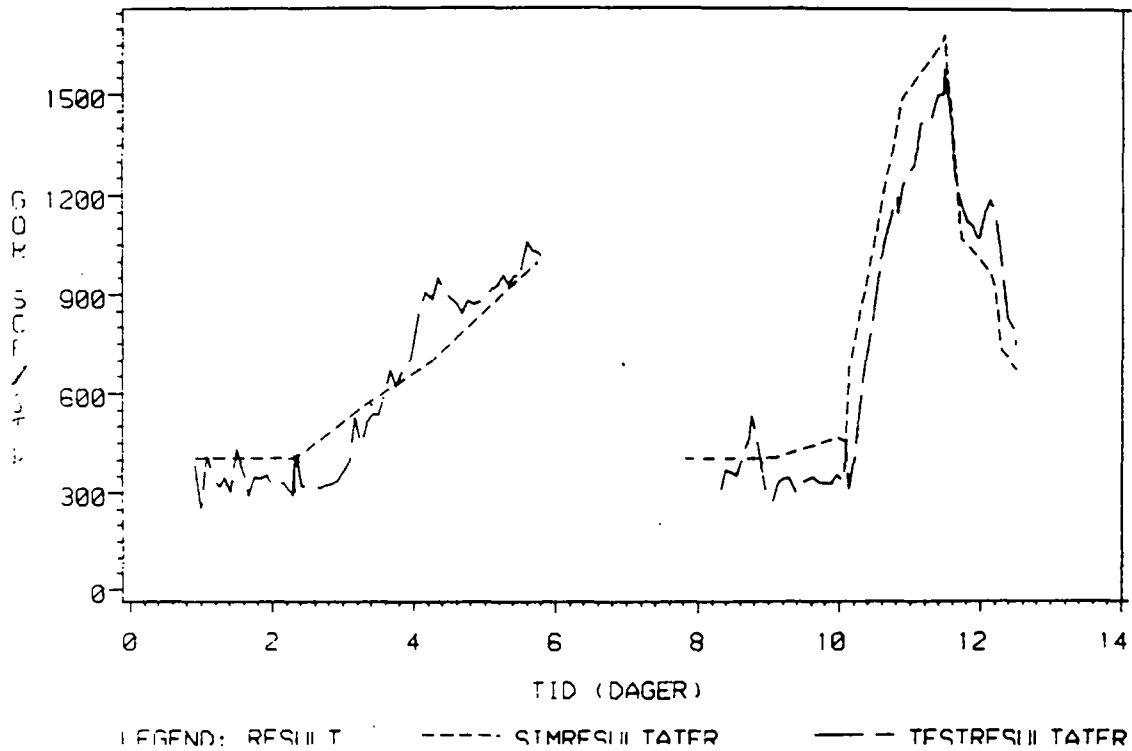




# KJØRING 18

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
0.91	2285.2	122.	0.	50.	406.	0.000	0.000
0.31	2278.1	578.	0.	234.	405.	0.000	0.000
0.03	2274.3	801.	0.	456.	569.	0.000	0.000
4.25	2273.9	801.	0.	559.	698.	0.000	0.000
5.33	2273.6	788.	0.	723.	718.	0.000	0.000
5.73	2273.6	788.	0.	785.	996.	0.000	0.000
7.83	0.0	0.	0.	0.	0.	0.0	0.0
8.96	2280.1	400.	0.	162.	406.	0.0	0.0
9.08	2279.4	529.	0.	215.	406.	0.000	0.000
9.96	2276.8	608.	0.	284.	467.	0.000	0.000
10.08	2276.9	591.	0.	267.	452.	0.000	0.000
10.43	2274.9	965.	0.	643.	667.	0.000	0.000
10.87	2271.2	994.	0.	1345.	1488.	0.000	0.000
11.46	2271.0	873.	0.	1455.	1666.	0.000	0.000
11.48	2271.3	823.	0.	1386.	1685.	0.000	0.000
11.71	2275.4	612.	0.	653.	1068.	0.000	0.000
12.12	2274.8	671.	0.	649.	967.	0.000	0.000
12.13	2275.1	630.	0.	580.	910.	0.000	0.000
12.29	2276.0	535.	0.	391.	731.	0.000	0.000
12.56	2276.8	576.	0.	387.	672.	0.000	0.000

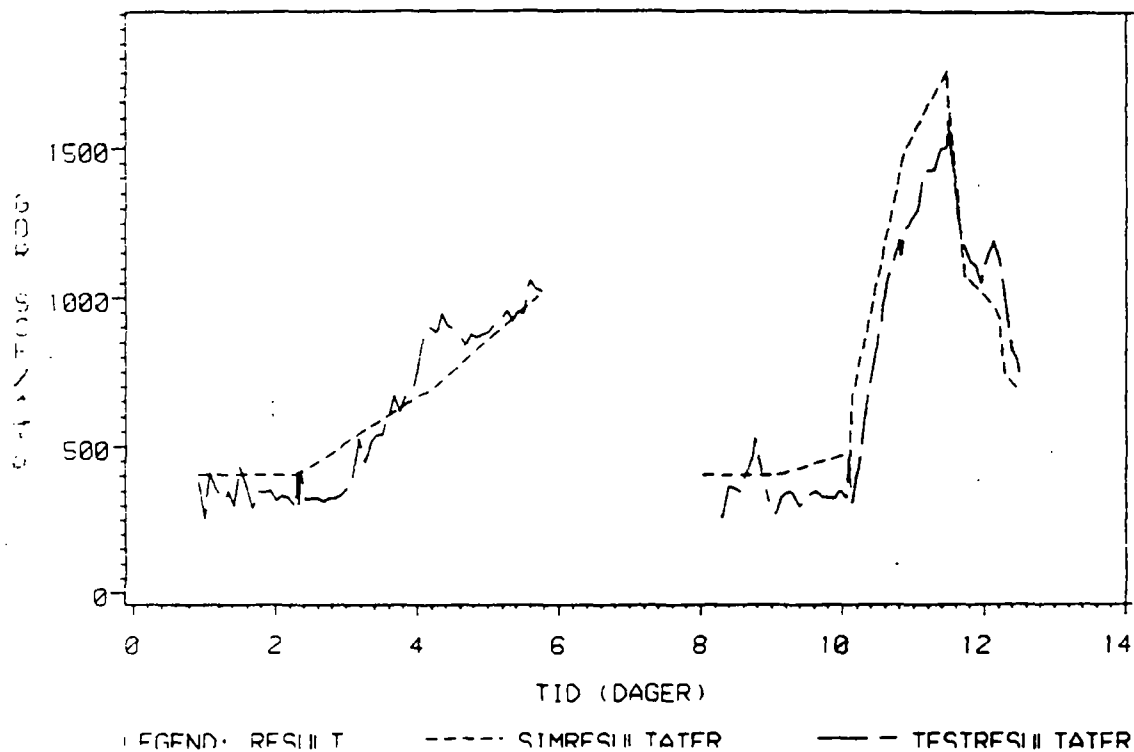
## GASSOLJEFORHOLD



# KJØRING 19

TIME	WELL HOLE	OIL PROD	WATER PROD	GAS PROD	GAS-OIL	WATER-OIL	WATER
DATE	PRESSURE	RATE	RATE	RATE	RATIO	RATIO	CUT
	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
01.21	2295.0	122.	0.	50.	406.	0.000	0.000
01.31	2279.1	578.	0.	234.	405.	0.000	0.000
01.33	2274.2	901.	0.	456.	569.	0.000	0.000
01.35	2273.9	901.	0.	564.	704.	0.000	0.000
01.38	2273.5	788.	0.	734.	931.	0.000	0.000
01.43	2273.4	788.	0.	799.	1013.	0.000	0.000
01.45	2273.0	0.	0.	0.	0.	0.0	0.0
01.47	2280.1	400.	0.	152.	406.	0.000	0.000
01.50	2279.4	529.	0.	215.	406.	0.000	0.000
01.55	2276.8	609.	0.	286.	470.	0.000	0.000
01.58	2276.9	591.	0.	269.	455.	0.000	0.000
02.03	2274.9	765.	0.	349.	673.	0.000	0.000
02.07	2273.1	904.	0.	548.	1421.	0.000	0.000
02.10	2273.0	973.	0.	531.	1753.	0.000	0.000
02.14	2271.1	923.	0.	534.	1681.	0.000	0.000
02.17	2275.7	612.	0.	456.	1072.	0.000	0.000
02.20	2274.8	671.	0.	451.	971.	0.000	0.000
02.24	2275.0	639.	0.	587.	912.	0.000	0.000
02.29	2276.0	635.	0.	594.	737.	0.000	0.000
02.30	2276.0	576.	0.	520.	677.	0.000	0.000

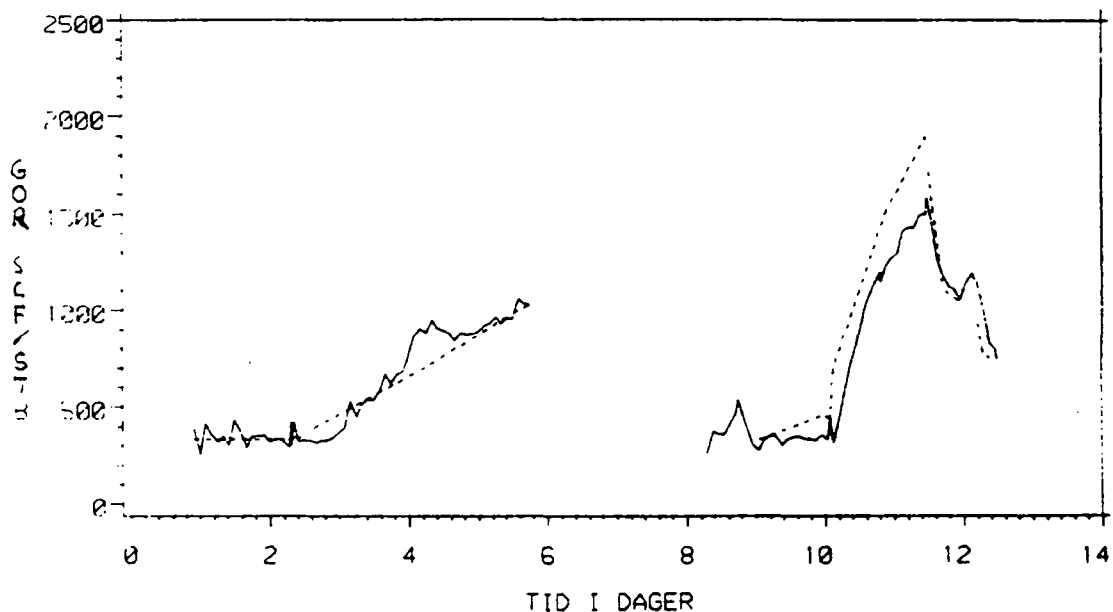
GASSOLJEFØRHOOLD



# KJØRING 20

TIME	WELL HOLE REFERENCE	OIL PROD BBL	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DATE	FIELD	STB/DAY	STB/DAY	SCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
08.08	2273.1	127	0.	40.	331.	0.000	0.000
08.09	2273.1	178	0.	191.	330.	0.000	0.000
08.10	2273.2	403.	0.	422.	527.	0.000	0.000
08.11	2273.3	801	0.	563.	703.	0.000	0.000
08.12	2273.3	788	0.	742.	742.	0.000	0.000
08.13	2273.3	788	0.	905.	1022.	0.000	0.000
08.14	2273.3	0	0.	0.	0.	0.0	0.0
08.15	2273.3	100.	0.	132.	331.	0.000	0.000
08.16	2273.3	509	0.	175.	331.	0.000	0.000
08.17	2273.3	608.	0.	275.	453.	0.000	0.000
08.18	2273.4	591	0.	257.	435.	0.000	0.000
08.19	2273.4	965.	0.	671.	596.	0.000	0.000
08.20	2273.8	904	0.	1356.	1500.	0.000	0.000
08.21	2273.7	877.	0.	1651.	1891.	0.000	0.000
08.22	2273.7	903.	0.	1491.	1812.	0.000	0.000
08.23	2275.1	612	0.	673.	1100.	0.000	0.000
08.24	2274.4	671	0.	661.	785.	0.000	0.000
08.25	2274.7	638.	0.	601.	943.	0.000	0.000
08.26	2275.7	535.	0.	409.	765.	0.000	0.000
08.27	2275.0	576.	0.	414.	719.	0.000	0.000

GASSOLJEFORHOLD

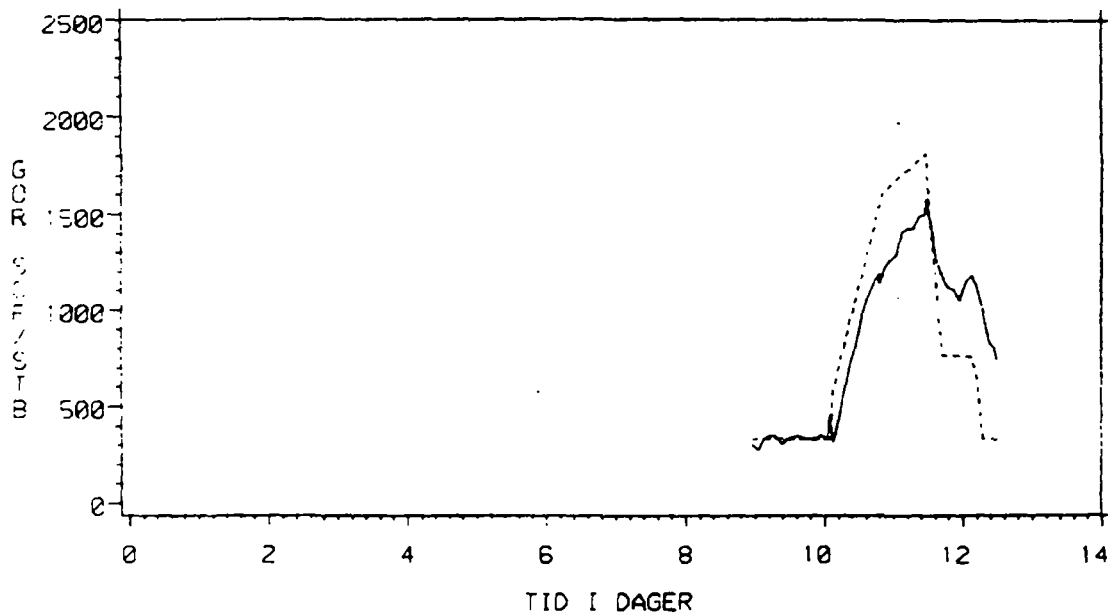


# KJØRING 21

21\*\*\*\*\* KH=0.982KH KH121166=0.982\*7.5KH KV/KH=0.6 PVT:31/2-3

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
8.96	2281.9	400.	0.	132.	330.	0.000	0.000
9.08	2281.4	529.	0.	175.	331.	0.000	0.000
9.96	2279.4	608.	0.	201.	330.	0.000	0.000
10.08	2279.5	591.	0.	195.	330.	0.000	0.000
10.13	2275.7	965.	0.	553.	574.	0.000	0.000
10.37	2275.2	904.	0.	1476.	1633.	0.000	0.000
11.46	2275.3	373.	0.	1583.	1814.	0.001	0.001
11.48	2275.4	823.	0.	1408.	1711.	0.001	0.001
11.71	2278.5	612.	0.	466.	761.	0.001	0.001
12.12	2278.0	671.	0.	504.	751.	0.001	0.001
12.21	2278.2	638.	0.	407.	637.	0.001	0.001
12.29	2278.8	535.	0.	177.	330.	0.001	0.001
12.50	2278.4	576.	0.	190.	330.	0.001	0.001

GASSOLJEFORHOLD

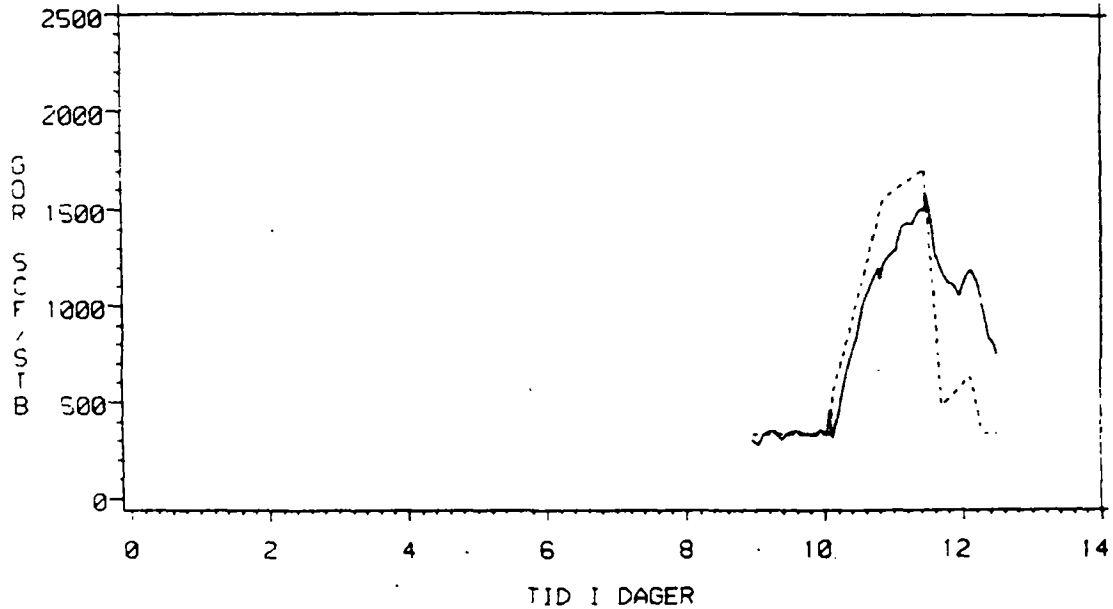


# KJØRING 22

22\*\*\*\*\* KH=0.982KH KH121156=0.982\*1.8KH KV/KH=0.6 PVT 31/2-3

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAY	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	SCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
8.96	2202.4	400.	0.	132.	330.	0.000	0.000
9.08	2202.0	529.	0.	175.	331.	0.000	0.000
9.96	2200.2	508.	0.	201.	330.	0.000	0.000
10.08	2200.2	591.	0.	195.	330.	0.000	0.000
10.13	2276.9	965.	0.	512.	530.	0.000	0.000
10.37	2276.7	204.	0.	1401.	1553.	0.000	0.000
11.46	2276.4	373.	0.	1494.	1712.	0.000	0.000
11.48	2276.5	327.	0.	1308.	1590.	0.000	0.000
11.71	2272.4	512.	0.	232.	471.	0.000	0.000
12.12	2272.8	571.	0.	420.	626.	0.001	0.001
12.21	2272.0	638.	0.	301.	472.	0.001	0.001
12.29	2272.0	535.	0.	177.	330.	0.001	0.001
12.50	2280.1	776.	0.	190.	330.	0.001	0.001

## GASSOLJEFORHOLD

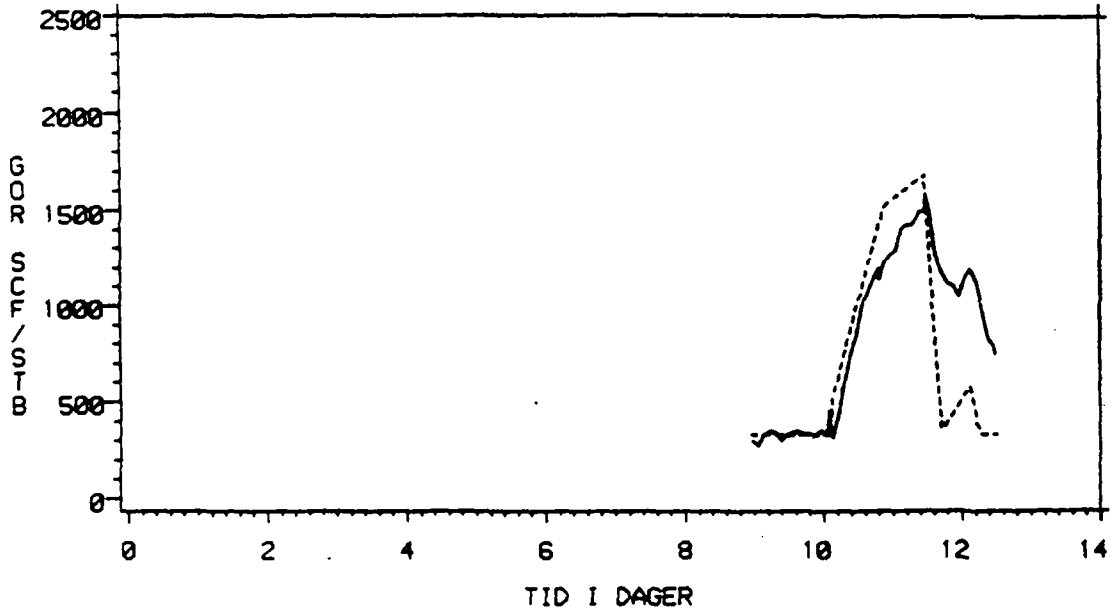


# KJØRING 23

\*\*\*\*\* KH=0.982KH KH121166=0.982\*1.92KH KV/KH=0.6 PVT 31.2-3

TIME	WELL HEAD PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
TIME	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	SCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
1.13	2202.5	400.	0.	172.	730.	0.000	0.000
1.27	2202.1	500.	0.	175.	731.	0.000	0.000
2.13	2200.3	500.	0.	201.	730.	0.000	0.000
2.25	2200.4	501.	0.	195.	730.	0.000	0.000
2.29	2277.2	507.	0.	496.	711.	0.000	0.000
3.04	2274.7	508.	0.	1274.	1520.	0.000	0.000
3.53	2276.0	507.	0.	1468.	1679.	0.000	0.000
3.57	2274.8	507.	0.	1271.	1541.	0.000	0.000
3.80	2279.7	510.	0.	711.	542.	0.000	0.000
3.82	2279.1	571.	0.	708.	578.	0.001	0.001
4.08	2279.7	530.	0.	251.	192.	0.001	0.001
4.44	2279.3	535.	0.	177.	130.	0.001	0.001
4.57	2200.3	576.	0.	120.	130.	0.001	0.001

GASSOLJEFORHOLD



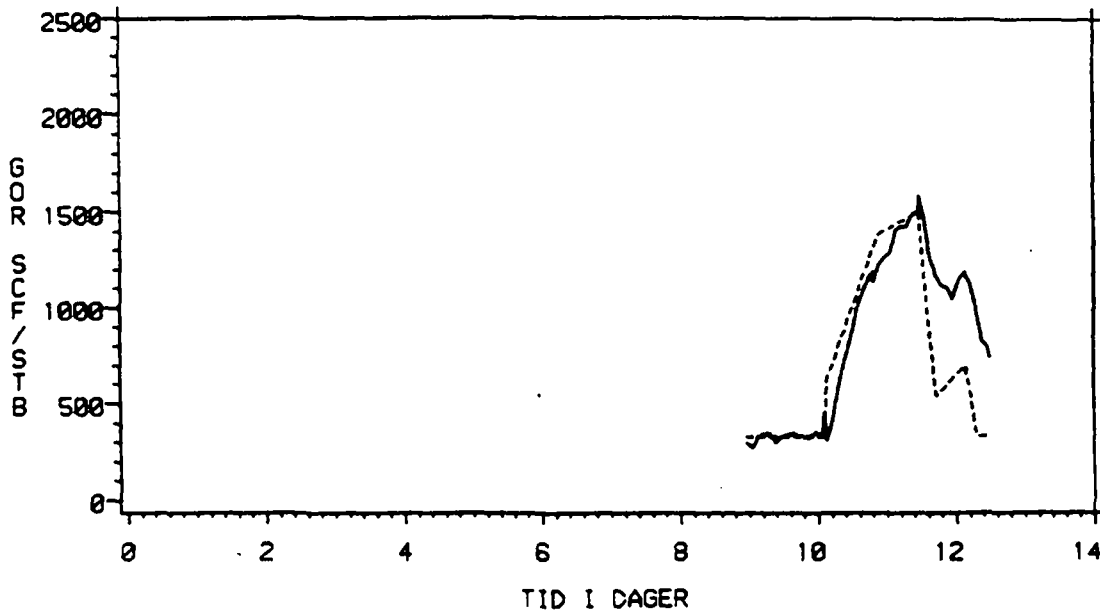


# KJØRING 24

24\*\*\*\*\* KH=0.55KH KH121166=0.55\*2.2KH KV/KH=0.6 PVT 31/2-5

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
8.96	2282.3	400.	0.	132.	331.	0.000	0.000
9.08	2282.0	529.	0.	175.	331.	0.000	0.000
9.96	2280.3	608.	0.	201.	330.	0.000	0.000
10.08	2280.3	591.	0.	195.	330.	0.000	0.000
10.13	2279.4	765.	0.	603.	624.	0.000	0.000
10.87	2276.5	904.	0.	1252.	1384.	0.000	0.000
11.46	2274.6	873.	0.	1312.	1502.	0.000	0.000
11.48	2274.6	823.	0.	1160.	1409.	0.000	0.000
11.71	2279.4	612.	0.	330.	539.	0.000	0.000
12.12	2278.9	671.	0.	466.	695.	0.000	0.000
12.21	2279.1	630.	0.	359.	562.	0.000	0.000
12.29	2279.6	535.	0.	177.	330.	0.000	0.000
12.50	2280.1	576.	0.	190.	330.	0.000	0.000

## GASSOLJEFØRHOLD



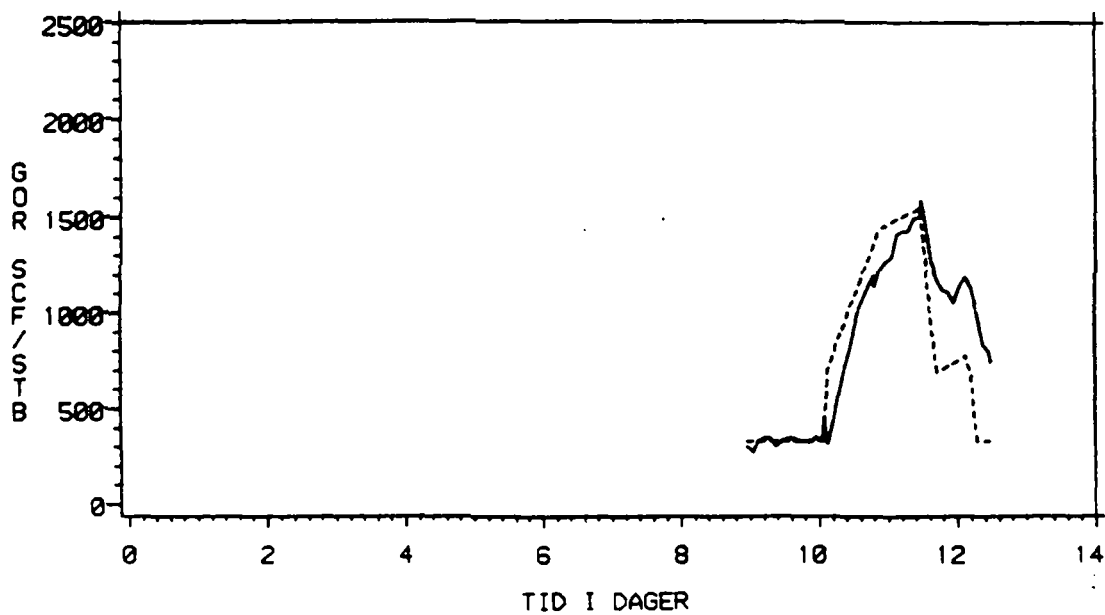


# KJØRING 25

25\*\*\* KH=0.55KH KH121164=0.55\*1.9KH KV:KH=0.6 PVT 31/2-5

TIME	BOI HOLD PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
8.96	2282.0	400	0.	132.	331.	0.000	0.000
9.08	2281.6	409	0.	175.	331.	0.000	0.000
9.96	2279.7	509.	0.	201.	330.	0.000	0.000
10.08	2279.9	591.	0.	195.	330.	0.000	0.000
10.13	2279.7	605.	0.	369.	493.	0.000	0.000
10.37	2275.7	904	0.	1297.	1435.	0.000	0.000
11.46	2275.0	877.	0.	1351.	1547.	0.000	0.000
11.48	2275.9	807.	0.	1206.	1465.	0.000	0.000
11.71	2278.8	610.	0.	421.	688.	0.000	0.000
12.12	2278.7	671.	0.	519.	773.	0.000	0.000
12.21	2278.5	630.	0.	423.	663.	0.000	0.000
12.29	2279.1	535.	0.	177.	330.	0.000	0.000
12.50	2279.6	576.	0.	219.	380.	0.000	0.000

GASSOLJEFORHOLD

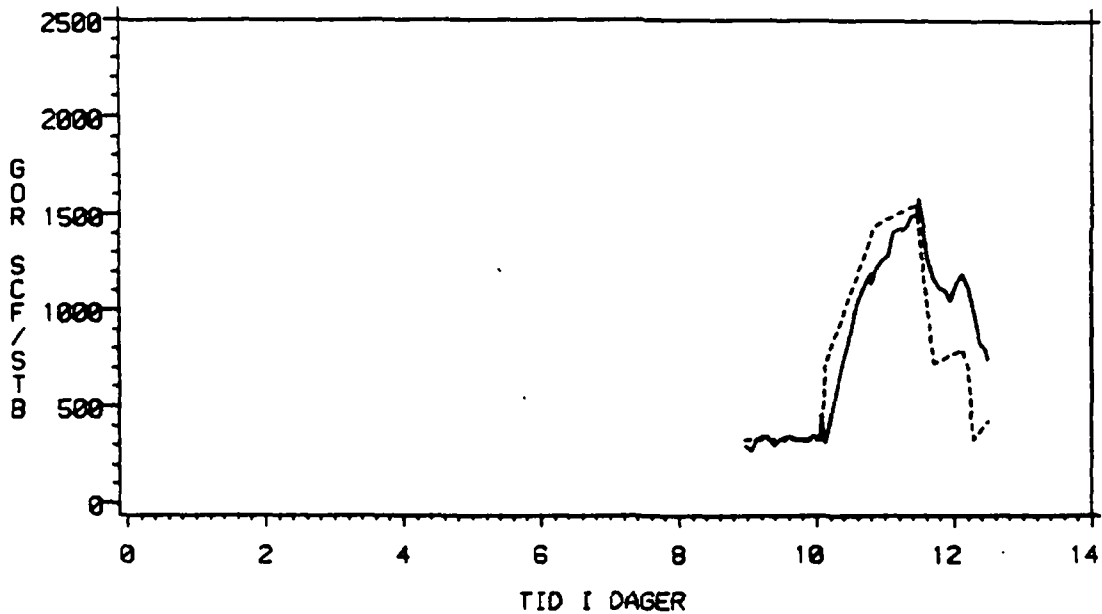


# KJØRING 26

PERM: PH=0.55KH KH121168+0.55\*1.82KH KV/KH=0.6 PVT 31/2-5

TIME	ROT HOLD PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
BAR	PSI	STB/DAY	STB/DAY	SCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
8.96	2272.5	170.	0.	172.	331.	0.000	0.000
9.08	2272.5	170.	0.	175.	331.	0.000	0.000
9.96	2272.5	170.	0.	201.	330.	0.000	0.000
10.08	2272.5	170.	0.	195.	330.	0.000	0.000
10.13	2272.5	170.	0.	437.	712.	0.000	0.000
10.87	2275.1	170.	0.	244.	1450.	0.000	0.000
11.46	2272.5	170.	0.	1740.	1557.	0.000	0.000
11.48	2272.5	170.	0.	1217.	1478.	0.000	0.000
11.71	2272.5	170.	0.	145.	726.	0.000	0.000
12.12	2272.5	170.	0.	530.	700.	0.000	0.000
12.21	2272.5	170.	0.	439.	598.	0.000	0.000
12.29	2272.5	170.	0.	177.	730.	0.000	0.000
12.50	2272.5	170.	0.	114.	423.	0.000	0.000

GASSOLJEFORHOLD





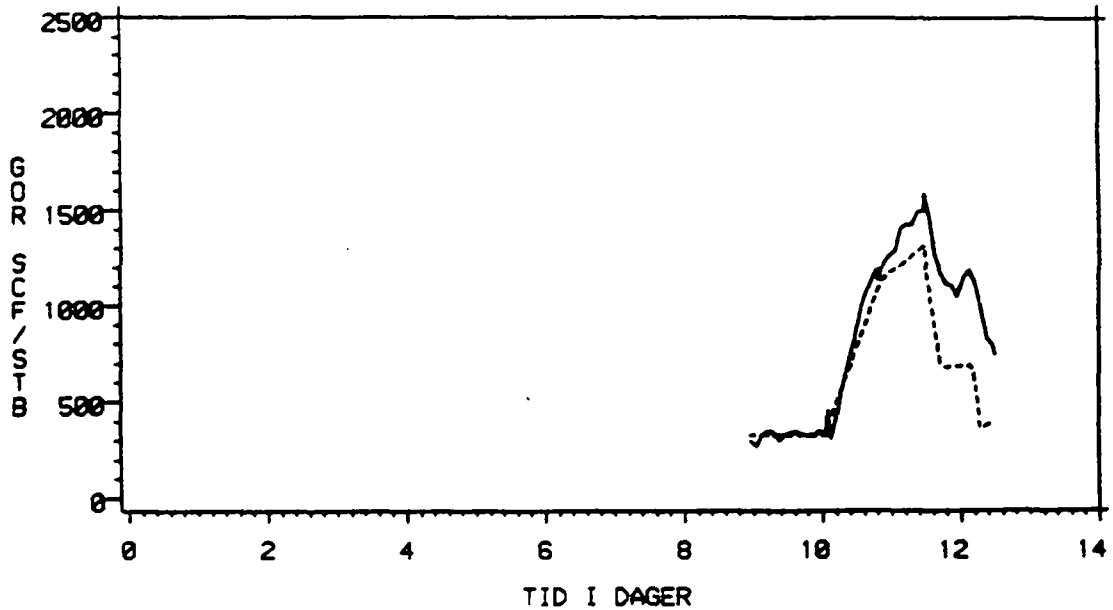


# KJØRING 28

FOR SVK KV/PH=0.35 KH=0.05 KH131166=1.8

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
8.96	2281.7	400.	0.	132.	330.	0.000	0.000
9.08	2281.2	529.	0.	175.	331.	0.000	0.000
9.96	2279.2	508.	0.	201.	330.	0.000	0.000
10.08	2279.2	591.	0.	195.	330.	0.000	0.000
10.13	2278.0	965.	0.	403.	418.	0.000	0.000
10.37	2275.1	904.	0.	1033.	1143.	0.000	0.000
11.46	2275.2	873.	0.	1148.	1315.	0.000	0.000
11.48	2275.3	823.	0.	1028.	1249.	0.000	0.000
11.71	2278.4	612.	0.	419.	684.	0.000	0.000
12.12	2277.8	671.	0.	464.	691.	0.000	0.000
12.21	2278.0	638.	0.	390.	612.	0.000	0.000
12.29	2278.6	535.	0.	192.	359.	0.000	0.000
12.50	2279.1	576.	0.	229.	398.	0.000	0.000

GASSOLJEFORHOLD

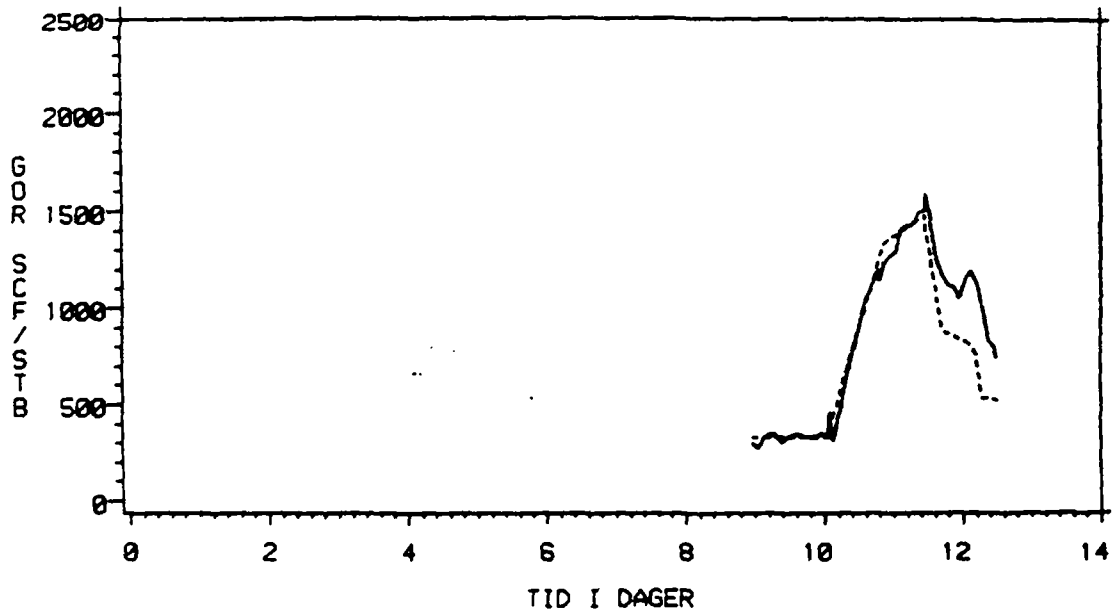


# KJØRING 29

TESTORÅR 1978-1979. KJØRING 29. KJØRING 29. KJØRING 29.

TIME	WELL HOLE DEPTH	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DATE	FOIA	STR/DAY	STR/DA	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
8.96	2281.0	400.	0.	132.	330.	0.000	0.000
9.08	2280.4	529.	0.	175.	331.	0.000	0.000
9.94	2278.1	608.	0.	291.	330.	0.000	0.000
10.08	2278.2	591.	0.	195.	330.	0.000	0.000
10.13	2276.7	965.	0.	423.	439.	0.000	0.000
10.87	2273.4	704.	0.	1204.	1332.	0.000	0.000
11.46	2273.4	873.	0.	1288.	1476.	0.000	0.000
11.48	2273.7	823.	0.	1161.	1411.	0.000	0.000
11.71	2277.2	612.	0.	534.	873.	0.000	0.000
12.12	2276.6	671.	0.	536.	799.	0.000	0.000
12.21	2276.8	638.	0.	467.	733.	0.000	0.000
12.29	2277.6	535.	0.	282.	527.	0.000	0.000
12.50	2278.0	576.	0.	297.	516.	0.000	0.000

## GASSOLJEFORHOLD

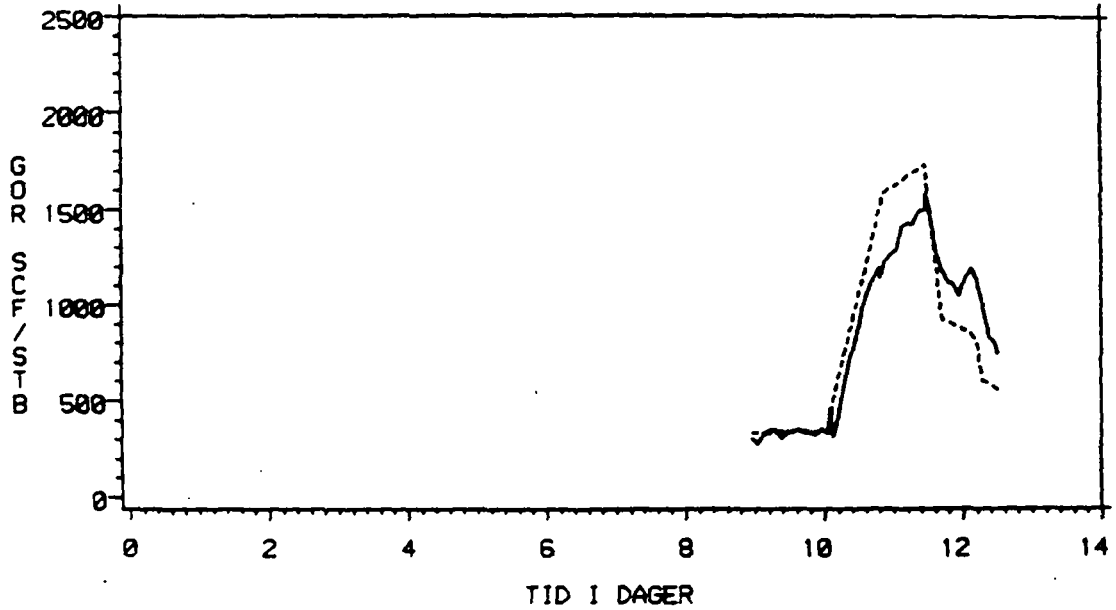


# KJØRING 30

FORSØK KV=0.35 KH=0.86 KH131166=1.3

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAY	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
8.96	2260.4	400.	0.	132.	330.	0.000	0.000
9.08	2279.7	529.	0.	175.	331.	0.000	0.000
9.96	2277.2	608.	0.	206.	339.	0.000	0.000
10.08	2277.3	591.	0.	195.	330.	0.000	0.000
10.13	2275.4	965.	0.	475.	492.	0.000	0.000
10.87	2271.9	904.	0.	1440.	1592.	0.000	0.000
11.46	2272.0	873.	0.	1515.	1735.	0.000	0.000
11.48	2272.0	823.	0.	1347.	1636.	0.000	0.000
11.71	2276.2	612.	0.	562.	918.	0.000	0.000
12.12	2275.5	671.	0.	565.	842.	0.000	0.000
12.21	2275.8	638.	0.	502.	787.	0.000	0.000
12.29	2276.6	535.	0.	323.	604.	0.000	0.000
12.50	2277.1	576.	0.	319.	554.	0.000	0.000

## GASSOLJEFØRHOLD



# KJØRING 31

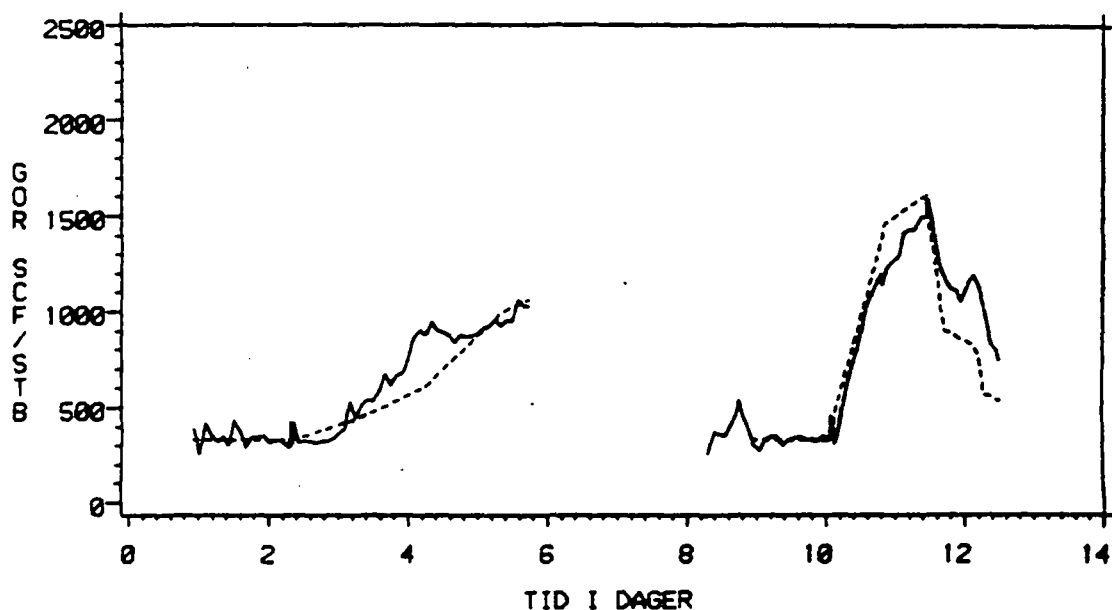
FORSØK MED KV/KH=0.35 KH=0.86KH

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
0.91	2284.9	122.	0.	40.	331.	0.000	0.000
2.31	2275.7	578.	0.	191.	330.	0.000	0.000
3.13	2272.2	301.	0.	361.	451.	0.000	0.000
4.25	2271.9	801.	0.	492.	614.	0.000	0.000
5.33	2271.6	788.	0.	782.	992.	0.000	0.000
5.73	2271.2	788.	0.	838.	1064.	0.000	0.000
7.83	0.0	0.	0.	0.	0.	0.0	0.0

FORSØK KV/KH=0.35 SISTE DEL AV TEST KH=0.86 KH131166=1.4

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
8.96	2280.7	400.	0.	132.	330.	0.000	0.000
9.08	2280.1	529.	0.	175.	331.	0.000	0.000
9.94	2277.7	608.	0.	201.	330.	0.000	0.000
10.08	2277.8	591.	0.	195.	330.	0.000	0.000
10.13	2276.2	965.	0.	443.	459.	0.000	0.000
10.37	2272.6	904.	0.	1326.	1467.	0.000	0.000
11.46	2272.8	873.	0.	1405.	1610.	0.000	0.000
11.48	2273.0	823.	0.	1237.	1503.	0.000	0.000
11.71	2276.7	612.	0.	548.	895.	0.000	0.000
12.12	2276.1	671.	0.	548.	816.	0.000	0.000
12.21	2276.3	638.	0.	480.	752.	0.000	0.000
12.29	2277.1	535.	0.	302.	564.	0.000	0.000
12.50	2277.6	576.	0.	307.	533.	0.000	0.000

## GASSOLJEFORHOLD





# KJØRING 32

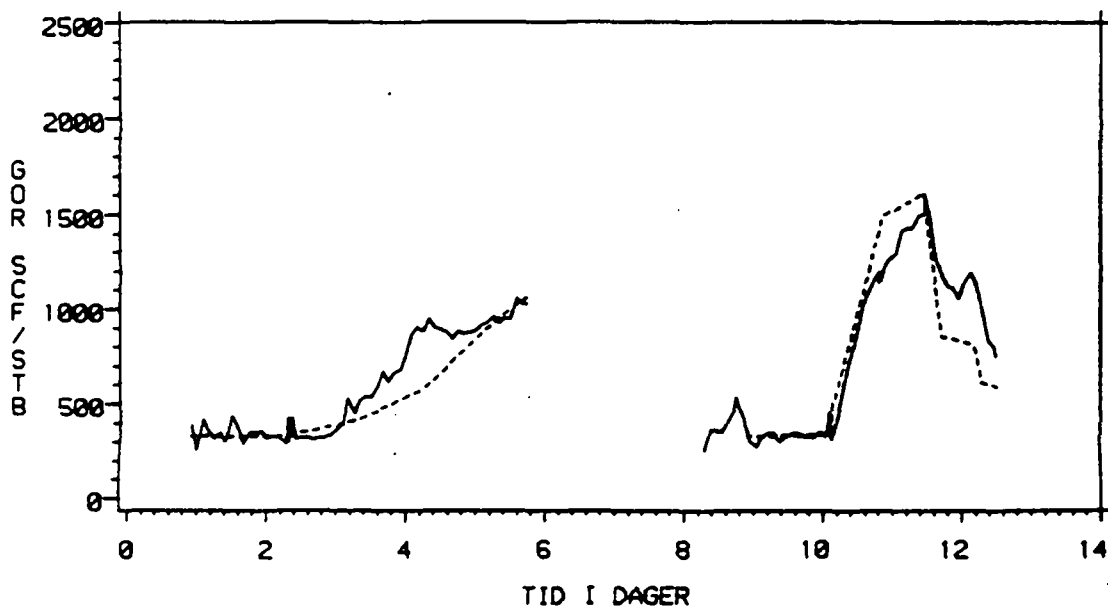
FORSØK KV/KH=0.3 KH=0.83 PVT 31/2-3

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
0.91	2284.8	122.	0.	40.	331.	0.000	0.000
2.31	2276.1	578.	0.	191.	330.	0.000	0.000
3.33	2271.5	901.	0.	335.	419.	0.000	0.000
4.25	2271.3	801.	0.	464.	580.	0.000	0.000
5.33	2270.6	788.	0.	754.	957.	0.000	0.000
5.73	2270.5	788.	0.	838.	1064.	0.000	0.000
7.83	0.0	0.	0.	0.	0.	0.0	0.0

FORSØK KV/KH=0.30 KH=0.83KH PERF:96089 PVT 31/2-3 KH131166=1.4

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
8.96	2229.4	400.	0.	132.	330.	0.000	0.000
9.08	2279.3	529.	0.	175.	331.	0.000	0.000
9.96	2277.2	608.	0.	207.	341.	0.000	0.000
10.08	2277.3	591.	0.	197.	333.	0.000	0.000
10.13	2275.7	965.	0.	449.	465.	0.000	0.000
10.87	2272.0	904.	0.	1351.	1495.	0.000	0.000
11.46	2272.1	873.	0.	1406.	1611.	0.000	0.000
11.48	2272.4	823.	0.	1255.	1525.	0.000	0.000
11.71	2276.3	612.	0.	519.	848.	0.000	0.000
12.12	2275.6	671.	0.	544.	810.	0.000	0.000
12.21	2275.8	638.	0.	489.	767.	0.000	0.000
12.29	2276.7	535.	0.	325.	607.	0.000	0.000
12.50	2277.2	576.	0.	336.	583.	0.000	0.000

GASSOLJEFORHOLD



# KJØRING 33

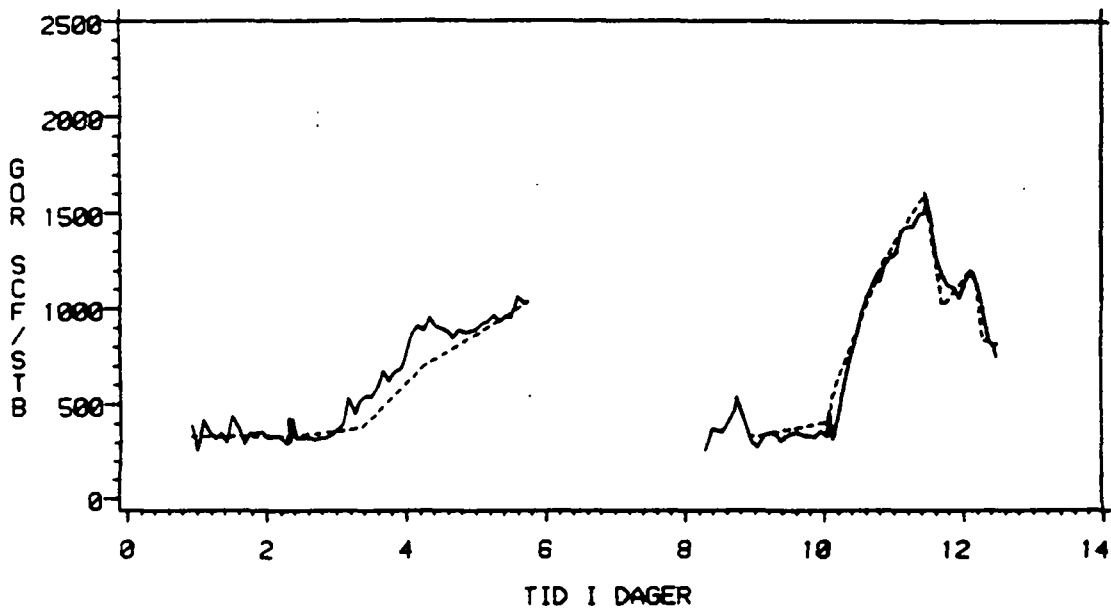
FORSØK KV/KH=0.2 KH=0.73 PVT 31/2-3

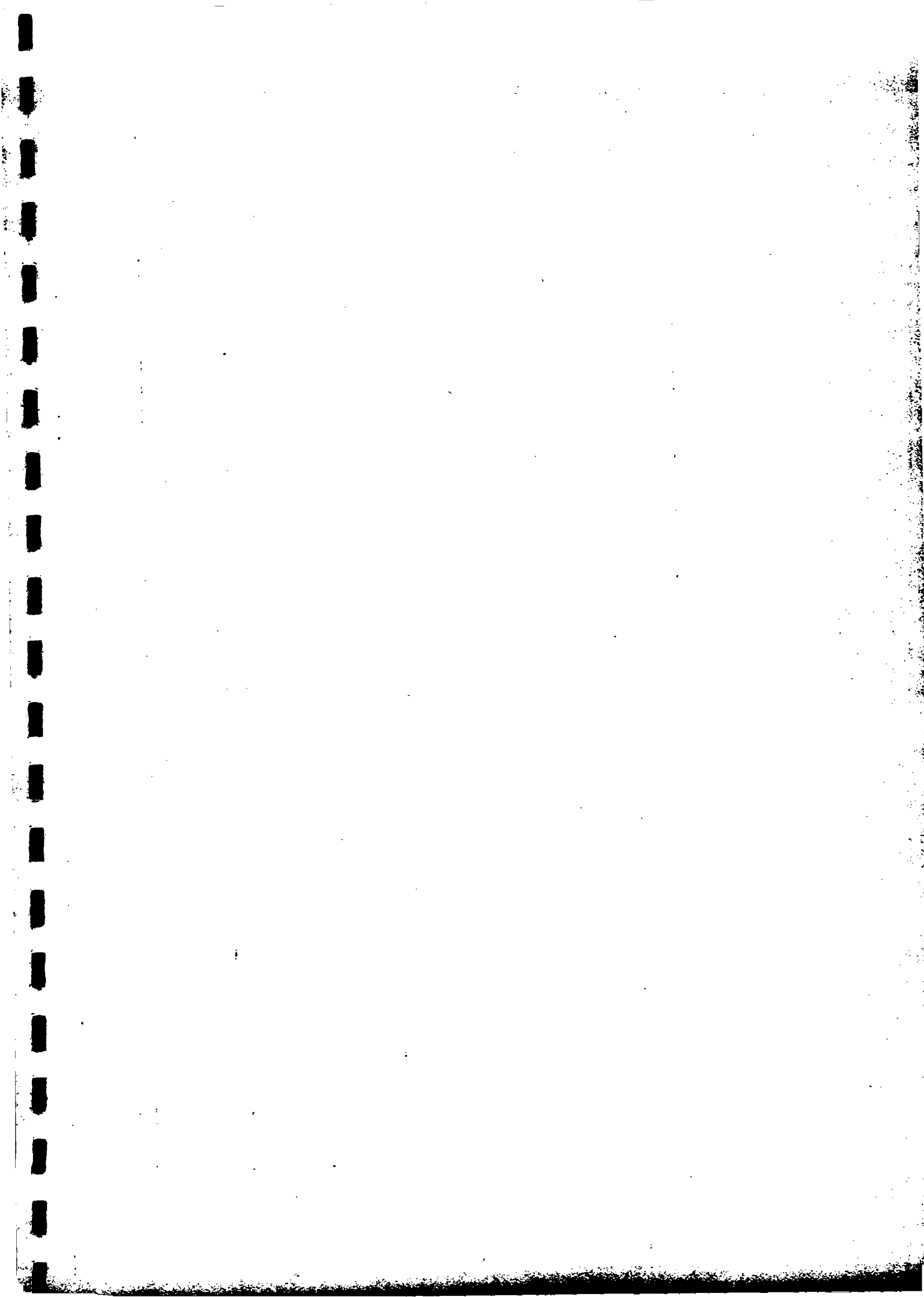
TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
0.91	2284.3	122.	0.	40.	331.	0.000	0.000
2.31	2274.1	578.	0.	191.	330.	0.000	0.000
3.33	2268.8	801.	0.	296.	370.	0.000	0.000
4.25	2267.8	801.	0.	559.	698.	0.000	0.000
5.33	2267.8	788.	0.	735.	932.	0.000	0.000
5.73	2267.6	788.	0.	810.	1028.	0.000	0.000
7.83	0.0	0.	0.	0.	0.	0.0	0.0

FORSØK KV/KH=0.2 KH=0.73KH KH131166=0.73\*1.4KH

TIME	BOT HOLE PRESSURE	OIL PROD RATE	WATER PROD RATE	GAS PROD RATE	GAS-OIL RATIO	WATER-OIL RATIO	WATER CUT
DAYS	PSIA	STB/DAY	STB/DAY	MCF/DAY	SCF/STB	FRAC	FRAC
8.96	2279.3	400.	0.	132.	330.	0.000	0.000
9.08	2273.6	529.	0.	175.	331.	0.000	0.000
9.96	2275.5	608.	0.	242.	398.	0.000	0.000
10.08	2275.6	591.	0.	233.	394.	0.000	0.000
10.13	2273.7	965.	0.	514.	533.	0.000	0.000
10.37	2269.7	904.	0.	1130.	1250.	0.000	0.000
11.46	2269.7	873.	0.	1403.	1607.	0.000	0.000
11.48	2269.9	823.	0.	1289.	1566.	0.000	0.000
11.71	2274.3	612.	0.	615.	1005.	0.000	0.000
12.12	2273.3	671.	0.	808.	1205.	0.000	0.000
12.21	2273.5	638.	0.	708.	1109.	0.000	0.000
12.29	2274.5	535.	0.	444.	829.	0.000	0.000
12.50	2275.3	576.	0.	464.	806.	0.000	0.000

## GASSOLJEFORHOLD







A2 BEREGNING AV SKINFAKTOR

## BEREGNING AV SKINFAKTOR

Simuleringsarbeidene er utført uten å ta hensyn til skineffekt. Kjøringen som gir beste testtilpassing (kjøring 33) viser derfor høyere bunnhullstrykk enn de målte bunnhullstrykk fra testen.

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

$$q = \frac{K h (P_e - P_w)}{141.2 \mu B (s + \ln r_e/r_w)} \quad (\text{Oilfield enheter})$$

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

$$\begin{aligned} P_e = P_i &= 15765.6 \text{ kPa-a} \quad (2286.6 \text{ psia}) \\ r_e &= 99.36 \text{ m} \quad (326 \text{ ft}) \\ r_w &= 0.11 \text{ m} \quad (0.35 \text{ ft}) \end{aligned}$$

Produksjonsrate i simuleringen er den samme som målt fra test.

Det gir:

$$q_{\text{simulator}} = q_{\text{test}}$$

$$\frac{K h (P_e - P_w \text{ sim})}{141.2 \mu B (s + \ln r_e/r_w)} = \frac{K h (P_e - P_w \text{ test})}{141.2 \mu B (s + \ln r_e/r_w)}$$

$$\frac{P_e - P_w \text{ sim}}{s + \ln (r_e/r_w)} = \frac{P_e - P_w \text{ test}}{s + \ln (r_e/r_w)}$$

I simulatoren er  $s = 0$

Det gir:

$$\frac{P_e - P_w \text{ sim}}{\ln (r_e/r_w)} = \frac{P_e - P_w \text{ test}}{s + \ln (r_e/r_w)}$$

Løses med hensyn på s:

$$s = \frac{P_e - P_w \text{ test}}{P_e - P_w \text{ sim}} \ln (r_e/r_w) - \ln (r_e/r_w)$$

$$s = \frac{P_w \text{ sim} - P_w \text{ test}}{P_e - P_w \text{ sim}} \ln (r_e/r_w)$$

(1)

Simulatoren gir bunnhull strømningsstrykk.

Ved innsetting i likning (1) er skin beregnet for hver produksjonsrate i løpet av testen.

Beregningene er presentert ved tabell A2.1, og beregnet skin som funksjon av tid og produksjonsrate er plottet ved figurene A2.1 og A2.2.

Beregnet skin synes å være konstant,  $s = 21$ , og rateuavhengig for første del av testen.

Etter gjenoppstartning og fram til avslutting av test er beregnet skin svært stor ( $s=150-77$ ), men hele tiden avtagende for perioden. Økende produksjonsrate gir avtagende beregnet skin. Dette er en motsatt effekt enn forventet, og gjør det vanskelig å beregne en rateavhengig skin.

Økende produksjonsrate gir avtagende skin antas å skyldes innsirkulering av sjøvann (bullheading) i forbindelse med første innstenging av brønnen, og at brønnen for hele perioden etter gjenoppstartning og fram til avslutting av test gjennomgår en opprensning.

Figur A2.1 gir indikasjoner på kontinuerlig opprensning over brønnveggen for denne perioden.

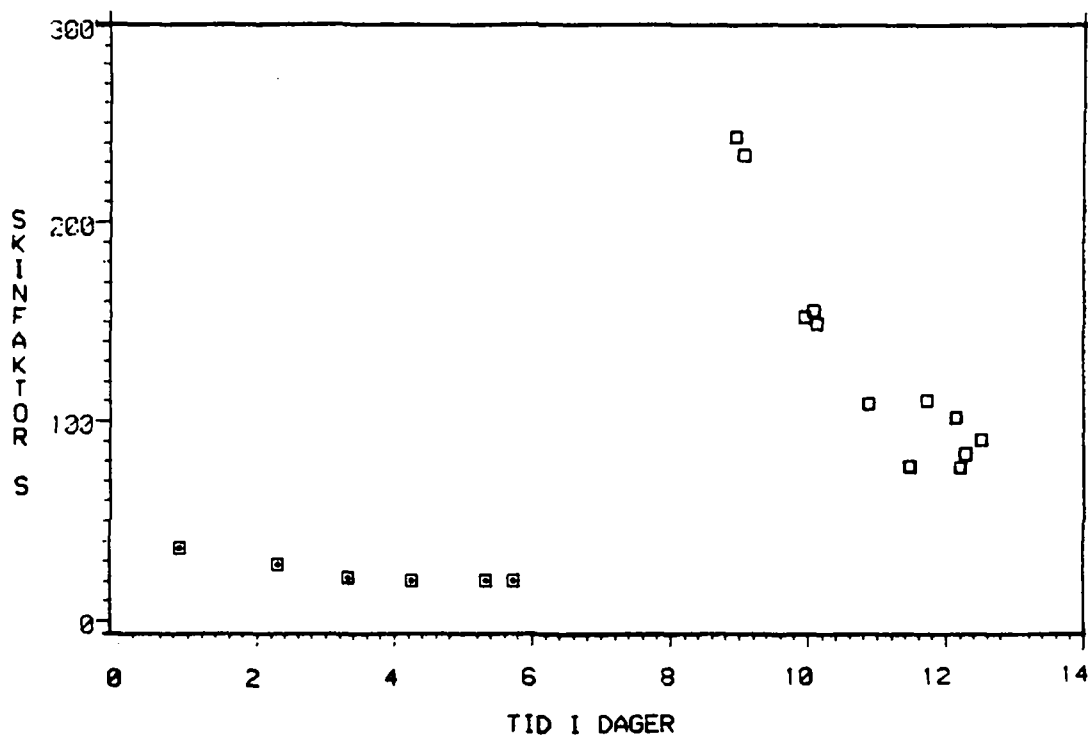
Tabell A1.1: Beregnet skin i løpet av testen

Fra Flopetrolrapporten /1/			Fra kjøring (33)	Beregnet skin
t <dager>	Q <sub>o</sub> <STB/D>	P <sub>wtest</sub> <psia>	P <sup>*</sup> ) w <sub>simulert</sub> <psia>	S <sup>**</sup> ) <->
0.91	122	2270	2284	37
2.31	578	2220	2274	29
3.33	801	2210	2269	23
4.25	801	2210	2268	21
5.33	788	2210	2268	21
5.73	788	2210	2268	21
7.83	0	—		
8.96	400	2010	2279	242
9.08	529	2020	2279	233
9.96	608	2040	2276	152
10.08	591	2035	2276	155
10.13	965	2000	2274	149
10.87	904	2005	2270	109
11.46	873	2080	2270	78
11.48	823	2080	2270	78
11.71	612	2070	2274	111
12.12	671	2070	2273	102
12.21	638	2120	2273	77
12.29	535	2120	2274	84
12.50	576	2120	2275	91

\*) Bunnhullstrykk ved brønnveggen uten skin

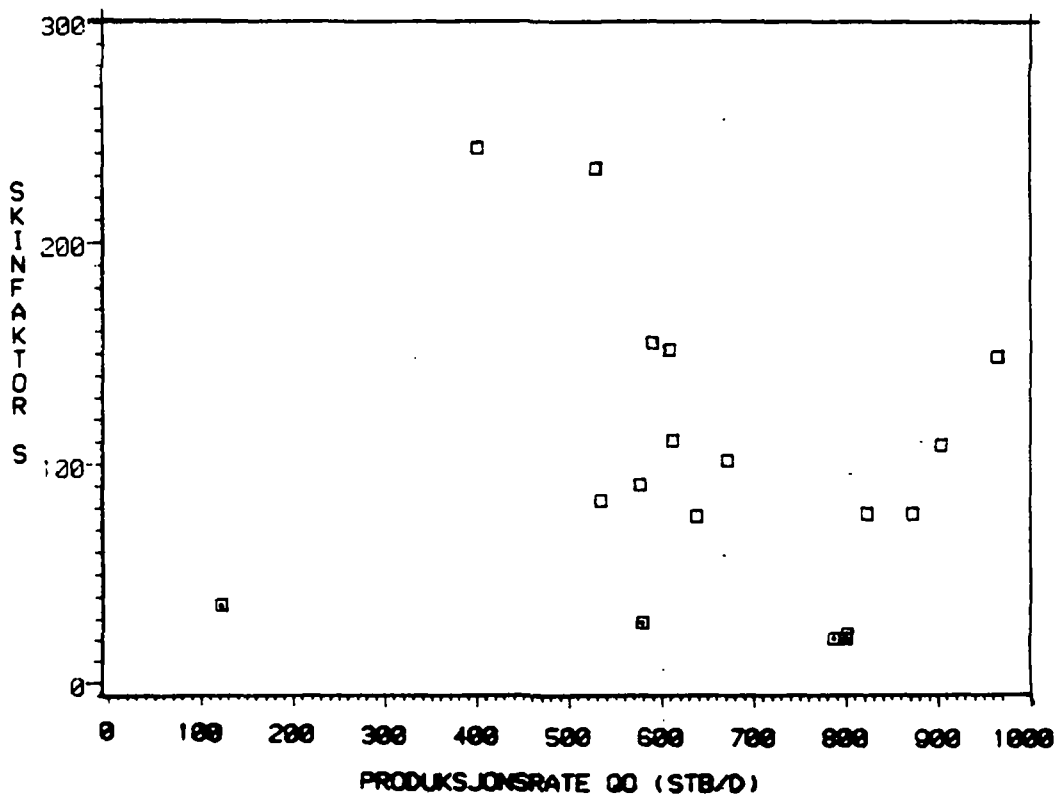
\*\*\*) Skin er beregnet ved ligning (1)

FigurA2.1: BEREGNET SKINFAKTOR SOM FUNKSJON AV TID



- ◻ : Testperiode fram til innstenging
- ◻ : Testperiode fra gjenoppstarting og fram til avslutting av test

FigurA2.2: BEREGNET SKINFAKTOR SOM FUNKSJON AV PRODUKSJONSRATE







A3 SAMMENDRAG AV TESTAKTIVITET

SAMMENDRAG AV TESTAKTIVITET

Dato	Tid	Aktivitet
11.09.81	07.35	Pumper diesel for å innsirkulere (bullheade) syre inn i formasjonen.
	08.25	Avslutter syreinjeksjonen.
	08.30	T.H.P. 400 psi
	09.00	Dyse (12/64"). Strømning til utjevningstank (surgetank).
	10.23-10.46	Dyse endringer (16/64"), (20/64") (24/64")
	10.51	Strømning til måletank for måling av gjenvinningsgrad.
	11.10-13.16	Dyse endringer (16/64"), (12/64"), (16/64")
	18.50	Monterer "bubble hose" på forbindelsesledning (flowline) og holder øye med brønnen. W.H.P. ca. 0 psi.
	18.50	Monterer wireline utstyr for å kjøre i hullet 2xSperry Sun M.R.P.G.-3 for trykkoppmåling; stopper opp for måling av trykkgradienter
	22.18	Trykkmålerne kjøres ned i hullet.
	22.51	Når ned til trykkoppmåling dybde ("F"-nippel) ved 1562m, for 10 min.
	23.03	1. gradient stopp ved 1462m, varighet 3 min
	23.09	2. gradient stopp ved 1362m, varighet 3 min.
	23.15	3. gradient stopp ved 1262m, varighet 3 min.
	23.20	4. gradient stopp ved 1162m, varighet 3 min.
	23.26	5. gradient stopp ved 1062m, varighet 3 min.
	23.31	6. gradient stopp ved 962m, varighet 3 min.

	23.36	7. gradient stopp ved 862m, varighet 3 min.
	23.41	8. gradient stopp ved 762m, varighet 3 min.
	23.46	9. gradient stopp ved 662m, varighet 3 min.
	23.51	10.gradient stopp ved 562m, varighet 3 min.
	23.56	11. gradient stopp ved 462m, varighet 3 min.
12.09-81	00.01	12. gradient stopp ved 362m , varighet 3 min.
	00.06	13. gradient stopp ved 262m, varighet 3 min.
	00.11	14. gradient stopp ved 162m, varighet 3 min.
	00.16	15. gradient stopp ved 62m, varighet 3 min.
	00.25	Trykkmålerne ved overflaten.
12-13.09-81	00.28-23.40	Ytterligere forberedelser til test; Sjekking av ventiler og øvrig utstyr, trykktesting av tubing og annulus, sirkulering.
	23.43	Dyse (16/64")
14.09-81	00.05	Dyse endringer (8/64"), (12/64"), (16/64").
	03.00-03.20	Brenner av gjenvunnet diesel
	05.05	Gass ved overflaten
	06.02	Strømning direkte til brennere. Olje/saltvann ved overflaten.
	06.23	Dyse endres (20/64").
	06.58	Strømning til separator nr. 1
	07.16	Dyse endringer. (16/64"), (18/64"), (20/64").
	08.00	Strømning utenom separator til måletank for å måle strømningsraten. Utilstrekkelig oljenivå i separatoreen. DYSE PLUGGING
	08.25	Dyse endringer (22/64"), (26/64").

10.00	Strømning til utjevningstank (surge tank).
10.05	Strømning til utjevningstank via separator nr. 1.
10.30	Resyme av strømningsrate målinger.
11.05-11.38	Dumping av vann fra separator.
13.13	Dyse endring (28/64")
15.30	Gass strømningsrate målinger begynner
15.30	Strømning til utjevningstank (surge tank).
16.45-17.45	Strømning til måletank nr. 1 og 2
18.15	Strømning til utjevningstank
18.41	Dyse endring (28/64")
19.15-19.45	Strømning til måletank nr. 1 og 2
20.15	Olje strømningsrate målinger begynner (med 2" Floco oil meter").
20.52	Dyse endringer (20/64"), (16/64"), (18/64"), (20/64").
21.45-22.05	Rekombinasjon prøver tas fra separatorene. 1. prøve: Cass A 4760 2. prøve: Olje 80/291-206
22.06	Stenger inn brønnen ved dyse manifold nr. 1.
22.15	Gjør klart kabelheng utstyr (wireline equipment) for å gå ned i hullet med trykkmålere.
22.40	Starter klokke og stift på Amerada trykkelement nr. 41673, 0-3000 psi, klokke nr. G. 10222, 144 hr.
22.40	Tilslutt batteri til S.S.D.R. nr. 81057.
22.52	S.S.D.R. første data overføring (2min modus).
23.15	Trykkmålerne på toolstring
23.48	1. gradient stopp ved lubrikator
15.09.81 . 00.50	2. gradient stopp ved 971m B.D.F.
01.30	3. gradient stopp ved 1271m B.D.F.

	02.10	Setter trykkmålerne i "F" nippel ved 1562m og trekker toolstring ut av hullet.
	06.02	Dyse (8/64"), strømming gjennom sandfilter, utenom separator.
	06.29	Dyseendringer. (12/64"+8/64"), (16/64"+8/64")
	06.45	Strømming gjennom separator nr. 1
	06.48	Dyse endring. (8/64")
	08.30	Strømningsratemålinger begynner.
	08.50	Olje strømmer til overflaten.
	12.00-12.52	Dyse endringer (12/64"+8/64") (16/64"+8/64")
	15.15	2 prøver av separator olje på Conoco flasker. Prøve nr. 3 og 4.
	19.00	Klargjøring av bunnhullsprøvetaker-utstyr nr. 1 og 2 (Schlumberger type)
16.09.81	20.41-03.15	Bunnhullsprøvetaking ved dybde 1553m RKB., først med utstyr nr. 1, deretter ny kjøring med utstyr nr. 2.
	03.15	Begge prøvene overføres til flasker nr. 9214/44 og nr. 8088-70
	03.30	Dyseendringer. (12/64"), (16/64")
	11.00	Rekombinasjonsprøver tas fra separatoren.
	11.00-11.25	7. prøve: Gass nr. A-4752 8. prøve: Olje nr. 80-291/211
	13.50-14.15	9. prøve: Gass nr. A-9202 10. prøve: Olje nr. 80-291/213
	23.00-23.25	11. prøve: Gass nr. 17-7947 12. prøve: Olje nr. 80-291/219
17.09.81	10.20-10.55	13. prøve: Gass nr. A-7348 14. prøve: Olje nr. 180-291/58
	10.55	Skifter sandfilter Dyse endringer. (16/64"), (20/64") (22/64"), (20/64"), (22/64")
	12.30	Resyme av strømningsrate målinger
	13.20	Dyse endringer (16/64"), (16/64+8/64")
	13.45	Strømming til måletank

	15.45	Måler olje strømningsrate (med 2" Floco meter)
	23.00	Rekombinasjonsprøver tas fra separatoren.
	23.00-23.30	15.prøve: Gass nr. A-4499 16.prøve: Olje nr. 80-291/51
18.09.81	10.00-10.35	17.prøve: Gass nr. A-7163 18.prøve: Olje nr. 80-291/38 + 1BBL med råolje fra separatoren.
	19.45	Øker statistisk trykk i separator nr. 1
	22.00	Rekombinasjonsprøver tas fra separatoren
	22.00-22.40	19. prøve: Gass nr. A-8289 20. prøve: Olje nr. 80-291/255 + 1x45 gallon råolje fra separator nr. 1
19.09.81	06.30	Endre strupeplate (orifice plate) til 1"
	10.10	Rekombinasjonsprøver fra separatoren
	10.10-10.40	21. prøve: Gass nr. A-4366 22. prøve: Olje nr. 80-291/386
	22.00-22.30	Rekombinasjonsprøver tas fra separatoren
		23. prøve: Gass nr. A-4896 24. prøve: Olje nr. 80-291/1 + 1x45 gallon råolje
20.09.81	10.00-10.30	25. prøve: Gass nr. A-7696 26. prøve: Olje nr. 80-291/156 + 1x45 gallon råolje fra separatoren
	22.00-22.30	27. prøve: Olje nr. 80-291/59 28. prøve: Gass nr. A-10475 + 1x45 gallon
	23.35	Løfter strupeplaten
	23.38	Stenger inn brønnen ved vingventilen, fordi værforholdene er dårlige.
21.09.81	00.01	Starter innsirkulering med saltvann for å drepe brønnen. Åpner vingventil for å sjekke at brønnen er drept. Brønnehodetrykk ca. 500 psi.

	01.14	Stenger vingventil og gjør klart for oppstilling til "bullheading."
	02.30	Dowell begynner bullheading igjen.
	18.25	Stenger hovedventil
	18.30	Monterer kabelhenger (wireline) for å trekke målerne.
	20.10	Åpner masterventil
	20.15	Åpner "EZ-tree" ventil
	20.37	Åpner "swab" ventil
	20.38	Går ned i hullet med (2½") S.B. pulling tool for å hente opp trykkmålerne.
21-22.09.81	21.50-01.25	Problem med å komme lenger ned i hullet enn 155-160m (sannsynligvis voksbro som flyter oppå saltvannkolonner).
	02.45	Henter trykkmålerne fra "F"-nippel, trykkmålerne på overflaten, stenger lubrikatorventilen og demonterer toolstring.
	05.40	(2½") "Q" test plugg på kabelheng.
22.09.81		Toolstring i lubricator
	05.45	Åpner lubrikatorventil og begynner å gå ned i hullet.
	07.00	"Q"-plugg er nede i "XN"-nippel. Begynner å trekke ut av hullet.
	07.55	Kabelheng brudd i forbindelse med frakopling av lubrikator; toolstring og kabel ligger oppå lubrikator ventil.
	08.25-16.00	Fiskeoperasjoner for å få opp toolstring og kabel.
	16.20-23.35	Forberedelser til fortsettelse av test; sjekking av ventiler og øvrig utstyr, trykktesting av tubing og annulus, sirkulering.
23.09.81	00.20-01.15	Trekker "Q" test plugg ut av hullet.
	02.00	Dyse (16/64"). Strømning til utjevningstank.
		Dyse endring (20/64").

05.15-11.15 Flere skiftinger av strømming; enten til måletank eller til ex-separator videre til utjevningstank. Brenner av innholdet

11.15 Strømming til ex-separator til måletank og brenner av innholdet i utjevningstanken.

11.57 Dyse endring (16/64").

13.15 Strømming gjennom separator nr. 1 og inn i måletank, måler olje strømningsrate med 2" Flocometer på separatorene.

18.30 Forberedelser for å gå ned i hullet med trykkmålere.

19.30 Batteri tilsluttet på S.S.D.R. nr. 81057

19.42 Første data overføring på S.S.D.R. nr. 81057.

20.12 Klokke og stift aktivert på Amerada P.E. nr. 41674, klokke nr. C 10221, tidsrom 144 hr.

20.30 Toolstring i lubrikator med 1xSSDR, 1xSperry Sun MRPC-3 og 1 x Amerada R.P.C.-3.

20.35-21.15 Problemer med at "bomb-hanger" løste seg ut før trykkmålerne var på plass nede i hullet. Fiskeoperasjon for å få dem opp igjen.

22.34 Dyse (12/64")

22.40 Dyse endring (16/64")

24.09.81 00.48 Batteri tilsluttet S.S.D.R. nr. 81058

01.00 Første data overføring på 81058

01.10 Klokke og stift aktivert på Amerada P.E. nr. 41673, klokke nr. C 10222, tidsrom 144 hr

01.15 Strømming utenom separatorene.

01.25 Toolstring i lubrikatoren med 1xS.S.D.R., 1 x Sperry Sun M.R.P.C.-3 og 1 x Amerada R.P.C. - 3



	01.40	1. gradient stopp ved lubrikator
	02.41	2. gradient stopp ved 971m
	03.21	3. gradient stopp ved 1271m
	04.10	Når ned til "F"-nippel ved 1563m og begynner å trekke ut av hullet.
	04.30	Toolstring ved overflaten
	05.05	Dyse (16/64"), strømming gjennom separator nr. 1.
	05.26	Dyse endring. (8/64" + 16/64").
	06.00	Begynner strømningsrate målinger
	07.00	Endre strømming ex-separator til brenner.
	22.00-22.30	Rekombinasjonsprøver tas fra separatorene
		29. prøve: Olje nr. 80-291/380
		30. prøve: Gassnr. A - 7610
		+ 1 x 45 gall råolje, ex-separator.
25.09.81	08.42	Dyse endringer. (16/64"), (20/64")
	11.00-11.35	Rekombinasjonsprøver fra separatorene
		31. prøve: Gass nr. A - 9162
		32. prøve: Olje nr. 13011168
		+ 1 x 45 gall råolje, ex-separator
	22.00-22.30	33 prøve: Olje nr. 80-291/60
		34 prøve: Gass nr. A - 7084
		+ 1 x 45 gall råolje, ex-separator
26.09.81	02.05	Øker statisk trykk i separatorene
	06.40	Endrer strupeplaten til (1.250"), avlaster statisk trykk i separatorene.
	18.04	Dyse endring (16/64" + 8/64")
27.09.81	02.00	Endring fra sommertid til vintertid, (klokker skrus en time tilbake)
	07.05	Strupeplaten endres til (1,000")
	10.30	Dyse (16/64")
	14.20	Strømming olje ex-separator til måletank.
	14.45	Strømming olje ex-separator til brenner.

	16.05	Strømning olje ex-separator til måletank.
	17.40	5 liter vannprøve tas fra separatoreen.
	18.00	Stenger inn brønnen ved sandfilter for å måle trykkoppbygging.
	20.00	Apner "swab" ventil
	20.02	Går ned i hullet for å hente trykkmålerne.
	20.26	1.gradient stopp ved 1271m, varighet 30 min.
	21.05	2. gradient stopp ved 971m, varighet 33 min.
	21.49	3. gradient stopp ved 365m, varighet 30 min.
27.09.81	22.30	4. gradient stopp ved lubrikator, varighet 30 min.
	23.08	Demonterer pulling tool og trykkmålerne, kopler fra klokke og stift på Amerada P.E. nr. 41673
	23.52	Stenger vingventilen og starter trykktesting.
28.09.81	00.12	Avslutter trykktesting, innløpet til sandfilteret stenges.
	00.21	Dowell innsirkulerer med saltvann (bullheader) tubinginnholdet.
	03.00	Stopp innsirkulering
	03.52	Går ned i hullet med "sandbailer"
	04.15	Sandbailer på bunnen, H.U.D. ved 1584m, trekker ut av hullet.
	04.50	Demonterer sandbailer, prøven tas vare på.
	05.21	Dowell gjenopptar innsirkulering operasjonen.
	05.24	Stopp innsirkulering og observerer brønnen, demonterer kabelheng overflate utstyr.
	08.00-18.10	Demontering av utstyr, sirkulering.
	18.10	"EZ" tree på overflaten, legges ned, fortsetter å trekke ut av hullet, og

gjør klart til å forlate oljesonen i  
brønn 31/2-6.



A4 TESTSTRENGEN BENYTTET FOR TESTEN

WELL STATUS 31/2-6

1. The well has been drilled vertically to a TD of 1760 m.

2. Casing and Tubing 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	448			-
20"	133	K-55	BTC	810	1500	3060	-
13-3/8"	72	L-80	BTC	1475	2670	5380	-
9-5/8"	47	N-80	BTC	1752	4750	6870	0.0732
9-5/8"	47	L-80	VAM	1377	4750	6870	0.0732
<hr/>							
3½"	10.2	C-75	VAM	Make up 4700ft/lbs	11360	10480	0.0083
3½"	9.3	C-75	Hydri1 CS	3000ft/lbs	10040	9520	0.0087
4½"	19.2	C-75	Hydri1 PH6	7500ft/lbs	12960	12540	0.0126
5½"	15.5	J-55	LTC	2170ft/lbs	4040	4810	0.0238
2-7/8"	6.5	C-75	Hydri1 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	Hydri1 CS	1500ft/lbs	15460	14700	0.00387

Note: No safety factors included in the pressure ratings.

9 7/8 CASING BY 5" TUBING PRODUCTION TEST STRING

ITEM DESCRIPTION	MIN. I. D.	MAX. O. D.
X-OVER, 6 1/2" ACME (B) x 4 1/4" PH6 (P); C75	3.515"	
TUBING; 4 1/2", 19.2 LBS/FT, PH6, C75	3.515"	5.513"
X OVER; 4 1/2" PH6 (B) x 4 1/2", ACME (P); C75	3.515"	5.513"
FLOPETROL LUBRICATOR VALVE; H2S SERVICE; 10000 PSI W.P; 4 1/2" AMCE (B) x (B)	3.000"	10.750"
X OVER; 4 1/2", AMCE (P) x 4 1/2", PH6 (P); C75	3.515"	5.513"
TUBING; 4 1/2", 19.2 LBS/FT, PH6, C75	3.515"	5.513"
X OVER; 4 1/2", PH6 (B) x 4 1/2" AMCE (P); C75	3.515"	5.513"
FLOPETROL EZ TREE; H2S SERVICE; 10000 PSI W.P.; 4 1/2" AMCE (B) x (B).	3.000"	10.750"
SLICK JOINT; 4 1/2", ACME (P) x (P); C75	3.000"	5.000"
FLUTED TUBING HANGER; 4 1/2", ACME (B) x (B); C75	3.000"	
X-OVER, 4 1/2", ACME (P) x 5", VAM (P); C75	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); C75	2.867"	5.563"
TUBING JOINT; 3 1/2", 9.3 LBS/FT, CS; C75	2.867"	3.905"
PUP JOINT; 3 1/2", 9.3 LBS/FT, CS, C75	2.867"	3.905"
OTIS 3 1/2" SSD; 2.75" SEAL BORE, 3 1/2" CS (B) x (P), C75	2.750"	4.280"
PUP JOINT; 3 1/2", 9.3 LBS/FT, CS, C75	2.867"	3.905"
PUP JOINT; 3 1/2", 9.3 LBS/FT, CS, C75	2.867"	3.905"
BAKER G-22 LOCATOR SEAL ASSEMBLY 20FT LONG. SIZE 190-47; 3 1/2" CS (B) x 3 1/2" EU (P)	3.000"	4.750"
BAKER SC-1GP PACKER; SIZE 96A4-47	4.750"	8.440"
PUP JOINT, 3 1/2", 9.3 LBS/FT, CS, C75	2.867"	3.905"
OTIS 3 1/2" "XM" NIPPLE, NO GO 2.635; SEAL BORE 2.750; 3 1/2", CS (B) x (P); C75	2.635"	4.280"
10 FT. PERFORATED JOINT; 3 1/2", 10.3 LBS/FT	2.867"	3.905"
X-OVER 3 1/2" CS (B) x 2 7/8" CS (P)	2.440"	3.905"
BAKER 2 7/8" "F" NIPPLE; NO GO 2.250; 2 7/8" CS (B) x (P), C75	2.250"	3.250"
TUBING JOINT; 2 7/8", 6.5 LBS/FT, CS, P105	2.347"	3.220"
BARREL SHAPED / HALF MULE SHOE 2 7/8" CS (B); P105	2.347"	3.400"

A  
 B  
 C  
 D  
 SUBASSEMBLIES

NB. ALL DIMENSIONS TO BE CHECKED PRIOR TO RUNNING.

a-s Norske Shell  
 EXPLORATION & PRODUCTION FORUM

AUTH: \_\_\_\_\_ ENG: \_\_\_\_\_ DATE: \_\_\_\_\_  
 REVISION: \_\_\_\_\_ CHECKED BY: \_\_\_\_\_

# OIL ZONE BACKSURGE TOOL STRING (HALLIBURTON)

ITEM DESCRIPTION	MIN. L.D.	MAX. O.D.
DP, 5", 12.5 LBS/FT, 4 1/2" IF (B) x (P)	3.687"	6.375"
RTTS CIRCULATING VALVE, 4 1/2" IF (B) x (P)	3.000"	6.125"
X-OVER, 4 1/2" IF (B) x 3 1/2" IF (P)	2.347"	6.375"
PR DISC VALVE, 3 1/2" IF (B) x (P)	1.870"	4.620"
X-OVER, 3 1/2" IF (B) x 5" VAM (P)	2.347"	6.375"
5-GAL AIR CHAMBER, 91" x 5"	4.285"	5.565"
15-0 LBS/FT, TUBING 5" VAM (B) x (P)		
X-OVER, 5" VAM (B) x 3 1/2" IF (P)	2.347"	6.375"
PR DISC VALVE, 3 1/2" IF (B) x (P)	1.870"	4.620"
MS JOBS JAW, 3 1/2" IF (B) x (P)	2.370"	4.620"
X-OVER, 3 1/2" IF (B) x 4 1/2" IF (P)	2.347"	6.375"
RTTS CIRCULATING VALVE, 4 1/2" IF (B) x (P)	3.000"	6.125"
RTTS SAFETY JOINT, 4 1/2" IF (B) x (P)	3.125"	6.125"
RTTS PACKER, 4 1/2" IF (B) x 4 1/2" DP (P)	3.440"	6.125"
X-OVER, 4 1/2" DP (B) x 4 1/2" IF (P)	3.687"	6.375"
"FUL-FLO" RUNNING CASE (SINGLE CARRIER), 4 1/2" IF (B) x (P)	2.220"	6.375"
DP, 5", 12.5 LBS/FT, DP, 4 1/2" IF (B) x (P)	3.687"	6.375"
AS TAILPIPE, OPEN-ENDED.		