

Denne rapport
tilhører

 **STATOIL**

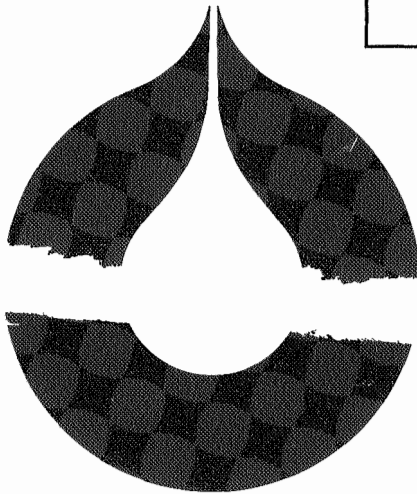
99.395.279-20

L&U DOK. SENTER

L. NR. 12783010008

KODE Well 34/10-15 NR-29

Returneres etter bruk



statoil

EVALUERINGSTEKNOLOGISEKSJONEN
AVDELING FOR PETROLEUMSTEKNOLOGI
STATOIL

RESERVOARSTUDIE OVER
34/10-DELTA STRUKTUREN
SEPTEMBER 1979

050-P7.02

UND — ARKIVET	
Nr.: 79-22044	
	1

RAPPORT:
HENRIK CARLSEN
KJELL A. GRINI
STEINAR LYNGROTH
KJELL NORDBØ

	Side
Innledning	A
Sammendrag	B
Konklusjon	C
Kapittel 1: <u>DATAGRUNNLAC</u>	
1.1 Geologi	
Geologisk modell	1
1.2 Reservoarbeskrivelse	3
Undersøkesdata	
1.3 Bergartsegenskaper	4
1.4 Relative permeabiliteter	4
1.5 Væskeegenskaper	4
1.6 Oljemengder	5
Kapittel 2: <u>VALG AV SIMULERINGSMODELLEN</u>	6
Kapittel 3: <u>TVERRSNITTSMODELLEN</u>	7
3.1 Modellbeskrivelse	7
3.2 Modelltilpassende bergartsparametre	7
3.3 Brønner	11
3.4 Produksjonsrater	11
3.5 Utvinningsmekanismer	12
3.6 Simuleringstilfeller	13
3.7 Resultater av tverrsnittskjøringene	14
3.8 Pseudo relative permeabiliteter	17
3.9 Konklusjon	18
Kapittel 4: <u>LINÆRMODELLEN</u>	19
4.1 Innledning	19
4.2 Modellbeskrivelse	19
4.3 Simuleringstilfeller	20
4.4 Resultater	20
4.5 Konklusjon	21
Kapittel 5: <u>AREALMODELLEN</u>	23
5.1 Modellbeskrivelse	23
5.2 Bergartsparametre	23
5.3 Feltutviklingsplan	24
5.4 Simuleringstilfeller	25
5.5 Resultater	25
5.6 Konklusjon	28

Innledning

Blokk 34/10 inneholder to strukturer hvor det er påvist hydrokarboner. 34/10-Delta strukturen er undersøkt gjennom 34/10-1 og 34/10-3. Begge brønnene påviste olje i Brentformasjonen. Brønn 34/10-2 ble boret på Alfa strukturen og der ble det funnet olje i Statfjordsformasjonen og gass i Brentformasjonen. Delta strukturen er antatt å være den mest lovende og de fleste fremtidige undersøkelsesbrønner blir boret i denne strukturen.

Det er fra deltakerne i lisensen stilt store forventninger til hydrokarbonakkumulasjonene i 34/10. For å samle og systematisere data fra 34/10-1, samt gi indikasjoner om ulike utvinningsmekanismers effekt på reservoaroppførselen, ble det våren 1979 satt i gang en reservoarstudie over Deltastrukturen basert på data fra 34/10-1.

Hovedformålet med studien var:

- 1) Studere ulike utvinningsmekanismer
- 2) Gi en første indikasjon på hvilken type produksjonsprofil som kan forventes fra 34/10-Delta.

Det bør understrekes at datagrunnlaget for studien er svært spinkelt. Dette gjelder også de geologiske tolkninger som hele studien bygger på. På det tidspunktet arbeidet ble satt igang var det bare påvist reserver i forkastningsblokken som 34/10-1 ble boret i. Reservene i denne blokken ble også oppjustert som følge av boringen av 34/10-3. Dette er ikke tatt hensyn til i studien. Det er imidlertid ikke bare volumene som er usikre, også formen på de ulike reservoarene er dårlig kjent. På denne bakgrunn må ikke resultatene fra studien oppfattes som absolutte. Det som det er forsøkt på er å få fram relative forskjeller mellom ulike studerte tilfeller.

For at det skal være mulig å komme med mer realistiske estimater over fremtidig produksjon fra feltet, trengs flere brønner i de østlige forkastningsblokker (Fig. 1.2) og i Statfjordsanden. Det understrekes også at for produksjonsplanleggingen er det viktig å få fastslått formen på de ulike delreservoar samt hvor forsegrende forkastningene er.

Sammendrag

Studien består av tre hoveddeler. Kapittel 1 beskriver data-grunnlaget for studien. Kapittel 3 tar for seg tverrsnittsstudien. Heri inngår også en redgjørelse av de tilpasninger som må gjøres for å få data på en slik form at de kan benyttes i simuleringsmodellen. Resultatene fra tverrsnittsstudiene består av.

- 1) Produksjonsprofiler for ulike utvinningsmekanismer så som
 - a) Depletion
 - b) Gassinjeksjon
 - c) Gass- og vanninjeksjon
 - d) Vanninjeksjon

Disse produksjonsprofilene gir et uttrykk for de relative forhold mellom de ulike produksjonsmekanismer.

- 2) Tverrsnittsstudien gir opphav til pseudorelativ permeabiliteter for bruk i arealmodeller.

Kapittel 5 beskriver en arealstudie over noen av delreservoarene i Deltafeltet. Vanninjeksjon blir benyttet som utvinningsmekanisme. Resultatet fra denne studien gir en indikasjon om den produksjonsprofil som kan forventes fra feltet.

Konklusjon

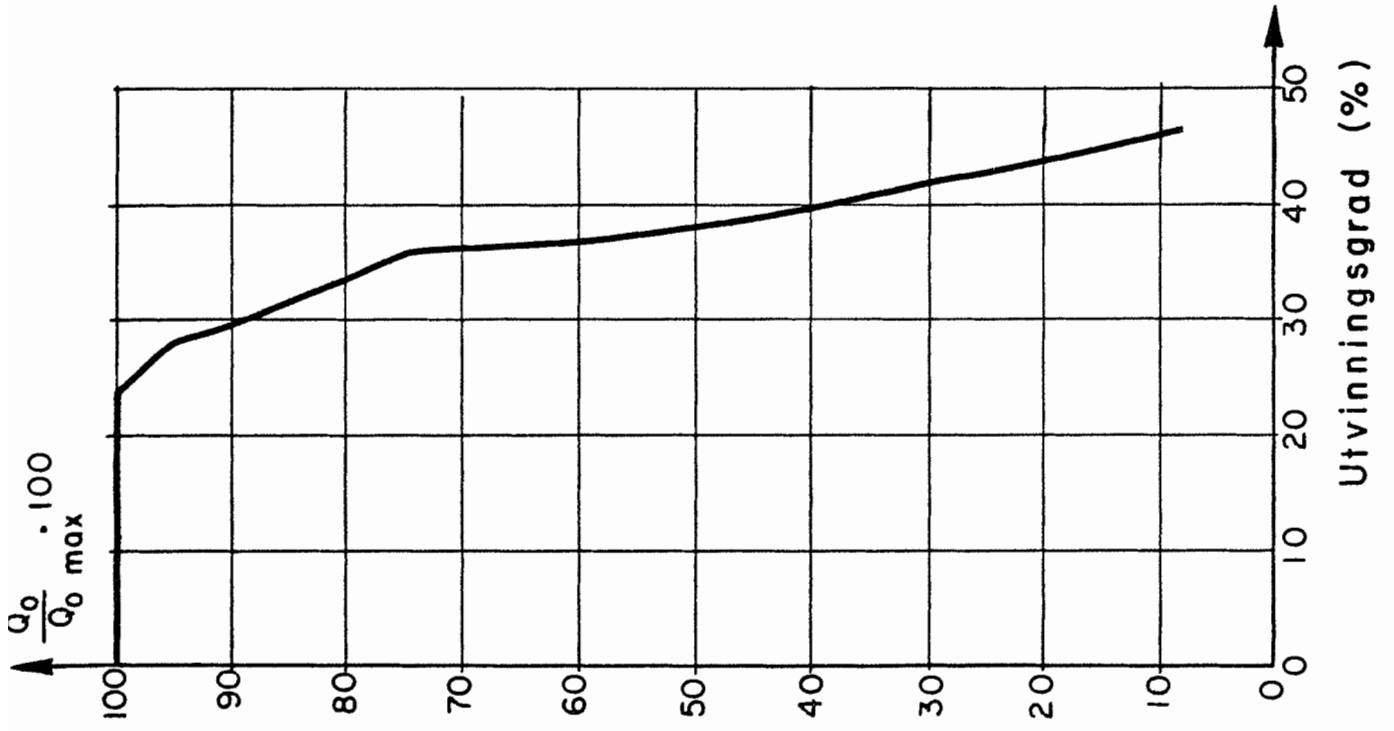
trykkløst baken utl...

Tverrsnittsstudien ga som resultat at vanninjeksjon er den beste utvinningsmekanismen av de som er studert. Det er nødvendig å starte vanninjeksjonen på samme tid som produksjonen for at trykket skal holdes over kokepunktet. En indikasjon på en type produksjonsprofil som kan forventes fra feltet er vist i fig. A, og i fig. B. Profilene viser at man kan forvente å utvinne omlag 45% av total oljemengde i Delta feltet. Platåperioden for oljeproduksjonen kan holdes til 55% av reservene er produsert. Når vannet kommer fram til en brønn viser studien at vannraten øker fort, og dermed reduserer oljeproduksjonen.

Det er i studien gjort en hel del forenklinger, hvor kanskje den viktigste er antagelsen om forholdsvis homogene reservoaregenskaper. Denne antagelsen sammen med andre forenklinger som er gjort medfører at resultatene fra studien sannsynligvis er for optimistiske. Senere studier som vil bygge på denne studien, vil, når mer data foreligger, forhåpentligvis kunne gi forholdsvis realistiske beskrivelser av et fremtidig produksjonsforløp på feltet.

Fig. A

Basis produksjonsprofil for
Delta strukturen



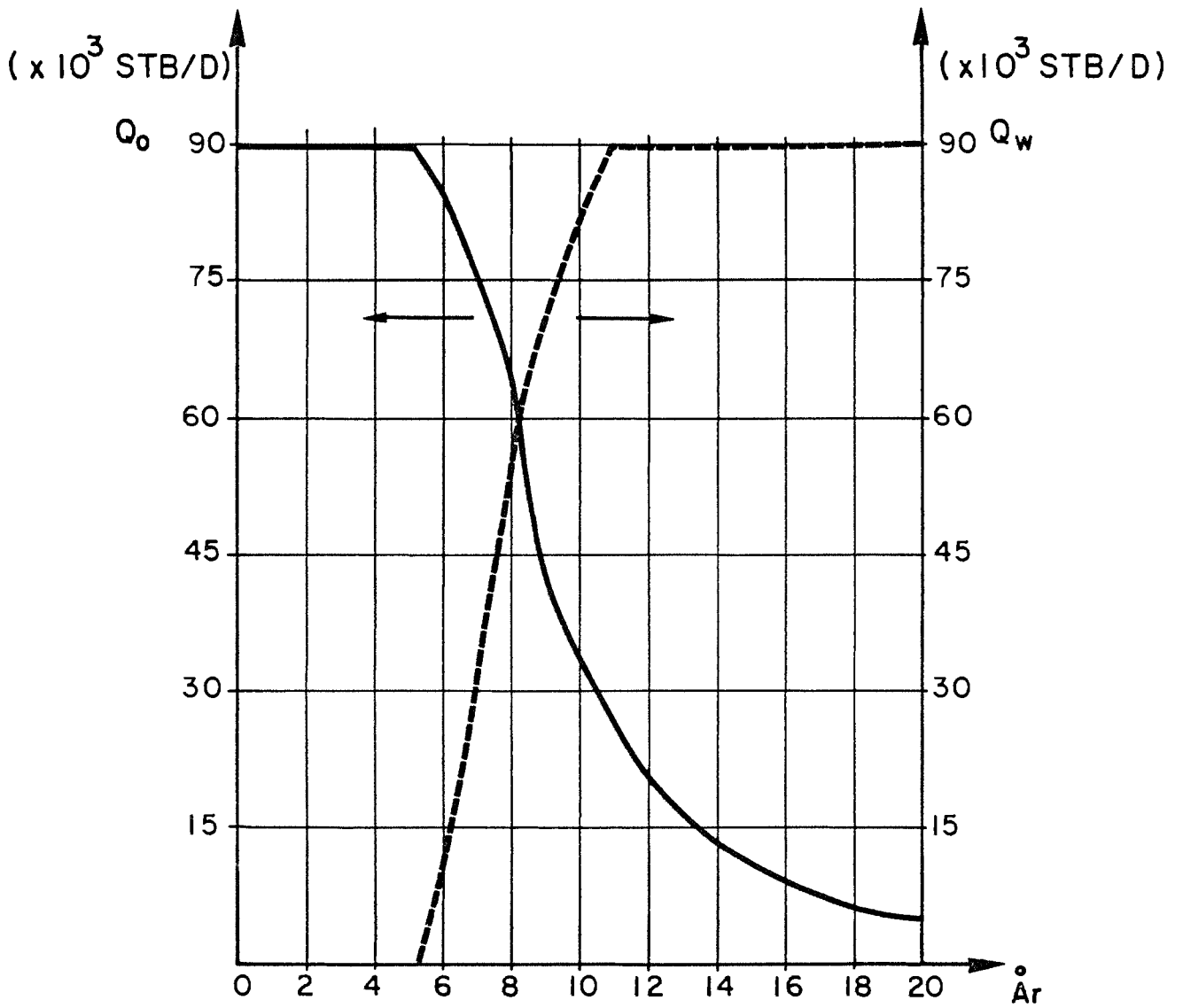


Fig. B

Basis olje/vann produksjon for
Delta strukturen.

1.1 Geologisk modell

De potensielle produserbare sandutviklinger i 34/10-Delta strukturen består av sedimenter fra Jura tiden. Gjennom boring av 34/10-1 og 34/10-3 ble hydrokarboner påvist i Brentformasjonen, mens det i Statfjordformasjonen ble påtruffet vann.

Da denne studien kun beskjeftiger seg med Brentformasjonen blir bare geologien til denne formasjonen beskrevet. Et strukturkart over toppen av Brentsanden er vist i fig. 1.2. Kartet er utarbeidet på grunnlag av informasjoner fra seismisk og brønn 34/10-1. Resultatene fra 34/10-3 ga opphav til forandringer som ikke er tatt med i fig. 1.2.

Litostratigrafisk kan de sedimentære facies deles inn i:

Delta bunn	: Broom
Overgangssonen, gruntmarin sand:	Rannoch
Deltafront sand	: Etive
Topp delta avsetninger	: Ness
Øvre sand, transgressiv sand?	: Tarbert?

Det antas at Rannoch er en homogen sand med god lateral kontinuitet og nokså konstante porøsitetsegenskaper.

Etive er en deltafront avsetning med antatt nordøstlig-sydvestlig dominert orientering. Deltafronten er forventet å være kontinuerlig utviklet over deltaområdet, men med varierende mektighet bestemt av beliggenhet i forhold til elvemunningene.

Ness avsetningen kan deles i tre deler:

- 1) Minideltaer
- 2) Kullag og jordprofiler
- 3) Fluviale kanaler

Den areale utbredelsen av disse delene er usikker, men kontinuerlig utvikling av sanden i minideltaene er mulig.

Utstrekningen av de fluviale kanaler (Tarbert?) er usikker.

Sjå s. 1

1.2 Reservoarbeskrivelse

Undersøkellesdata

δ-strukturen ligger i blokk 34/10 ca 23 km sørøst for Statfjordfeltet. Fig. 1.1 viser feltets plassering i Nordsjøen, mens fig. 1.2 er et strukturkart av top Brent formasjonen utarbeidet i årsskiftet 1978/1979.

Denne studien baserer seg kun på data fra brønn 34/10-1 som ble testet juli/aug. 1978. Senere har man boret 34/10-3 i samme strukturen og analysen av resultatene fra denne brønnen tyder på at det er samme hydrokarboner i både 34/10-1 og 34/10-3.

Brønn 34/10-1

Brønnen ble boret gjennom 4 potensielle produserbare soner så som Brent, Dunlin, Statfjord og Trias, men bare Brent inneholdt hydrokarboner. Brønnen ligger høyt oppe på strukturen og påviste 127.5 m netto sand. Midlere porøsitet var 31.5% og midlere vannmetning var 15.1%. Permeabiliteten varierte fra 100 md til flere Darcies. Det ble ikke påvist noen olje/vannkontakt, men beregninger utfra kapillærtrykk og RFT-data indikerer en kontaktflate på omlag 1950 m (MSL) som er benyttet gjennom denne studien. Senere resultat på 34/10-3 ga en verdi på 1947 m (MSL). Tabell 1.1 viser geologiske soneinndeling påtruffet i brønn 34/10-1 sammen med midlere petrofysiske parametre for de ulike geologiske lag. Dette er også fremstilt i fig 1.3. (Se appendix A).

1.3 Bergartsegenskaper

Det finnes lite kjernedata fra 34/10-1. En av grunnene er bergartens løst konsoliderte karakter. Fra de kjerneprøver som finnes er det imidlertid målt en midlere bergartskompressibilitet på $3 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$.

1.4 Relativ permeabilitet - olje/vann

Det er foreløpig utført relativ permeabilitets analyser på to plugger, en i Etive og en i Rannoch.

I tillegg er det utført vannflømnings tester på de samme plugger. Resultatene fra relativ permeabilitetmålingene og vannflømningsanalysene er vist i tabell 1.2 - 1.7.

1.5 Væskeegenskaper

Det ble tatt 6 bunnprøver av hydrokarbonene i brønn 34/10-1. Resultatene fra et utvalg av analysene er framstilt i fig. 1.4 - 1.8. I studien er den prøven som viser høyest kokepunkt i fig. 1.5 benyttet. Grunnen til dette er at det antas at det er svært lite sannsynlig at en bunnprøve vil vise for høyt kokepunkt. Fig. 1.9 - 1.13 viser enkelte væskeegenskapers variasjon med trykket. Den fullstendige labanalysen av denne prøven finnes i appendix B. Da studien ble gjennomført fantes ikke vannprøver fra Brentformasjonen og data fra Statfjordfeltet ble derfor benyttet. (Senere analyser på prøver fra 34/10-3 viser at dette var en rimelig antagelse). Tabell 1.8 gir en oversikt over karakteristiske væskedata som ligger til grunn for studien.

1.6 Oljemengder

Forkastningene representerer som beskrevet i avsnitt 1.2 fysiske barrierer som splitter strukturen opp i 7 mindre reservoar (fig. 1.14). Alle forkastningene antas i utgangspunktet å være forseglende. Tabell 1.9 viser fordelingen av OIP i de ulike reservoar. (Før oppjustering på grunnlag av 34/10-3) Feltene 4-7 som representerer ca 13% av OIP er ikke inkludert i denne studien fordi:

- 1) de antatte reservene er små
- 2) Ingen brønner hadde da studien ble startet påvist olje i disse forkastningsblokkene.

Den totale Oip for feltene 1-3 (skravet på fig. 1.14) ved en OWC på 1980 m (RKB) er antatt å være $857 \cdot 10^6$ STB. Total OIP er antatt å være $985 \cdot 10^6$ STB. (På grunnlag av informasjoner fra 34/10-3 er dette anslaget oppjustert)

KAPITTEL 2.

Valg av simuleringsmodell

I de simuleringskjøringene som er blitt gjort er "Intercomps Beta II black oil model" blitt brukt. Modellen kan numerisk simulere en trefase strøm i et oljereservoar.

For å studere de areale effekter ble det besluttet å benytte en 2-dimensjonal arealmodell. Dersom arealmodellen skal beskrive den vertikale væskebevegelse er det nødvendig å utvikle såkalte pseudo relative permeabiliteter. På dette grunnlag ble simuleringsstudien utført i følgende stadier.

- 1) Det settes opp en 2-dimensjonal tverrsnittsmo­dell som beskriver den vertikale fortregningsmekanisme i de valgte vertikale lag. Modellen genererer pseudo relative permeabiliteter.
- 2) Det settes opp en 1-dimensjonal tverrsnittsmo­dell med samme bredde som i den 2-dimensjonale modellen, men med alle vertikale lag slått sammen til ett lag. Pseudo relative permeabiliteter generert i den 2-dimensjonale tverrsnittsmo­dell benyttes. Formålet med dette er å undersøke om de pseudo relative permeabilitetskurvene som blir generert i den 2-dimensjonale tverrsnittsmo­dellen og senere brukt i arealmodellen, virkelig kan representere den vertikale væskebevegelse.
- 3) Dersom sammenligningen ovenfor gir akseptable resultater benyttes de genererte pseudo relative permeabiliteter som relative permeabilitetskurver i en 2-dimensjonal arealmodell. I arealmodellen blir den horisonale væskebevegelse studert. Resultatene fra arealmodellen vil senere kunne gi grunnlag for estimerer angående det optimale antall brønner (plattformer) samt deres plassering i reservoaret.

KAPITTEL 3

TVERRSNITTSMODELLEN

3.1 Modellbeskrivelse

Tverrsnittet som ligger til grunn for studien går gjennom Brenformasjonen brønn 34/10-1. Ved den vertikale oppdeling av tverrsnittet ble det tatt utgangspunkt i den geologiske soneinndeling (fig. 1.3 og tabell 1.1). Tykkelsen av de geologiske sonene er for stor til at målte relative permeabiliteter på kjernepluggen kan benyttes direkte. For studiemål ble det besluttet å dele tverrsnittet inn i 10 vertikale lag. Tykkelsen av disse lagene og deres plassering i de geologiske soner er vist i tabell 3.1 og fig 1.3. Modellen benytter gross tykkelse. Det øverste laget i Etive ble valgt tynnere enn de andre lagene da dette laget fysisk befinner seg i en god petrofysisk sone grensende opp til en sone med dårligere petrofysiske egenskaper. Lengden på blokkene ble valgt til 45 m og bredden på tverrsnittet ble satt til 2400 m (se avsnitt 3.4). Det geologiske strukturet over toppen av Brentsanden som eksisterte da studien ble satt igang, viser en helning på toppen av strukturen på 16° . Dette er tatt hensyn til ved oppbyggingen av tverrsnittsmodellen.

Det er utført studier angående effekten av den horisontale og vertikale blokk inndeling på væskestrømmingen og resultatene fra denne studien finnes i appendix C.

3.2 Modelltilpassende bergartsparametre.

Bergartsparametrene er tatt fra brønn 34/10-1 (tab. 1.1), men det er nødvendig med visse justeringer på de parametrene som benyttes i simuleringsmodellen.

Porøsitet

For at modellen skal ha en oljemengde som svarer til det som finnes i reservoaret er det nødvendig å benytte netto porøsitet midlet ut over hele tykkelsen til laget i simuleringsmodellen.

$$\emptyset_{\text{modell}} = \emptyset_{\text{netto}} \cdot N/G$$

\emptyset_{netto} og N/G tas fra tabell 1.1

Det er antatt lagvis homogenitet i reservoaret og porøsiteten i en geologisk sone er benyttet for alle simuleringslag innenfor denne sonen. (Tabell 3.3).

Vannmetning

Vannmetningen som brukes i modellen er vannmetningen i de potensielt produserbare lag og vannmetningen i eventuelle skiferlag tas derfor ut når midling foretas. Verdiene i tabell 1.1 brukes derfor direkte som grunnlag for vannmetningen i reservoarmodellen.

Reservoarmodellen bruker ikke vannmetning direkte som inngangsdata, men verdiene inngår som endepunkt for relative permeabilitetskurvene gjennom spesifiakasjon av bergartstyper. Som det fremgår av tabell 1.1, har Tarbet og Etive tilnærmet de samme initielle vannmetninger og disse to geologiske sonene er gitt den samme bergartstype i reservoarmodellen. (Se også avsnitt om relative permeabiliteter). Vannmetningen tilordnet de ulike bergartstypene er vist i tabell 3.2, og lagvis i tabell 3.3.

Horisontale permeabiliteter

Permeabiliteten måles direkte på kjerneplugger gjennom konvesjonelle kjerneanalyser. Ved "waterflood" eksperimenter er imidlertid oljepermeabiliteten ved initiell (connate) vannmetning lavere enn den som fremkommer ved konvesjonelle analyser (Tabell 1.2). Permeabiliteten rapportert i tabell 1.1 er identisk med denne reduserte permeabiliteten. Denne permeabiliteten er benyttet innenfor lagene i de geologiske sonene, untatt for lagene i sone 4. Det er fra loggen observert en forverring av reservoaregenskaper med dybden i denne sonen og dette er tatt hensyn til ved å minske permeabiliteten med dybden i dette laget. Permeabiliteten tilordnet de ulike lag er oppsummert i tabell 3.3.

Vertikale permeabiliteter

Det er vanskelig å fastslå den vertikale permeabiliteten i reservoaret ut fra målinger på små pluggar. Ved fastsettelsen av vertikale permeabiliteter er det forsøkt tatt hensyn til skifriheten til de ulike lagene. Basert på dette ble den vertikale permeabiliteten satt til 10% av den horisonale permeabilitet i lag 2 og 3, mens den er satt til 50% av den horisontale i de andre lagene. Vertikal permeabilitet tilordnet de ulike lag er oppsummert i tabell 3.3.

Fig. 3.1 viser tverrsnittet sammen med tykkelsen og petrofysiske parametre.

Relative permeabiliteter olje/vann .(Residuell oljemetning)

Ved utarbeidelse av de relative permeabilitetskurvene er det tatt utgangspunkt i både vannflømmings eksperimenter og relativ permeabilitetsmålingene, og følgende fremgangsmåte er benyttet:

- 1) Kurveformen er tatt fra relativ permeabilitetsmålinger.
- 2) Residuell oljemetning (S_{or}) er tatt fra vannflømmingsmålinger.
- 3) Initiell (connate) vannmetning er tatt fra logganalyse.

For at kurvene skal gi det rette endepunkt m.h.t. initiell vannmetning og residuell oljemetning er følgende justering foretatt:

$$S_w = \frac{S_{w1} - S_{wc1}}{1 - S_{wc1} - S_{or1}} (1 - S_{wc3} - S_{or2}) + S_{wc3}$$

hvor indeksene har følgende betydning:

- 1: Fra relativ permeabilitetsmålinger
- 2: Fra vannflømmingsmålinger
- 3: Fra logganalyse

Den initielle vannmetning danner basis for de ulike bergartsparametre er vist i tabell 3.2. Bergartstypens tilordning i modell-lagene er vist i tabell 3.3. Relativ permeabilitetskurvene for de ulike bergartstyper er vist i Fig. 3.2-3.4.

Relativ permeabiliteter gass/væske.

På det nåværende tidspunkt eksisterer det ikke målte gass/væske relative permeabiliteter for 34/10-Delta. Ut fra simuleringsstudier av DST#1 på 34/10-1, (appendix D) kan det foreløpig antydes at.

$$S_{gc} = 0.01 \quad (\text{kritisk gassmetning})$$

og

$$k_{rl} = .70 \quad \text{for } S_l = 0.99$$

$$k_{rl} = .50 \quad \text{for } S_l = 0.98$$

Dessuten har man

$$k_{rl} = 0 \quad \text{for } S_l = S_{wc} + S_{or}$$

De karakteristiske bergartsparametre er vist i tabell 3.2 og relativ permeabilitetskurvene for de ulike bergartstyper er vist i fig. 3.5. Fig 3.6 viser bergartskurvenes tilordning til reservoarmodeller.

Væskeegenskaper

Både flash og differensielle eksperimenter ligger til grunn for de væskeegenskaper som inngår i simuleringsmodellen. Korreksjonene som er foretatt er i henhold til Amyx, Bass and whiting (ref. 1). En tabellarisk oversikt over væskeegenskaper som er brukt i modellen er vist i tabell 3.4.

Kapillærtrykk

Modellen vil beregne connate vannmetning eller 100% vannmetning i en blokk alt etter som midtpunktet i blokken ligger over eller under olje/vann kontakten. For å få en naturlig overgang av metningene nær kontakten er det innført rettlinjede pseudo-kapillærtrykk. I vann/olje systemet er punktene som definerer "kapillærtrykkskurven" $P_{cwo} = 4$ psi ved S_{wc} og $P_{cwo} = -6$ psi ved $S_w = 1$, og i gass/væskesystemet er punktene $P_{cgo} = 15$ psi ved S_{lc} ($k_{re} = 0$) og $P_{cgo} = -15$ psi ved $S_l = 1$.

Vertikale transmissibiliteter.

Helningen på reservoaret må tas hensyn til ved beregning av den vertikale transmissibiliteten. Dette er gjort ved å multiplisere hver av de beregnede verdiene med en faktor på $\text{Cos}^2 \alpha$, og hvor α er helningsvinkelen.

3.3 BRØNNER.

For å angi produktiviteten til brønnene er der nødvendig å spesifisere en såkalt brønnindeks. Den er definert som

$$WI = \frac{0.001127 \cdot 2 \pi}{(\ln \frac{r_b}{r_w} + S - 0.5)}$$

og er for alle brønnene satt lik $1.052 \cdot 10^{-3}$ RB-cp/md-ft/dag

Der $r_b = 483$ ft, $r_w = 0.35$ ft og $S=0$.

Produksjonen fra brønnene er styrt etter følgende kriterier

- 1) Det laveste strømmende brønnhullstrykk er 2000 psi
- 2) Den maksimale vannproduksjonen fra en enkelt brønn er 10000 STB/D.
- 3) Brønnen stenges dersom oljeraten blir mindre enn 500 STB/D

Det minimale strømmende bunntrykk er bestemt ut fra trykktapsbergninger i produksjonsrør, og det er det laveste trykket som tillater reservoarvæsken å strømme til overflaten.

For vanninjeksjonsbrønnene er der maksimale strømmende brønnhullstrykk satt til 5400 psi. Dette er diktert ut fra ønsket om ikke å generere sprekker i formasjonene.

3.4 PRODUKSJONSRATER.

Total tilstedeværende oljemengde i det simulerte området er $857 \cdot 10^6$ fat. I utgangspunktet er det valgt å forsøke med én produksjonsbrønn pr $100 \cdot 10^6$ fat (sammenlignbart med Statfjordfeltet). Den geologiske tolkning av reservoaret gjør det naturlig å studere den vertikale væskebevegelse v.h.j.a. tre produksjonsbrønner. Dette tilsier da at bredden på tverrsnittet må bli slik at tverrsnittsmodellen inneholder 1/3 av tilstedeværende oljemengde i det simulerte området. (Se avsnitt 3.1).

Produksjonstesten på 34/10-1 viste at det er stor mulighet for sandproduksjon i forbindelse med utviklingen av feltet.

Det er i denne studien ikke utført grundige undersøkelser angående maksimal produksjonsrate fra en brønn komplettert i slik ukonsolidert formasjon, men det er antatt at det er mulig å oppnå en oljeproduksjonsrate på 10.000 STB/D fra en brønn. Denne raten er beholdt gjennom hele studien. Brønnkompletteringslengden er antatt å være 50 ft. En rate på 10.000 STB/D pr. brønn fra 3 brønner svarer til at 3.4% av tilstedeværende oljemengde blir produsert pr. år. Effekten av økende uttømmingsrate er studert ved å doble og tredoble raten pr. brønn. (Tabell 3.5) I den senere arealstudie er den tilsvarende økning foretatt ved å doble og tredoble antall brønner. (Produksjonsraten fra hver brønn holdes på 10.000 STB/D).

3.5 UTVINNINGSMEKANISMER

Følgende produksjonsmekanismer er simulert med tverrsnittsmodellen:

1. Depletion
2. Gassinjeksjon
3. Vanninjeksjon
4. Gass/vanninjeksjon

Brønnplasseringene i kjøringene varierer noe. Det er lagt vekt på å optimalisere brønnplasseringene for å utsette vann og gass problemer så lenge som mulig, og plasseringen er derfor avhengig av produksjonsmekanismen. Maksimal oljeproduksjon er satt til 10 000 fat/dag/brønn for alle tilfellene. Produksjonsstrategien for de ulike utvinningsmekanismer er beskrevet nedenfor:

Depletion

Reservoaret produseres fra 3 brønner som er perforert rett over olje-vannkontakten. Drivmekanismen er ekspansjon av væskene og bergarten, samt utviklingen av en gasskappe.

Gassinjeksjon

Reservoaret produseres fra 3 brønner rett over olje-vannkontakten, og gassen blir injisert i 3 brønner i toppen av reservoaret. Mengden av injisert gass tilsvarer produsert hydrokarbonvolum ved reservoarforhold slik at reservoartrykket holdes konstant. Brønnene blir stengt ved $GOR > 10.000 \text{ SCF/STB}$.

Vanninjeksjon

Det er plassert 3 produksjonsbrønner øverst på strukturen og 3 vanninjeksjonsbrønner like under WOC. Reservoartrykket holdes konstant lik det initsielle trykket ved at det injiserte vannvolum tilsvarer produsert hydrokarbonvolum ved reservoar-betingelser. Vanninjeksjonen settes i gang ved start av produksjonen.

Gass/vann injeksjon

Reservoaret produseres fra 3 brønner relativt høyt oppe i strukturen. All produsert gass blir injisert i toppen av reservoaret i en 5 års periode. Vannet blir injisert rett under WOC for å holde trykket oppe. Når vannet når produksjonsbrønnene, blir disse stengt av, og olje blir produsert fra gassinjektoren. Det er også sett på virkningen av å komprimere reservoaret i to år før videre produksjon fra gass injektoren.

Brønnplasseringen for alle de fire produksjonsmekanismene er vist i tabell 3.6 og på figurer i kapittel 3.6 og 3.7

3.6 Simuleringstilfeller

Tabell 3.7 viser de forskjellige simuleringstilfeller. Tilfellene TD, T, TG og TGV er simuleringstilkjøring som er gjort for å klarlegge ulike produksjonsmekanismer. Vanninjeksjon er studert i større detalj hvor man ser på sensitiviteten m.h.p. rate, helning på reservoaret, brønnplassering og permeabilitet.

I tverrsnittsstudien begynner alle produksjonsbrønnene samtidig å produsere maksimal rate etter en kort opptrappingsperiode. Tabell 3.8 viser plasseringen av injeksjonsbrønnene for tilfellene T3 og T4, og tabell 3.9 viser tilsvarende for tilfellet T5.

3.7 Resultater av tverrsnittskjøringene

TD-depletion

Fig. 3.7 viser brønnplasseringen benyttet i depletion studien. Modellen er simulert i 10 år. Siden kokepunktet (3788.5 psi) ligger bare 100-200 psi under trykket i strukturens øvre lag, er det etter ett år dannet en gasskappe. Simuleringen viser at det fra tverrsnittet kan produsere 30 000 STB/D i 5 år før raten avtar raskt grunnet det begrensede BHP på 2 000 psi i brønnene. Det er da produsert 90% av den utvinnbare oljemengden. Etter 10 år ligger produksjonen på 2 600 STB/D totalt, med gjennomsnittlig reservoartrykk på 1975 psi (134 bar).

Fig. 3.7 viser også gassfronten ($S_g > .10$) etter 3 og 10 år, og i fig. 3.8 er utvinningen mot produksjonstiden plottet. Produksjonsprofilen finnes i fig. 3.9, og gjennomsnittlig reservoartrykk som funksjon av produsert olje er vist i fig. 3.10. Utvinningsgraden som funksjon av maksimal rate er vist i fig. 3.22.

T-vanninjeksjon

Fig. 3.11 viser brønnplasseringen i basistilfellet for vanninjeksjon. Maksimalraten pr. brønn er 10 000 fat/dag, og produksjonen avsluttes etter 20 år. Da er oljeraten 4900 STB/D som er 16% av den totale toppraten. Vannproduksjonen starter etter 11,1 år i brønn 1, og oljeraten begynner å falle etter 11,8 år. Ved det tidspunkt er 71% av den utvinnbare oljemengden produsert.

Produksjonsprofilen er vist i fig. 3.12 og metningsprofil i fig. 3.13. Utvinningsgraden som funksjon av maksimal rate er vist i fig. 3.22.

TG-gassinjeksjon

Brønnplasseringen i gassinjeksjonstilfellet er vist i fig. 3.14. Modellen er simulert i 16 år. En øvre grense på GOR lik 10 000 SCF/STB nås i brønn nr. 1 etter 8,5 år og brønnen stenges. Brønn nr. 2 stenges etter 12,2 år og brønn nr. 3 etter 15,4 år. Etter 8,5 år er 70% av de utvinnbare reservene produsert. Total gassinjeksjon er $252.4 \cdot 10^9$ SCF ($1.37 \cdot \text{GIP}$).

Gassfronten ($S_g > .10$) etter 5, 10 og 15 år er vist i fig. 3.14. Produksjonsprofilen er vist i fig. 3.15. Injisert gassrate som funksjon av injeksjonstiden og olje utvunnet mot fraksjon av initiell gass injisert er vist henholdsvis i fig. 3.16 og 3.17. Utvinningsgrad som funksjon av maksimal rate er vist i fig. 3.22. En mer optimal brønnplassering vil sannsynligvis kunne gi en noe høyere utvinningsgrad.

TGV-gass/vanninjeksjon

Brønnplasseringen for dette tilfellet er vist i fig. 3.18. Modellen simulerer en produksjonstid på 26 år. All produsert gass fra feltet blir gjennom en brønn injisert i reservoarets øvre del for en periode av 5 år. Gjennomsnittlig injeksjonsrate ligger på $17.6 \cdot 10^6$ SCF/D. Det injiseres totalt $31.8 \cdot 10^9$ SCF (17.3% av GIP). Det dannes en gasskappe i reservoaret etter $\frac{1}{2}$ år. Gassinjeksjonen blir avbrutt etter 5 år da dette antas å være et relevant tidspunkt for annen avsetning av gassen. Under gassinjeksjonen er det injisert vann i reservoaret for å holde trykket oppe og for å begrense gasskappens omfang.

Reservoaret lar seg produsere med maksimal rate i 12 år før vannet bryter gjennom i produksjonsbrønnene. Det er da produsert 76% av den mengden som er utvunnet etter 20 år. Produksjonen avsluttes etter 20 år. Total oljerate for feltet er 3400 STB/D med en vannfraksjon på 0,7. Total vanninjeksjon er $256.8 \cdot 10^6$ STB (.64 · WIP). Total gassproduksjon er $102.1 \cdot 10^9$ SCF (55.4% av GIP).

To sensitiviteter ble kjørt med hensyn til feltets videre produksjon.

1. Direkte produksjon fra gassinjektor fra 20-26 år (brønn 4).
 2. Komprimering av gasskappen i 2 år med vanninjeksjon, så produksjon fra 22-26 år fra gassinjektor (brønn 4).
1. Den direkte produksjonen fra gassinjektoren gir et meget høyt gass/olje forhold ved oppstartingen. Et øvre tak på $16 \cdot 10^6$ SCF/D settes på produksjonen. Gjennomsnittlig oljeproduksjon fra 20-26 år er 3616 STB/D med størst produksjon de 2 siste årene.

Vannet er da brutt gjennom i brønnen. Total vanninjeksjon er $281.7 \cdot 10^6$ (.70·WIP), og den totale gassproduksjonen er $124.6 \cdot 10^9$ SCF (67.7% av GIP).

2. Ved maksimal vanninjeksjon fra 20 til 22 år, begrenset av maksimalt BHP på 5500 psi, før produksjon fra gassinjektoren (brønn 4), blir produksjonsbildet forskjøvet noe, men likner ellers meget på tilfelle nr. 1. Gjennomsnittlig produksjon fra 22-26 år er 5306 STB/D. Vannet bryter gjennom i brønnen etter 24½ år. Oljeraten faller da raskt. Total vanninjeksjon $286.1 \cdot 10^6$ STB (.891·oip). Total gass produksjon $120.6 \cdot 10^9$ SCF (65.5% av GIP).

I fig. 3.18 er vannfronten ($S_w = .10$) etter 5, 10 og 15 år sammen med GOC etter 5 år vist. Olje/vann- og gassproduksjonen som funksjon av tiden er plottet henholdsvis i fig. 3.19 og 3.20. Utvinningsprosenten mot maksimal oljerate er vist i fig. 3.22.

T1

Brønnplasseringen i dette sensitivitetstilfellet er som vist i fig. 3.11. Med en økning av maksimalraten til 20 000 BOPD/brønn (egentlig doubling av antall brønner) er produksjonstiden 15 år, og den totale oljeraten er da 3600 BOPD d.v.s. 6% av toppraten. Etter 4,5 år begynner vannproduksjonen i brønn 1, og etter 4,8 år reduseres toppraten. 57,5% av den utvinnbare oljemengden er da produsert. Produksjonsprofilen er vist i fig. 3.23.

T2

Brønnplasseringen i dette sensitivitetstilfellet er som vist i fig. 3.11. Produksjonstiden er 11,5 år med en maksimalrate på 30 000 BOPD/brønn (egentlig en tredobling av antall brønner). Oljeraten etter 11,5 år er 5000 BOPD d.v.s. 5.6% av 90 000 BOPD. Produksjon av vann begynner etter 2,6 år, og toppraten reduseres etter 2,8 år. Det er da utvunnet 50,1% av den utvinnbare oljemengden. Produksjonsprofilen er vist i fig. 3.24.

Fig. 3.25 viser utvinningsprosent mot produksjonstiden for tilfellene T, T1 og T2.

T3

Brønnplasseringen i dette sensitivitetstilfellet (reservoardip på 6°) er vist i fig. 3.26. Oljeraten etter 20 år er 4300 BOPD. Vannproduksjonen begynner etter 14 år og reduksjonen i oljeraten inntreffer etter 14,8 år. Da er 88,3% av den utvinnbare oljemengden produsert. Produksjonsprofil i fig. 3.27.

T4, T5

Brønnplasseringen for disse sensitivitetstilfellene er vist i fig. 3.28. Det ble her forsøkt å optimalisere posisjonene til vanninjeksjonsbrønnene. Forandringene fikk ingen merkbar innvirkning på produksjonsprofilen sammenlignet med basistilfellet.

T6, T7

Produksjonsprofilene med reduksjon i permeabiliteten og basistilfellet er vist i fig. 3.29.

For tilfellet T6 er 58,1% produsert av den utvinnbare oljemengden når oljeraten begynner å falle etter 9 år, og for tilfellet T7 er tallene henholdsvis 52,7% og 8,3 år.

I fig. 3.30 er utvinningsprosent mot prosent av maksimalrate vist for tilfellene T, T1, T2, T3 og T6.

3.8 Psuedo-relative permeabiliteter

Resultatene som man får fra de todimensjonale tverrsnittskjøringene brukes bl.a. til å generere pseudo-relative permeabiliteter.

Innledningsvis ble det generert 27 pseudo-relative permeabilitetskurver for hver celle f.o.m. celle 9 i basistilfellet. Det ble også laget kurver fra tilfellene T1 og T2 for å se på rateavhengigheten.

Disse kurvene vil bli brukt som relative permeabiliteter i arealmodellen (se kapittel 4).

3.9 Konklusjon

Fig. 3.22 viser utvinningsprosenten av olje som funksjon av prosent av platåraten for tilfellene vanninjeksjon (T), gass/vanninjeksjon, gassinjeksjon og depletion (ingen injeksjon). Som det framgår av figuren er resultatene med de ulike produksjonsmekanismene ganske forskjellige. Depletion gir dårligst resultat. Produksjonsforløpet med bare vanninjeksjon og gass/vanninjeksjon har tilnærmet samme oppførsel, mens bare gassinjeksjon fører til lavere utvinning.

I den videre studie er det forutsatt at det eksisterer muligheter for gass salg når det er aktuelt å starte produksjon fra dette feltet. Dersom dette er tilfellet, er det ikke ønskelig å injisere gass i reservoaret da det vil komplisere operasjonene og reservoarstyringen. På dette grunnlag er bare tilfellene med vanninjeksjon studert videre.

KAPITTEL 4

LINEÆRMODELL

4.1 Innledning

De areale effektene vil i neste kapittel bli studert i en todimensjonal arealmodell. For å være sikre på at denne modellen reproducerer den vertikale væskebevegelsen observert i tverrsnittsstudien ble det utført en sammenligning mellom resultatene fra den todimensjonale tverrsnittsmodellen og den endimensjonale modellen.

4.2 Modellbeskrivelse

Modellen som brukes tilsvarende den todimensjonale tverrsnittsmodellen med 37 celler i horisontalretningen og ett lag. Fig. 4.1 viser et snitt gjennom modellen.

Den initielle vannmetning i modellen må justeres v.h.j.a. rettlinjede pseudo-kapillærtrykkskurver slik at overensstemmelsen mellom en-og ti-lagsmodellen er best mulig og at en horisontal olje/vann kontakt oppnås (fig. 4.2). Fig. 4.3 viser en sammenligning mellom begynnelses vannmetninger i de to- og endimensjonale tverrsnittsmodeller.

Tabell 4.1 viser midlede porøsitet og permeabilitet for de enkelte celler.

Ved siden av å bruke de genererte pseudo relative permeabilitetene for hver celle i reservoaret, benyttes det også brønnskurver for produksjonsbrønnene som er plassert i cellene 24, 29 og 34. Kurveformen for brønnskurvene er den samme som pseudo relative permeabilitetskurvene, men endepunktene er forskjellige. Det må korrigeres for perforeringsintervalllets posisjon i forhold til olje/vann kontakten. Fra tverrsnittskjøringene kan man bestemme hvor stor vannmetningen er i den cellen hvor produksjonsbrønnen er når vannproduksjonen starter. Ved denne vannmetningen er $K_{rw} = 0$ og $K_{ro} = 1$.

Et utvalg av de pseudo-relative permeabilitetskurver som er benyttet i sammenligningen er vist i fig. 4.4 - 4.8 (se tabell 4.2), og et utvalg av brønn-pseudo-kurvene er vist i fig. 4.9 - 4.15 (se tabell 4.2).

I arealstudien er det ønskelig å minimalisere antall celler i modellen og det er studert om dette er mulig ved å redusere antall celler i den endimensjonale modellen fra 37 til 15. Dette er gjort ved å slå sammen to og to celler i størstedelen av reservoaret (fig. 4.16).

4.3 Simuleringstilfeller

De simuleringskjøringer som er blitt utført med lineærmodellen er vist i tabell 4.2. Det er også nevnt hvilke tilfeller som er sammenlignet i denne modellen og den todimensjonale tverrsnittsmodellen. Dessuten er det angitt fra hvilke tilfeller i tverrsnittsmodellen man har tatt de pseudo-relative permeabilitetskurver fra som brukes for reservoaret og brønnene i lineærmodellen. Figurhenvisninger til disse kurvene er også nevnt.

4.4 Resultater

Nøkkelresultater fra simuleringene med lineærmodellen er vist i tabell 4.3.

De enkelte simuleringstilfellene gir følgende resultat:

E1, E2

Overensstemmelsen mellom E1 og E2 er, etter det tabell 4.3 viser, tilfredstillende. Dette betyr at for seinere simuleringskjøringer vil bare 3 pseudo-relative permeabilitetskurver for reservoaret bli brukt. Disse er hentet fra cellene 9, 15 og 26 og dekker henholdsvis cellene f.o.m. 9, 20 og 37. Fig. 4.4, 4.5 og 4.6 viser disse kurvene.

E2, T

I fig. 4.17 er det vist en sammenligning mellom E2 og T. For tilfellet E2 begynner vannproduksjonen i brønn 1, 2 og 3 henholdsvis etter 10.8, 14.7 og 16.8 år og for tilfellet T er de tilsvarende tallene 11.1, 15.0 og 17 år. Produksjonsforløpet er m.a.o. for E2 og T ganske like.

E3, T2

Vannproduksjonen begynner i tilfellet E3 etter 3.3, 4.7 og 5.8 år i henholdsvis prod. brønn 1, 2 og 3 og de tilsvarende tall er 2.6, 4.0 og 4.5 år for tilfellet T2.

E4

Etter 2.8, 4.2 og 5.8 år starter vannproduksjonen. Sammenlignet med T2 er det bare brønn 3 som avviker både m.h.t. start av vannproduksjon og oljeproduksjon. Fig. 4.18 viser produksjonsforløpet for E4 og T2.

E5

Den laveste gjennomsnittlige vannmetning i celle 34 som gir vannproduksjon i brønn 3 er i tilfellet E5 blitt satt for høy. Dette har ført til en uforholdsmessig stor oljeproduksjon og seinere start av vannproduksjonen i brønn 3. Men det E5 viser er at oljeproduksjonen totalt sett er langt dårligere enn T2.

E6, T1

Produksjonsforløpet her følger stort sett det i E2/T.

E7

Produksjonsforløpet blir ikke påvirket av reduksjonen av antall celler fra 37 til 15 (tilfellet E2/E7 i tabell 4.3). Det er bare brønn 3 som avviker litt. I E7 begynner oljeraten å falle i denne brønnen 0.3 år etter tilsvarende brønn i E2.

4.5 Konklusjon

De resultater som lineærmodellen har gitt sammenlignet med 10-lagsmodellen er for tilfellet E2/T meget gode.

Når det gjelder de andre tilfellene, er overensstemmelsen ikke så god. I tilfellene E3, E4 og E5 er toppraten av olje økt til 30 000 fat/døgn pr. brønn, mens man bruker ulike typer pseudo-relative permeabilitetskurver i hvert tilfelle. E3 og E4 kom best ut av sammenligningen med T2, mens E5 ga dårligst resultat.

Ved å se på de pseudo-relative permeabilitetskurver som brukes (kap. 4.3), oppdager man en merkbar forskjell i K_{ro} . Tendensen er at når raten øker, vil K_{ro} avta samtidig som K_{rw} øker ved en gitt vannmetning. For å få en antydning om størrelsesordenen kan det nevnes at ved en vannmetning på 30% faller K_{ro} med 20-30% ved en økning av raten fra 10 000 til 30 000 fat/døgn/brønn, samtidig øker K_{rw} med ca. 5%. Dette gjelder for cellene 24, 26 og 29. For cellene 9, 15 og 34 har man ikke på langt nær samme følsomhet.

Dette er årsaken til det dårlige resultatet i E5 der alle kurvene som brukes er generert i tilfelle T2 hvor vi har en rate på 30 000 fat/døgn/brønn. Man får her se hvor avgjørende de relative permeabilitene er for produksjonsforløpet.

Sett på bakgrunn av de slutninger man kan trekke ut fra de simuleringskjøringene som er utført med lineærmodellen, har man for videre studier med arealmodellen besluttet å bruke de tre pseudo relative permeabilitetskurver for reservoaret fra tilfelle T, og for produksjonsbrønnene vil man bruke kurver som både er generert i T, T1 og T2 - avhengig av toppratene/antall brønner.

KAPITTEL 5

Arealmodellen

5.1 Modellbeskrivelse

I arealmodellen er reservoaret delt opp i et rutenett på 35·30 blokker i horisontalplanet med en blokkstørrelse på 250·100 m

Det gridmønsteret som benyttes i arealstudien er vist i fig. 5.1. De tykkere strekene viser forkastningene, og de skraverte blokkene avgrensner reservoaret. Den rette streken som går på tvers av rutemønsteret i fig. 5.1 viser hvor tverrsnittet i fig. 3.1 er plassert i arealmodellen.

Utgangspunktet for fig. 5.1 er strukturkartet i fig. 5.2. Det er bare feltene 1, 2 og 3 i fig. 5.1 som inngår i studien, dvs. at forkastningsblokken rundt 34/10-3 ikke er tatt med.

Felt 1 inneholder i modellen $146 \cdot 10^6$ STB olje, mens felt 2 og 3 henholdsvis inneholder $350 \cdot 10^6$ STB og $358 \cdot 10^6$ STB. (Knfr.tab. 1.9).

5.2 Bergartsparemetre i modellen

Bergartsegenskapene er de samme som ble brukt i tverrsnittsmodellen. I arealmodellen midles disse for hver blokk. Det som er avgjørende for denne midlingen er tykkelsen og på hvilken side av forkastningen blokkene ligger - dvs. hvilken del av Brentsanden som er erodert bort.

I fig. 5.3 er blokktykkelsene som er brukt i modellen vist. Permeabilitetene som brukes har samme verdi i X- og Y-retningen for hver blokk. Fig. 5.4 viser permeabilitetene i darcy.

Porøsiteten i hver blokk finner man i fig. 5.5.

De tre pseudo relative permeabilitetskurvene som ble generert i tilfelle T (fig. 4.4, 4.5, 4.6) gjelder for ulike deler av reservoaret.

Permeabilitetskurvene i fig. 4.4, som vi kaller bergartstype 1, er generert fra celle 9 som ligger i vannsonen (fig. 3.1). I arealmodellen vil derfor blokker som ligger i vannsonen bli tilordnet bergartstype 1. Bergartstype 2 som er representert med fig. 4.5 er generert fra celle 15 som ligger i overgangssonen mellom vann og oljen. Blokker som har tilsvarende plassering i arealmodellen vil få bergartstype 2. Den tredje bergartstypen som vi finner i fig. 4.6 er hentet fra celle 26 som ligger i en rein oljesone. Bergartstype 3 vil derfor dekke blokker med bare olje. Fig. 5.6 viser fordelingen av de ulike bergartstypene.

5.3 Feltutviklingsplan

I tverrsnittmodellen ble det brukt tre ulike oljerater pr. brønn.

- basisraten på 10 000 fat/døgn
- 20 000 fat/døgn
- 30 000 fat/døgn

I arealstudien vil man bruke en fast oljerate på 10 000 fat/døgn pr. brønn gjennom hele studien. (Kjfr. avsnitt 3.4.) I basistilfellet blir det brukt 3 produksjons- og 3 injeksjonsbrønner pr. felt som tilsvarer tilfellet T i tverrsnittmodellen. For å få en topp oljerate på 60 000 og 90 000 fat/døgn, som vi hadde henholdsvis i tilfellene T1 og T2 i kap. 3, blir antall produksjonsbrønner øket til 6 og 9 pr. felt.

Når det gjelder plassering av brønnene i det gridmønsteret som er vist i fig. 5.1, må man ta utgangspunkt i tverrsnittet i fig. 3.1. De pseudo relative permeabilitetskurvene som ble generert for hver brønn fra tilfellene T, T1 og T2, kan bare brukes for brønner i arealmodellen med tilsvarende plassering på strukturen som i fig. 3.1. Dette betyr at vi har 3 ulike typer produksjonsbrønner som vist i tabell 5.1 (jfr. tab. 3.6).

Plasseringen av produksjonsbrønnene er bestemt på grunnlag av fig. 5.3 og 5.4, og ut i fra det ønske om å få representert alle tre brønntypene pr. felt.

5.4 Simuleringstilfeller

I alle tilfellene (untatt A8) ble det brukt trinnvis oppstarting av feltet. En produksjonsbrønn og en injeksjonsbrønn ble satt i produksjon hvert halvår.

De tilfellene som er studert er vist i tabell 5.2.

5.5 Resultater

De enkelte simuleringstilfeller med arealmodellen ga følgende resultat:

A

Fig. 5.7 viser brønnplasseringen som er benyttet i basistilfellet, og i fig. 5.8 er utvinningsprosent mot prosent av topprate vist for hvert felt og totalt for alle tre feltene. Det fremgår av den sistnevnte figuren at produksjonsforløpet for felt 2 og 3 er tilnærmet like, mens felt 1 har en annen oppførsel.

Produksjonstiden er 25 år og oljeraten er da 3,3%, 11,7% og 14,7% av toppraten for henholdsvis felt 1, 2 og 3. Etter 2,5 års produksjon i felt 1 begynner oljeraten å avta. Det er da utvunnet 30% av den utvinnbare mengden som er 39,6% av OIP. For felt 2 er tallene 8 år, 53%, 44,7% og for felt 3 er tilsvarende tall 8,5 år, 53% og 46,3%.

Produksjonsprofiler er vist i fig. 5.9.

Grunnen til den store forskjellen i resultatene fra feltene 2, 3 og 1, er at man i felt 1 har et annet tverrsnitt med en mindre helningsvinkel enn det tverrsnittet man har i felt 3 gjennom 34/10-1 som er utgangspunktet for arealmodellen. Som nevnt i kap. 5.2 og 5.3 er genereringen av pseudo relative permeabilitetskurver avhengig av tverrsnittet. Derfor er de pseudokurver som brukes i felt 1 ikke representative - de fører bl.a til at vannproduksjonen starter altfor tidlig.

Ved studiet av effekten av antall brønner (A1 og A2) er derfor felt 1 ikke tatt med.

A1, A2

Figurene 5.10 og 5.11 viser brønnplasseringene i disse to tilfellene. Med en økning av antall prod. br. til 6 og 9 pr. felt er henholdsvis produksjonstiden 13 og 16 år. Det er da utvunnet 47,4% i tilfellet A1 og 48,4% i tilfellet A2 av OIP i felt 2 og 3.

Reduksjonen i oljeraten intreffer etter drøye 5 år i A1 og i A2 ett år tidligere. Det er da utvunnet 50% i A1 og 44% i A2 av de utvinnbare reservene i felt 2 og 3.

Utvinningsprosent mot maksimal oljerate for tilfellene A1 og A2 sammen med tilfellet A for bare felt 2 og 3 er vist i fig. 5.12 .

A3

Kommunikasjon mellom feltene fører til en høyere utvinning og et bedre produksjonsforløp i forhold til tilfellet A.

Strømmen av reservoarvæske mellom feltene er slik at totalproduksjonen i felt 1 øker med 76%, i felt 2 øker den med 15% og i felt 3 avtar den med 21% etter 25 års produksjon. Dette fører til en økning i utvinning fra alle tre feltene på 3.7%.

Når oljeraten begynner å avta etter drøye 8 år, er vel 50% av den utvinnbare oljemengden produsert.

Fig. 5.13 viser produksjonsforløpet for tilfellene A og A3.

A4

Brønnplasseringen for dette tilfelle er vist i fig. 5.14. Samlingen av produksjonsbrønnene i felt 2 og 3 fører til at toppraten holdes et drøyt år lenger enn i A3. Ved det tidspunktet hvor oljeraten begynner å avta, er 61% av den utvinnbare oljemengden produsert. Men utvinningsprosenten er nå blitt redusert med 3.7% fra tilfellet A3 til 44.6%

Grunnen til at platåraten holdes lenger er at produksjonsbrønnene nå ligger lenger oppe på strukturen. Dette fører til at det tar lenger tid før vannfronten bryter igjennom i produksjonsbrønnene. Ettersom man ikke har produksjonsbrønner i felt 1, vil det meste av oljen her bli liggende igjen og vannfronten vil fortrenge mindre olje. Resultatet blir lavere utvinning, og vannraten når raskt maksimal verdi etter gjennombrudd som igjen resulterer i en drastisk reduksjon i oljeraten.

Fig. 5.15 viser en sammenligning mellom tilfellene A3 og A4 hvor prosent av maksimal oljerate er plottet mot utvinningsprosenten.

A5

Tilfellet A5 er utført for å kontrollere om den opptrappingskurve som er brukt for brønnene har noen effekt på det videre produksjonsforløp. Alle brønnene er nå satt igang samtidig.

Det viser seg at produksjonsforløpet for A8 følger det for A etter at platåraten nås.

A6

Den nevnte reduksjon i permeabiliteten har ingen nevneverdig innvirkning på produksjonsforløpet.

I fig. 5.16 er tilfellene A6 og A (med bare felt 2 og 3) vist.

5.6 KONKLUSJON

Resultatene fra simuleringskjøringene viser en del problemer med den modellen som er benyttet. Dette gjelder som tidligere nevnt først og fremst felt 1.

Dataene for reservoaret som brukes i modellen er usikre, og kjøringene er derfor å betrakte som sensitiviteter med sikte på å gi en antydning i hvilket område resultatene kan ligge.

Effekten av antall brønner på produksjonsforløpet er ikke stor for felt 2 og 3. Det er plasseringen av disse - sammen med forkastningsmønsteret som er avgjørende. Spesielt viktig er det å få klarlagt kommunikasjonen mellom feltene.

Utvinningsfaktoren varierer mellom 44.6% (A4) og 48.4% (A2).

Sone nr.	Intervall (MSL)	Net to gross	Net porøsitet %	Midlere vannmetning %	Oljepermeabilitet ved S_{wc} (md)
1	TARBERT 1756.5 m - 1773 m	.891	29.9	6.4	5000
2	NESS 1733 m - 1809 m	.438	29.4	14.9	100
3	ETIVE 1809 m - 1847 m	1.0	33.6	6.5	3000
4	RANNOCH 1847 m - 1911 m	.922	31.2	22.9	1100-100

Tabell 1.1

SUMMARY OF WATERFLOOD TEST RESULTS

Viscosity ratio similar to reservoir conditions

Sample Number	Initial Conditions			Terminal Conditions			Oil Recovered	
	Air Permeability Millidarcys	Porosity Per Cent	Water Saturation Per Cent Pore Space	Oil Saturation Per Cent Pore Space	Water Permeability Millidarcys	Oil Saturation Per Cent Pore Space	Per Cent Pore Space	Per Cent Oil in Place
4B	6870	36.9	8.2	4310	31.1	2290	60.7	66.2
11A	354	35.4	16.6	319	29.0	185	54.4	65.2

WATERFLOOD SUSCEPTIBILITY DATA

Sample Number: 4B Connate Water, Per Cent Pore Space: 8.2
 Permeability to Air, Md: 6870 Porosity, Per Cent: 36.9
 Permeability to Oil with Initial Water Present, Md: 4310 Flooding Pressure, PSI: 1.00

Water Input Pore Volumes	Cumulative Oil Recovery, Per Cent Pore Space	Average Oil Recovery, *Per Cent Pore Space	Average Water Cut, ** Per Cent
.303	30.3 ***	-	-
.357	34.2	32.3	28.1
.472	37.3	35.8	72.6
.593	38.9	38.1	87.0
.834	41.3	40.1	90.0
1.18	43.3	42.3	94.4
1.87	46.1	44.7	95.9
3.46	49.3	47.7	98.0
6.58	52.4	50.9	99.0
12.7	55.6	54.0	99.5
18.9	57.2	56.4	99.8
31.1	59.2	58.2	99.8
43.3	60.1	59.7	99.9
55.5	60.7	60.4	99.9

* Calculated for mid-point of incremental through-put
 ** Calculated from incremental through-put volumes
 *** Break-through recovery

WATERFLOOD SUSCEPTIBILITY DATA

Sample Number: 11A Initial Water, Per Cent Pore Space: 16.6
 Permeability to Air, Md: 354 Porosity, Per Cent: 35.4
 Permeability to Oil with Initial Water Present, Md: 319 Flooding Pressure, psi: 10

Water Input Pore Volumes	Cumulative Oil Recovery, Per Cent Pore Space	Average Oil Recovery, * Per Cent Pore Space	Average Water Cut,** Per Cent
.284	28.4 ***	-	-
.322	31.4	29.9	21.1
.425	35.8	33.6	57.0
.531	38.3	37.1	76.9
.724	40.4	39.4	88.9
1.03	42.4	41.4	93.4
1.61	44.5	43.3	96.4
3.00	46.8	45.7	98.4
5.75	49.2	48.0	99.1
11.2	51.2	50.2	99.6
16.6	52.2	51.7	99.8
27.4	53.4	52.8	99.9
38.1	54.1	53.8	99.9
48.9	54.4	54.3	99.9

* Calculated for mid-point of incremental through-put
 ** Calculated from incremental through-put volumes
 *** Break-through recovery

SUMMARY OF WATERFLOOD TEST RESULTS

High viscosity ratio

Sample Number	Air Permeability Millidarcys	Porosity Per Cent	Initial Conditions			Terminal Conditions			Oil Recovered	
			Water Saturation Per Cent	Oil Saturation Per Cent	Oil Permeability Millidarcys	Water Saturation Per Cent	Water Permeability Millidarcys	Per Cent Pore Space	Per Cent Oil in Place	
43	8100	37.0	8.3	3500	43.9	1900	47.8	52.1		
11A7	287	34.8	17.1	256	34.9	111	48.1	58.0		

CORE LABORATORIES UK LTD.
Petroleum Reservoir Engineering
 LONDON--ABERDEEN

Page 33 of 40

File: UKSCAL 7838

WATER-OIL RELATIVE PERMEABILITY DATA

Sample Number: 4B

Initial Water Saturation
 Per Cent Pore Space: 8.3

Air Permeability, Md: 8100

Porosity, Per Cent: 37.0

Oil Permeability with
 Initial Water Present, Md: 3500

<u>Water Saturation Per Cent Pore Space</u>	<u>Water-Oil Relative Permeability Ratio</u>	<u>Relative Permeability To Water*, Fraction</u>	<u>Relative Permeability To Oil*, Fraction</u>
8.3	.000	.000	1.000
10.8	.019	.015	.799
14.9	.053	.030	.564
18.3	.115	.049	.425
21.2	.211	.071	.335
23.2	.308	.089	.289
25.4	.454	.109	.241
27.1	.608	.129	.210
30.3	1.00	.167	.165
34.0	1.75	.213	.121
38.6	3.64	.272	.075
43.1	8.31	.348	.042
46.4	17.0	.429	.025
49.3	30.3	.486	.016
51.6	48.2	.534	.011
56.1	-	.543	.000

* Relative to Oil Permeability

CORE LABORATORIES UK LTD.

Petroleum Reservoir Engineering

LONDON—ABERDEEN

Page 34 of 40

File: UKSCAL 7838

WATER-OIL RELATIVE PERMEABILITY DATA

Sample Number: 11A₇

Initial Water Saturation
Per Cent Pore Space: 17.1

Air Permeability, Md: 287

Oil Permeability with
Initial Water Present, Md: 256

Porosity, Per Cent: 34.8

<u>Water Saturation Per Cent Pore Space</u>	<u>Water-Oil Relative Permeability Ratio</u>	<u>Relative Permeability To Water*, Fraction</u>	<u>Relative Permeability To Oil*, Fraction</u>
17.1	.000	.000	1.000
19.7	.021	.020	.974
25.3	.075	.053	.718
28.6	.142	.080	.545
30.4	.197	.094	.468
32.6	.283	.107	.389
35.6	.443	.130	.300
37.6	.570	.146	.256
39.0	.689	.158	.226
41.9	1.02	.180	.175
46.3	1.94	.211	.110
51.0	4.48	.251	.057
55.1	10.6	.294	.029
57.7	19.8	.330	.017
59.7	34.4	.366	.011
61.2	52.8	.394	.0074
65.2	-	.434	.0000

* Relative to Oil Permeability

Væskedata

Brønn 34/10-1 DST 2

Dybde:	1842 m (RKB)
Initielt trykk:	4450 psi
Reservoartemperatur:	161 ^o F

Olje

Kokepunkt:	3788,5 psia
Flash gass/olje forhold:	574 scf/STB
Flash Oljeformasjonsfaktor:	1.2667 RB/STB
Viskositet ved kokepunktet:	1.08 cp.
Tetthet av lagringstank olje:	0.883 c/cm ³

Gass

Tetthet til produsert gass (luft =1) 0.683

Vann

Tetthet:	1.038 g/cm ³
Viskositet (reservoarbetingelser)	0.42 cp.
Kompressibilitet:	3·10 ⁻⁶ psi ⁻¹

Tabell 1.8

Felt nr.	Rock vol. $10^6 m^3$	OIP 10^6 STB	%
1	143 $\cdot 10^6$	146	15
2	403	411	41
3	298	304	31
4	54	55	6
5	42	43	4
6	26	27	3
7	1	1	

87%

13%

Tabell 1.9
Fordeling av OIP.

Lag i Simuleringsmodell	Tykkelse (m)	Geologisk Sone	Geologisk Intervall
1	16	<u>1</u>	Tarbert
2	18	2	Ness
3	18	2	Ness
4	6	3	Etive
5	16	3	Etive
6	16	3	Etive
7	16	4	Rannoch
8	16	4	Rannoch
9	16	4	Rannoch
10	16	4	Rannoch

Tabell 3.1
Vertikal laginndeling i tverrsnittsmodellen

		Bergartstype		
		1	2	3
Olje/vann	S_{wc}	0.065	0.15	0.23
	k_{ro} ved S_{wc}	1.	1.	1.
	S_{or}	0.311	0.29	0.29
	k_{rw} ved S_{or}	0.543	0.434	0.434
gass/væske	S_{lr}	0.376	0.440	0.520
	k_{rg} ved S_{lr}	0.5	0.41	0.32
	S_{gc}	0.01	0.01	0.01
	k_{rl} ved S_{gc}	0.7	0.7	0.7

Tabell 3.2
Karakteristiske bergartsparametre

Lag	Porøsitet	Horisontal Permeabilitet (md)	Vertikal Permeabilitet (md)	Bergarts type	Initiell vannmetning
1	.267	5000	2500	1	.065
2	.129	100	10	2	.15
3	.129	100	10	2	.15
4	.336	3000	1500	1	.065
5	.336	3000	1500	1	.065
6	.336	3000	1500	1	.065
7	.288	1100	550	3	.23
8	.288	500	250	3	.23
9	.288	250	125	3	.23
10	.288	100	50	3	.23

Tabell 3.3
Petrofysiske parametre i tverrsnittsmodellen

O I L P R O P E R T I E S

PRESSURE (PSIA)	SOL/GAS (SCF/STB)	VISCOSITY (CP)	VOLUME FACTOR (RB/STB)
188.50	24.9	3.5100	1.0560
488.50	78.4	2.9500	1.0800
788.50	124.6	2.5000	1.0980
1088.50	170.1	2.1400	1.1150
1388.50	215.1	1.8400	1.1320
1688.50	259.5	1.6400	1.1480
1988.50	304.8	1.5000	1.1650
2288.50	350.4	1.3800	1.1820
2588.50	397.7	1.3000	1.1990
2888.50	442.5	1.2300	1.2160
3188.50	484.0	1.1600	1.2320
3488.50	518.6	1.1000	1.2450
3788.50	574.0	1.0800	1.2670
4088.50	629.4	1.0600	1.2850
4388.50	684.8	1.0300	1.3010
4688.50	740.1	1.0100	1.3150
4988.50	795.5	0.9900	1.3280
5288.50	850.9	0.9700	1.3390
5588.50	906.3	0.9400	1.3480
5888.50	961.6	0.9200	1.3570

OIL COMPRESSIBILITY IS 0.0000084 1/PSI

VISCOSITY SLOPE IS 0.0 1/PSI

G A S P R O P E R T I E S .

PRESSURE (PSIA)	VOL FAC (RB/MCF)	VISCOSITY (CP)
488.50	6.0590	0.0126
788.50	3.6140	0.0131
1088.50	2.5710	0.0136
1388.50	1.9970	0.0143
1688.50	1.6280	0.0150
1988.50	1.3740	0.0158
2288.50	1.1880	0.0167
2588.50	1.0600	0.0174
2888.50	0.9560	0.0183
3188.50	0.8700	0.0192
3488.50	0.8040	0.0201
3788.50	0.7430	0.0201

Tabell 3.4

Væskeegenskaper brukt i simuleringmodellen.

Produksjonsrate pr. brønn i modell STB/D	Antall brønner i simuleringss- modell	Virkelig antall brønner	Utvinningsstempo (% av OIP pr. år)
10 000	3	3	3.4
20 000	3	6	6.8
30 000	3	9	10.2

Tabell 3.5

Utvinningsstempo for ulike simuleringstilfeller.

Utvinnings Mekanisme	Brønn nr.	Brønnposisjon		Brønn type	Væske type	K·H (md-ft)
		Horisontal blokk	vertikal lag			
Depletion	1	12	1 - 1	Prod.	Olje	250 000
	2	15	4 - 4	"	"	60 000
	3	18	7 - 7	"	"	50 000
Vann injeksjon	1	24	1 - 1	Prod.	Olje	250 000
	2	29	5 - 5	"	"	150 000
	3	34	8 - 8	"	"	50 000
	4	8	2 - 3	Inj.	Vann	20 000
	5	12	6 - 6	"	"	150 000
	6	16	9 - 9	"	"	25 000
Gass injeksjon	1	13	1 - 1	Prod.	Olje	271 000
	2	15	4 - 4	"	"	59 100
	3	18	7 - 7	"	"	57 750
	4	29	5 - 5	Inj.	Gass	157 500
	5	33	7 - 7	"	"	57 750
	6	35	9 - 10	"	"	18 380
Vann/gass injeksjon	1	23	1 - 1	Prod.	Olje	271 000
	2	26	4 - 4	"	"	59 100
	3	30	8 - 8	"	"	57 150
	4	35	9 - 9	Prod/ inj.	Olje/ gass	13 130
	5	10	5 - 5	Inj.	Vann	15 750
	6	15	9 - 9	"	"	13 130

Tabell 3.6

Brønnplassering i tverrsnittsmodellen

TABELL 3.7 SIMULERINGSTILFELLER I TV

Tilfelle	Utvinnings- mekanisme	Maksimal rate pr. brønn STB/D	Helningsvinkel på reservoar	Horisontal permeabilitet	Vertikal permeabilitet	Brønn plassering Tab. Fig.	Kommentar
TD	Depletion	10000	16°	Tab. 3.3	Tab. 3.3	3.6 3.7	Sensitivitet m.h.p.utvinn.mek.
T	Vanninjeksjon	"	"	"	"	3.6 3.11	Basistilfellet
TG	Gassinjeksjon	"	"	"	"	3.6 3.14	Sensitivitet m.h.p.utvinn. mek.
TGV	Gass og vann injeksjon	"	"	"	"	3.6 3.18	"
TL	Vanninjeksjon	20000	"	"	"	3.6 3.11	Sensitivitet m.h.p. rate
T2	"	30000	"	"	"	3.6 3.11	"
T3	"	10000	6°	"	"	3.8 3.26	Sensitivitet m.h.p helning av reservoaret
T4	"	"	16°	"	"	3.8 3.28	Sensitivitet m.h.p. plasse- ring av vanninj.brønner
T5	"	"	"	"	"	3.9 3.28	"
T6	"	"	"	Tab. 3.3 med 90% reduksjon i lag 4,5 og 6	Tab. 3.3 med 90% reduksjon i lag 4,5 og 6	3.6 3.11	Sensitivitet m.h.p. permeabilitet
T7	"	"	"	Tab. 3.3	Tab. 3.3 med 90% reduksjon i lag 2 og 3	3.6 3.11	"

Brønn	Brønnplassering	KH (md ft)
4	4-8,9	37500
5	5-9,10	20000
6	6-9,10	20000

Tab. 3.8
 Injeksjonsbrønnplassering
 for tilfelle T3 og T4.

Brønn	Brønnplassering	KH (md ft)
4	4-8,9	37500
5	10-9,10	20000
6	14-9,10	20000

Tab. 3.9
 Injeksjonsbrønnplassering
 for tilfelle T5

Celle	Porøsitet	Permeabilitet (md)
1	.267	5000
2	.189	1780
3	.248	1917
4	.257	1532
5-24	.261	1383
25-26	.258	951
27	.279	1078
28	.306	1251
29	.304	1141
30-31	.298	770
31-37	.288	213

Tabell 4.1

Petrofysiske parametre i den indimensjonale modellen.

Tilfelle	Sammenlign. tverrsnittstilf.	Pseudo rel. perm. kurver fra tv. tilf.	Brønnkurver fra tverrsnittstilf.	Antall pseudo rel. perm. kurver	Maksimal oljerate pr. brønn	Antall celler i modellen	Kurver på fig.
E1	T	T	T	27	10.000	37	4.9, 4.10 og 4.11
E2	T	T	T	3	10.000	37	4.4, 4.5 og 4.6
E3	T2	T	T	3	30.000	37	
E4	T2	T	T2	3	30.000	37	4.12, 4.13 og 4.14
E5	T2	T2	T2	3	30.000	37	4.7 og 4.8
E6	T1	T	T1	3	20.000	37	4.15
E7	T	T	T	3	10.000	15	

Tabell 4.2.

Simuleringstilfeller

den en dimensjonale tverrsnittsmodeill.

Kumulativ produksjon

		Olje (MMSTB)				Vann (MMSTB)			
Brønn		1	2	3	totalt	1	2	3	tota
Tilfelle	Prod. tid år								
E1	20	50.9	62.0	71.3	184.2	29.7	16.4	7.4	53.5
E2	20	50.7	62.0	69.4	182.1	30.8	16.8	9.4	57.0
E3	12	49.2	61.7	73.3	184.2	31.3	26.2	22.4	79.9
E4	7	38.1	53.2	72.6	163.9	15.0	9.8	2.7	27.5
E5	12	41.3	54.3	72.9?	168.5	33.7	29.7	24.5	87.9
E6	15	45.0	62.0	74.3	181.3	37.1	29.0	22.4	88.5
E7	20	50.4	61.6	70.0	182.0	31.2	17.3	7.9	56.4
T	20	50.0	60.9	70.3	181.2	30.9	16.8	5.8	53.5
T1	15	48.6	62.8	70.7	182.1	37.7	28.8	23.5	90.0
T2	11.5	46.7	64.1	68.8	179.4	32.2	25.6	22.6	80.4

Tabell 4.3

Tabellen viser kumulativ produksjon av olje og vann for hver av de tre brønnene og total produksjon i hvert simulerings-tilfelle i lineærmodellen og de tre hovedtilfellene i den to-dimensjonale tverrsnittsmodellen.

Brønntype	KH (md ft)	Blokktykkelse
1	250 000	155 m
2	150 000	96 m
3	50 000	48 m

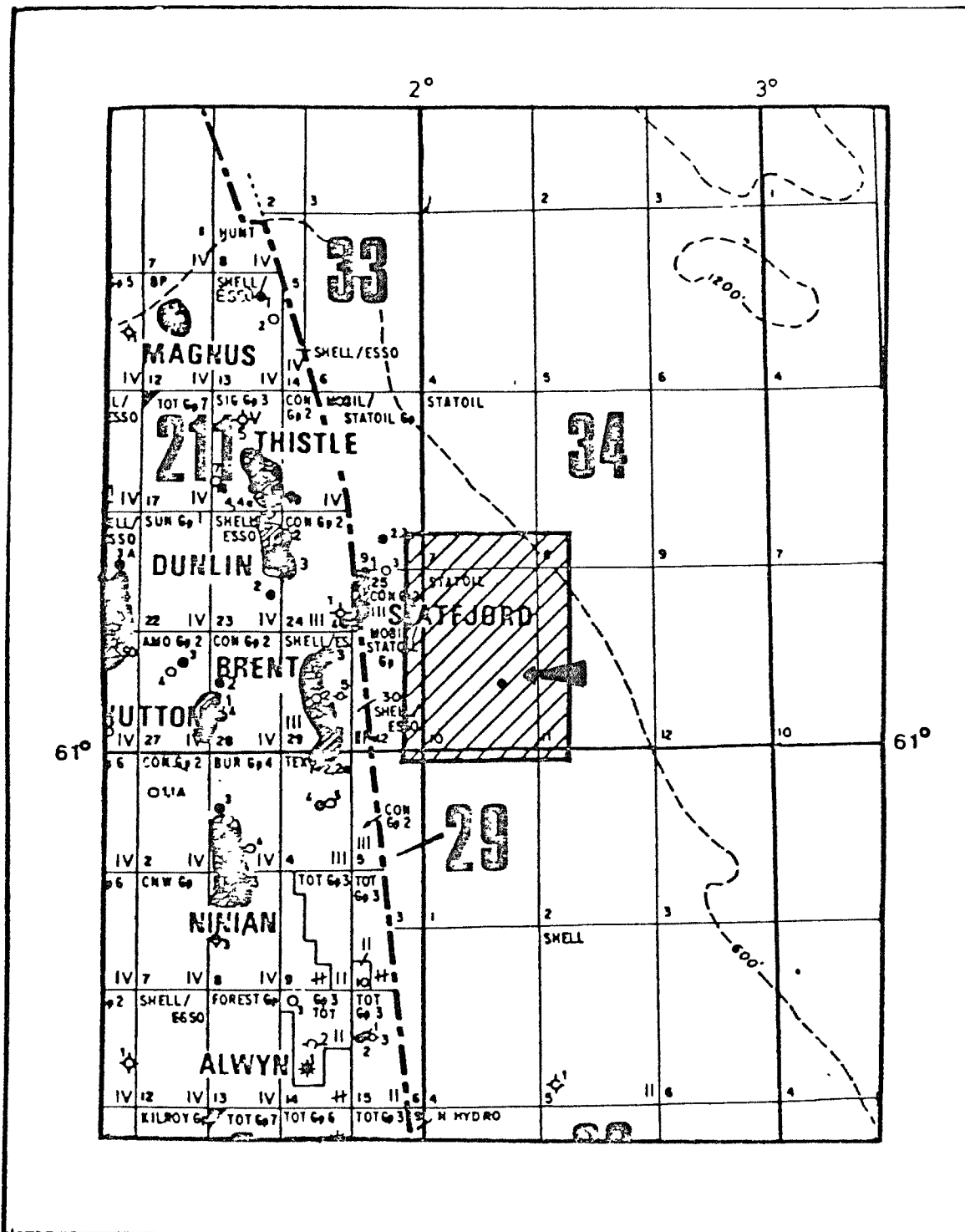
Tabell 5.1
Brønntyper i arealmodellen

Tilfelle	Total topprate BOPD	Antall br. totalt	Felt med i studien	Kommunikasjon over forkastningene	Pseudo rel. perm. kurver fra	Pseudo br. kurver fra	Kommentarer
A	90 000	9P,9I	1,2,3	Ingen	T	T	Basistilfellet
A1	120 000	12P,12I	2,3	"	"	T1	Sensitivitet m.h.p. antall brønner
A2	180 000	18P,12I	2,3	"	"	T2	"
A3	90 000	9P,9I	1,2,3	Kommunikasjon	"	T	Sensitivitet m.h.p. kommunikasj over alle forkastningene
A4	"	"	"	"	"	"	A3 med optimalisert br.pl. Prod. br. bare i felt 2 og 3
A5	"	9P,6I	2.3	Ingen	"	"	Alle prod. br. begynner samtidig å produsere 10 000 BOPD
A6	"	6P,6I	2.3	Ingen	"	"	Permeabiliteten redusert med 44%. Tilsvarer til- fellet T6

Tabell 5.2

P = produksjonsbrønner
I = injeksjonsbrønner

Simuleringstilfeller i arealstudien.



34/10-1
 LOCATION: 61° 10' 46.84" N
 02° 12' 43.67" E

Fig. 1.1.

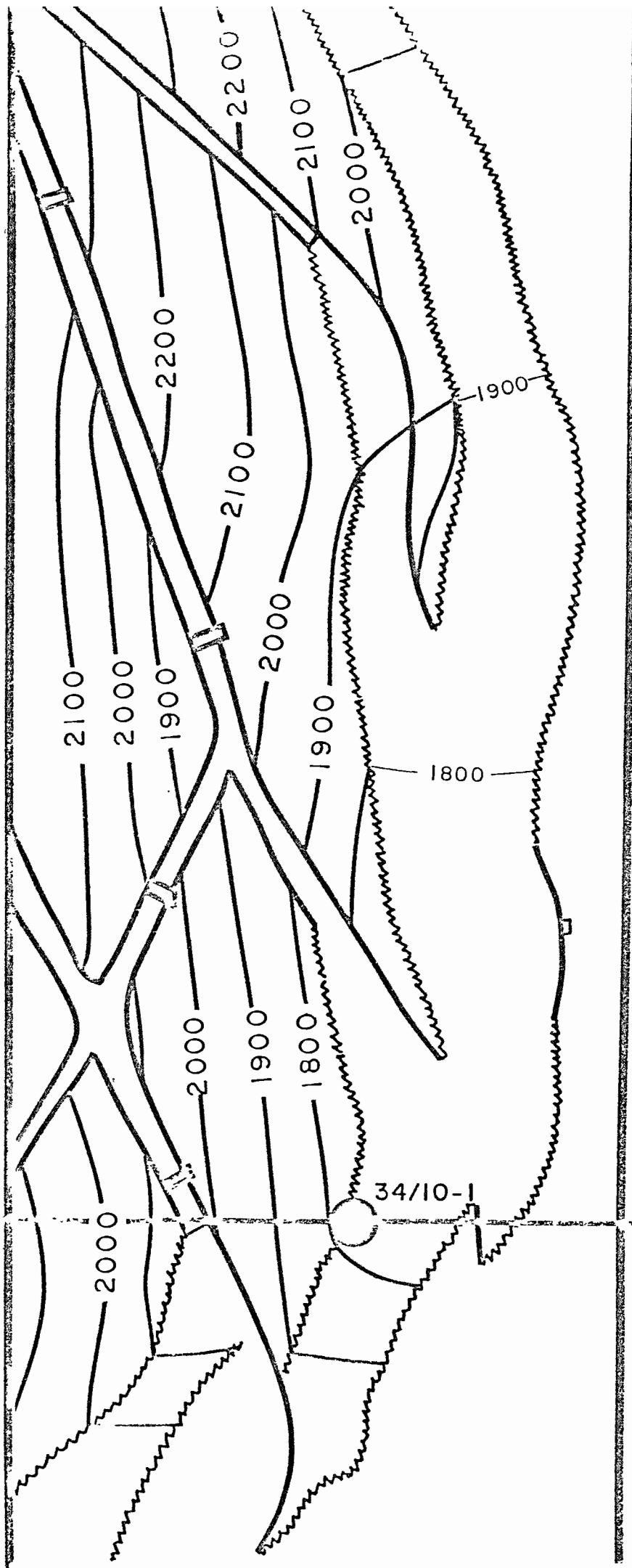



Fig. 1.2.

	Statoil Den norske stats oljeselskap a.s.	
	34/10 - DELTA	
	TOP BRENT FM.	
	C.I. = 100 m. 1 : 50 000	

SONEINNDELING 34/10-1

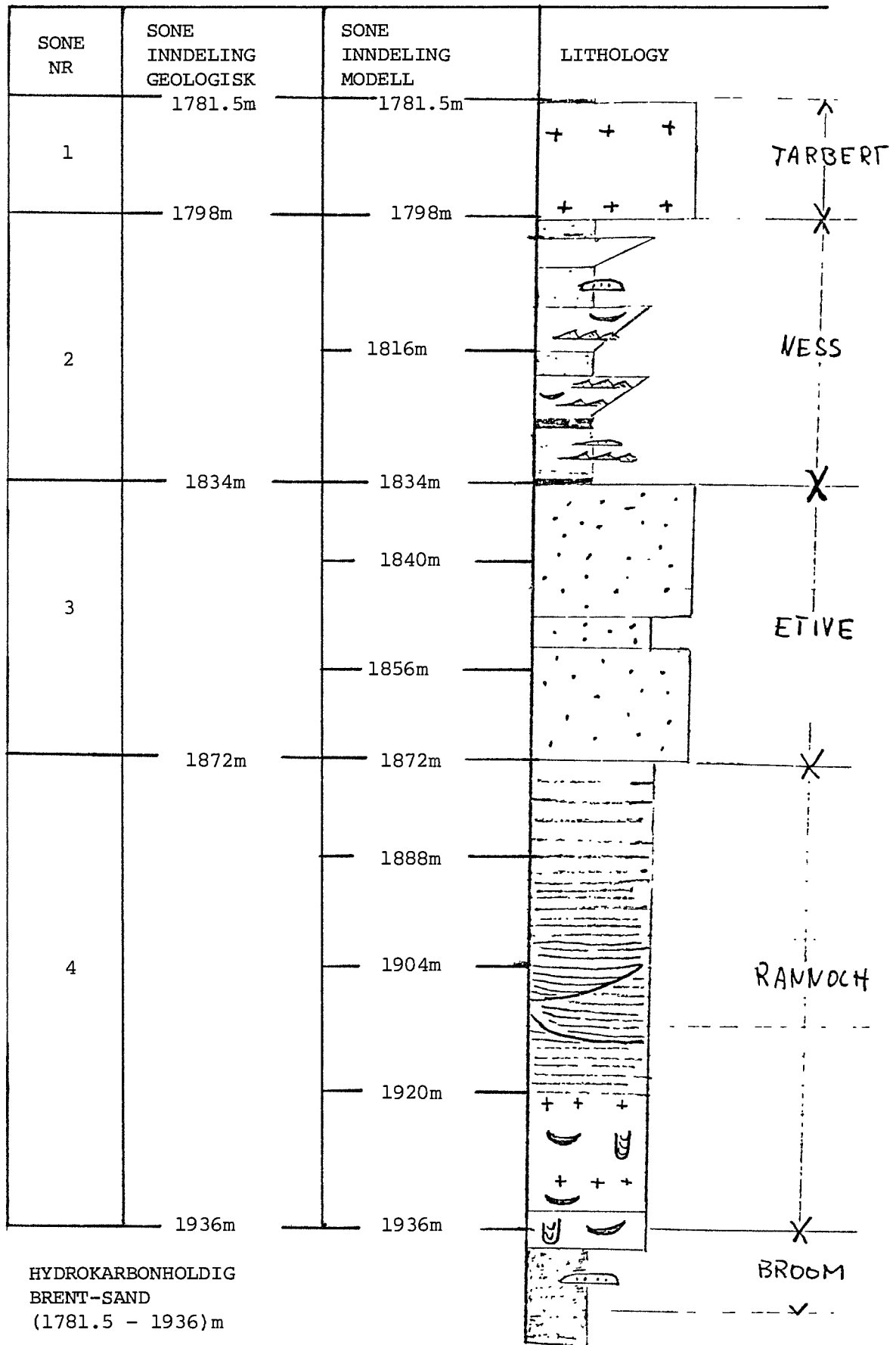


Fig. 1.3.

FIG. 1.4

HYDROCARBON DENSITY
CORRECTED TO 4464 psig.

34/10-1 DST#3 ⊙

34/10-1 DST#2 • ○

34/10-3 DST#2 ×

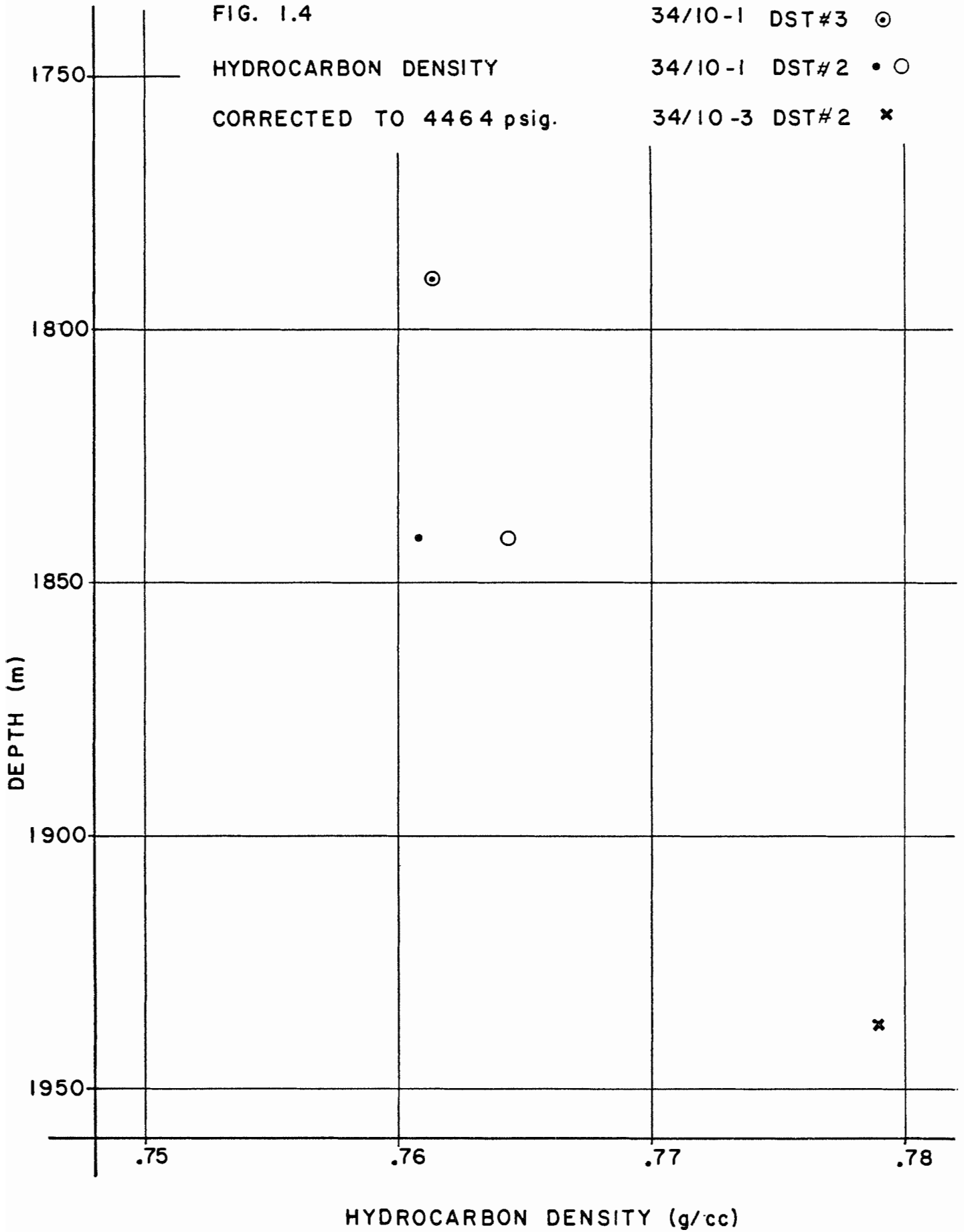


FIG. 1.5

BUBBLE POINT

34/10-1 DST # 3: ⊙

34/10-1 DST # 2: • ○ ●

34/10-3 DST # 2: △ ×

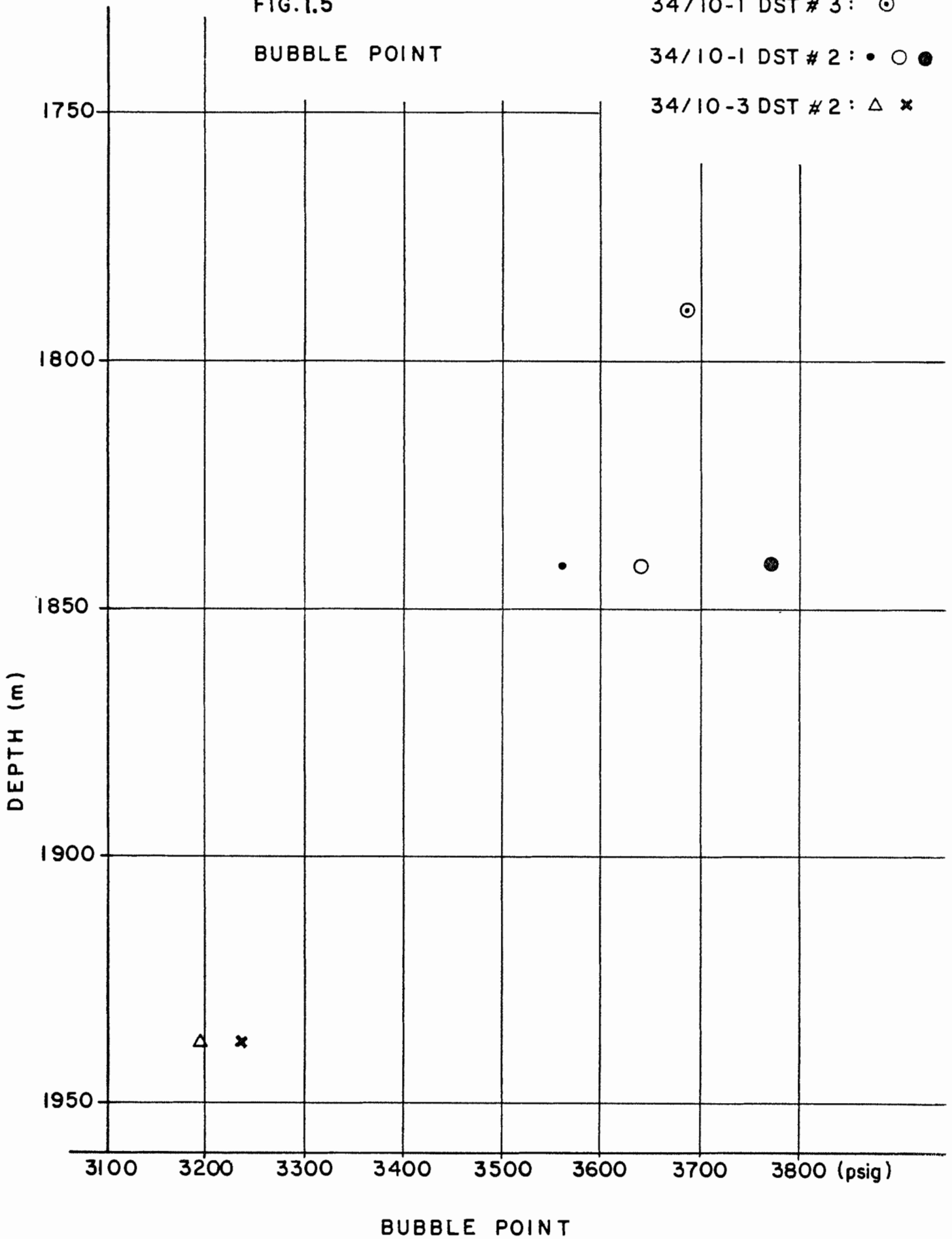


FIG. 1.6

GAS OIL RATIO
(FLASH)

34/10-1 DST# 3 : ⊙ Two stage.

34/10-1 DST# 2 : ● One stage.

34/10-1 DST# 2 : ◉ Two stage.

34/10-3 DST# 2 : △ × One stage.

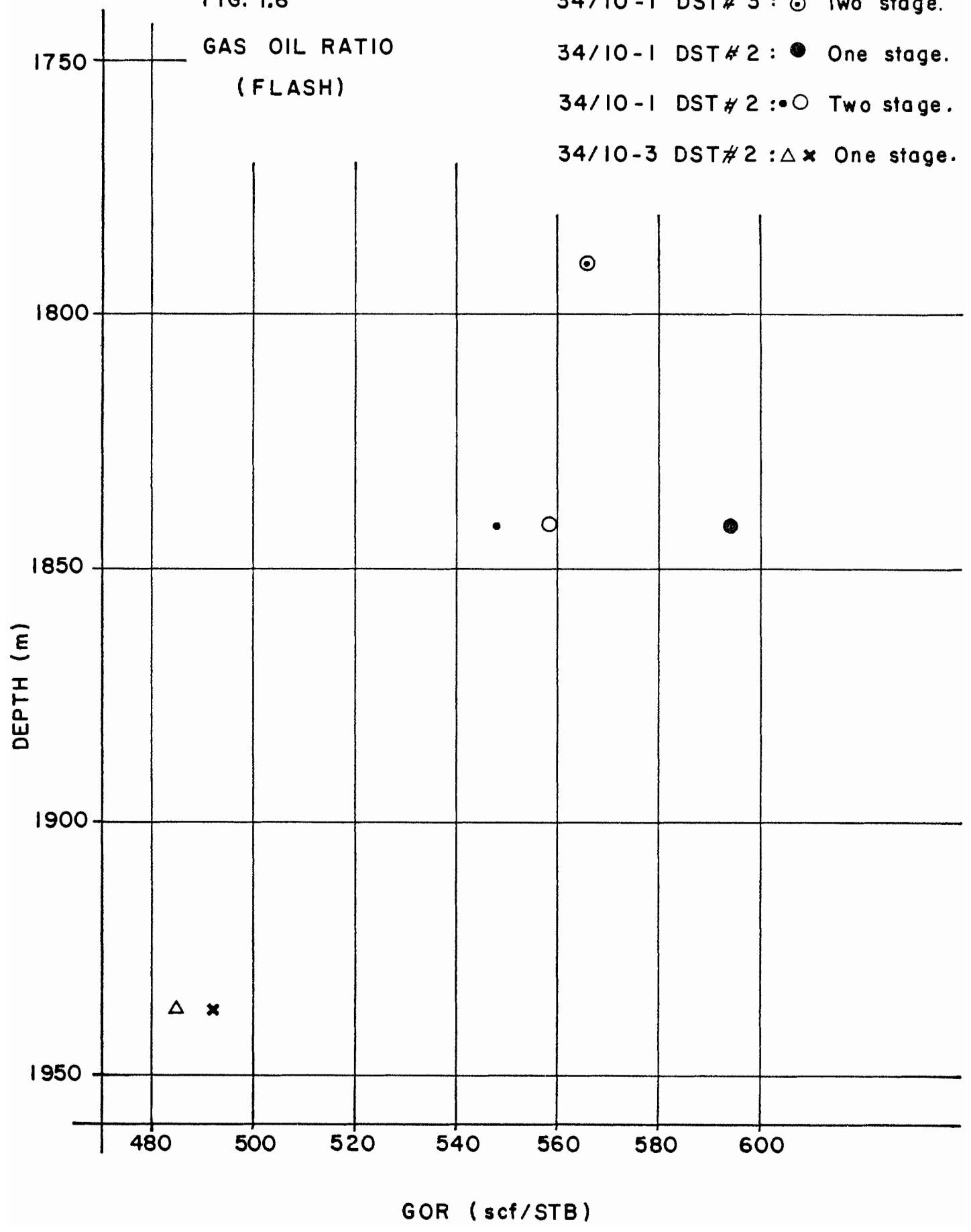


FIG.1.7

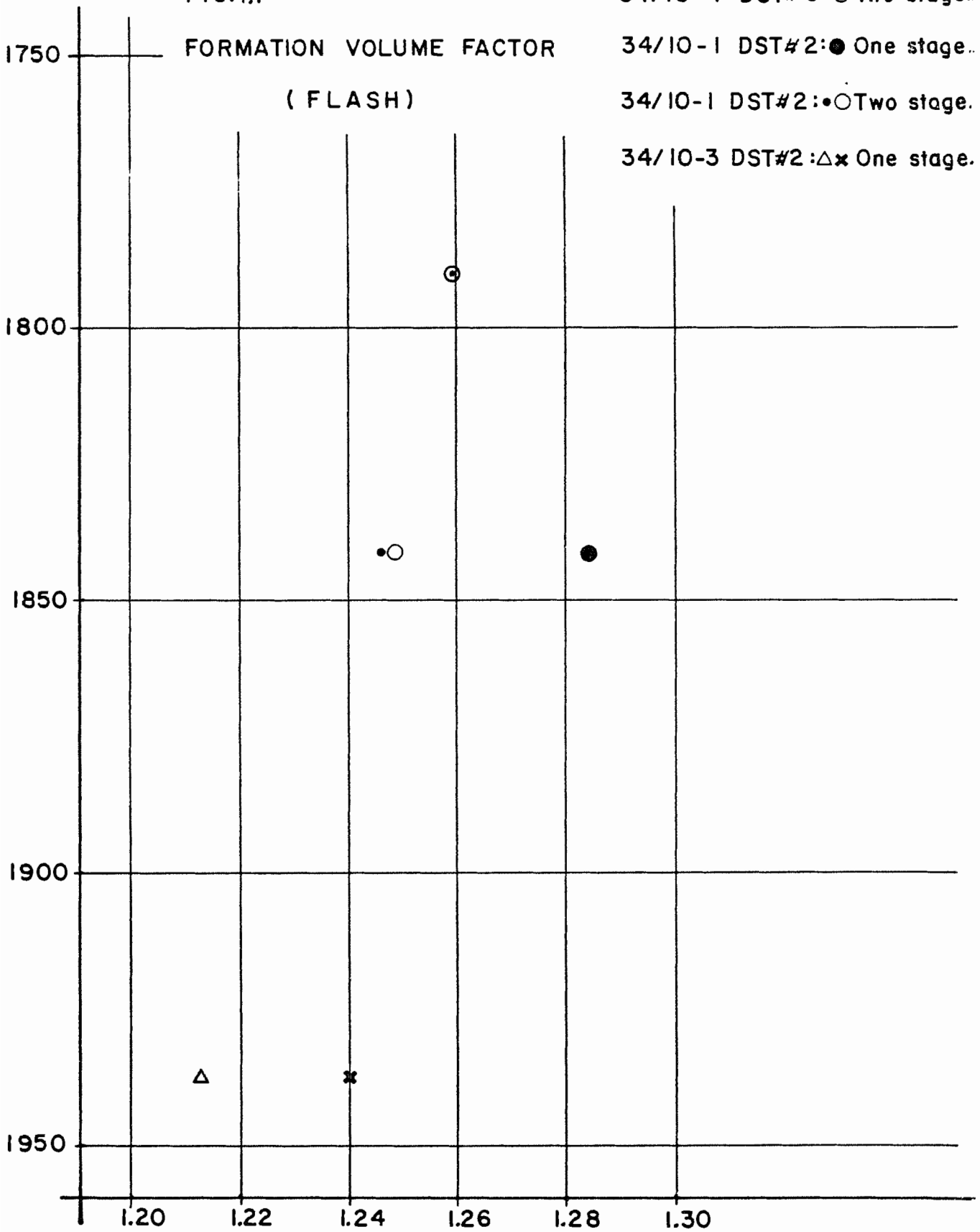
FORMATION VOLUME FACTOR
(FLASH)

34/10-1 DST#3: ⊙ Two stage.

34/10-1 DST#2: ● One stage.

34/10-1 DST#2: •○ Two stage.

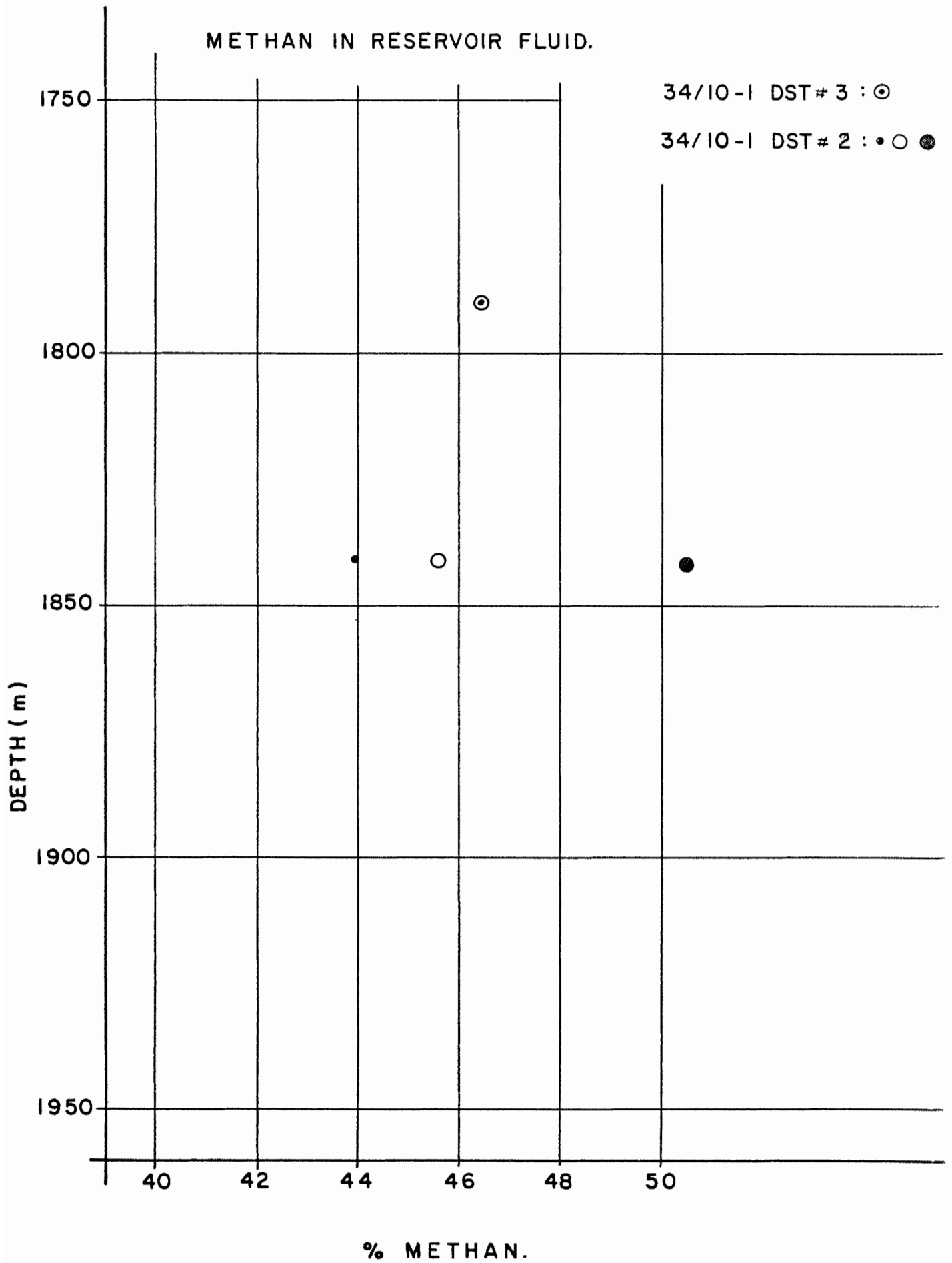
34/10-3 DST#2: Δ× One stage.



FORMATION VOLUME FACTOR (RB/STB).

FIG. I.8

METHAN IN RESERVOIR FLUID.



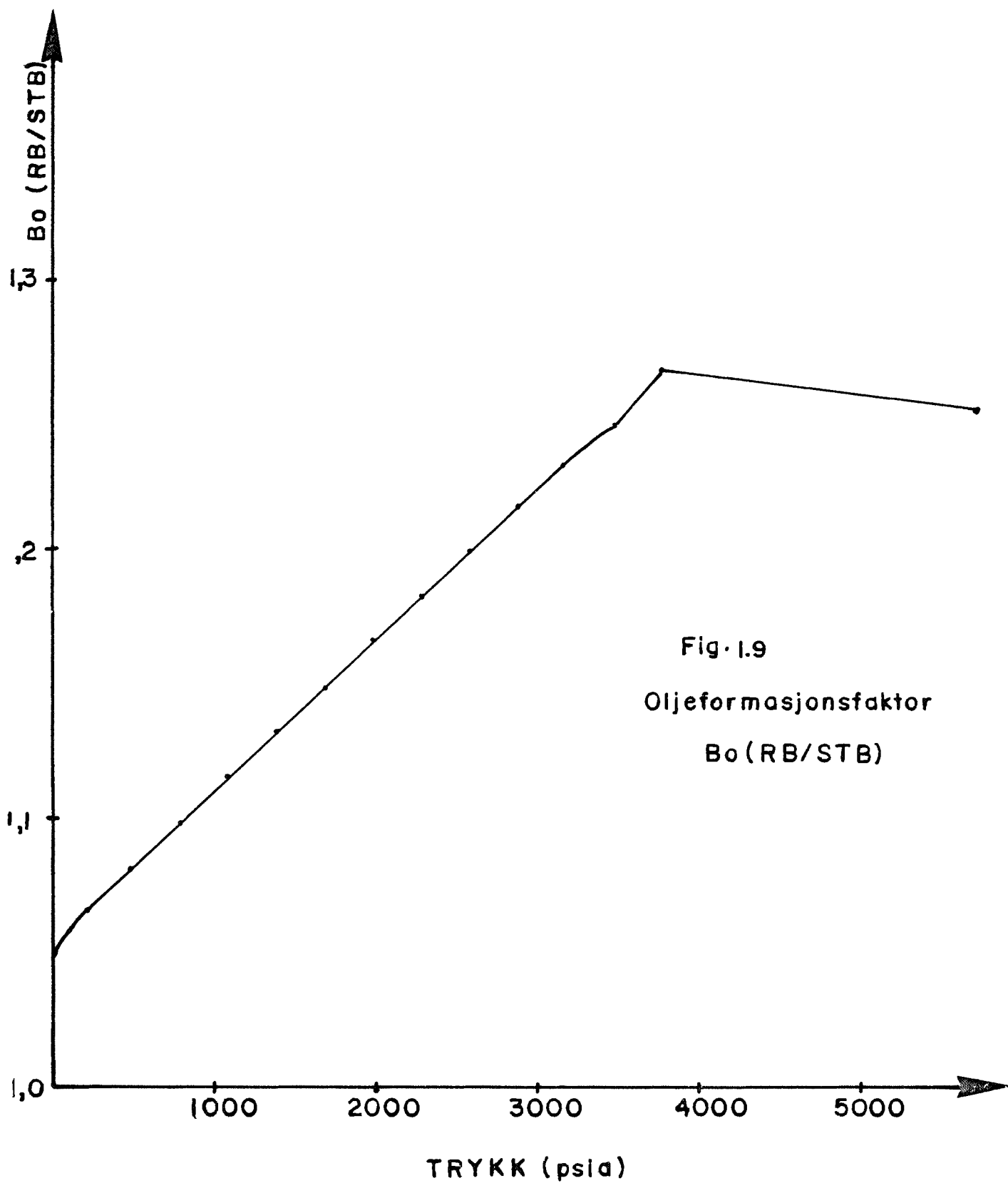


Fig. 1.9
 Oljeformasjonsfaktor
 B_o (RB/STB)

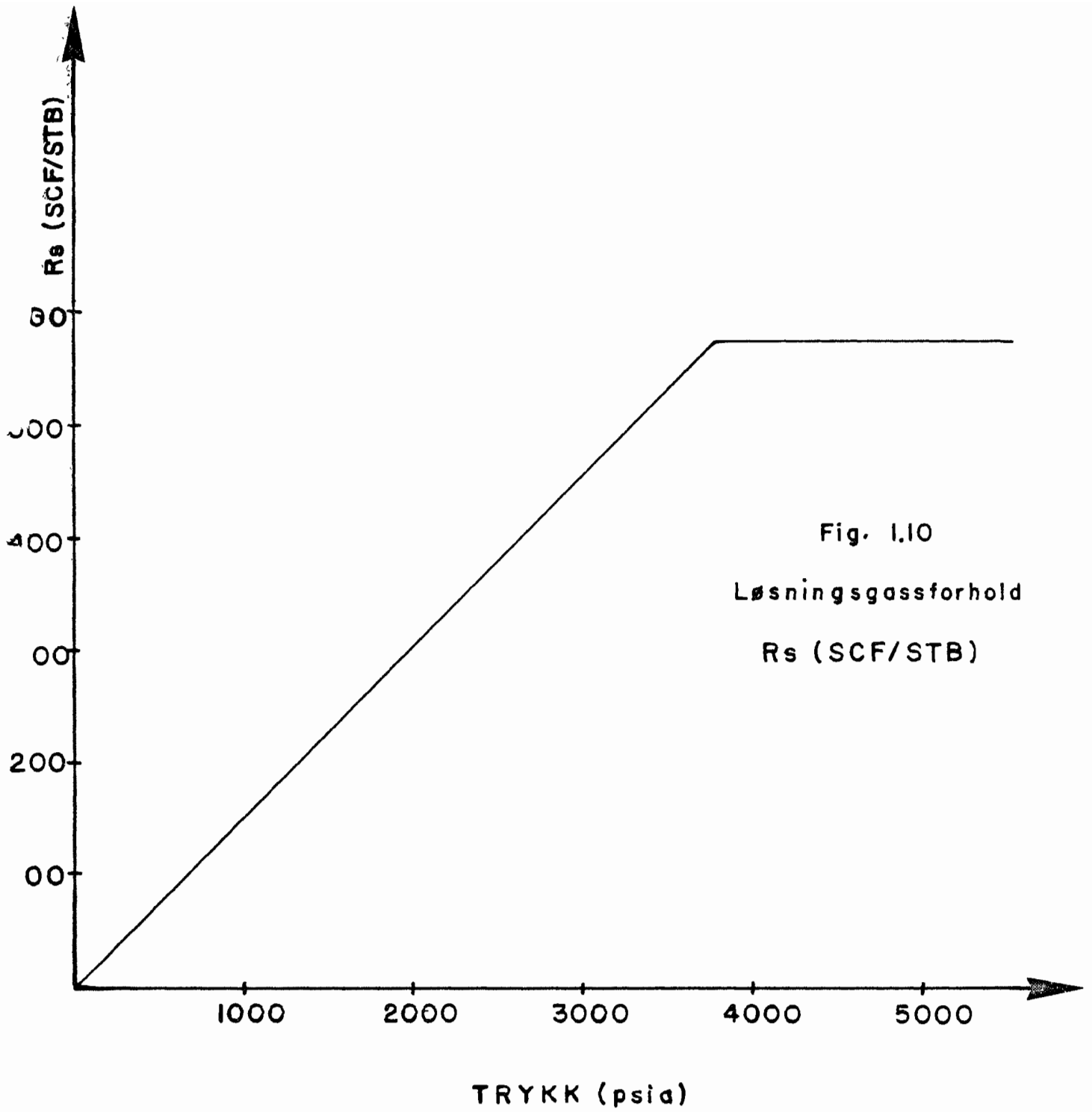


Fig. 1.10
Løsningsgassforhold
 R_s (SCF/STB)

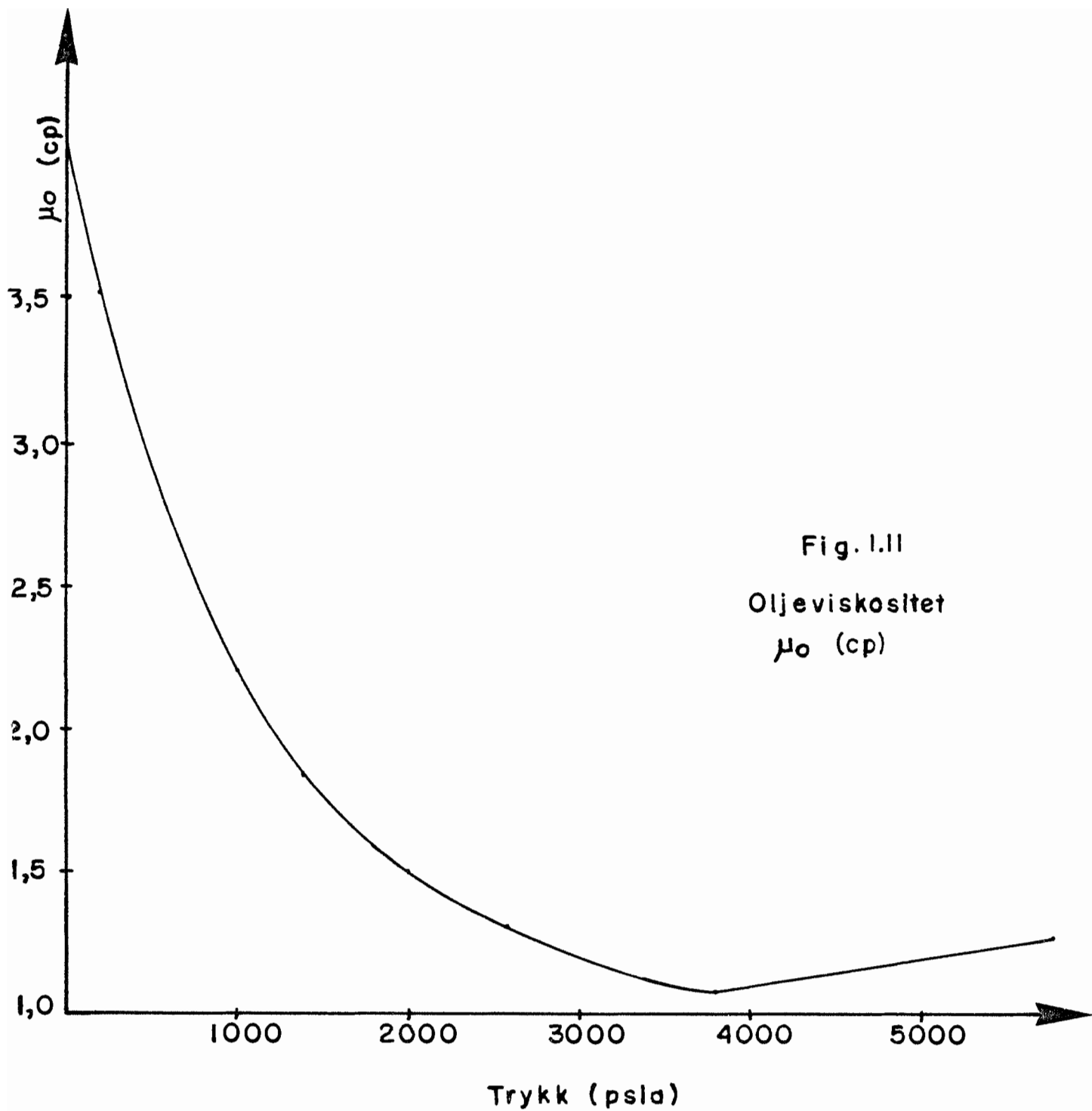


Fig. I.II
Oljeviskositet
 μ_0 (cp)

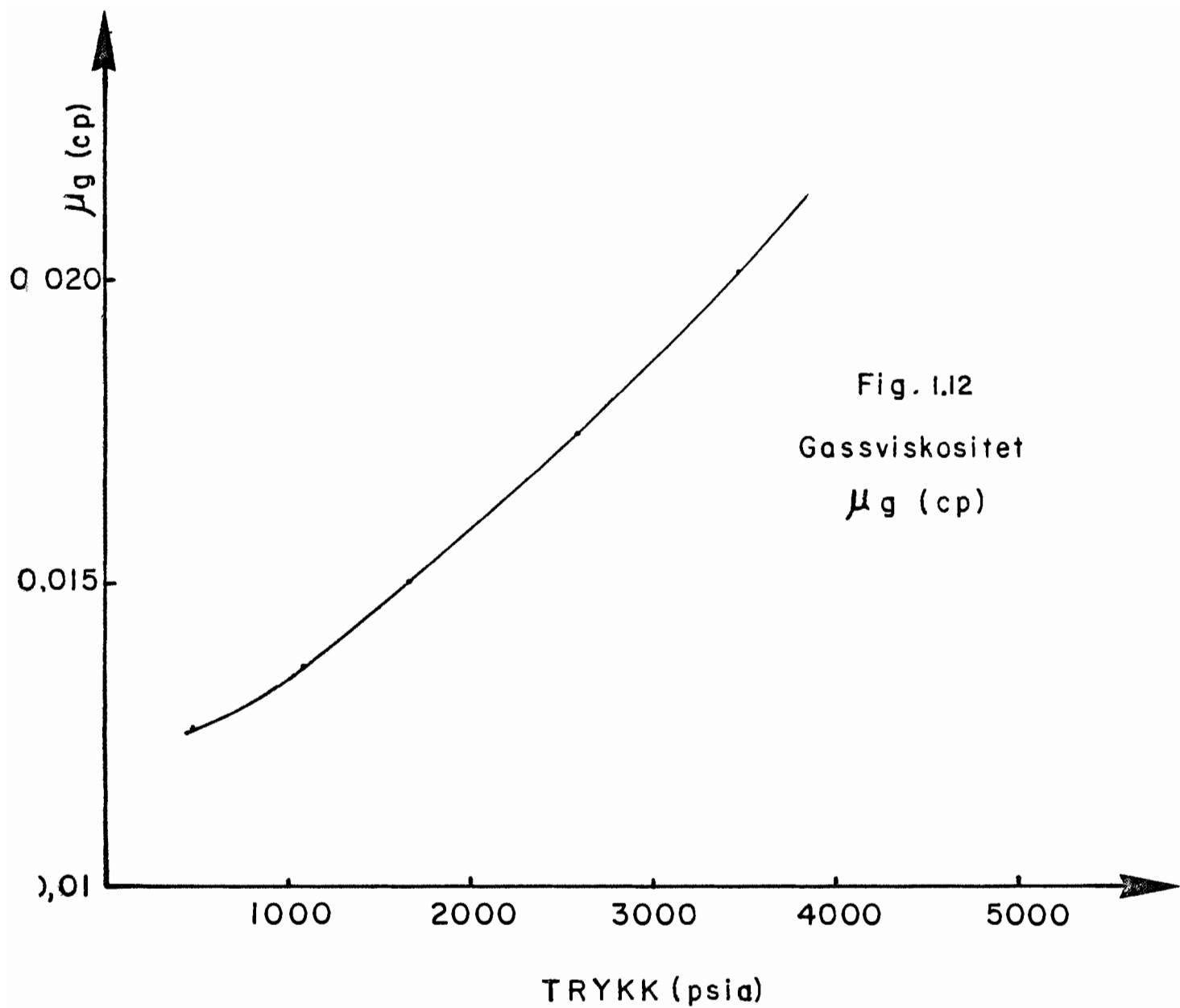


Fig. 1.12
Gassviskositet
 $\mu\text{g (cp)}$

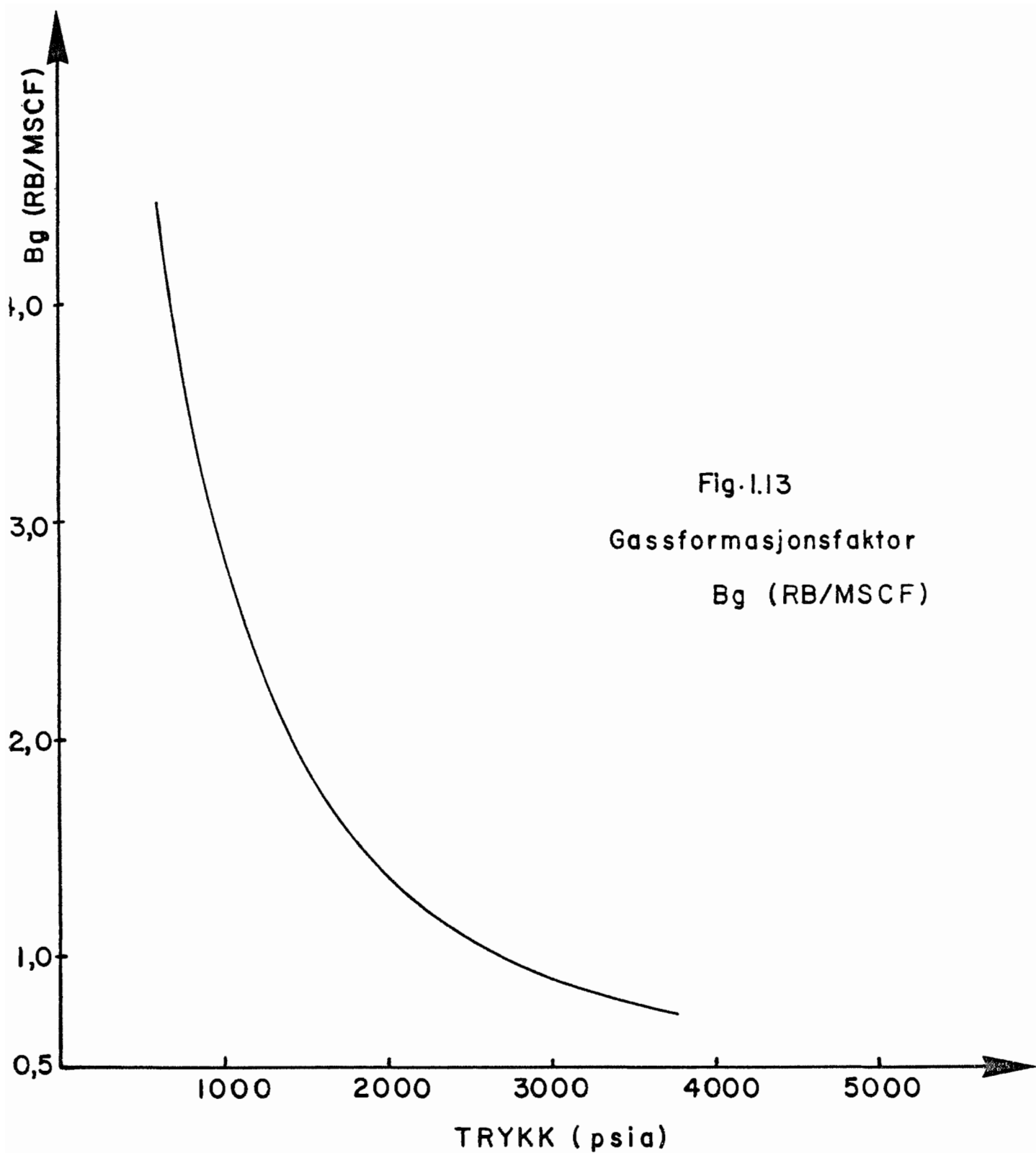


Fig.1.13
Gassformasjonsfaktor
 B_g (RB/MSCF)

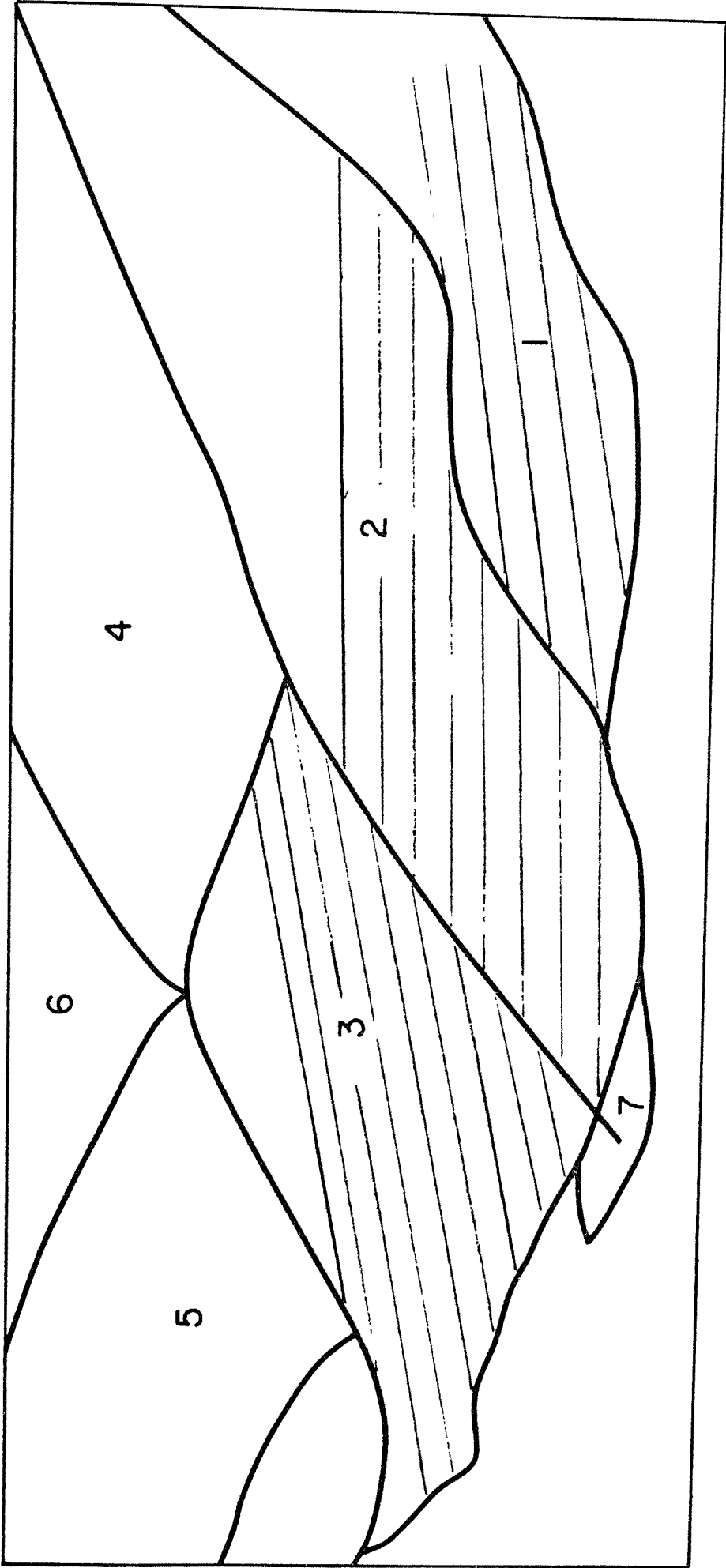
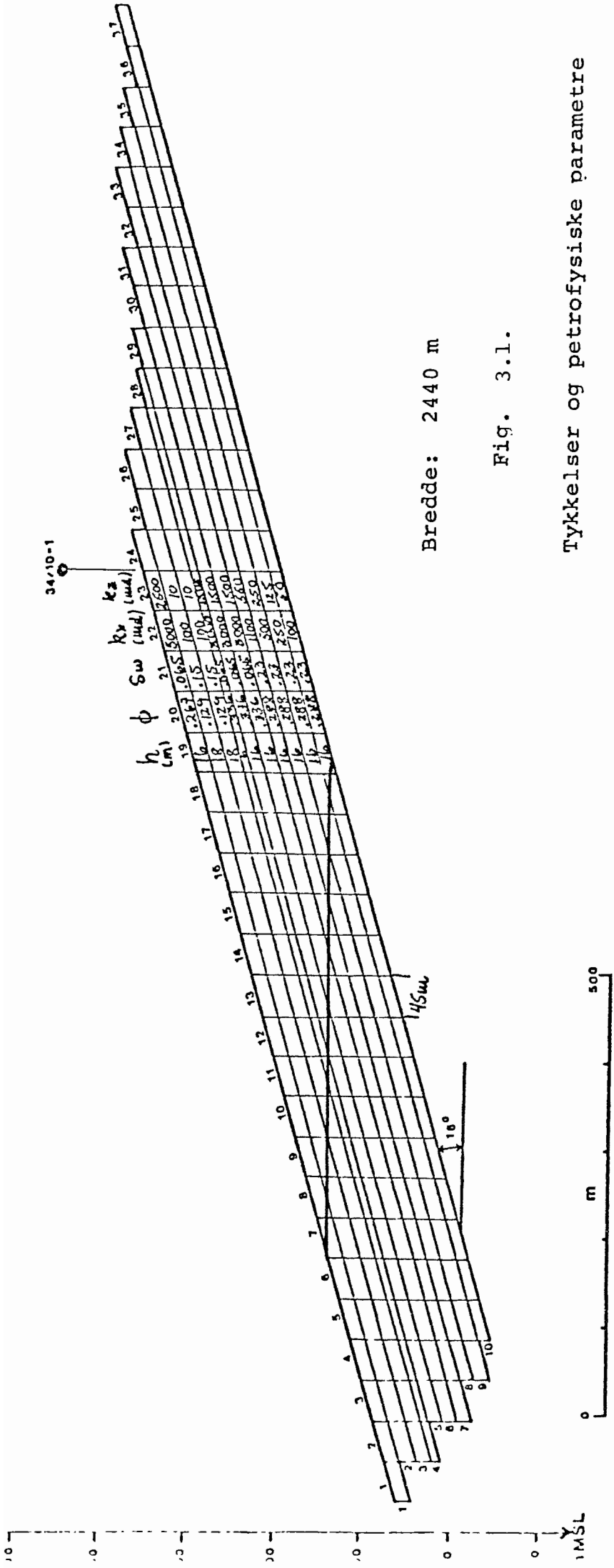


Fig. 1.14



Bredde: 2440 m

Fig. 3.1.

Tykkelser og petrofysiske parametre

Fig. 3.2

Olje/vann relative permeabiliteter

Bergartstype I

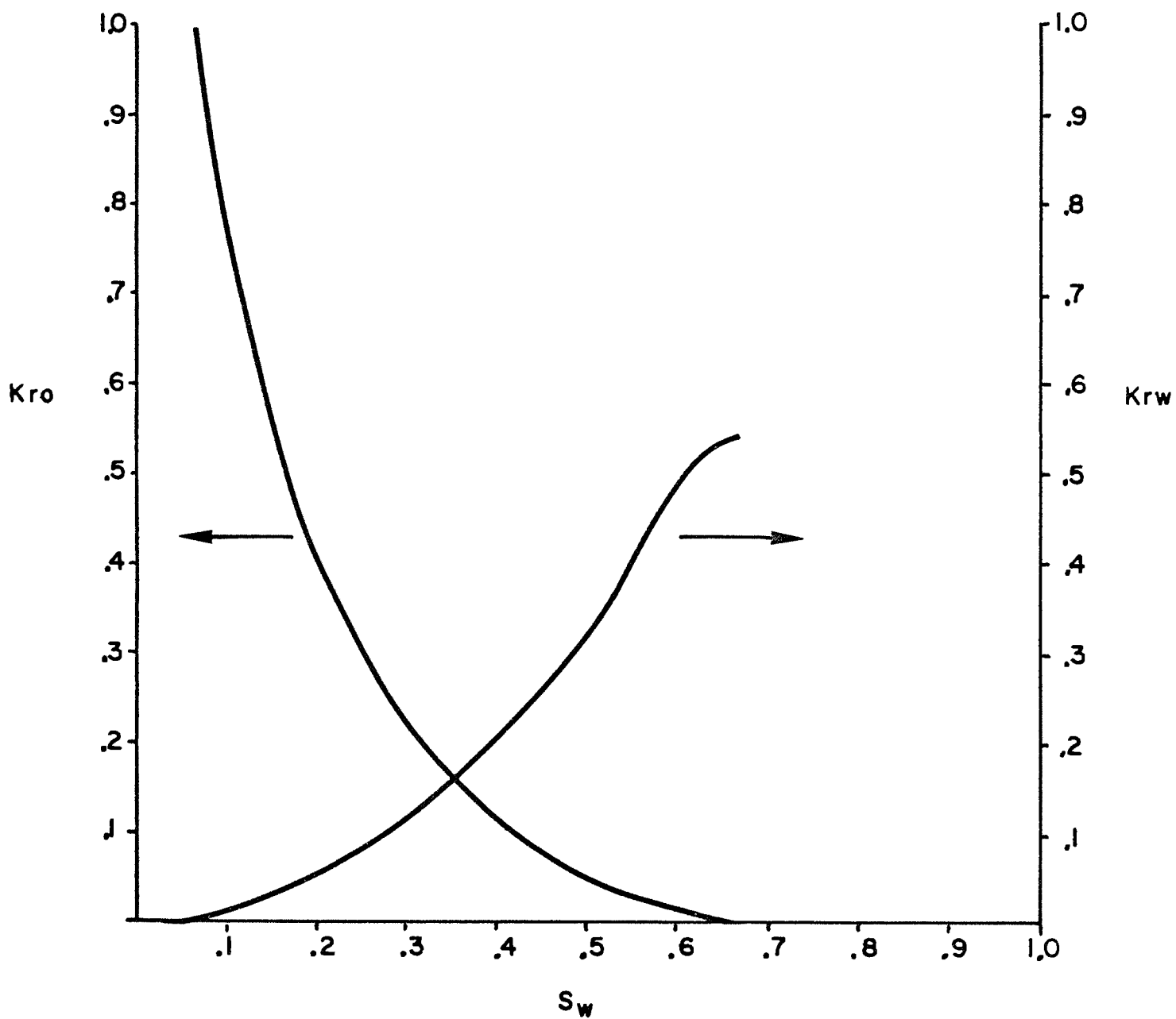


Fig. 3.3

Olje/vann relative permeabiliteter

Bergartstype 2

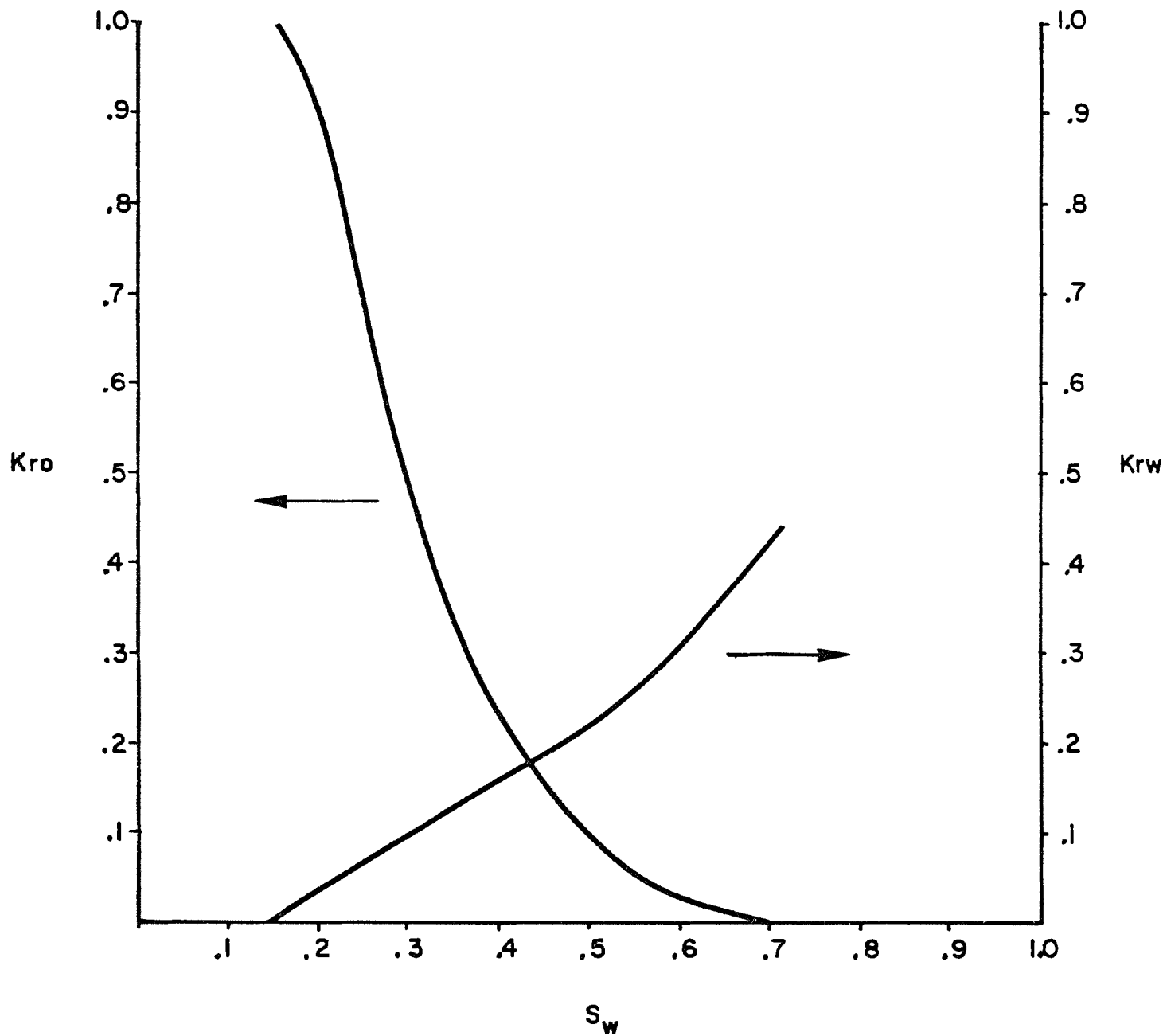


Fig. 3.4

Olje/vann relative permeabiliteter

Bergartstype 3

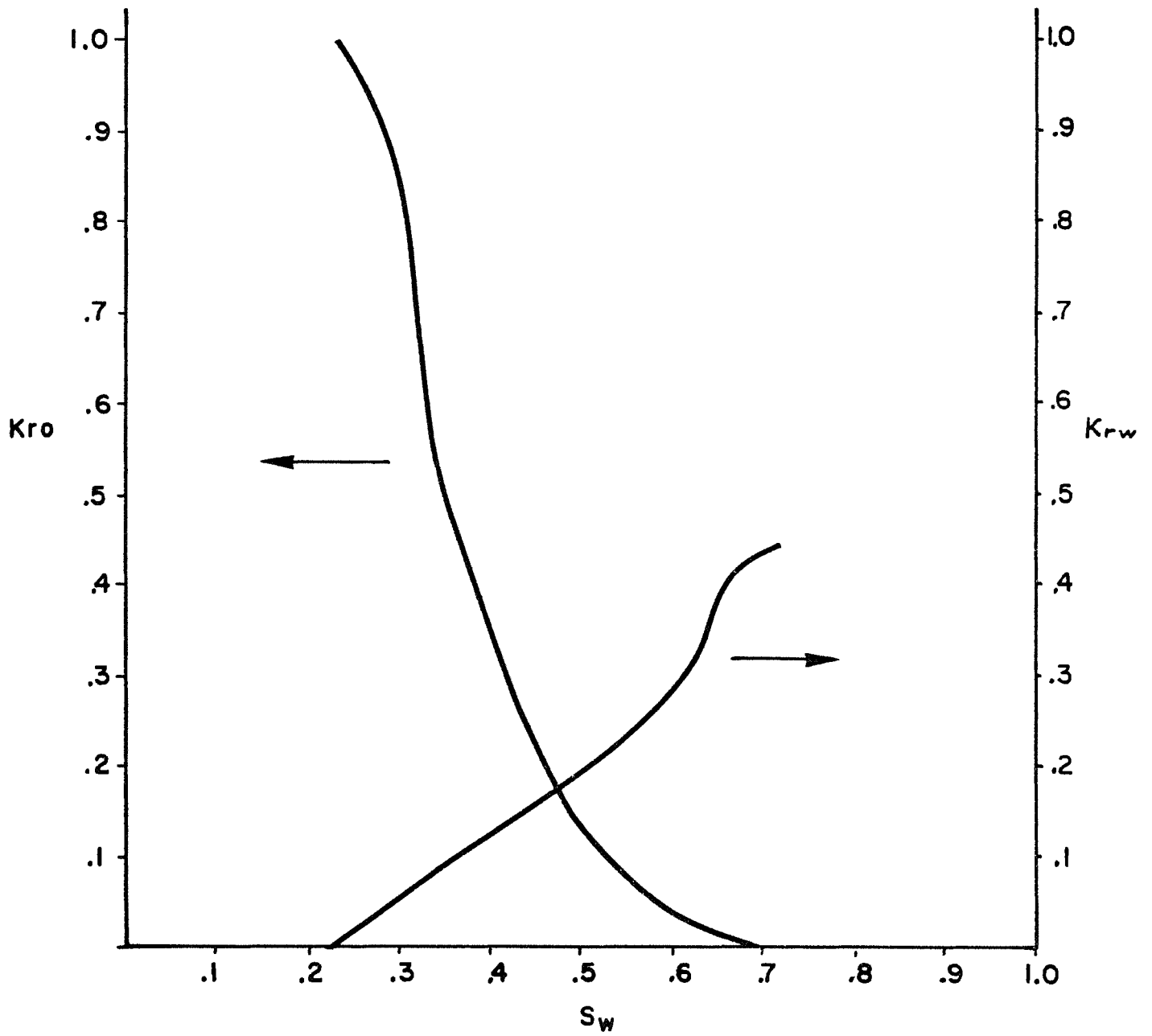
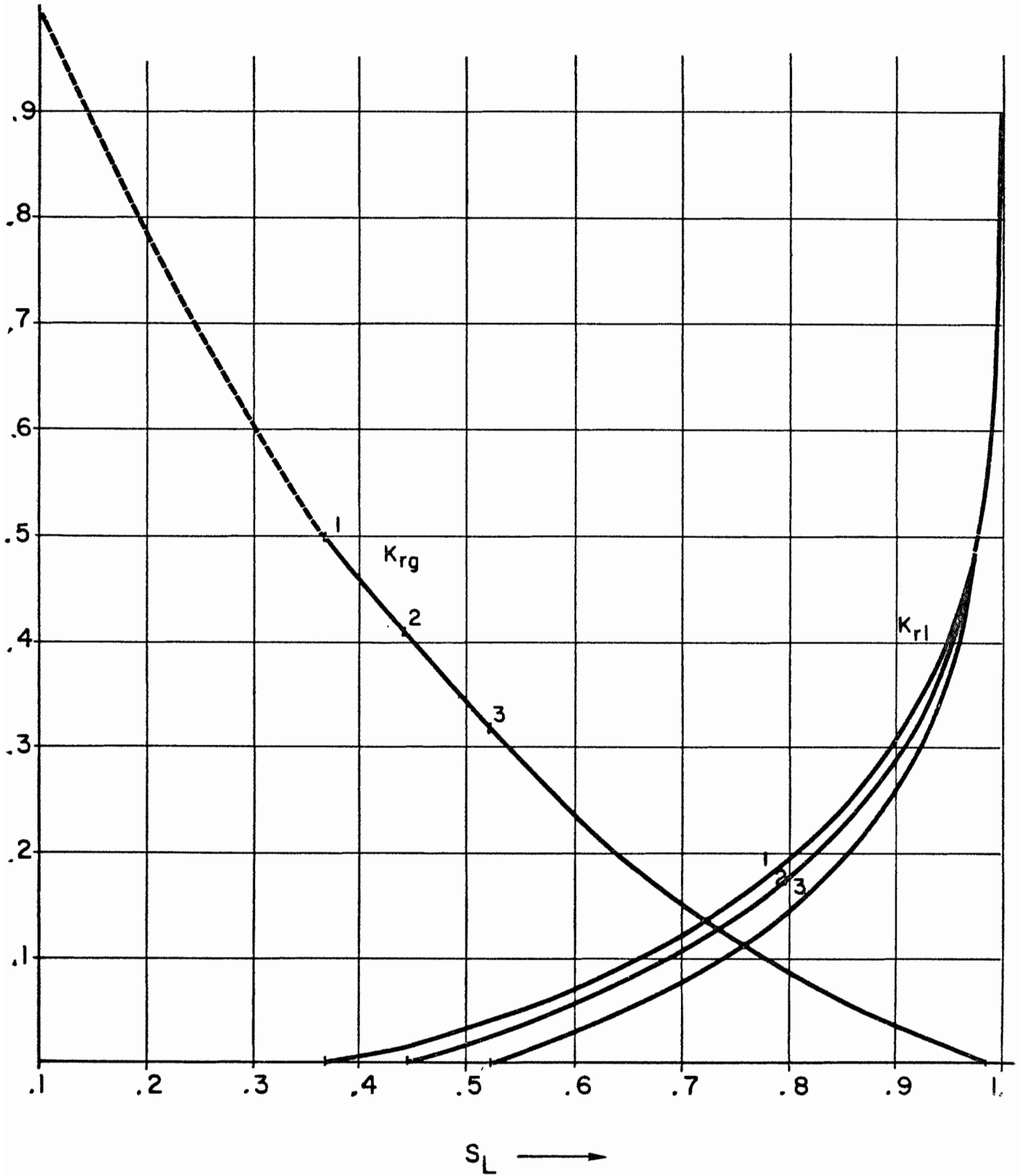


Fig. 3.5

Gass/væske
relative permeabilitet



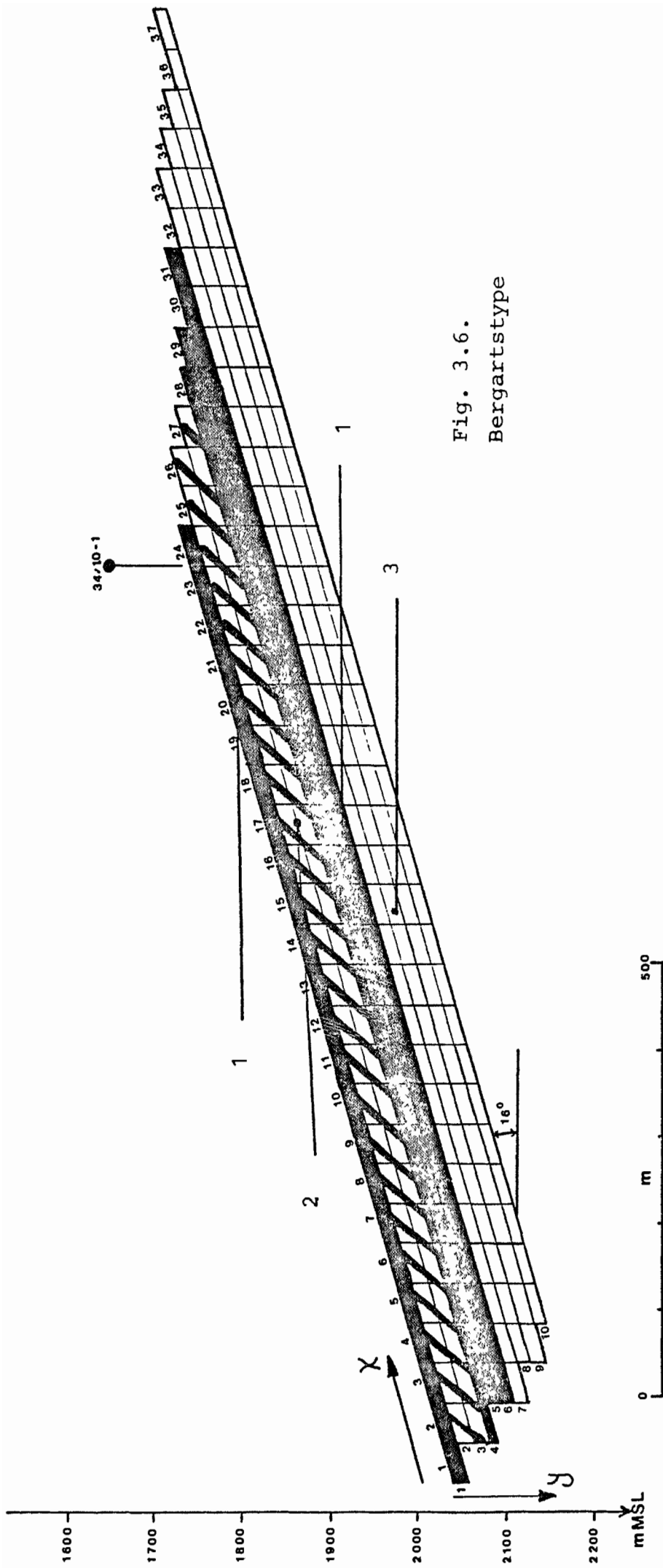


Fig. 3.6.
Bergartstype

Fig: 3.7.

Tverrsnitts - studie

34/10 - i 16°Dip

Depletion

Reservoarvæske fordeling

- WOC
- Gassfront $S_g > .10$ 3 år
- " $S_g > .10$ 10 år

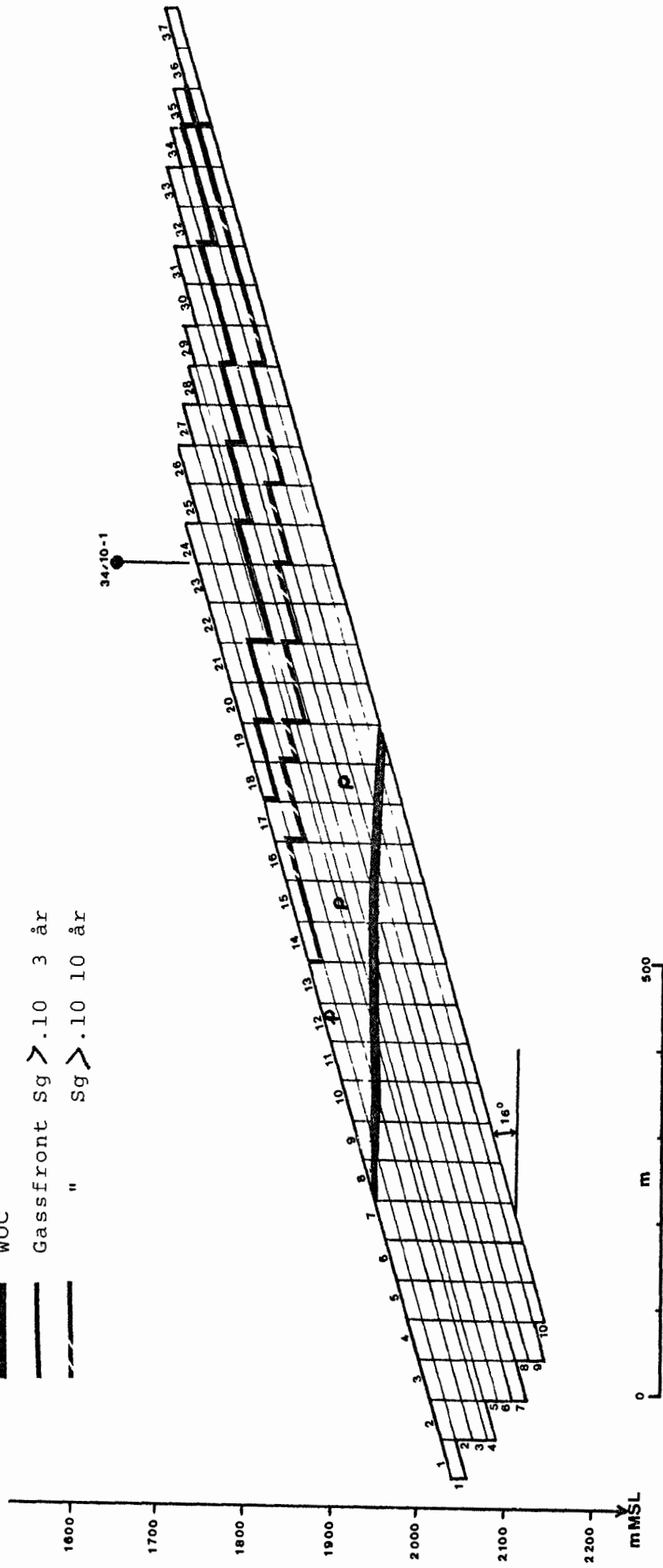
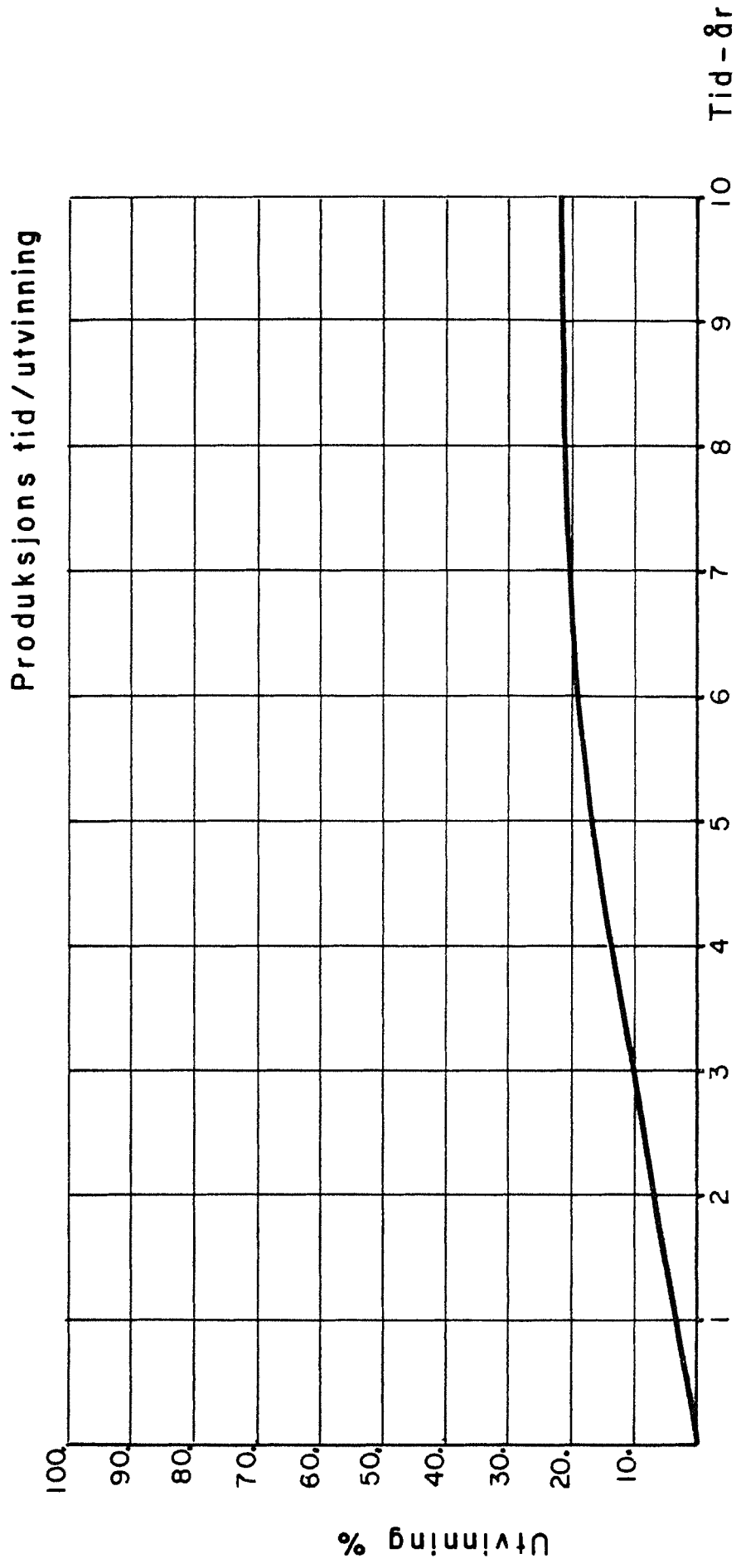


Fig. 3.8

Depletion.



Oljeproduksjon $\times 10^3$ BBL / DAY.

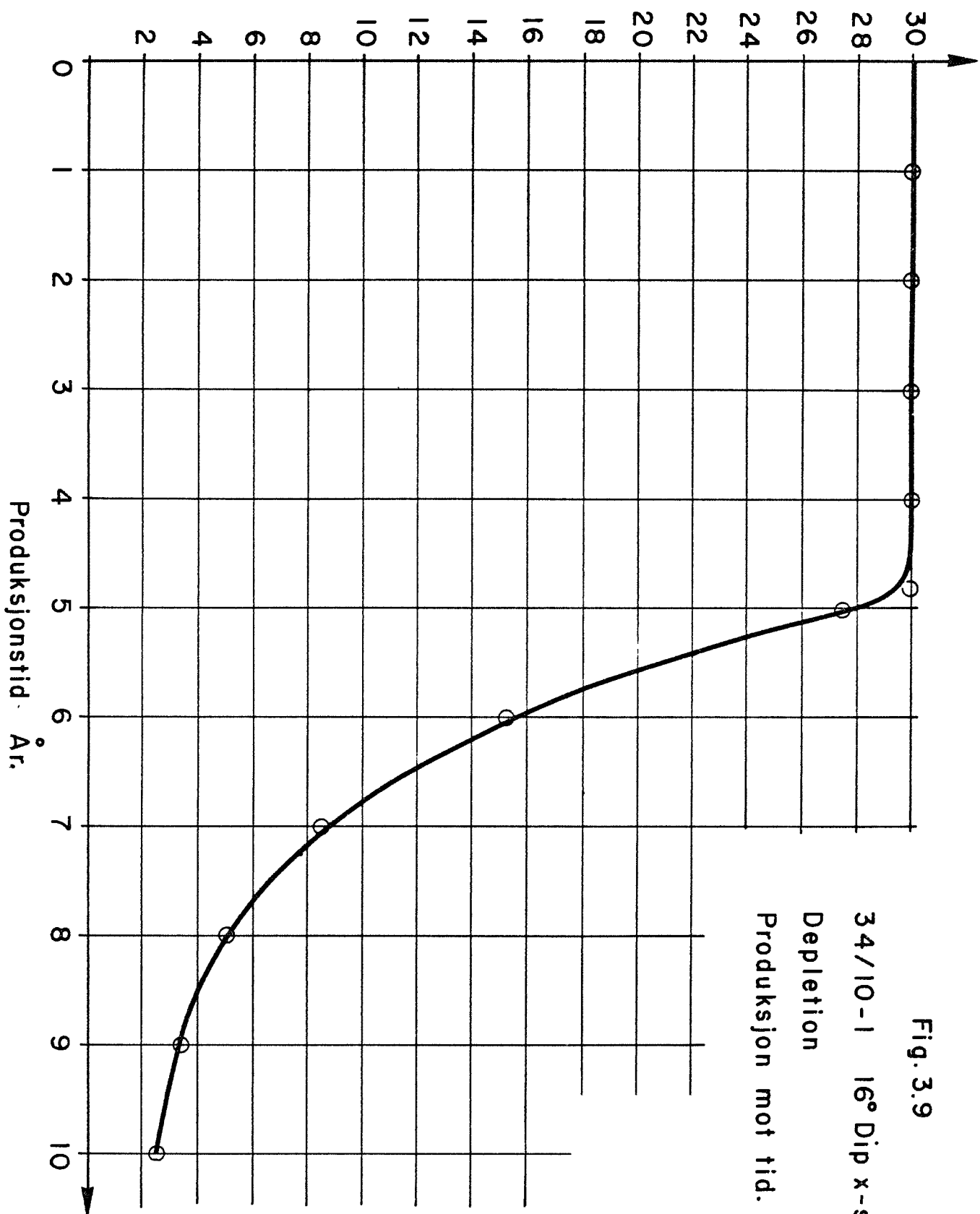
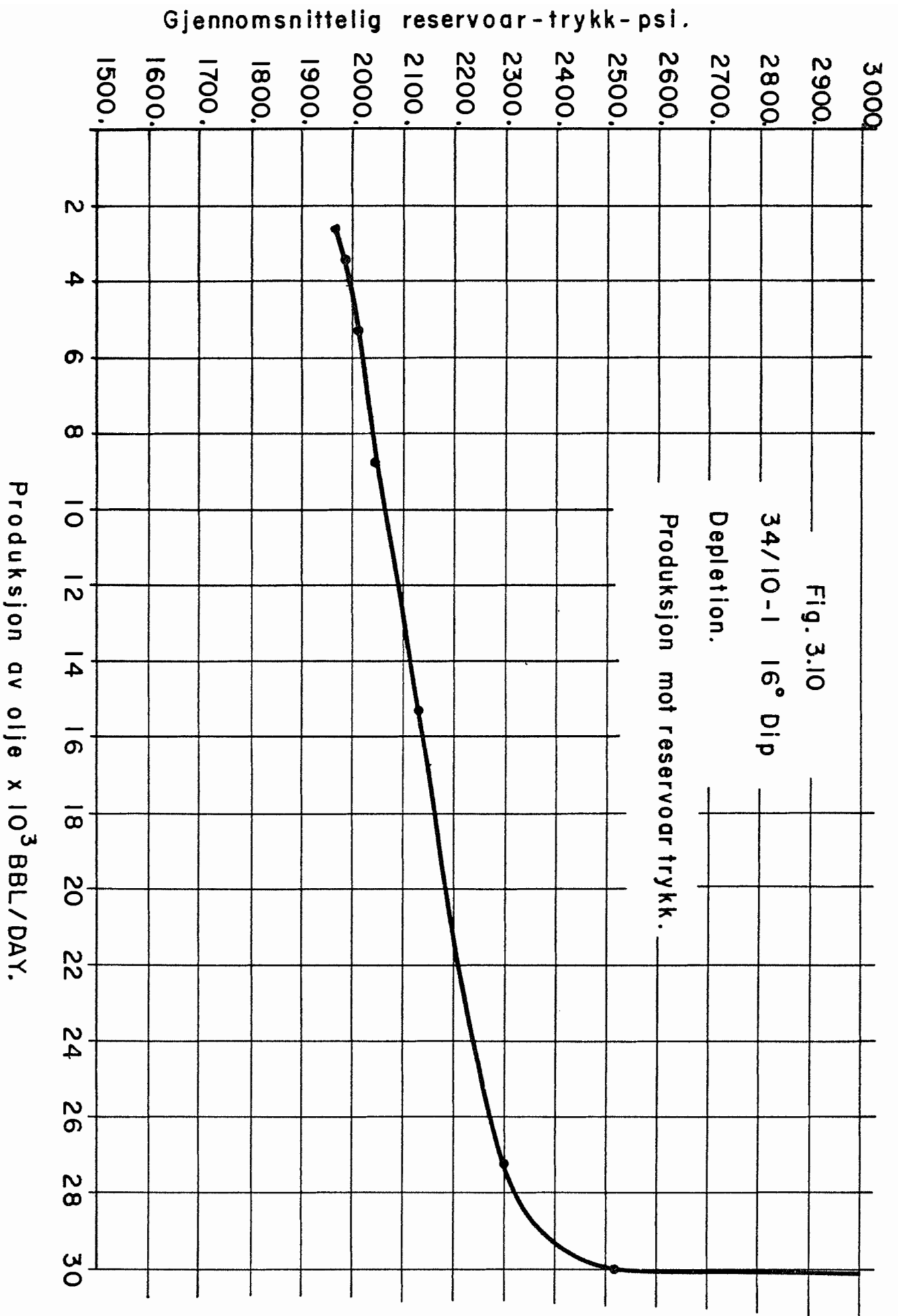


Fig. 3.9

34/10-1 16° Dip x-seksj.
Depletion
Produksjon mot tid.



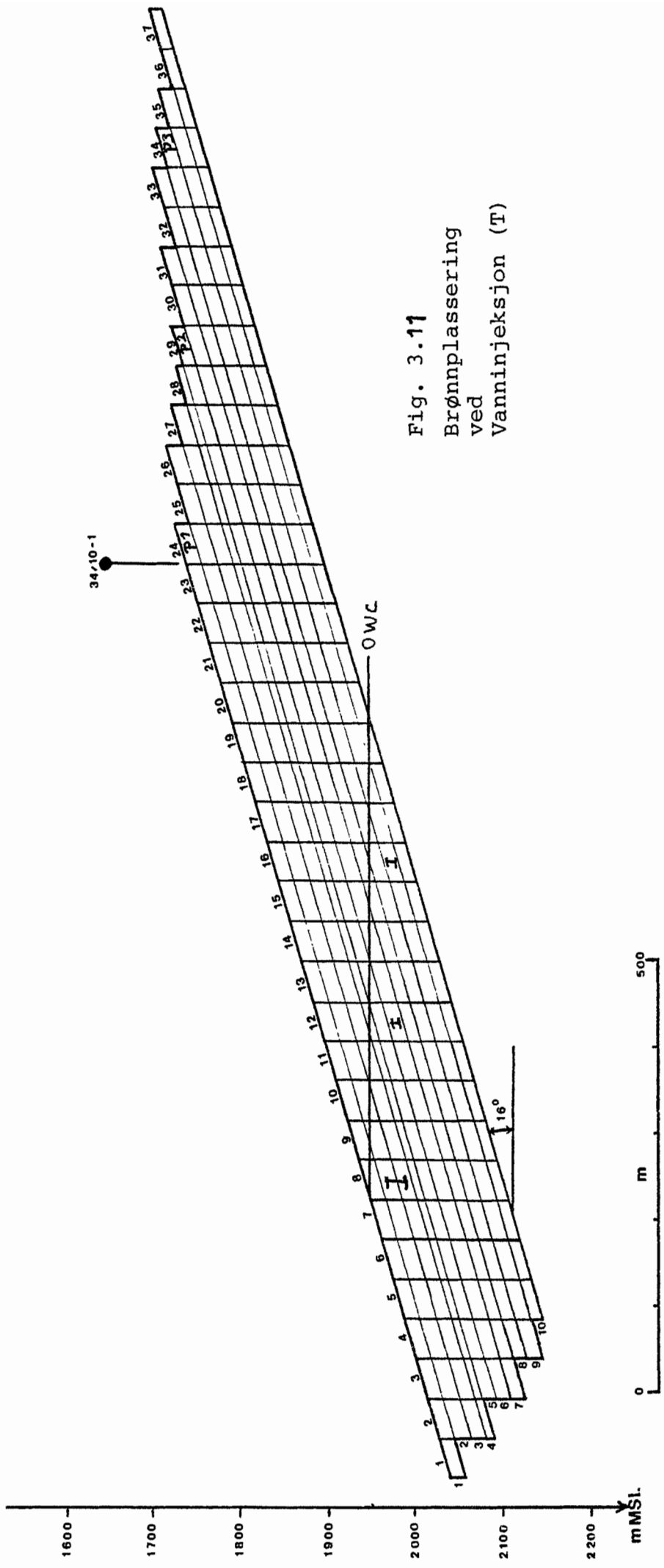


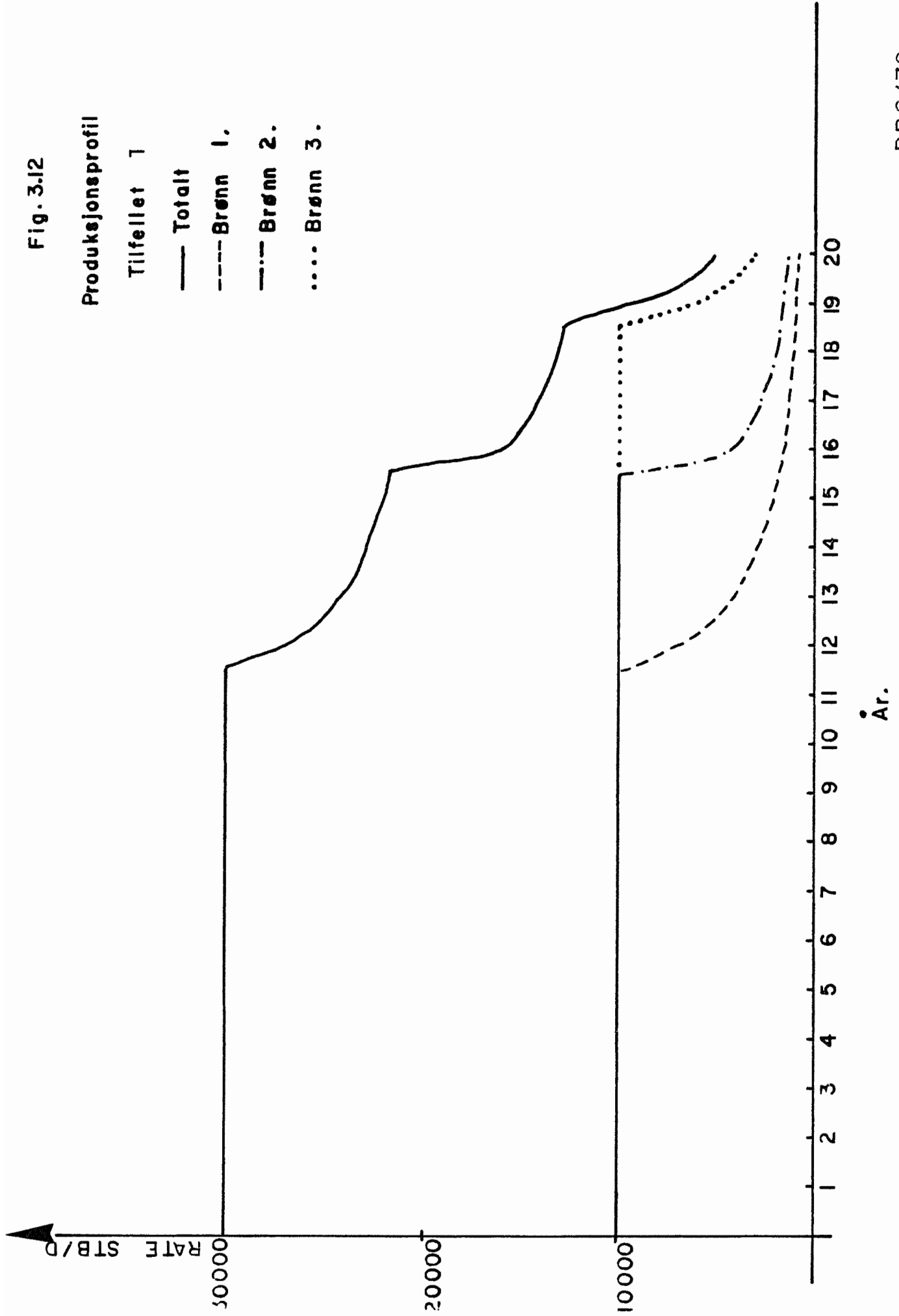
Fig. 3.11
 Brønnplassering
 ved
 Vanninjeksjon (T)

Fig. 3.12

Produksjonsprofil

Tilfellet 1

- Totalt
- - - Brønn 1.
- · - Brønn 2.
- · · Brønn 3.



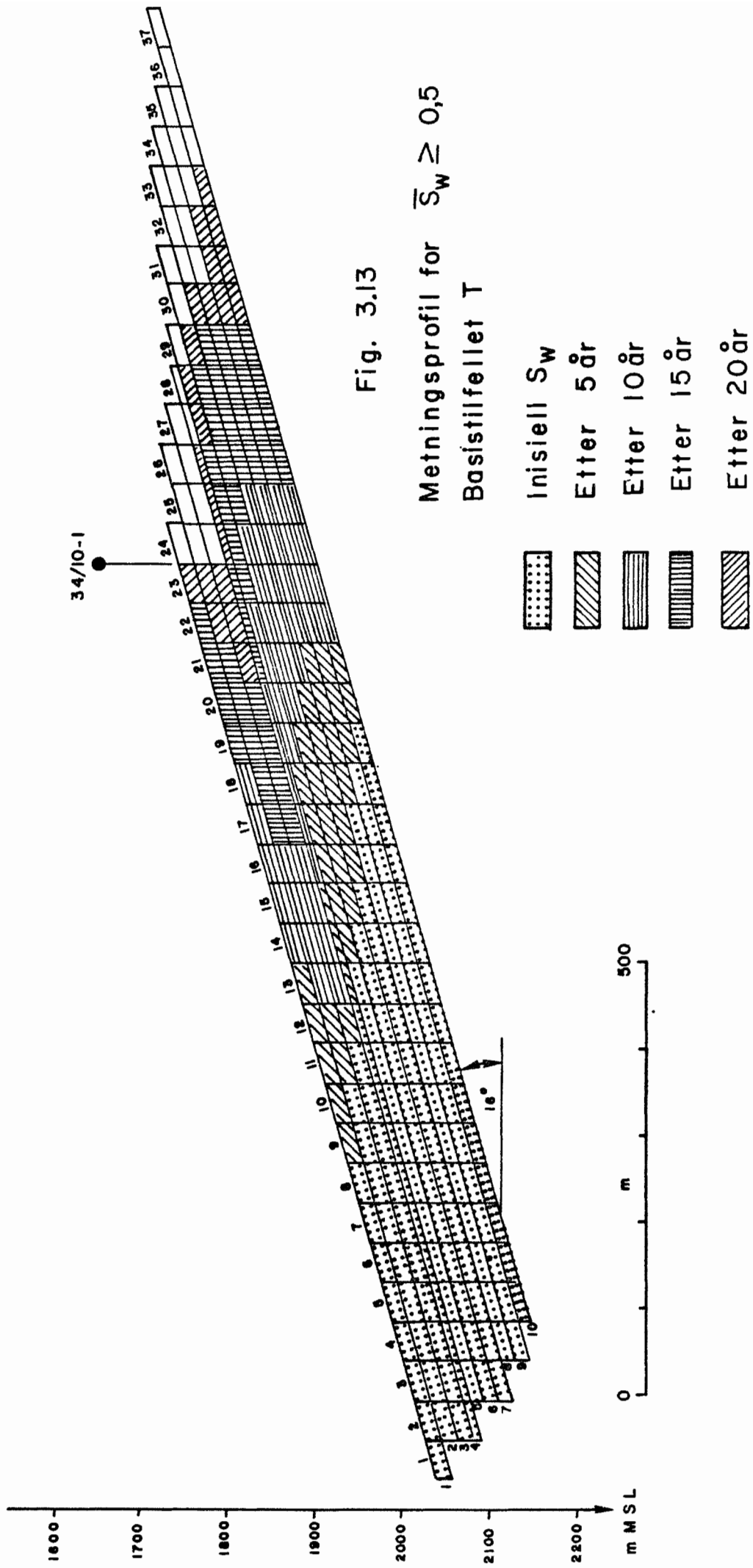


Fig. 3.13

Metningsprofil for $\bar{S}_w \geq 0,5$

Basistilfellet T

Fig: 3.14.

Tverrsnitts - studie

34/10 - l 16°Dip

Gassinjeksjon

Reservoarvæske distribusjon

- WOC
- Gassfront Sg > .10 5 år
- " Sg > .10 10 år
- " Sg > .10 15 år

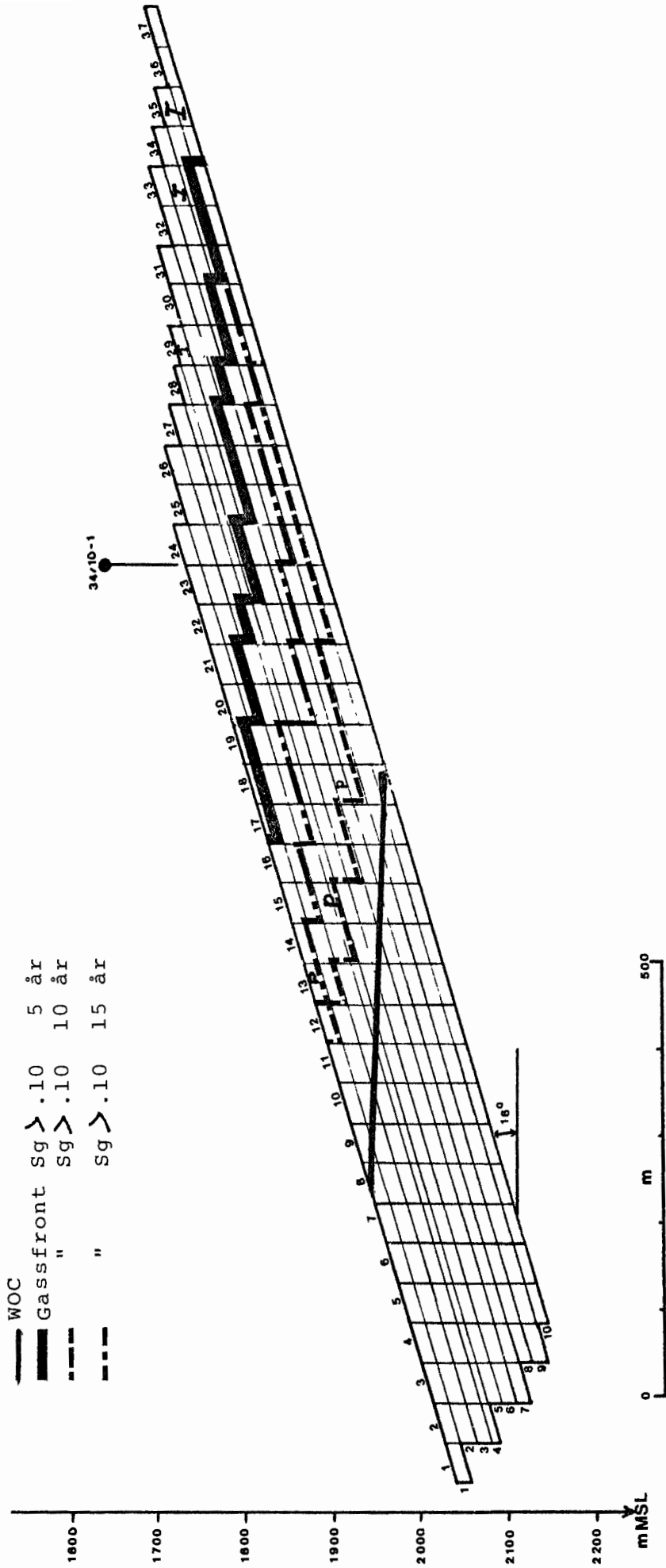


Fig. 3.15

Tversnittts - studien

Gass - injeksjon

34/10-1 16° Dip

Produksjons profil.

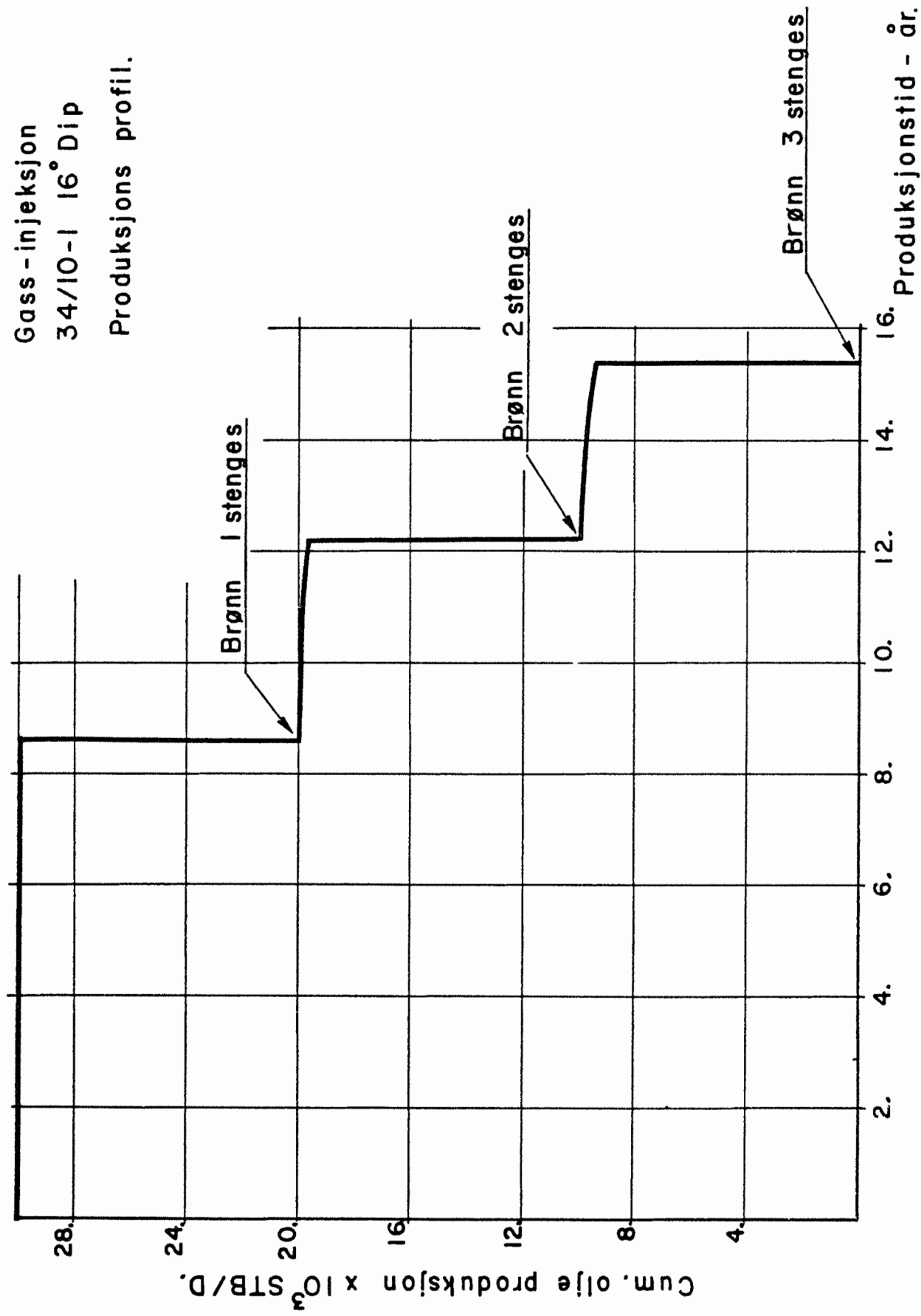


Fig. 3.16

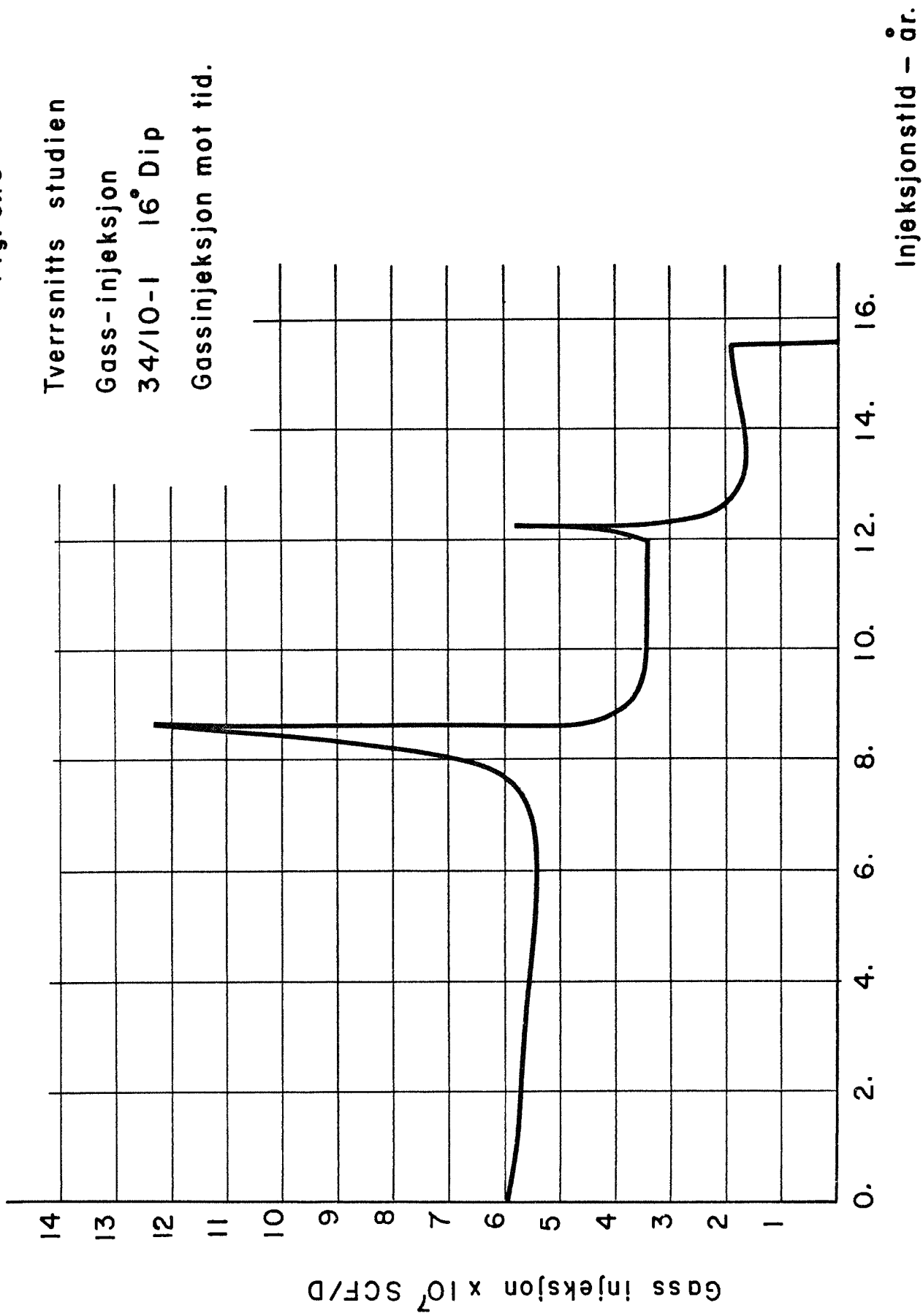
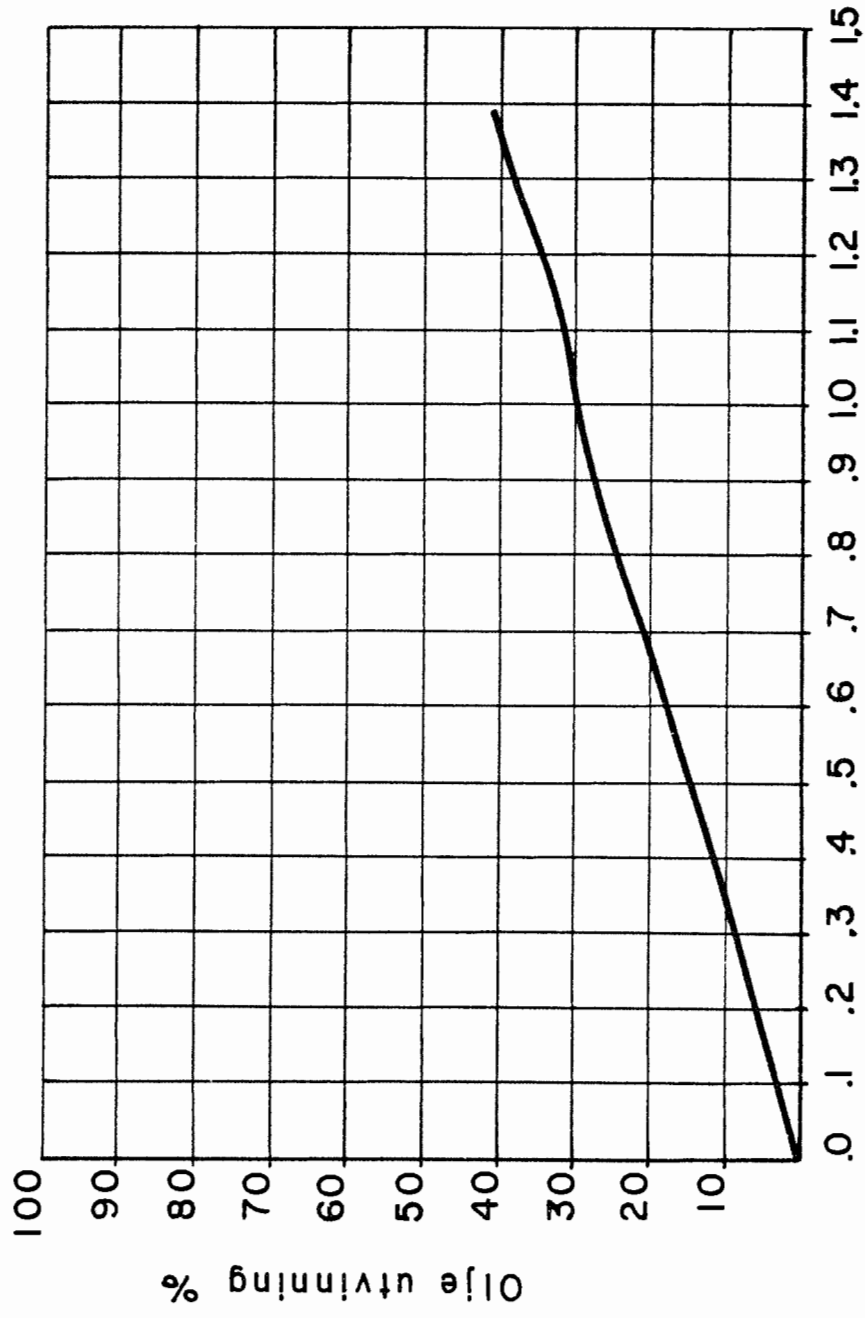
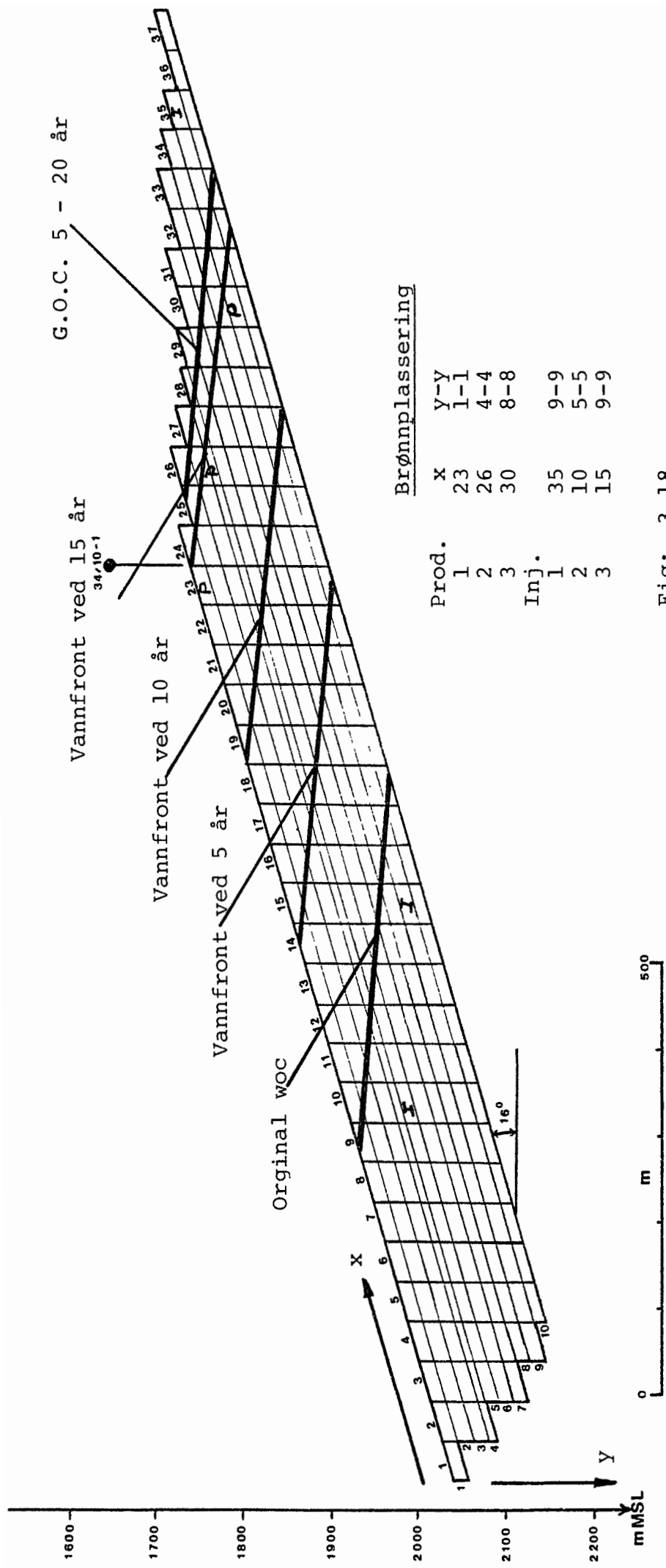


Fig. 3.17

Gass injisert som funksjon av utvinningsgrad



Fraksjon av initsiell gass injisert.



Brønnplassing

Prod.	X	Y-Y
1	23	1-1
2	26	4-4
3	30	8-8
Inj.		
1	35	9-9
2	10	5-5
3	15	9-9

Fig: 3.18.

Brønnplassing og gass- ($S_g > 10\%$) og vannfronter ($S_w > 10\%$) for tilfellet TGV.

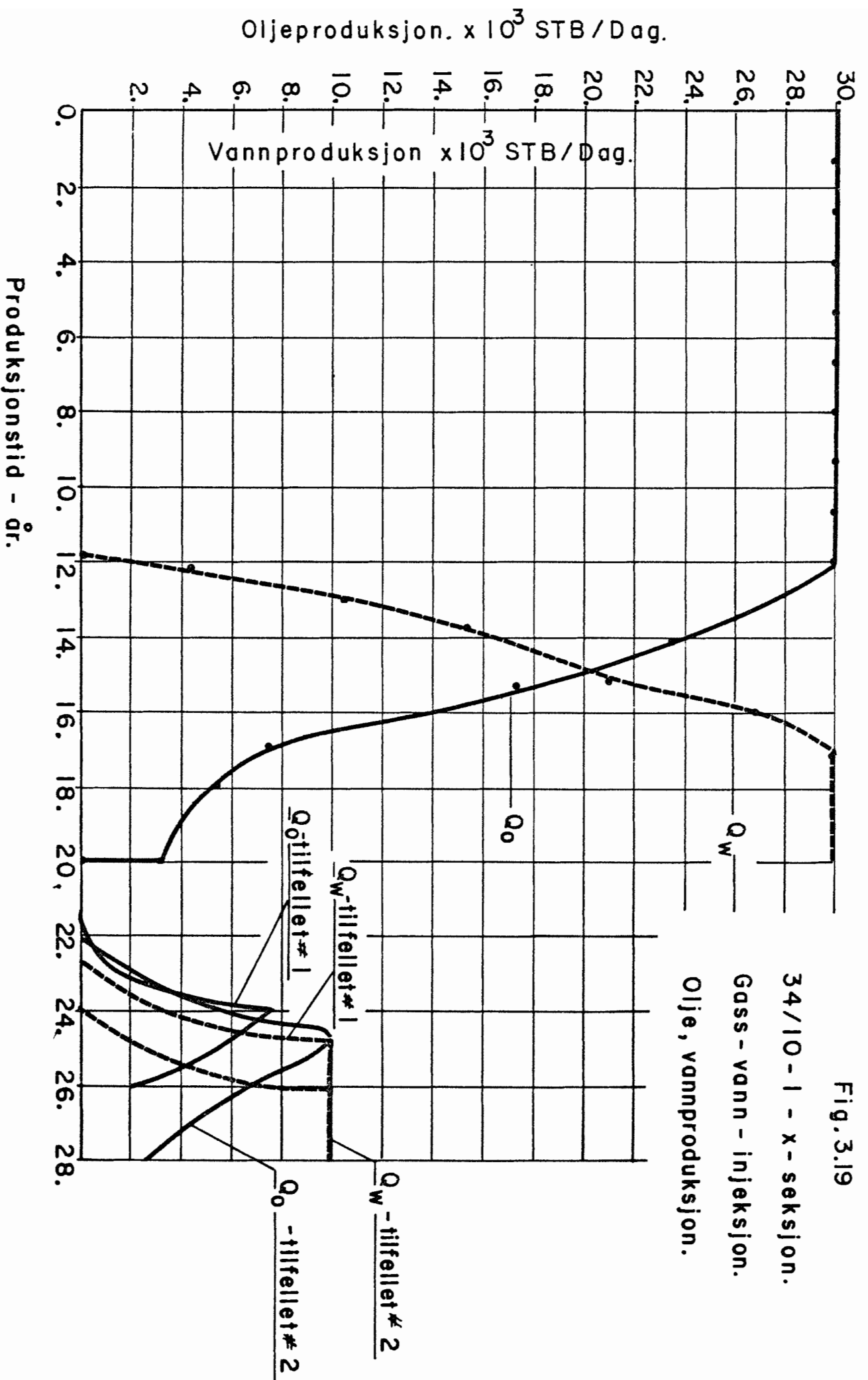
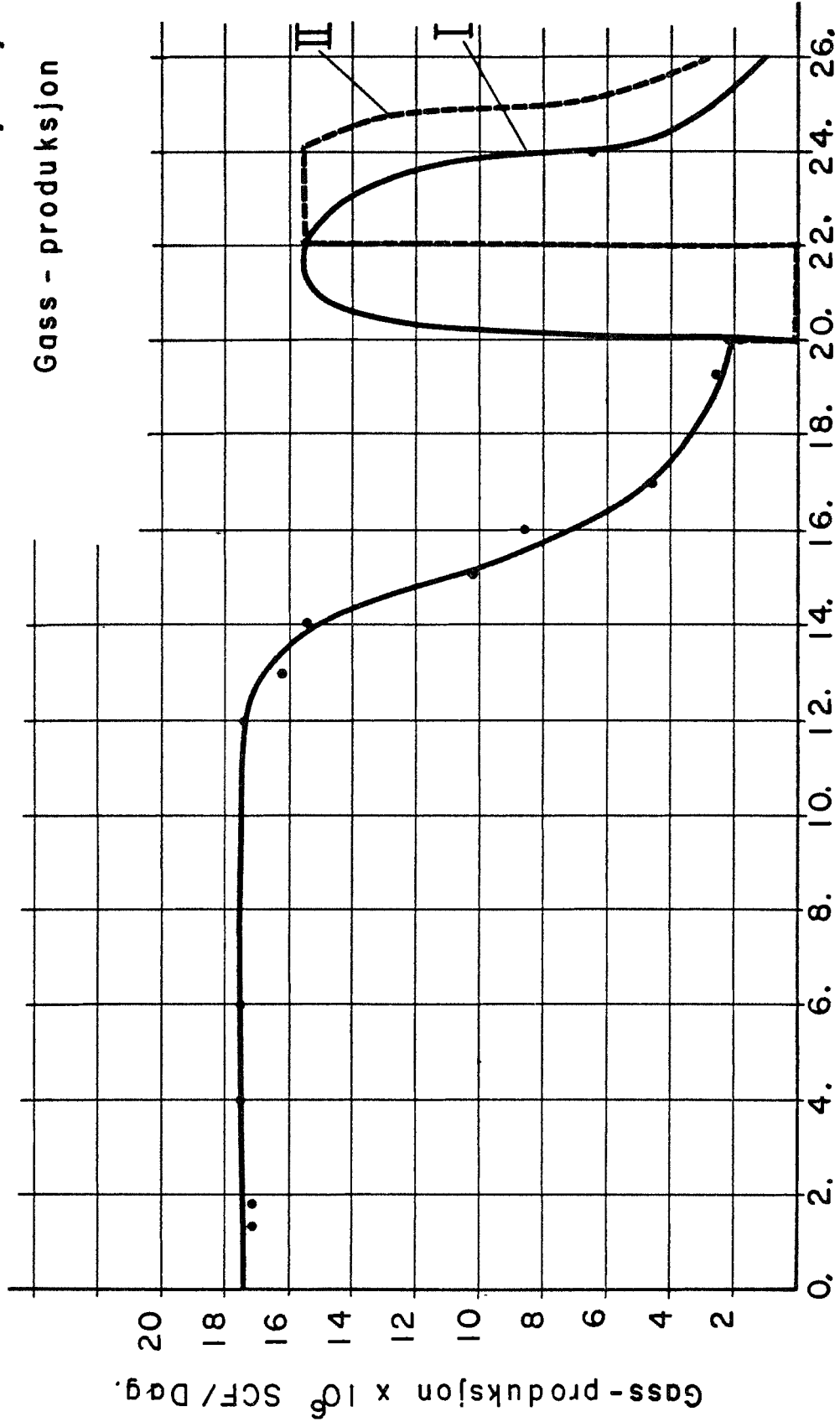


Fig. 3.20

34/10-1 x - seksjon

Gass - vann injeksjon

Gass - produksjon



Produksjonstid - år.

Fig. 3.21

34/10-1 x - seksjon

Gass - vann injeksjon

Oljerate - mot utvinning.

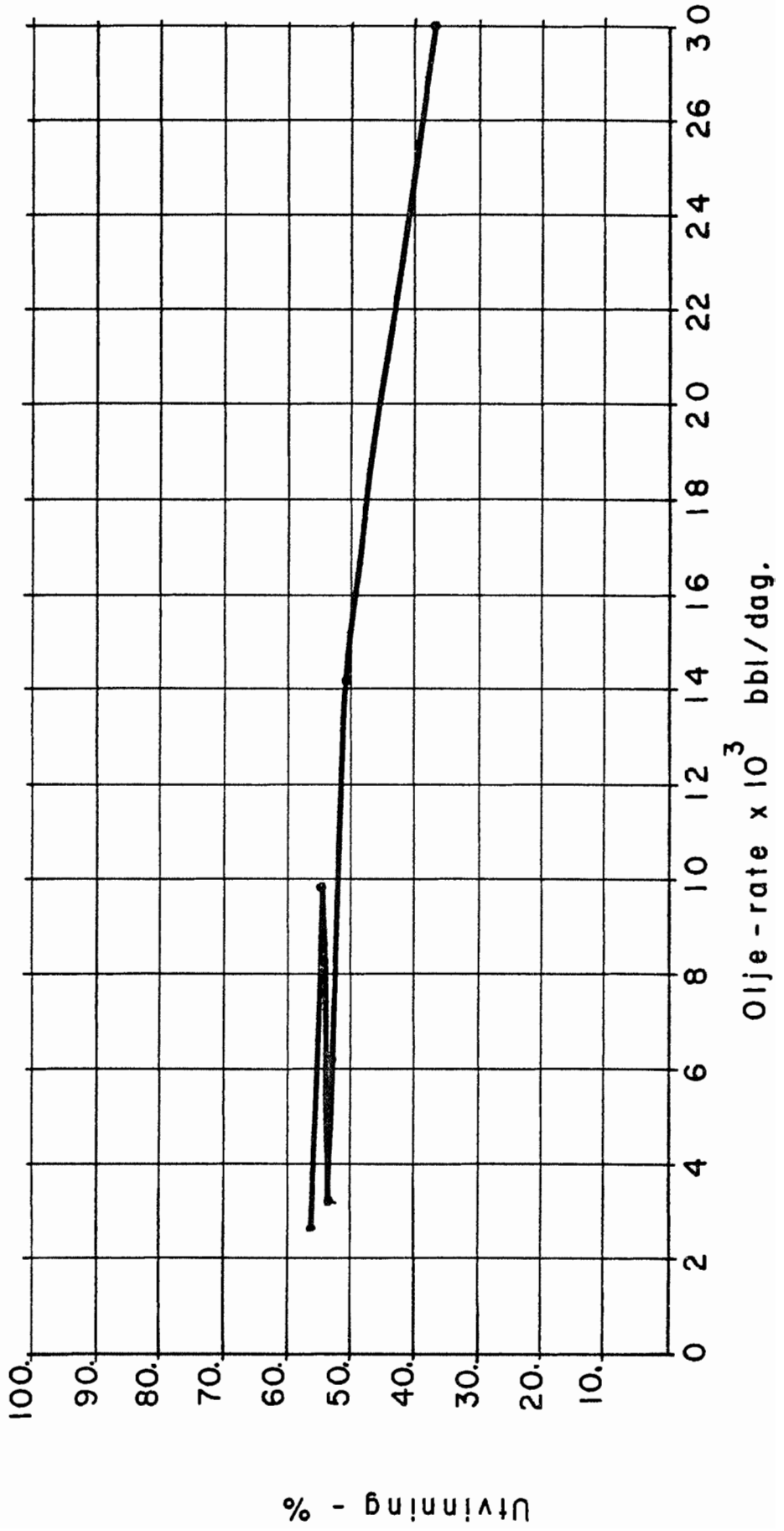


Fig. 3.22

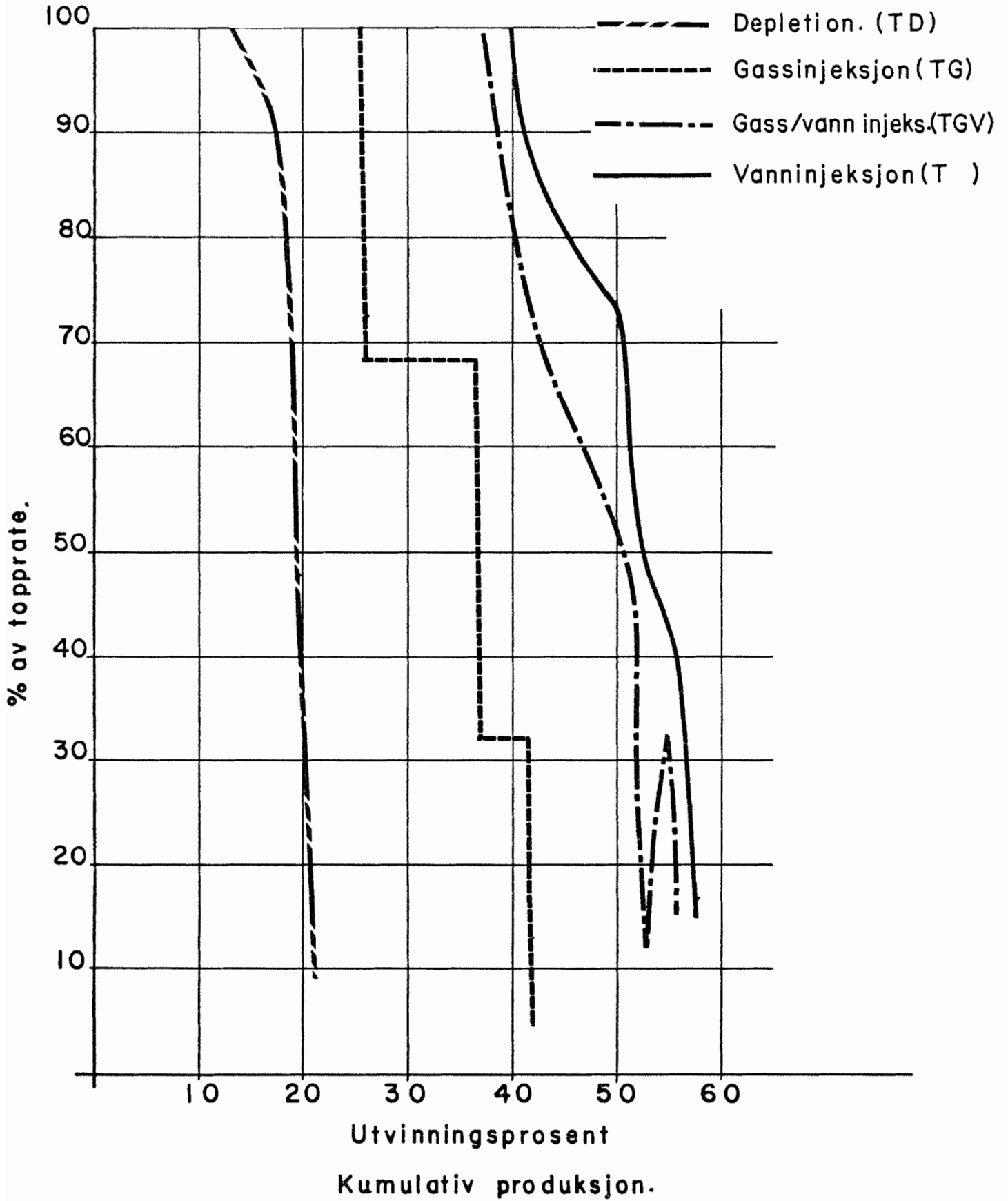
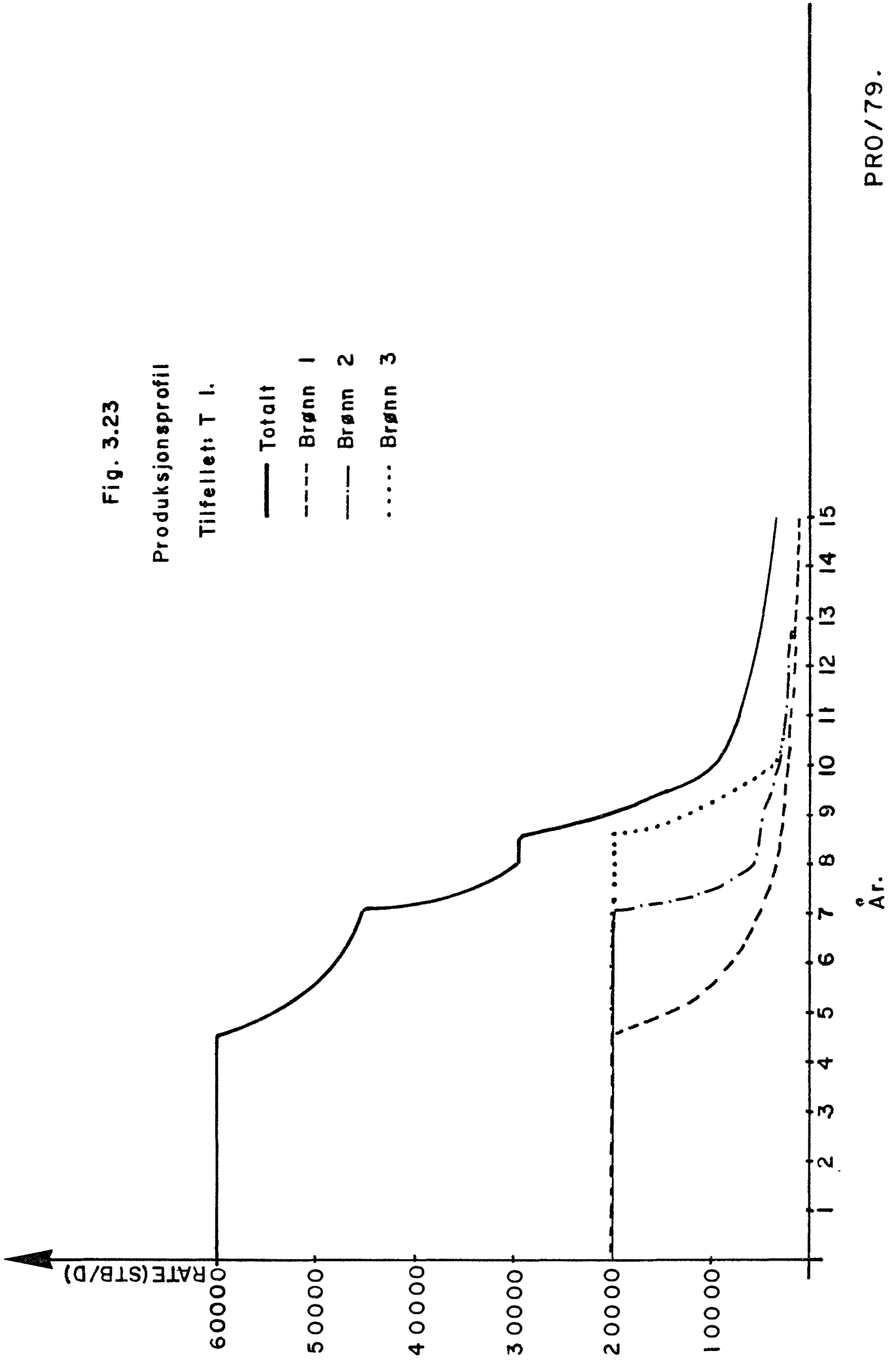


Fig. 3.23

Produksjonsprofil

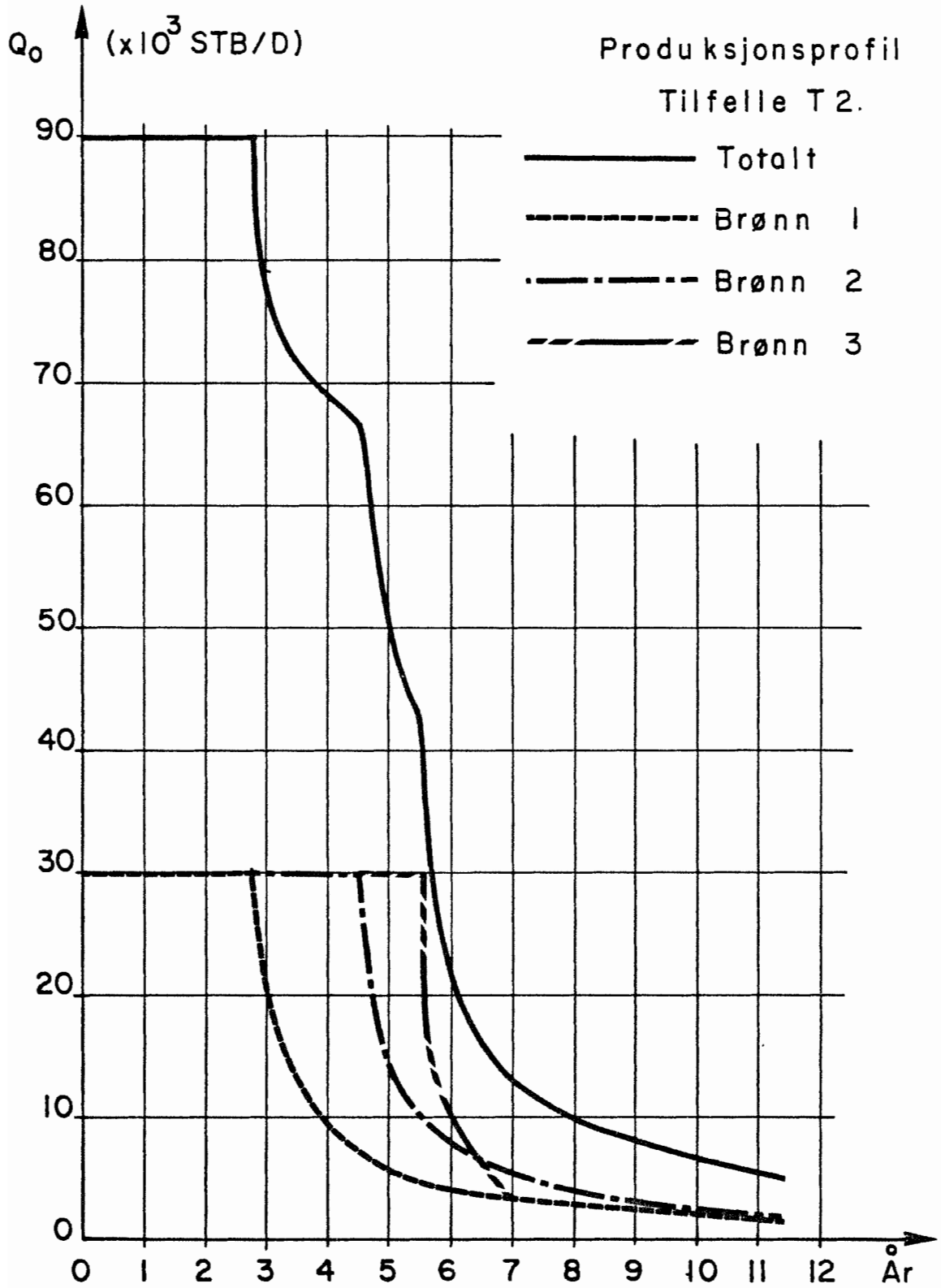
Tilfellet: T l.

- Totalt
- - - - Brønn 1
- · - · - Brønn 2
- · · · · Brønn 3



År.

Fig. 3.24



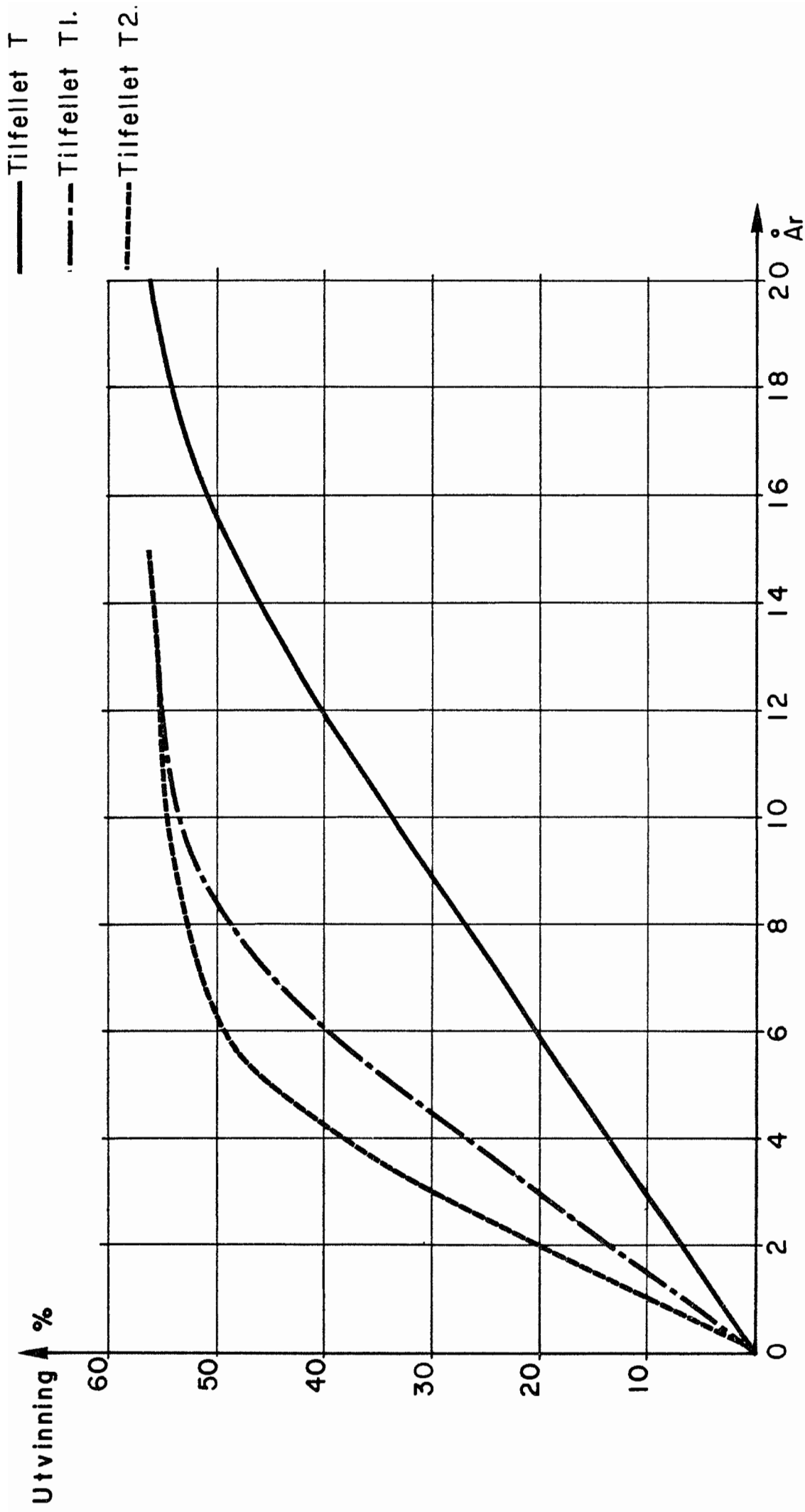


Fig. 3.25

Utvinningsprosent som funksjon av produksjonstiden.

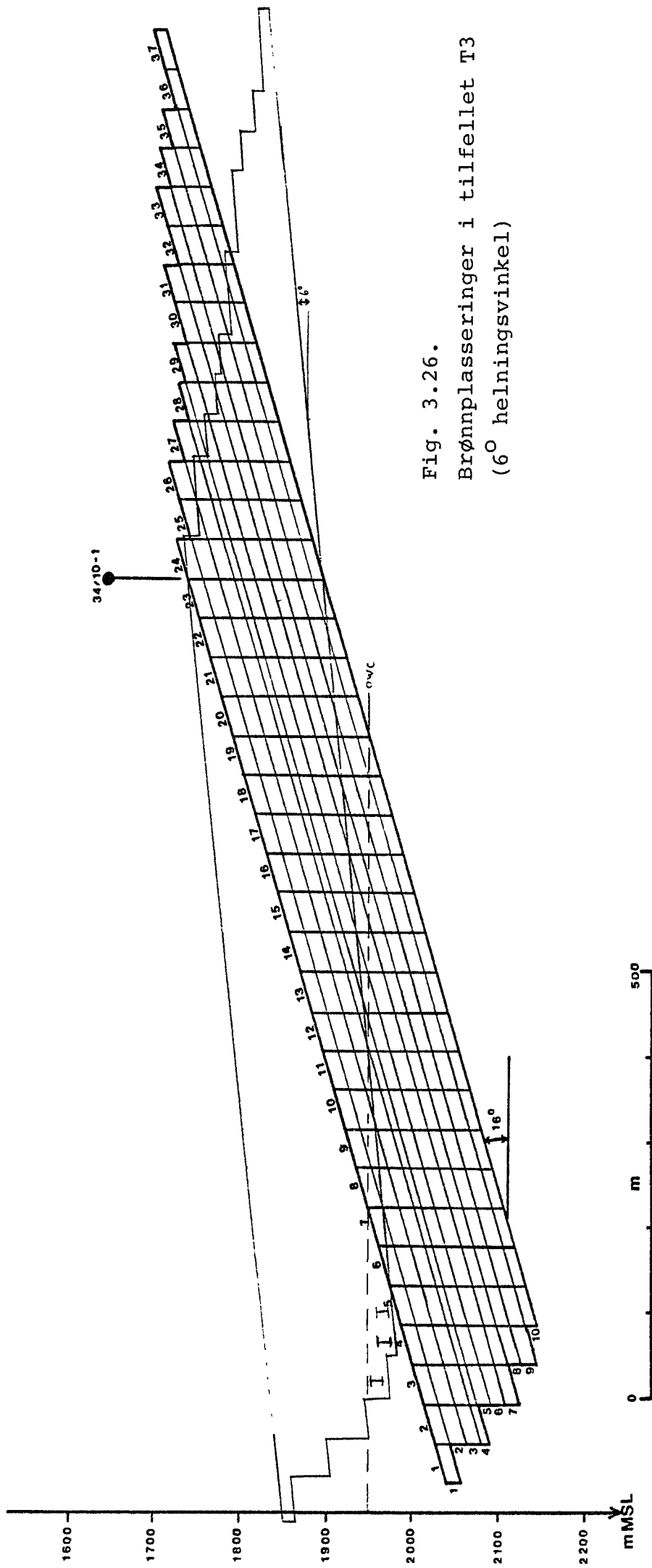


Fig. 3.26.

Brønnplasseringer i tilfellet T3
(6° helningsvinkel)

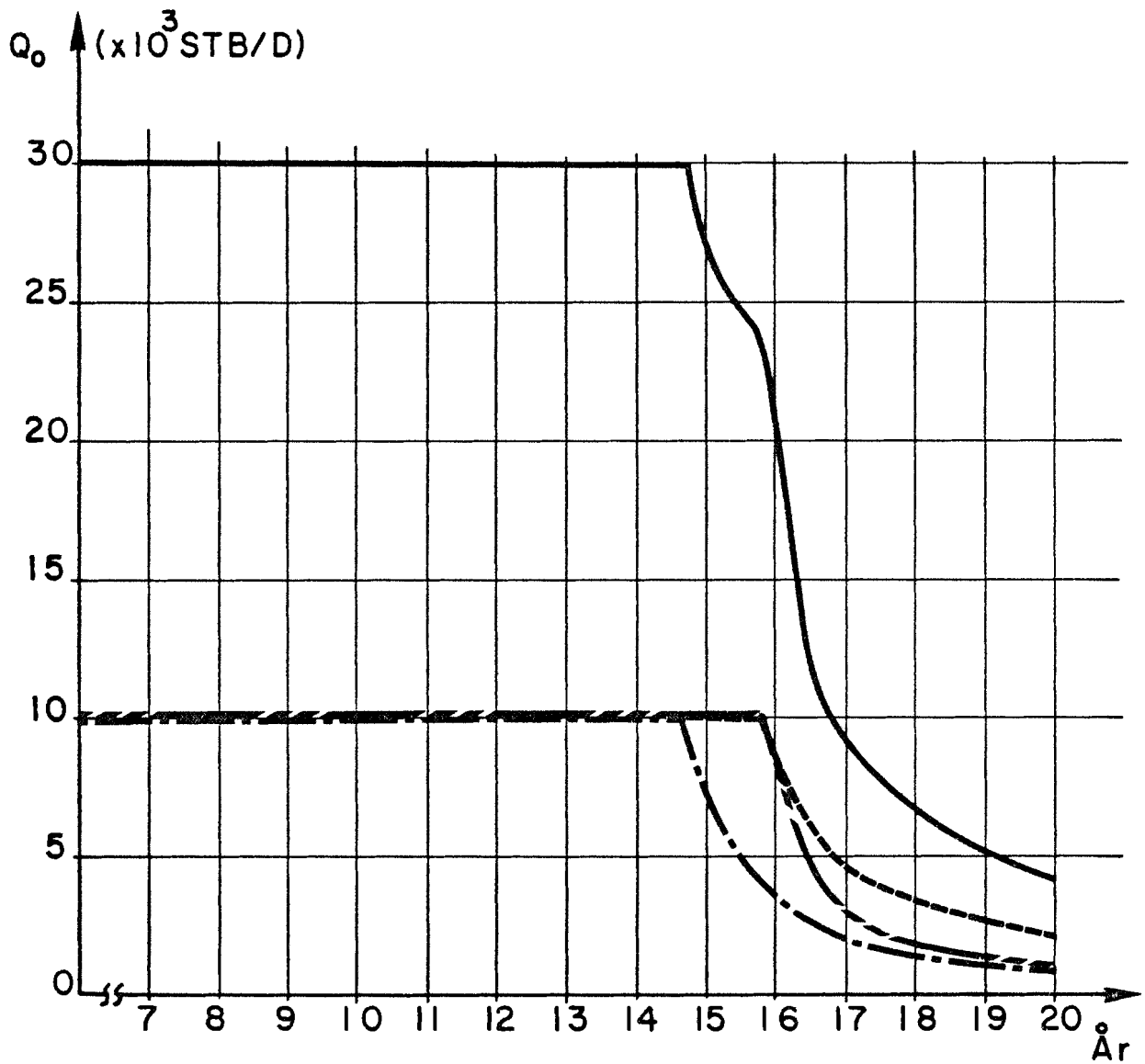


Fig. 3.27

Produksjonsprofiler for tilfellet T 3.

- Totalt
- Brønn 1
- Brønn 2
- Brønn 3

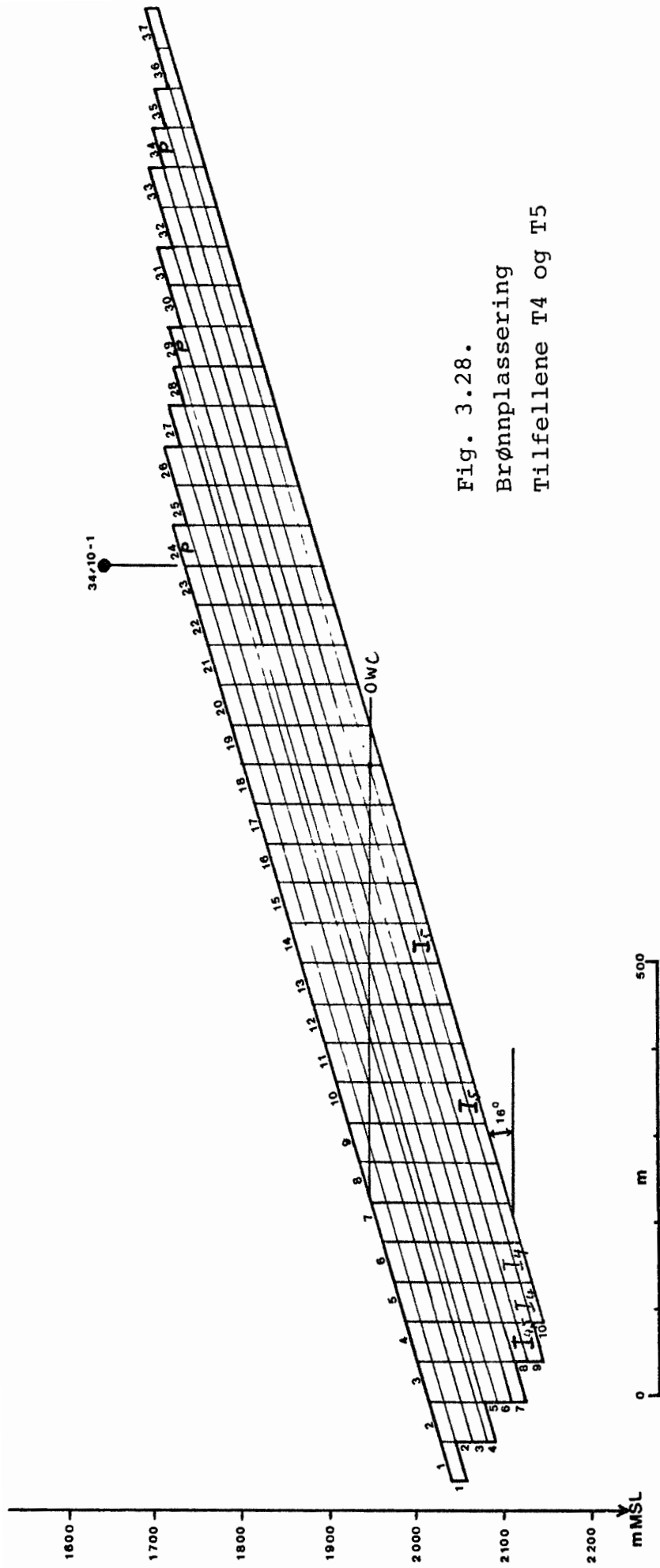


Fig. 3.28.
 Brønnplassering
 Tilfellene T4 og T5

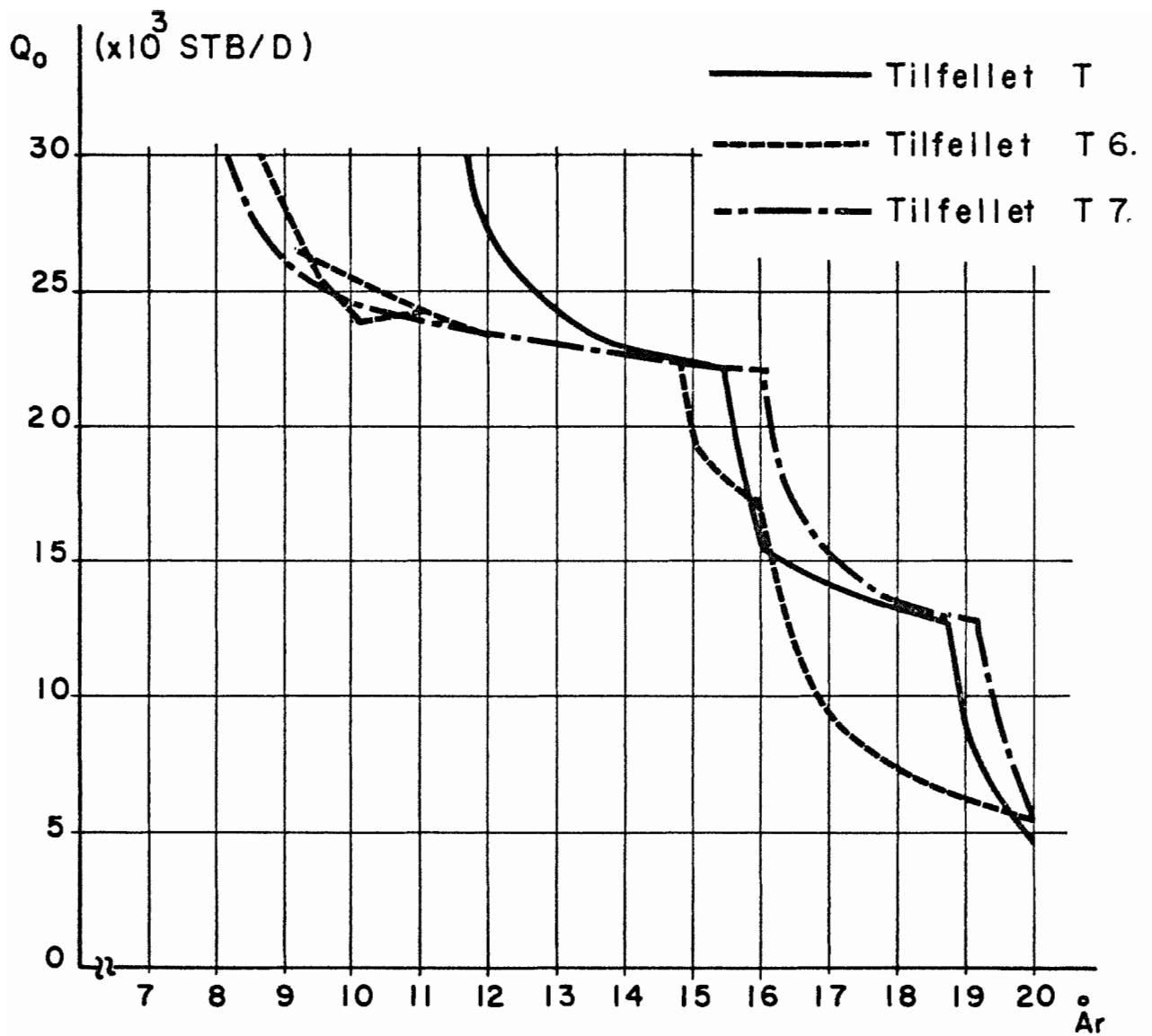


Fig. 3.29

Produksjonsprofiler

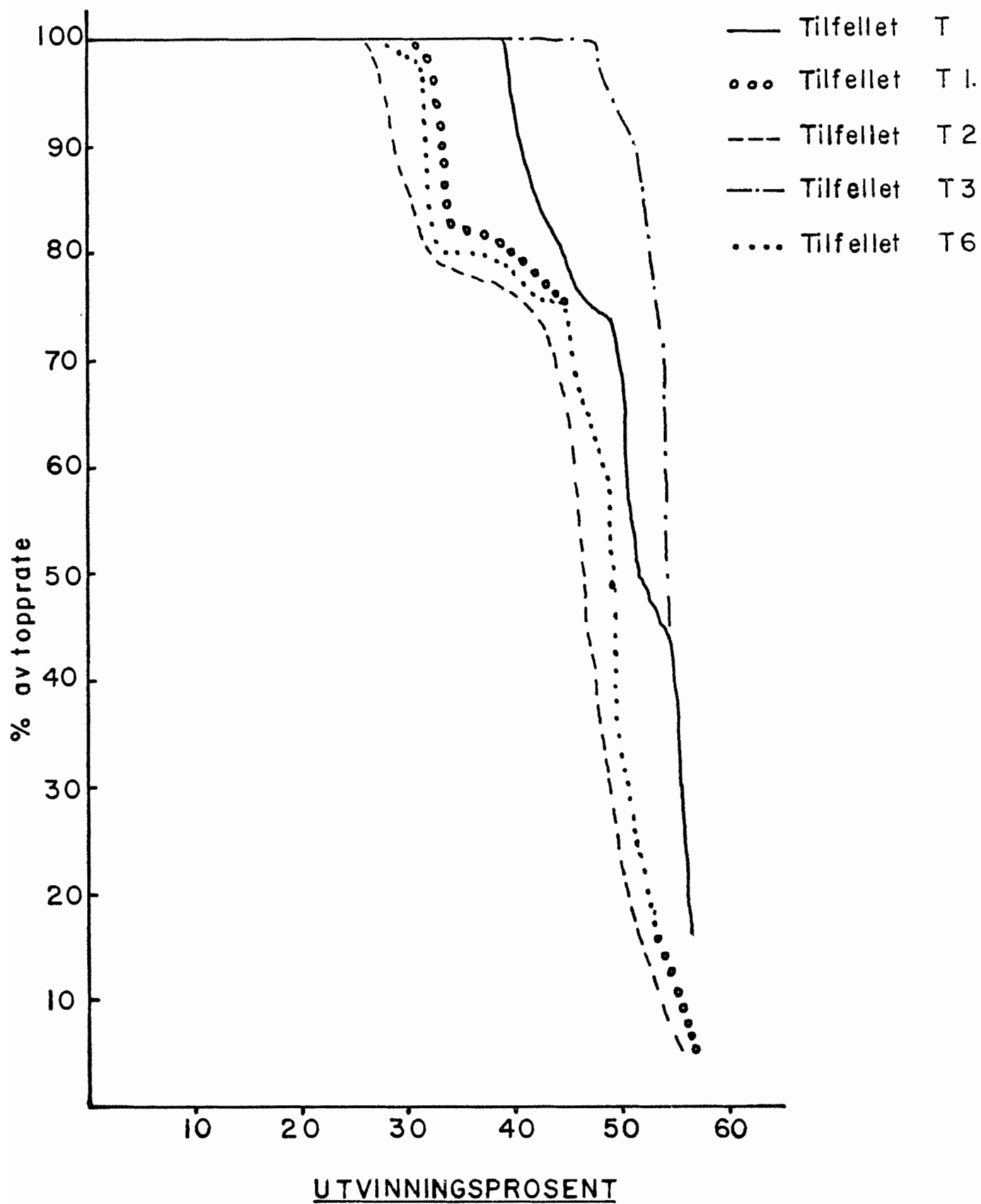


Fig. 3.30

Kumulativ produksjon,

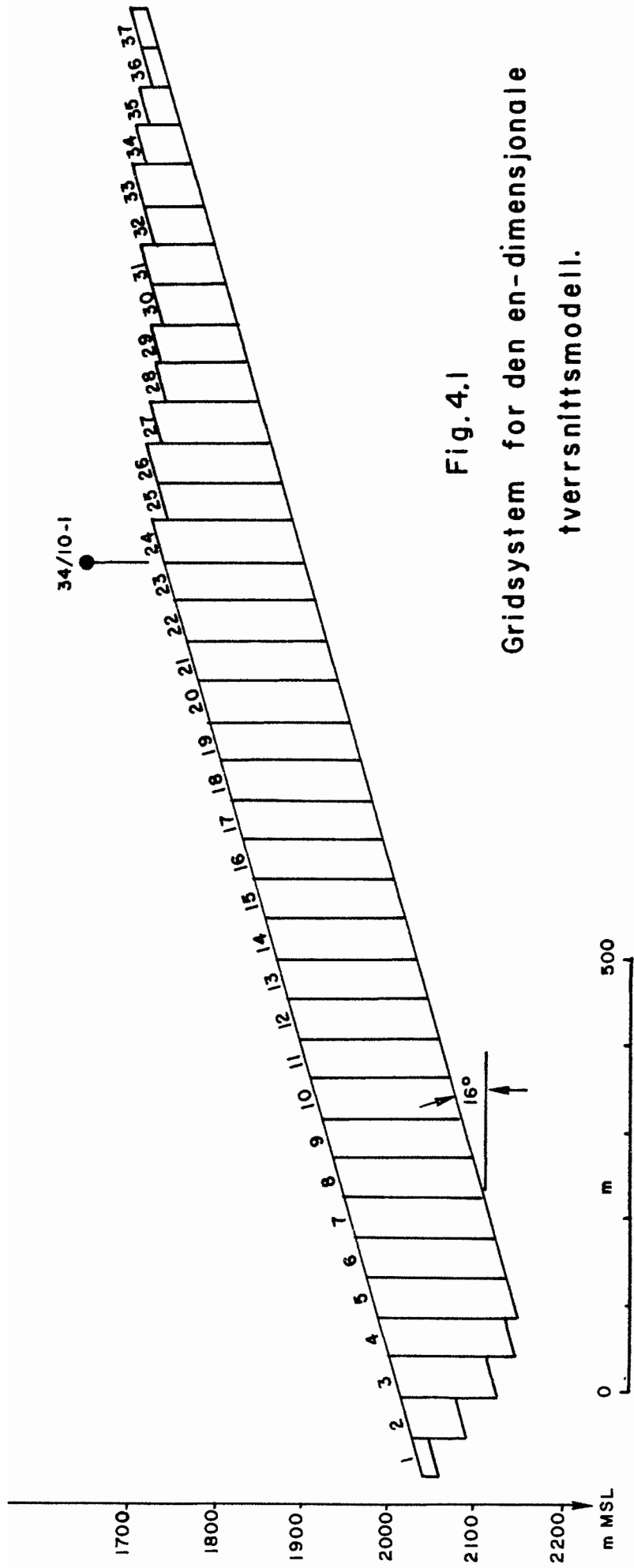
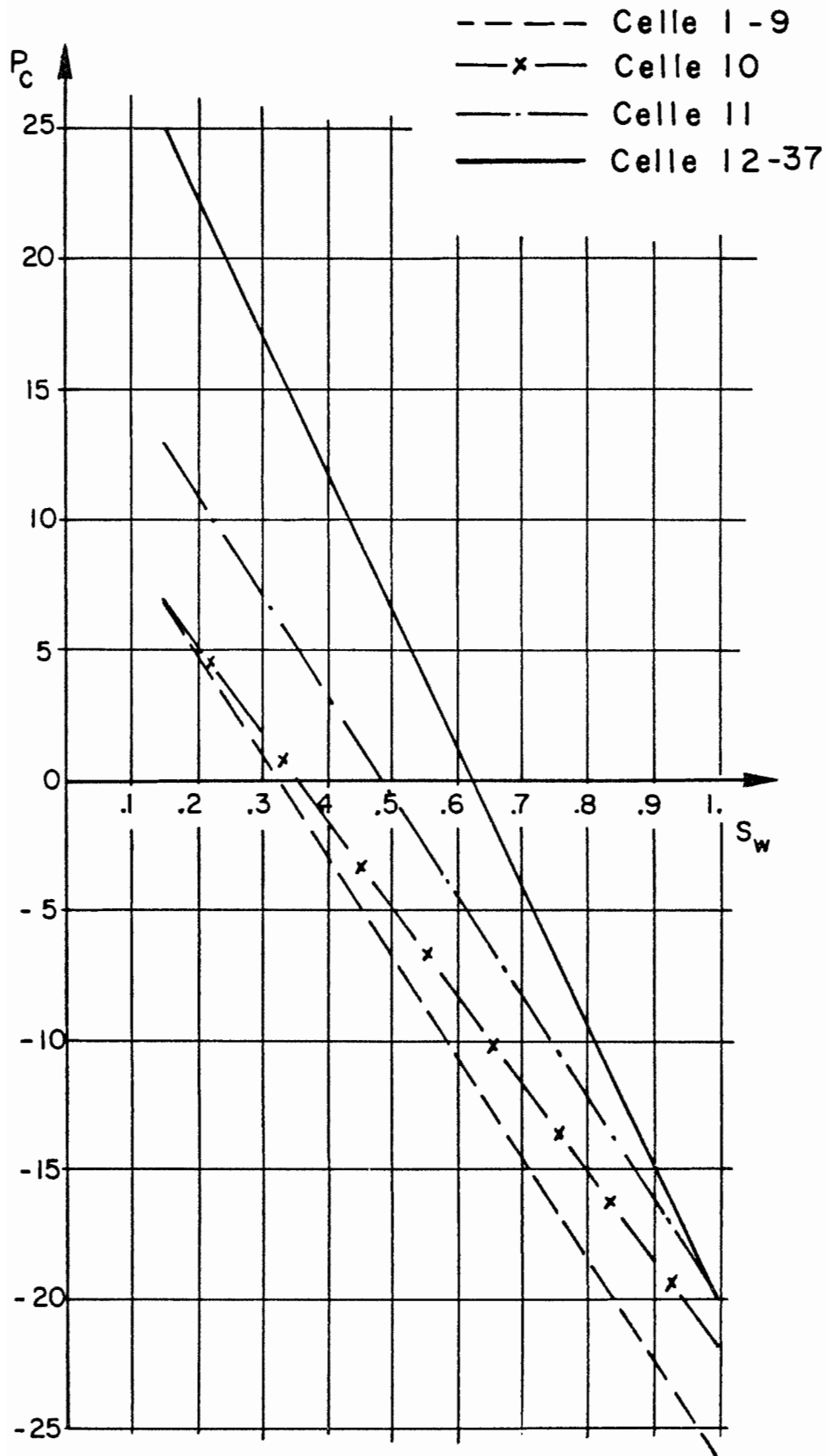


Fig. 4.1

Gridsystem for den en-dimensjonale
tverrsnittsmodeill.

Fig. 4.2

Rettlinjede pseudo kapillærtrykk



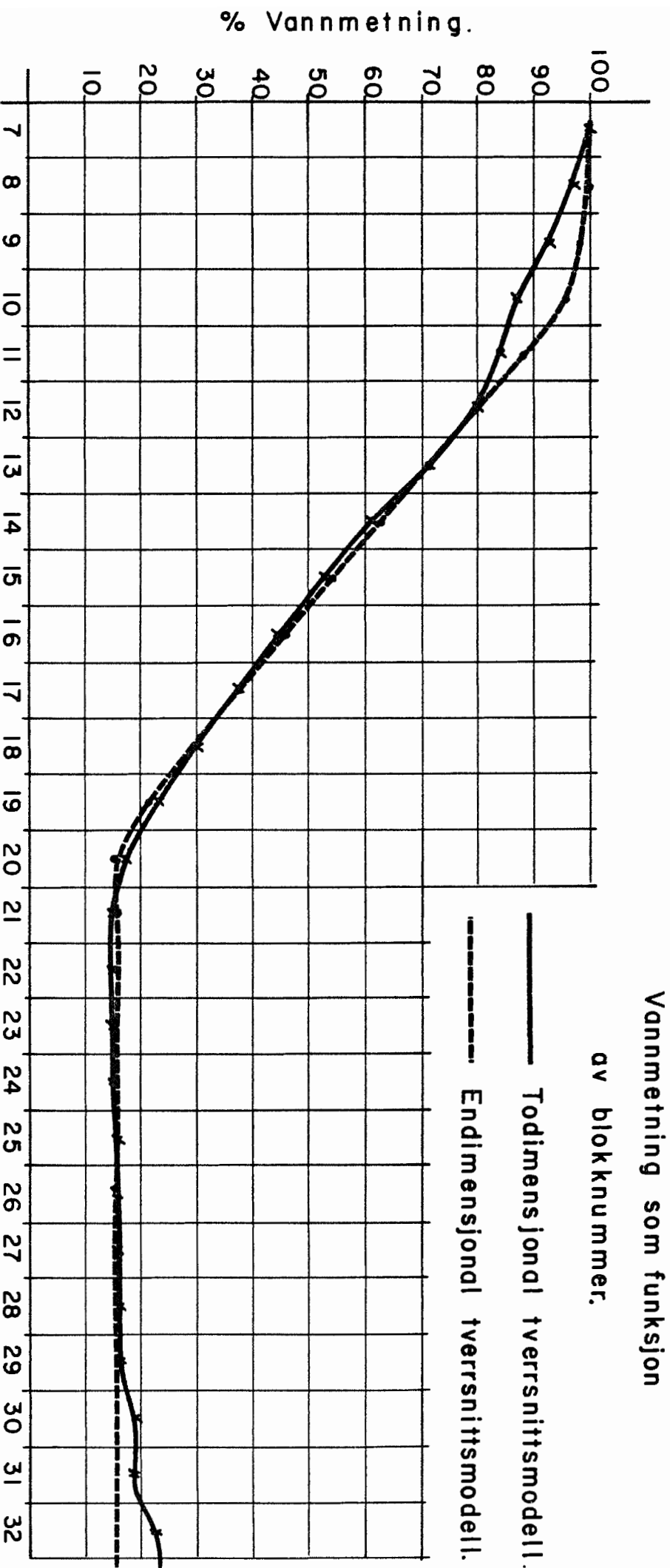


Fig. 4.3
 Vannmetning som funksjon
 av blokknummer.

BLOKKNUMMER.

Olje/vann pseudo relative permeabiliteter

fra tilfelle T, celle 9.

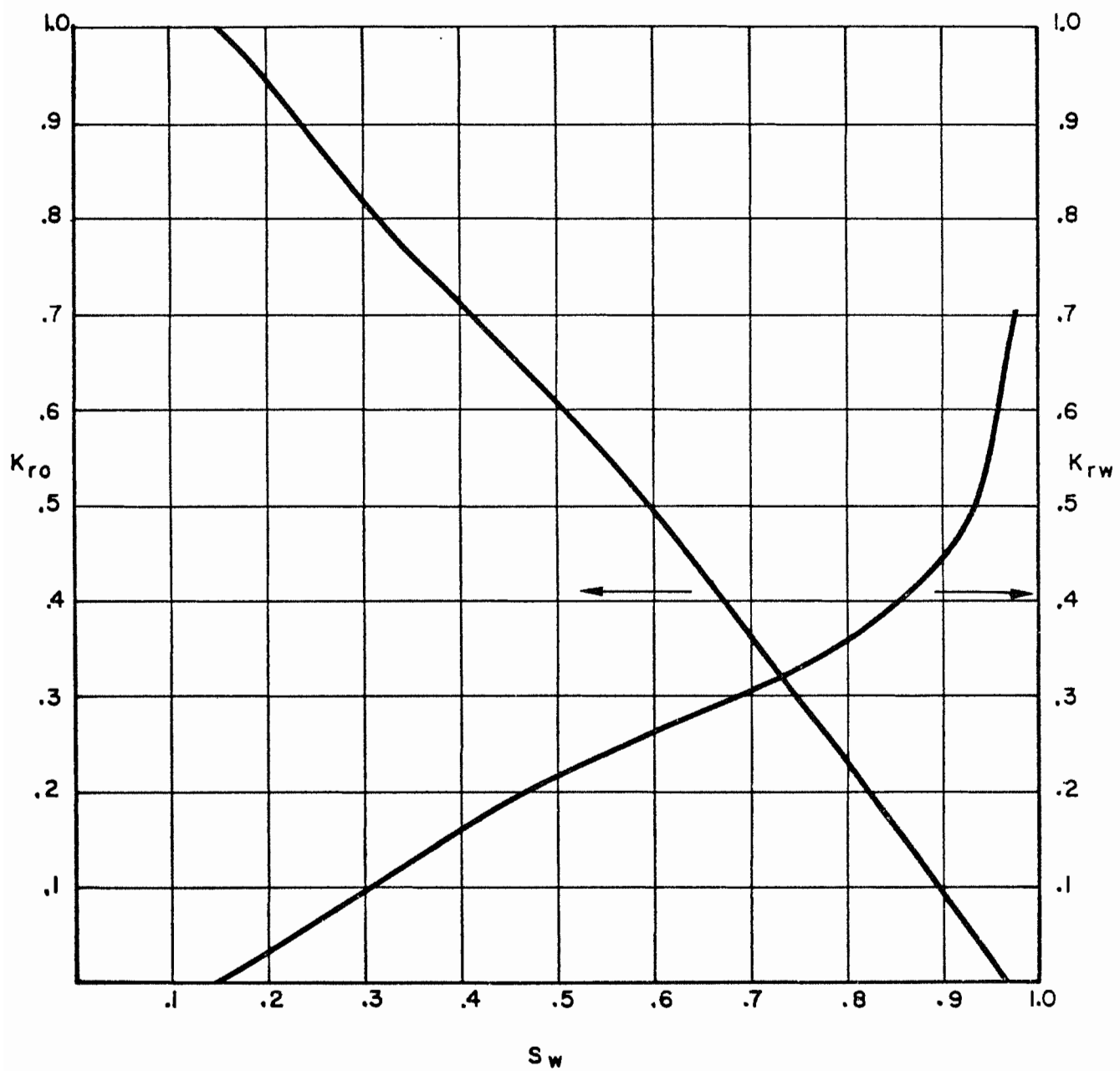


Fig. 4.4

Olje/vann pseudo relative permeabiliteter

fra tilfelle T, celle 15,

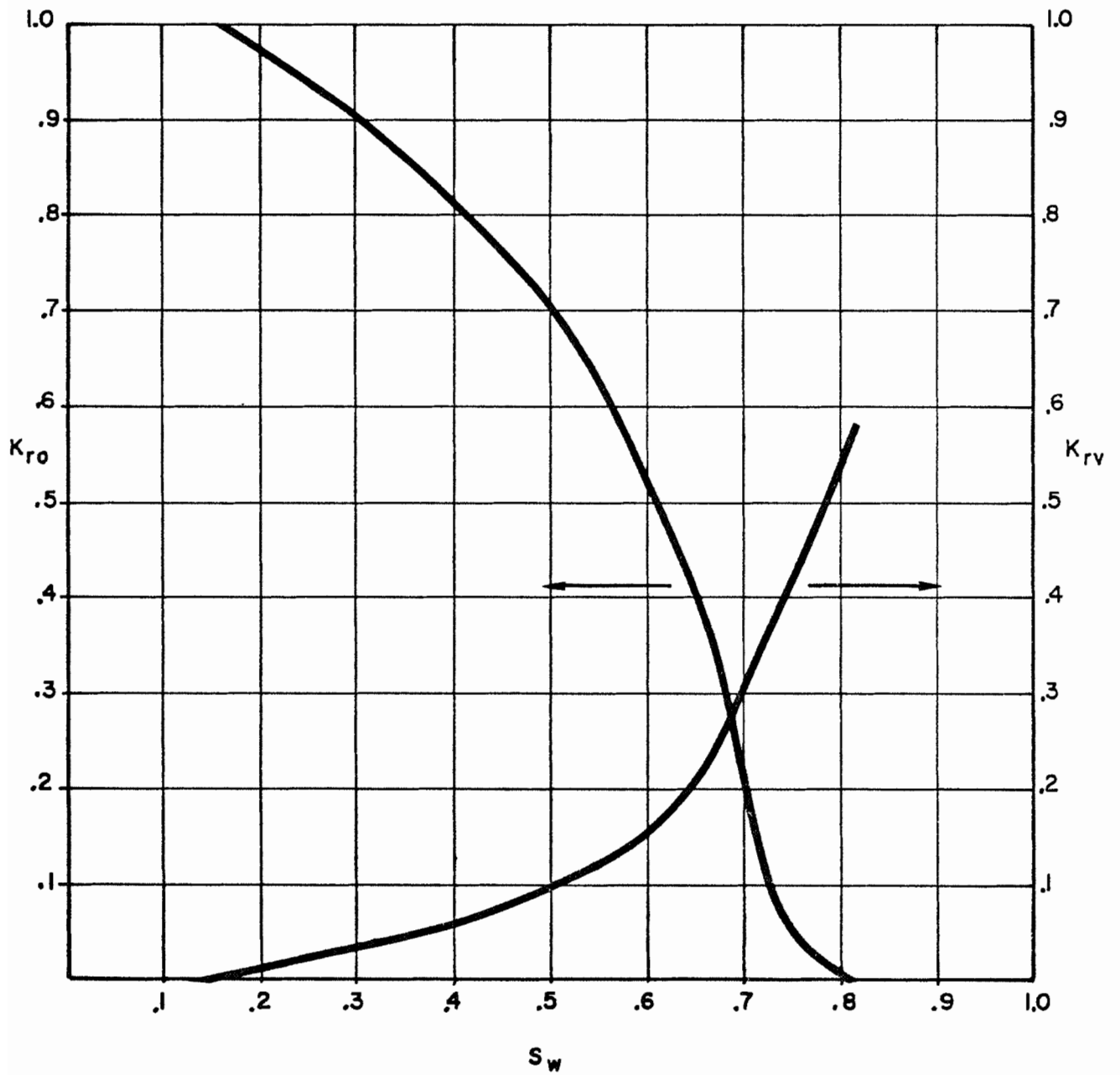


Fig. 4.5

Olje/vann pseudo relative permeabiliteter

fra tilfelle T, celle 26.

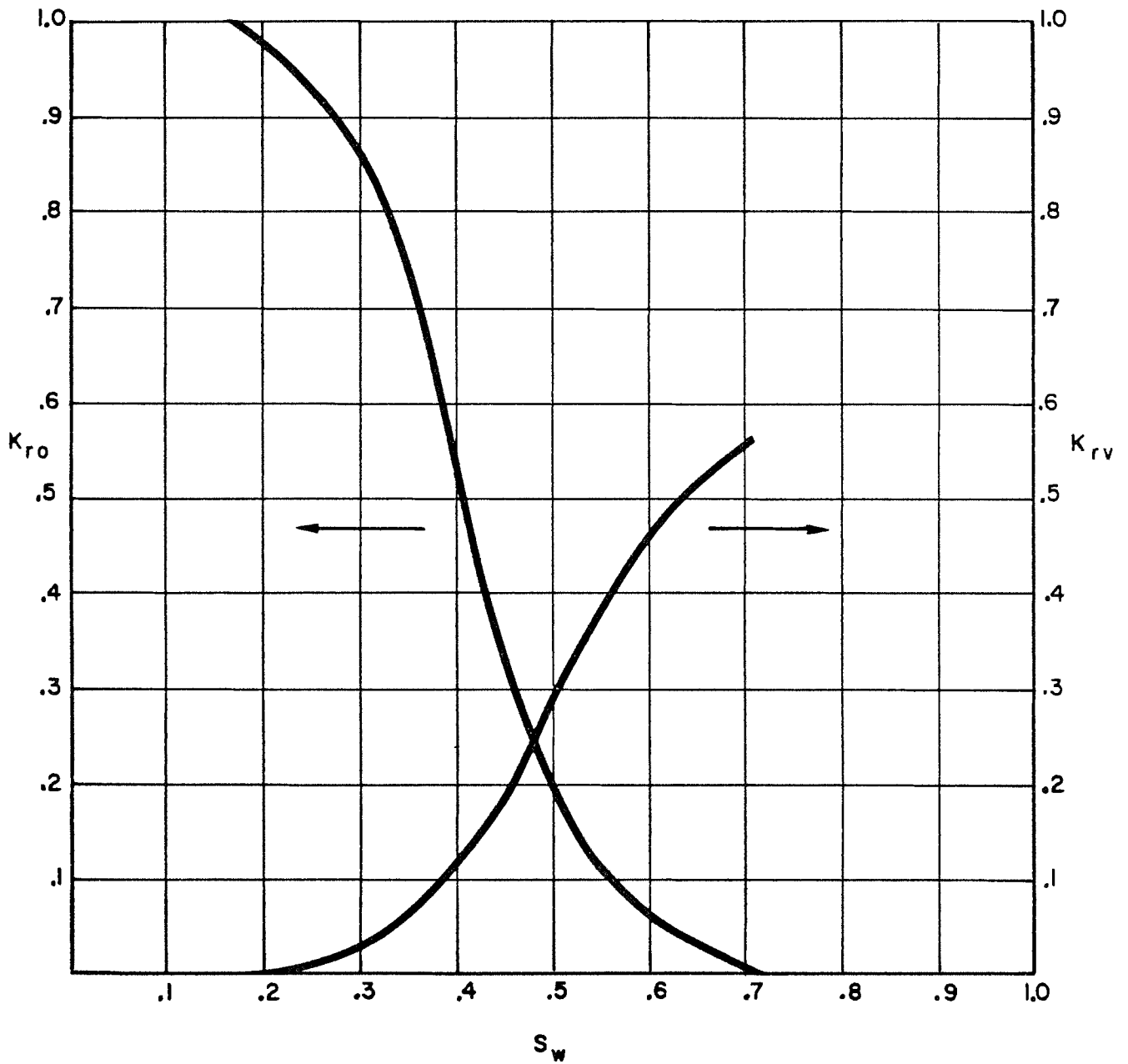


Fig. 4.6

Olje/vann pseudo relative permeabiliteter

fra tilfelle T 2, celle 15.

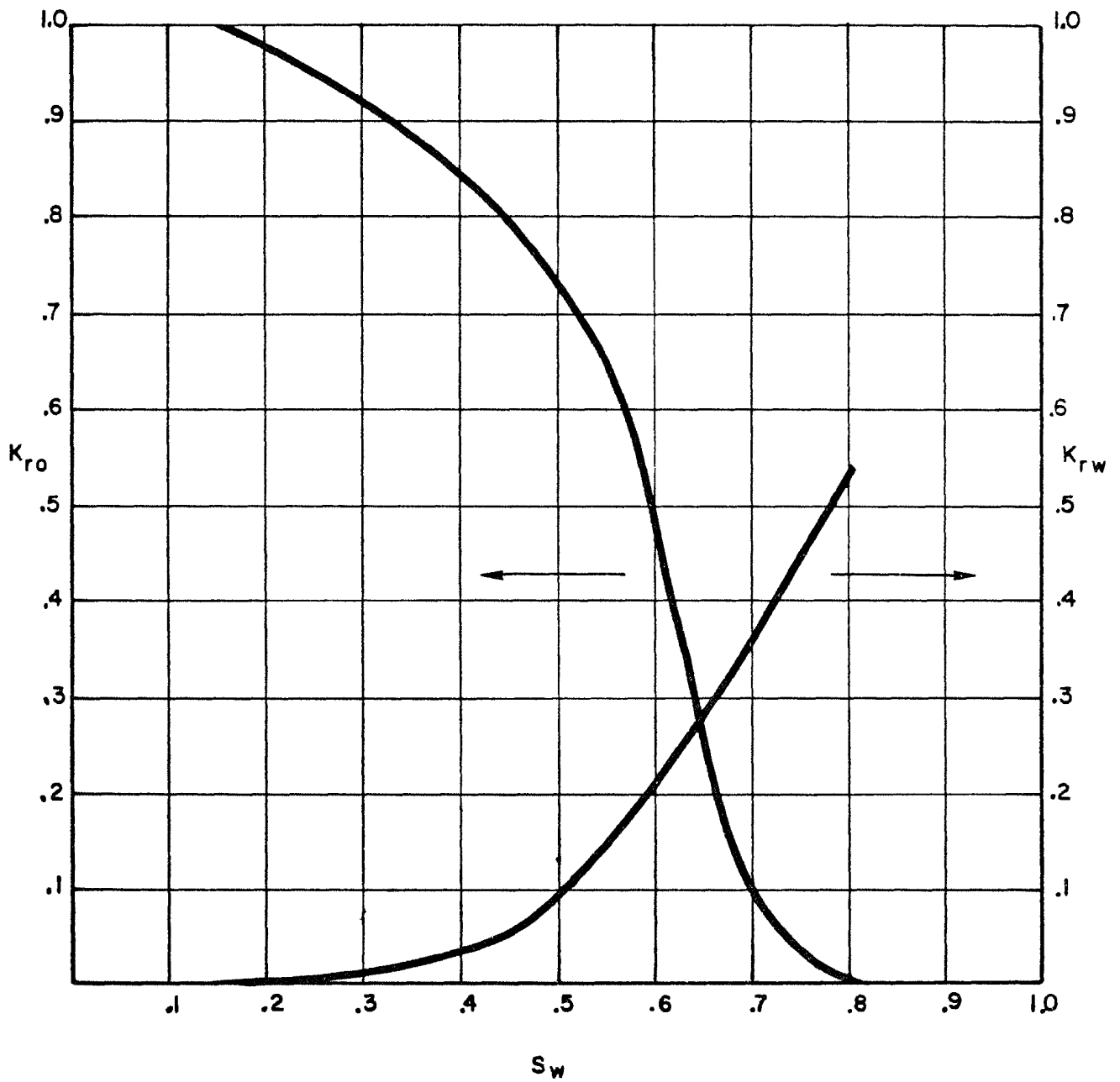


Fig. 4.7

Olje/vann pseudo relative permeabiliteter

fra tilfelle T 2, celle 26

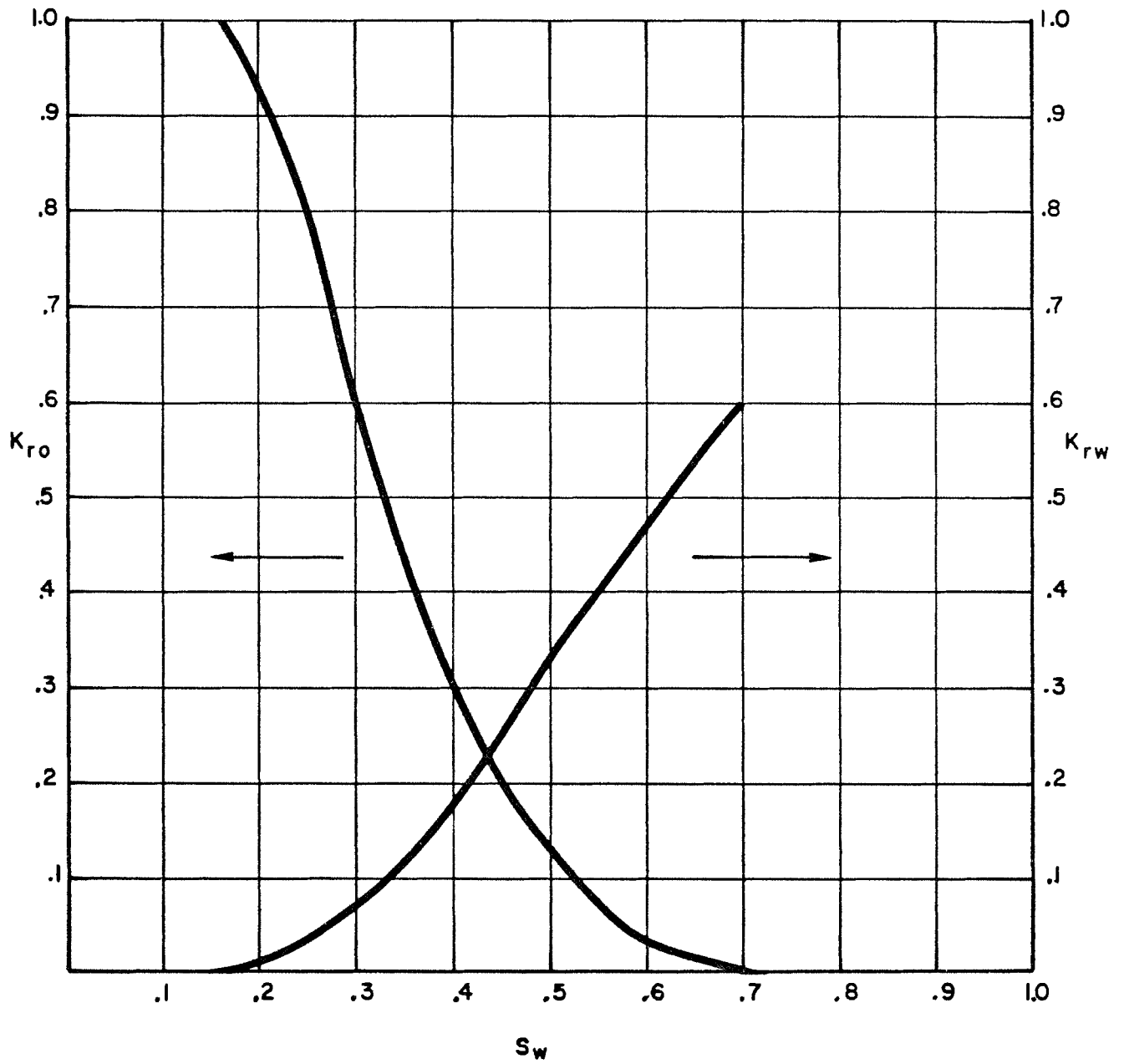


Fig.4.8

Brønn pseudo relative permeabiliteter
fra tilfelle T, celle 24,
for brønn 1

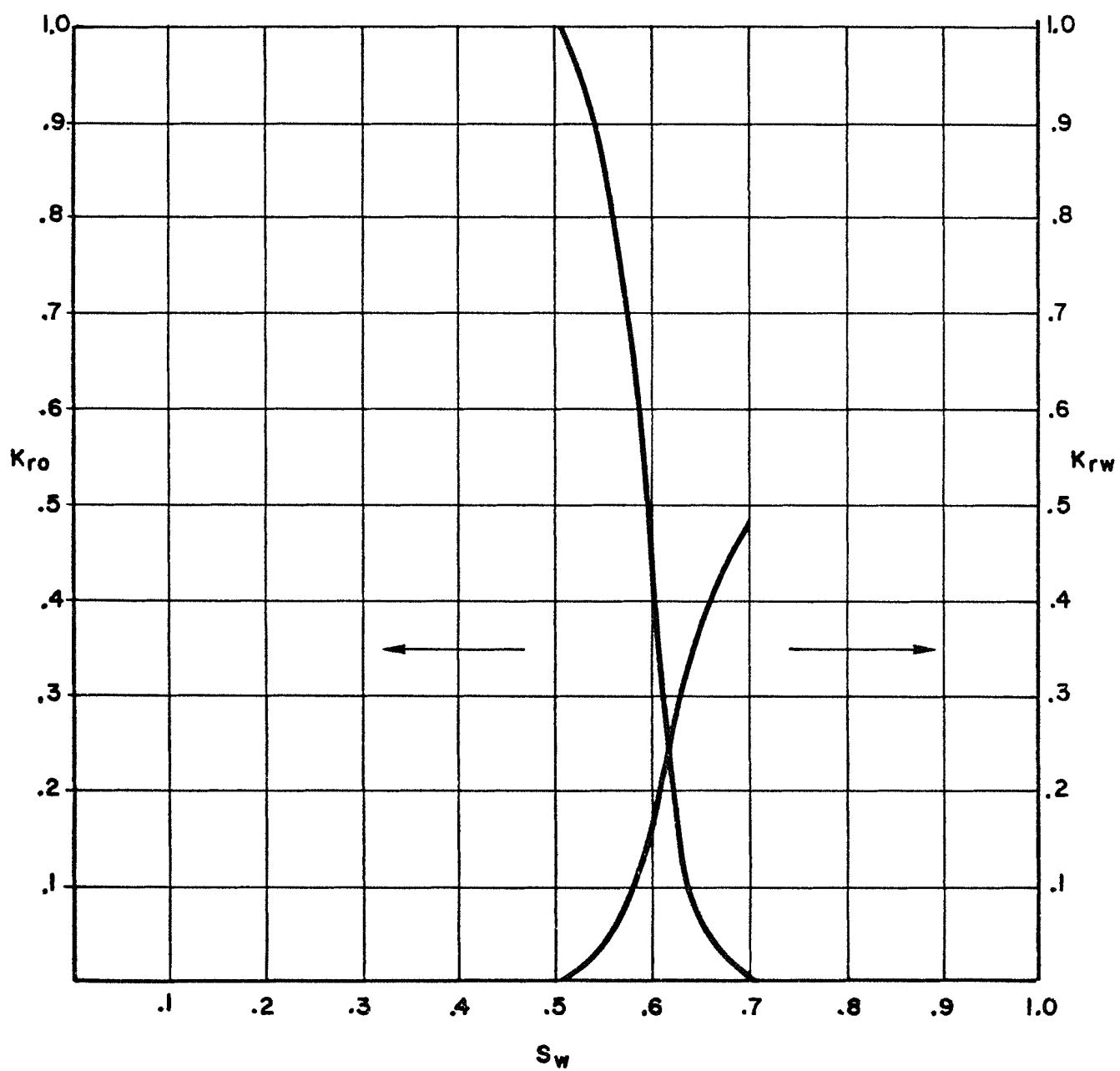


Fig. 4.9

Brønn pseudo relative permeabiliteter
fra tilfelle T, celle 29,
for brønn 2

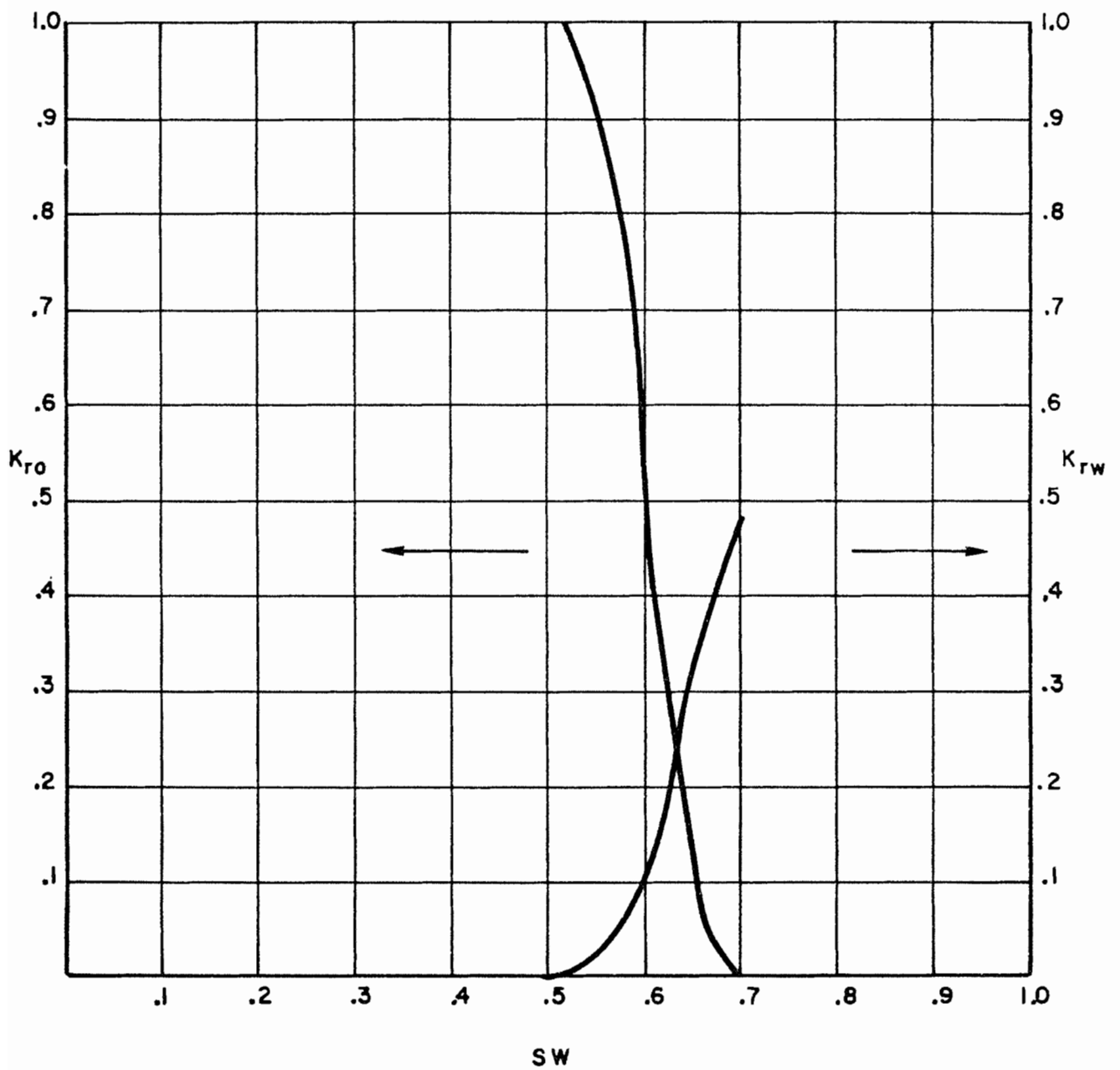


Fig. 4.10

Brønn pseudo relative permeabiliteter
fra tilfelle T, celle 34,
for brønn 3

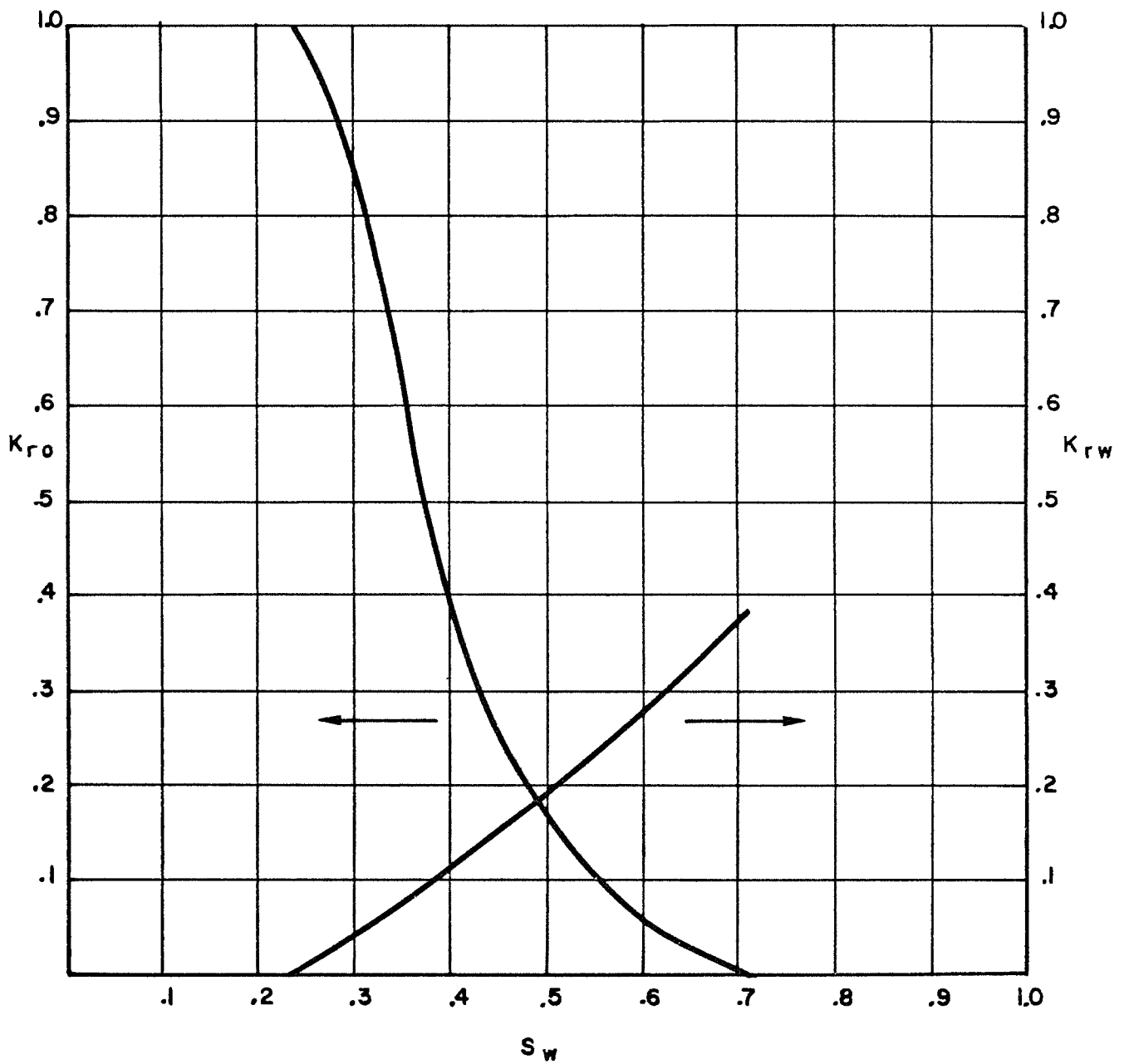


Fig. 4.11

Brønn pseudo relative permeabiliteter
fra tilfelle T 2, celle 24,
for brønn 1

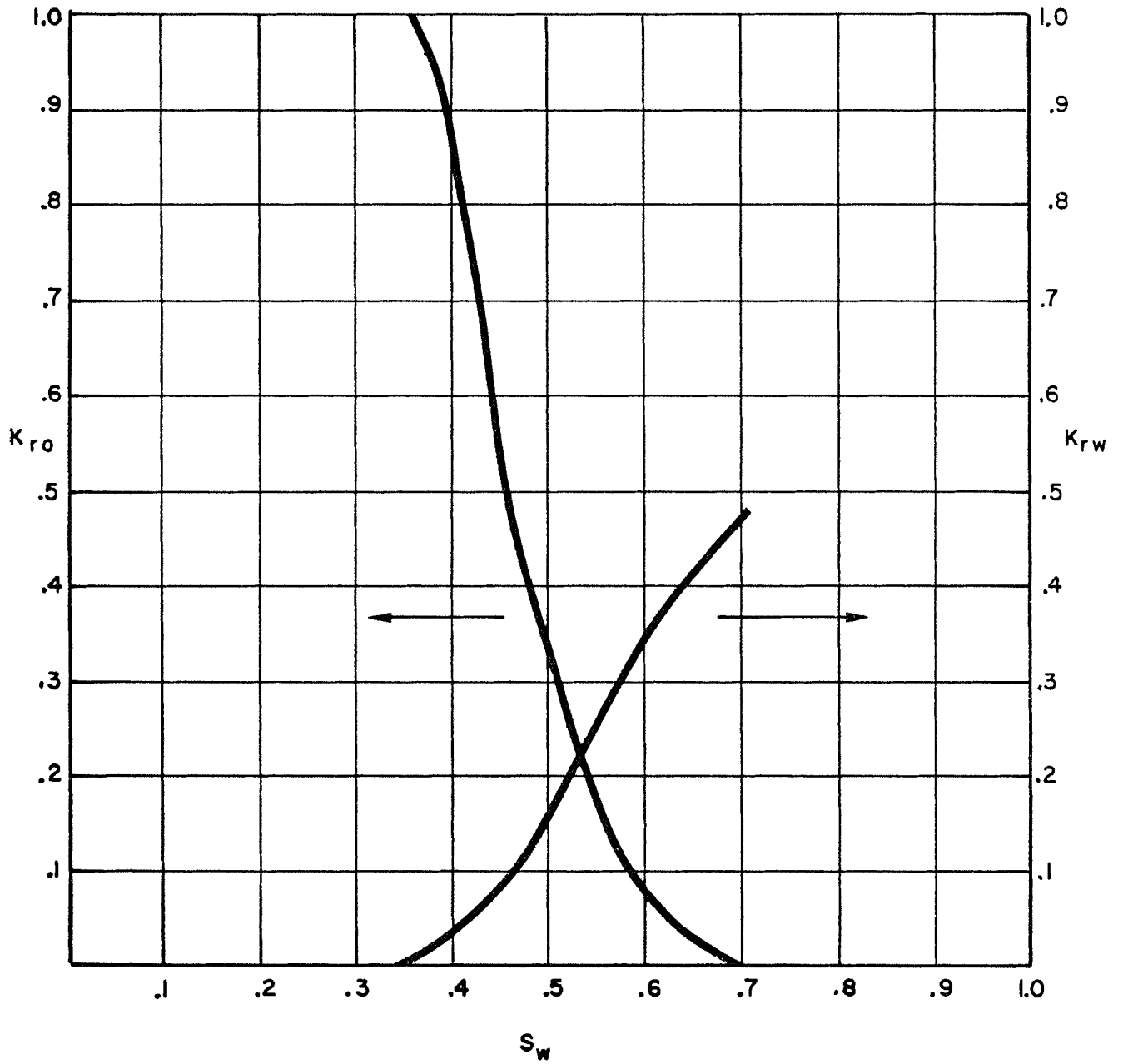


Fig. 4.12

Brønn pseudo relative permeabiliteter
for tilfelle T 2, celle 29,
for brønn 2

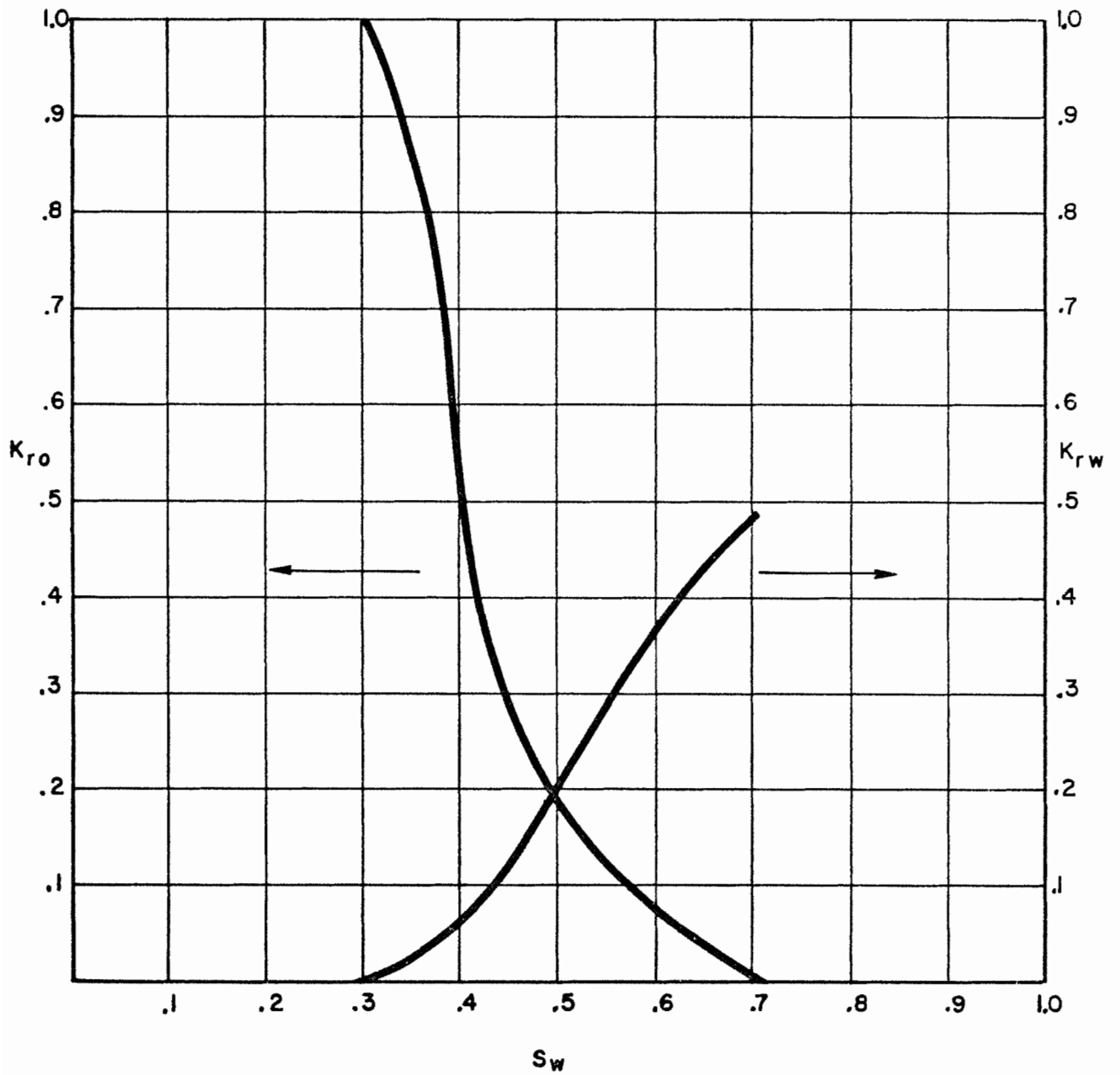


Fig.4.13

Brønn pseudo relative permeabiliteter
fra tilfelle T 2, celle 34,
for brønn 3

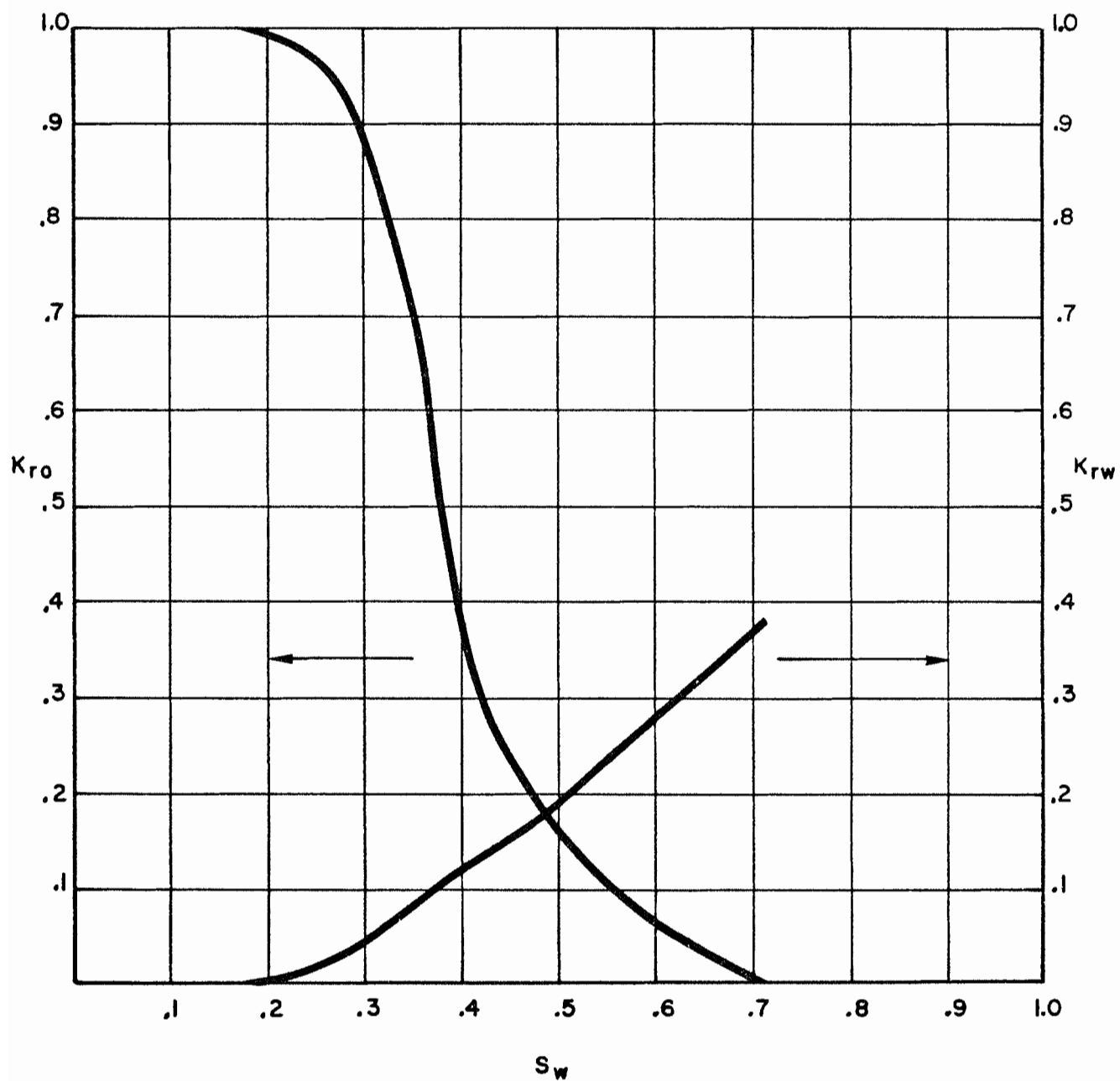


Fig. 4.14

Brønn pseudo relative permeabiliteter
fra tilfelle T 1, celle 24,
for brønn 1

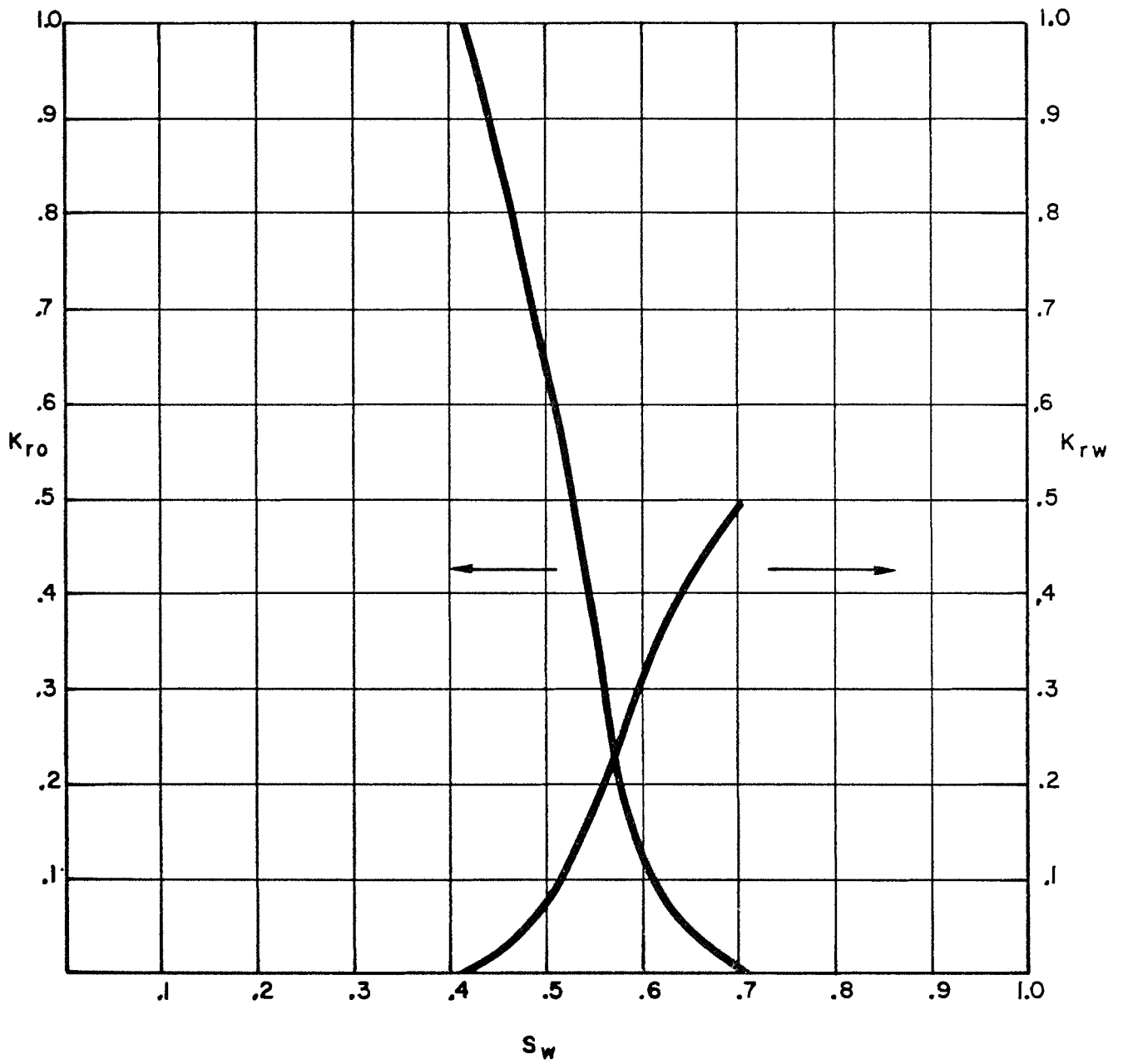


Fig. 4.15

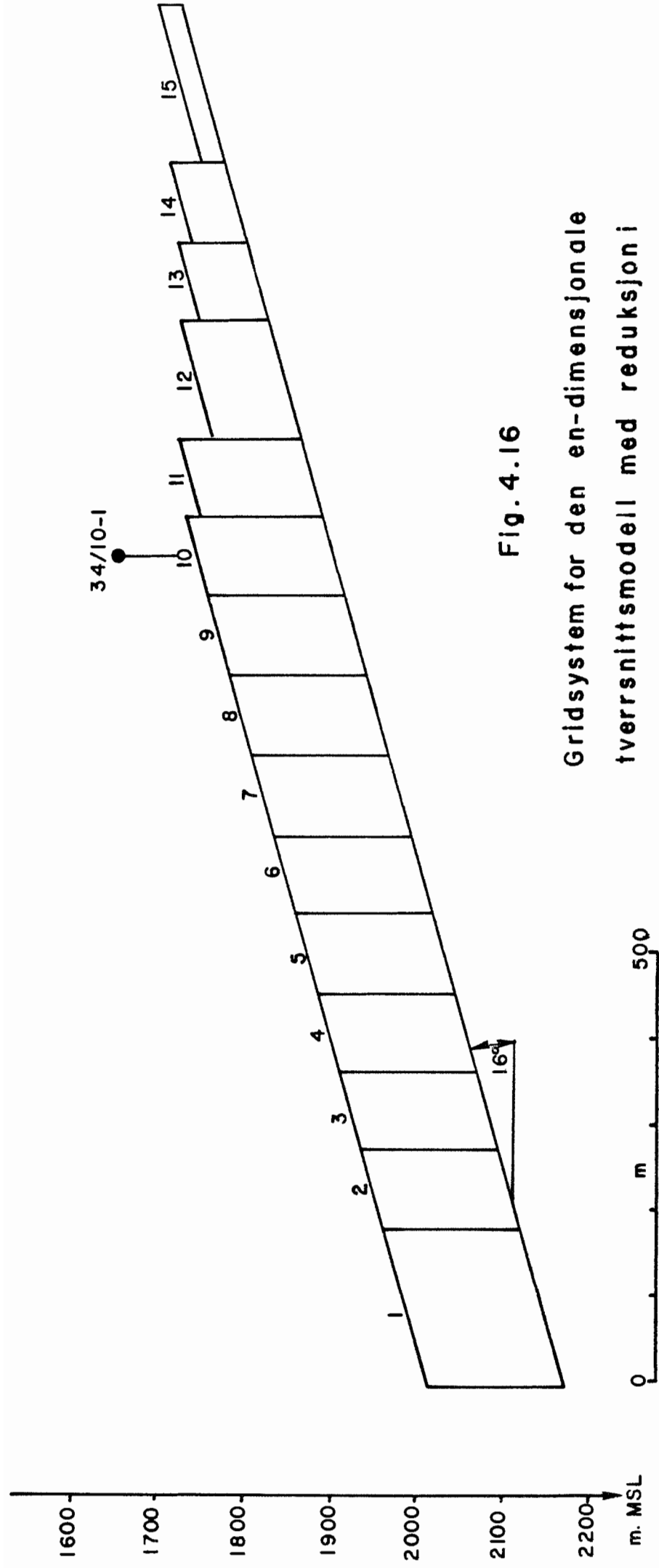


Fig. 4.16

Gridsystem for den en-dimensjonale
tverrsnittsmøll med reduksjon i
antall celler.

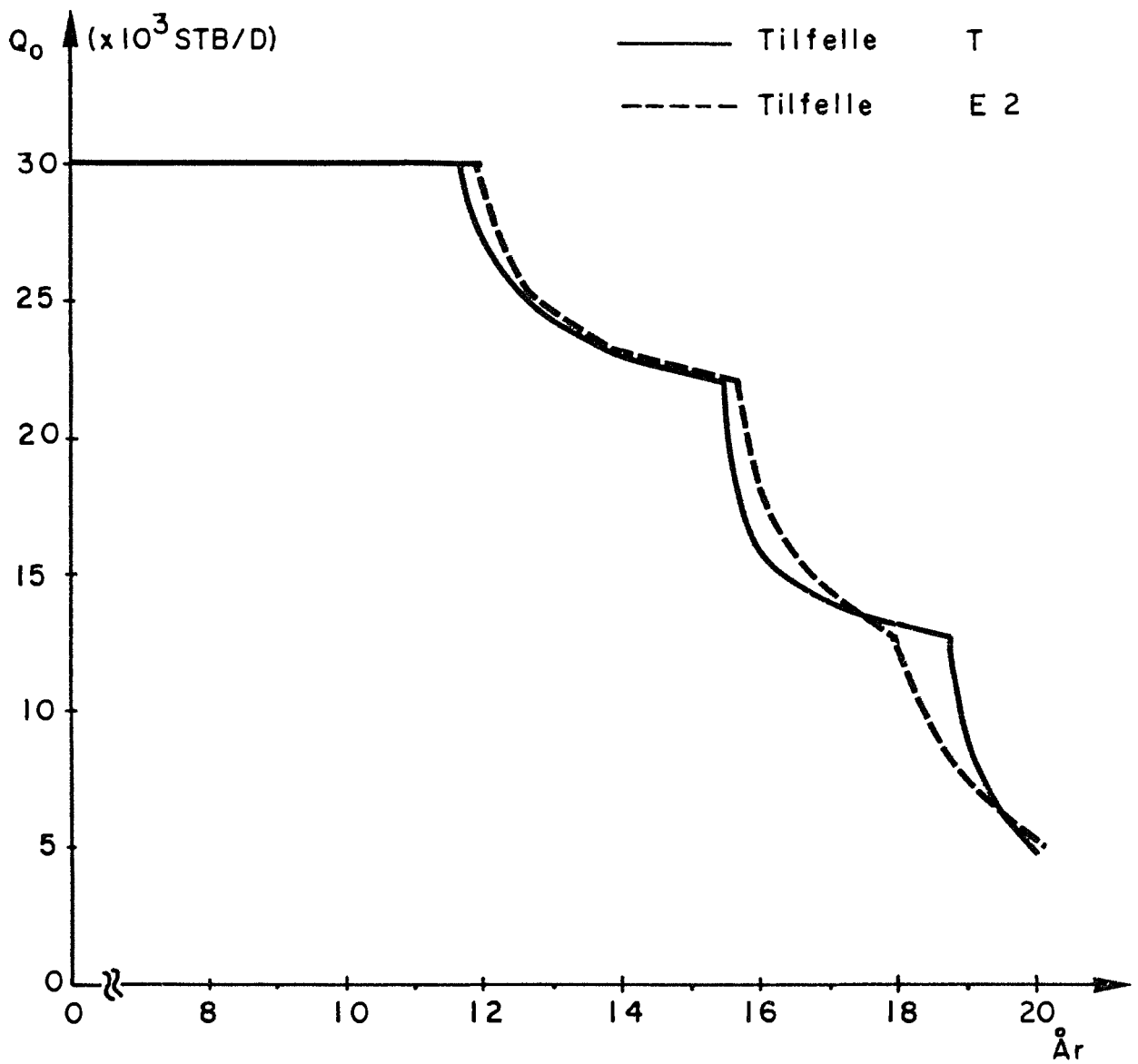


Fig. 4.17

PRODUKSJONSPROFILER

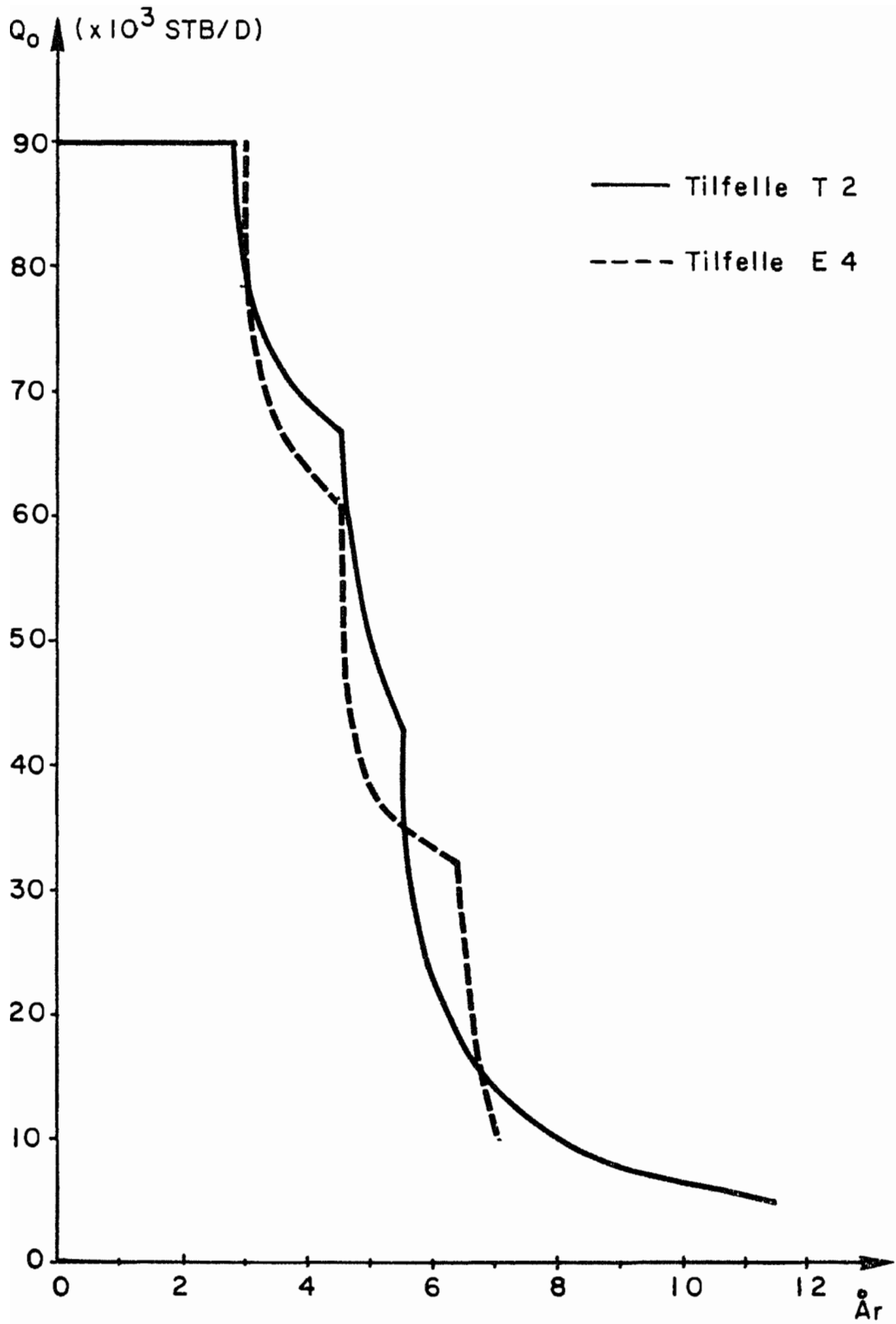
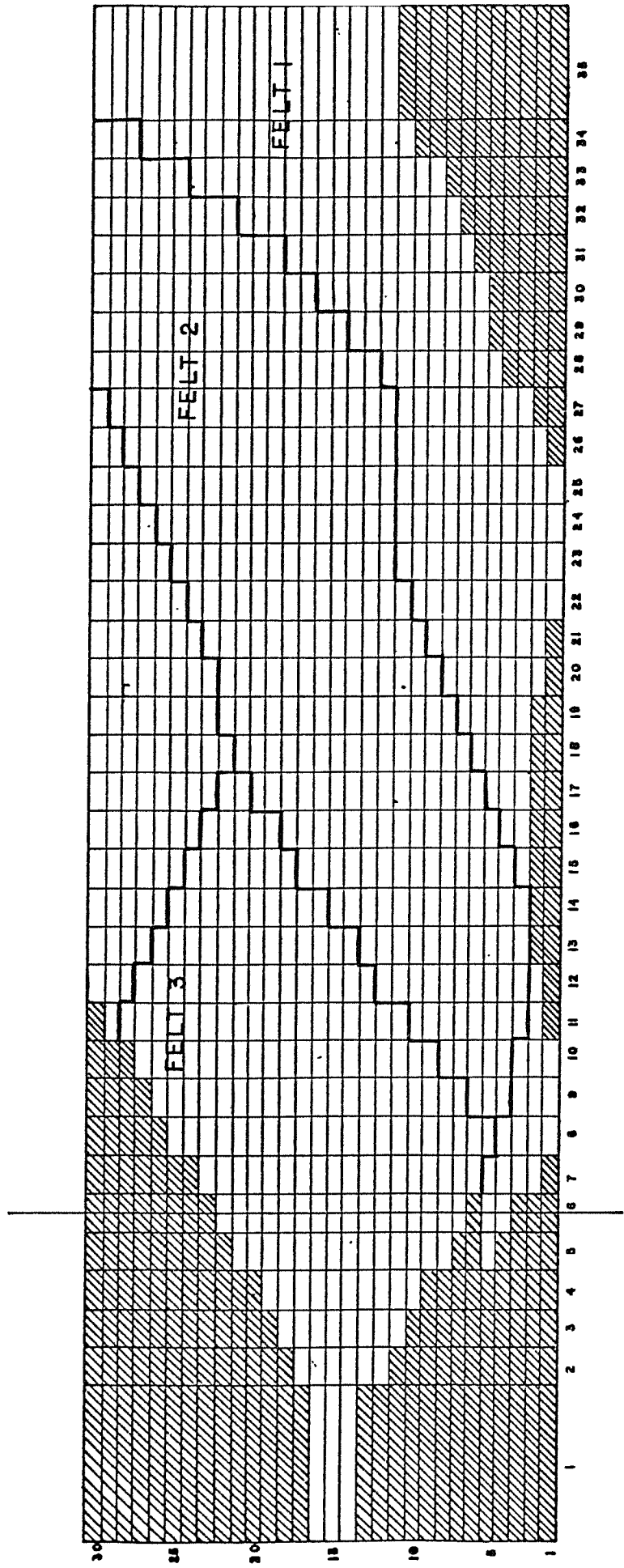


Fig. 4.18

PRODUKSJONSPROFILER

Fig. 5.1.

Gridmønsteret i arealmodellen



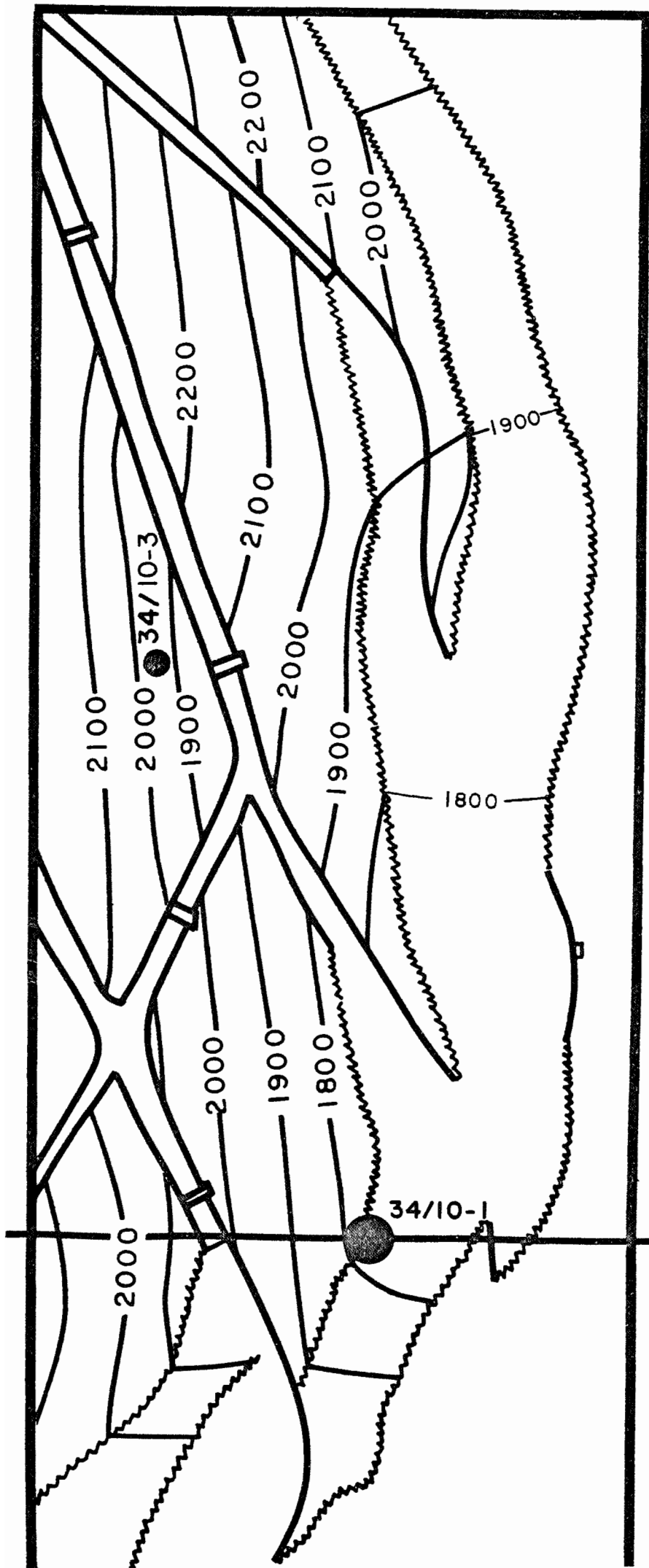


Fig. 5.2


 statoil Den norske stats oljeselskap a.s.	SCALE
	ORIGINAL NO. 00
	TARGET 11
34/10- DELTA TOP BRENT FM. C.I. = 100m. 1: 50 000	CONTROL BY
	DATE
	DESIGNED BY
	CHECKED BY
	APPROVED BY
	TRACING NO.

Fig. 5.4.
Permeabiliteter i darcy

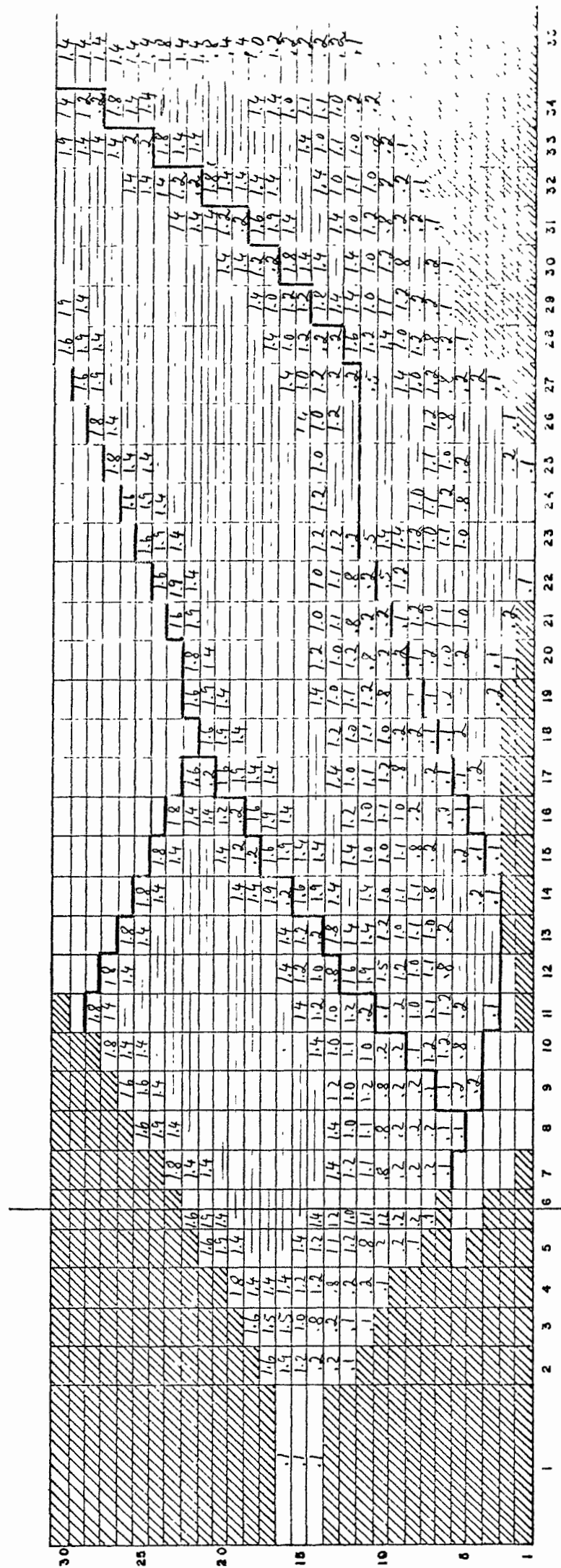


Fig. 5.6.
Bergartstyper

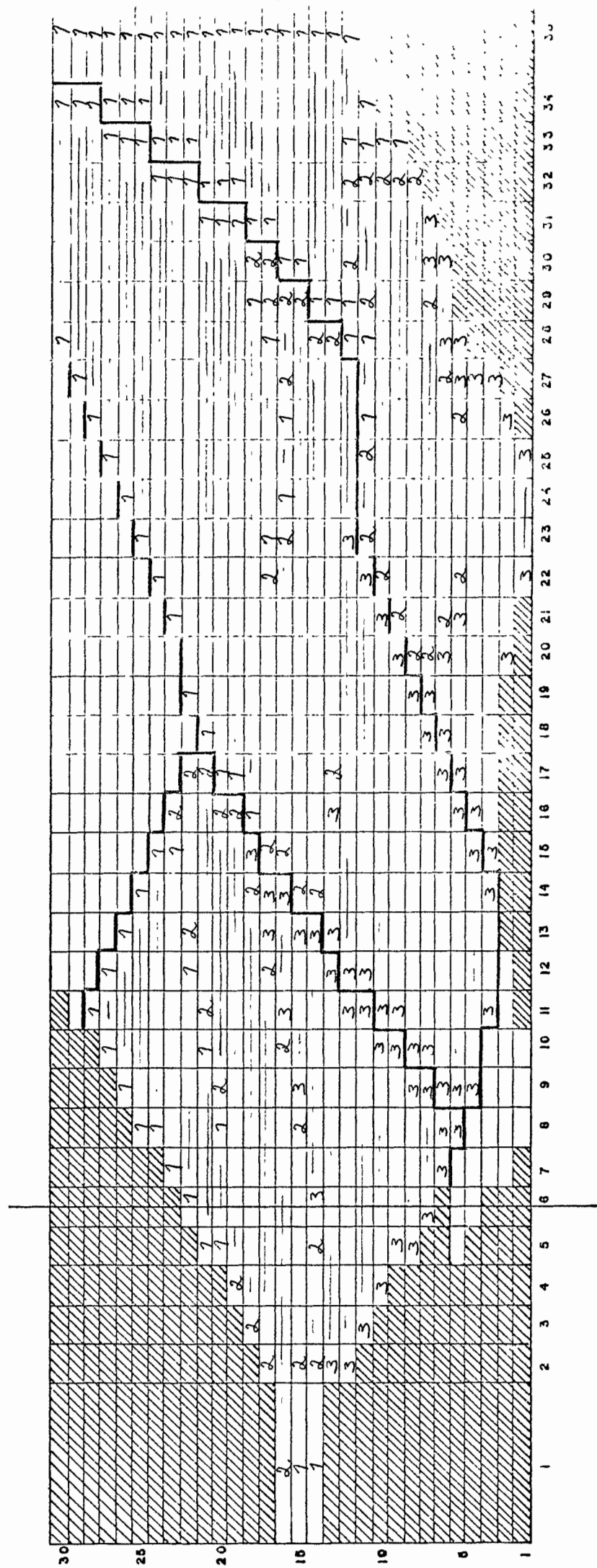


Fig. 5.7.

Tilfellet A

3 produksjonsbrønner og 3 injeksjonsbrønner pr. felt.

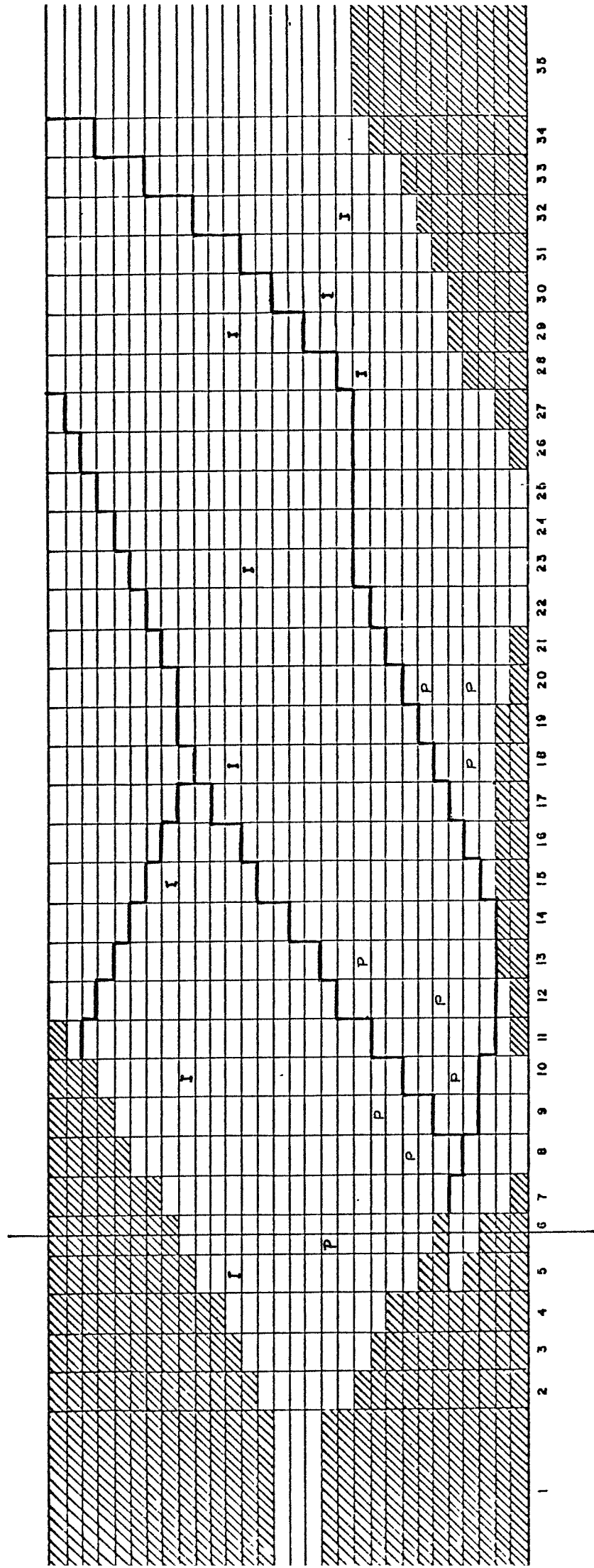


Fig 5.8

Tilfellet A

3 prod. brønner

3 inj. brønner

3 felt

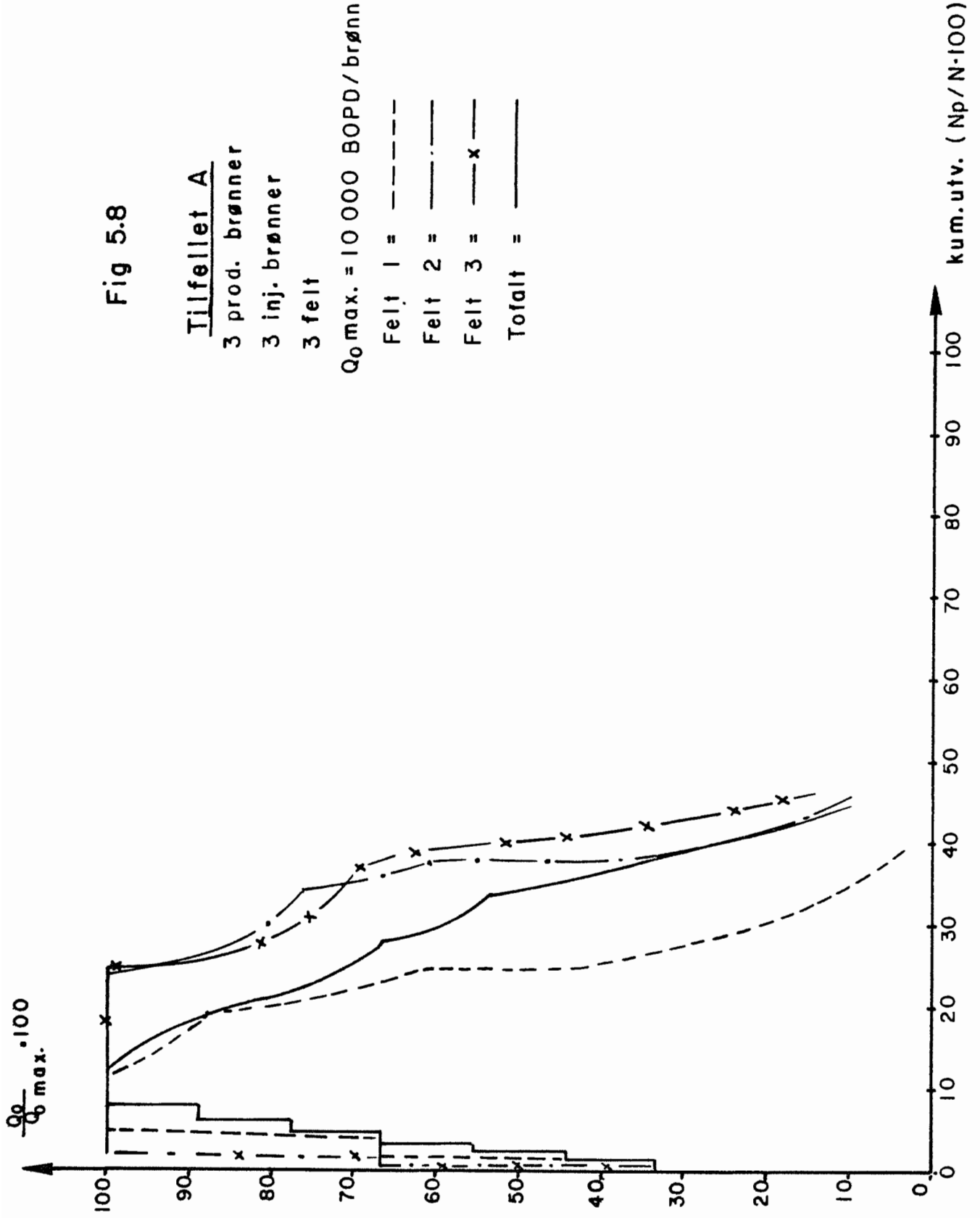
$Q_0 \text{ max.} = 10\,000 \text{ BOPD/brønn}$

Felt 1 = - - - - -

Felt 2 = ————

Felt 3 = —·—·—

Totalt = —x—



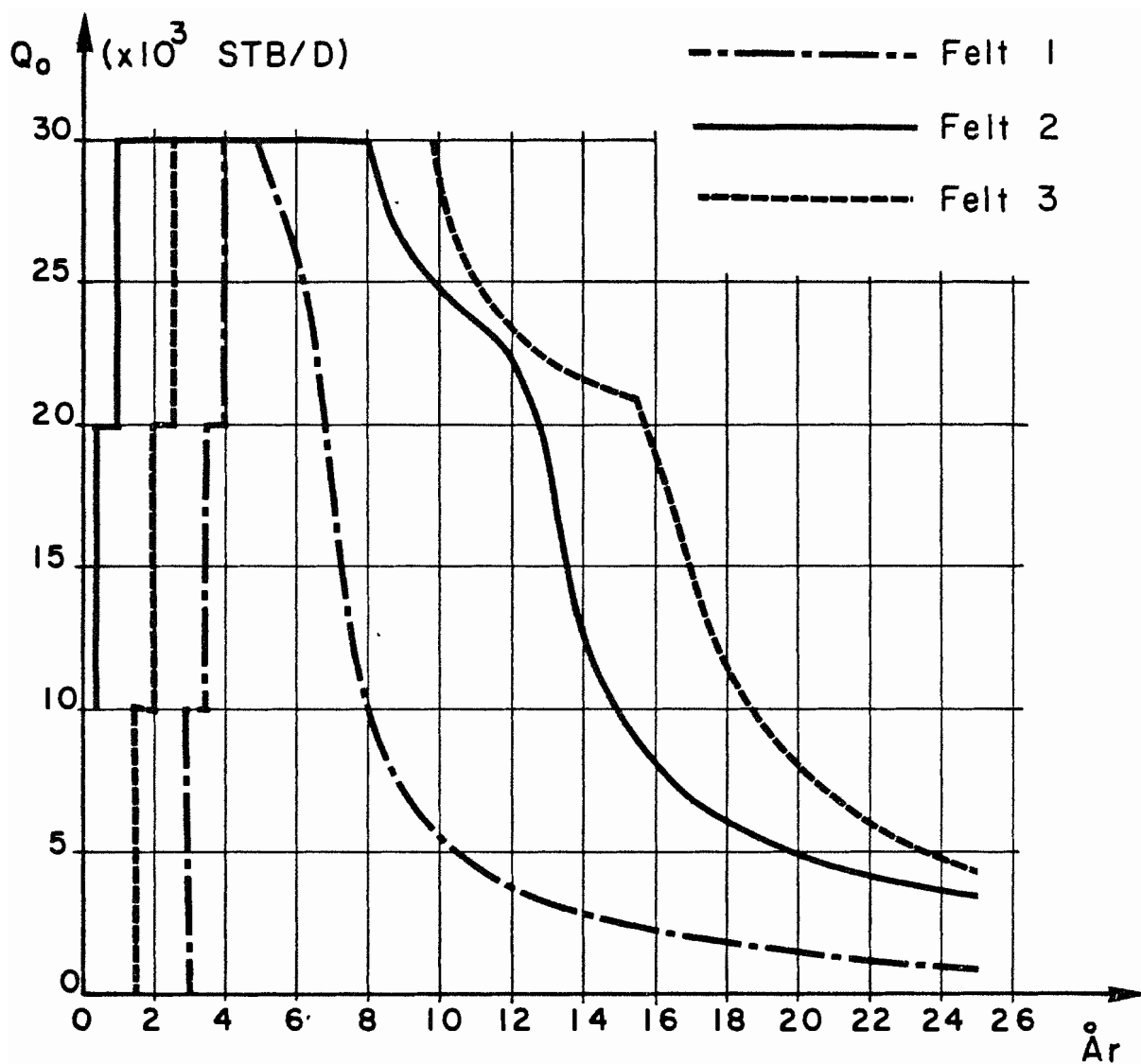


Fig.5.9
 Produksjonsprofiler
 Basistilfellet A

Fig. 5.10

Tilfellet R1

6 produksjonsbrønner og 6 injeksjonsbrønner pr. felt.

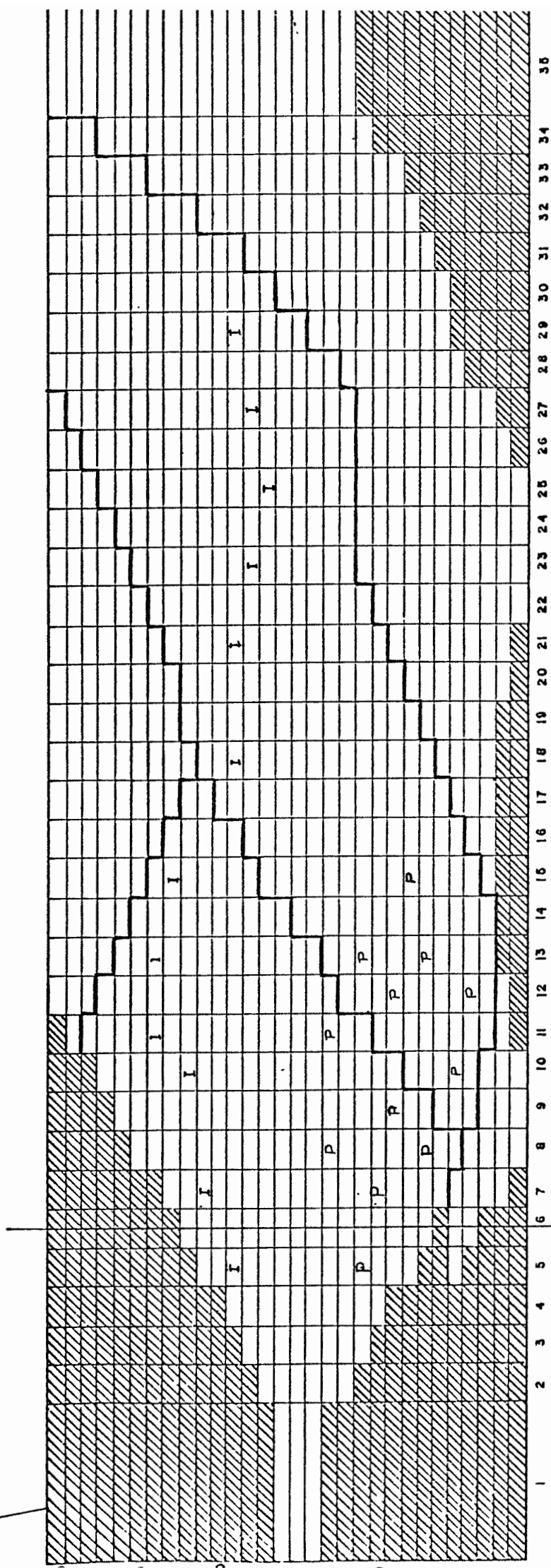


Fig. 5.11.

Tilfellet A2

9 produksjonsbrønner og 6 injeksjonsbrønner pr. felt.

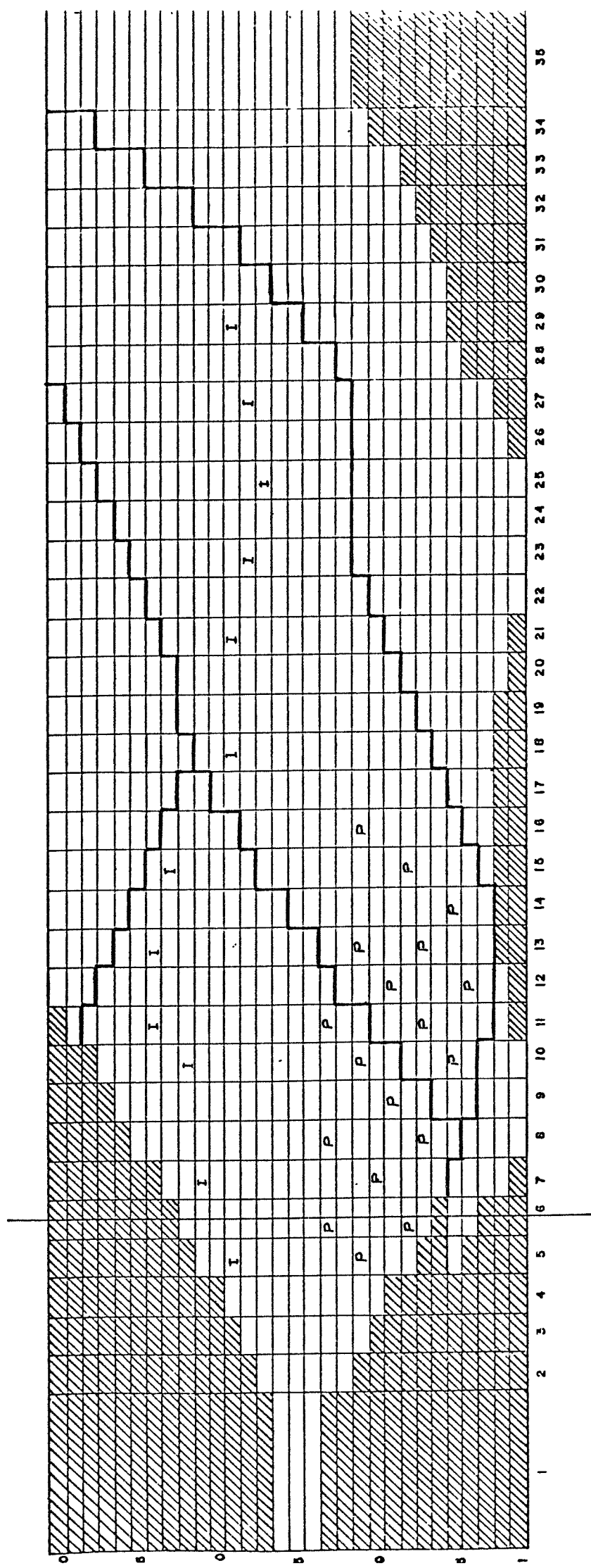


Fig. 5.13

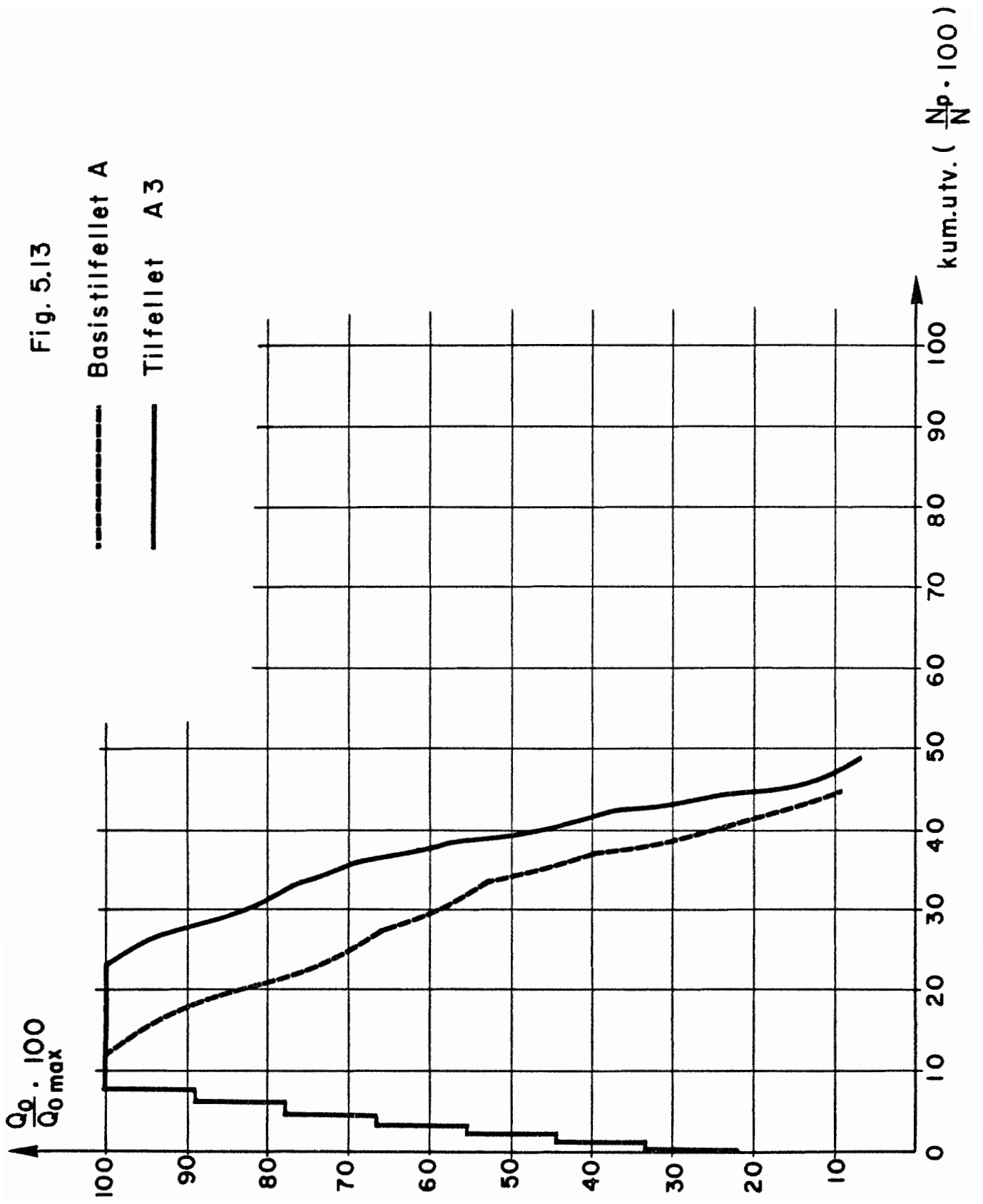


Fig. 5.15

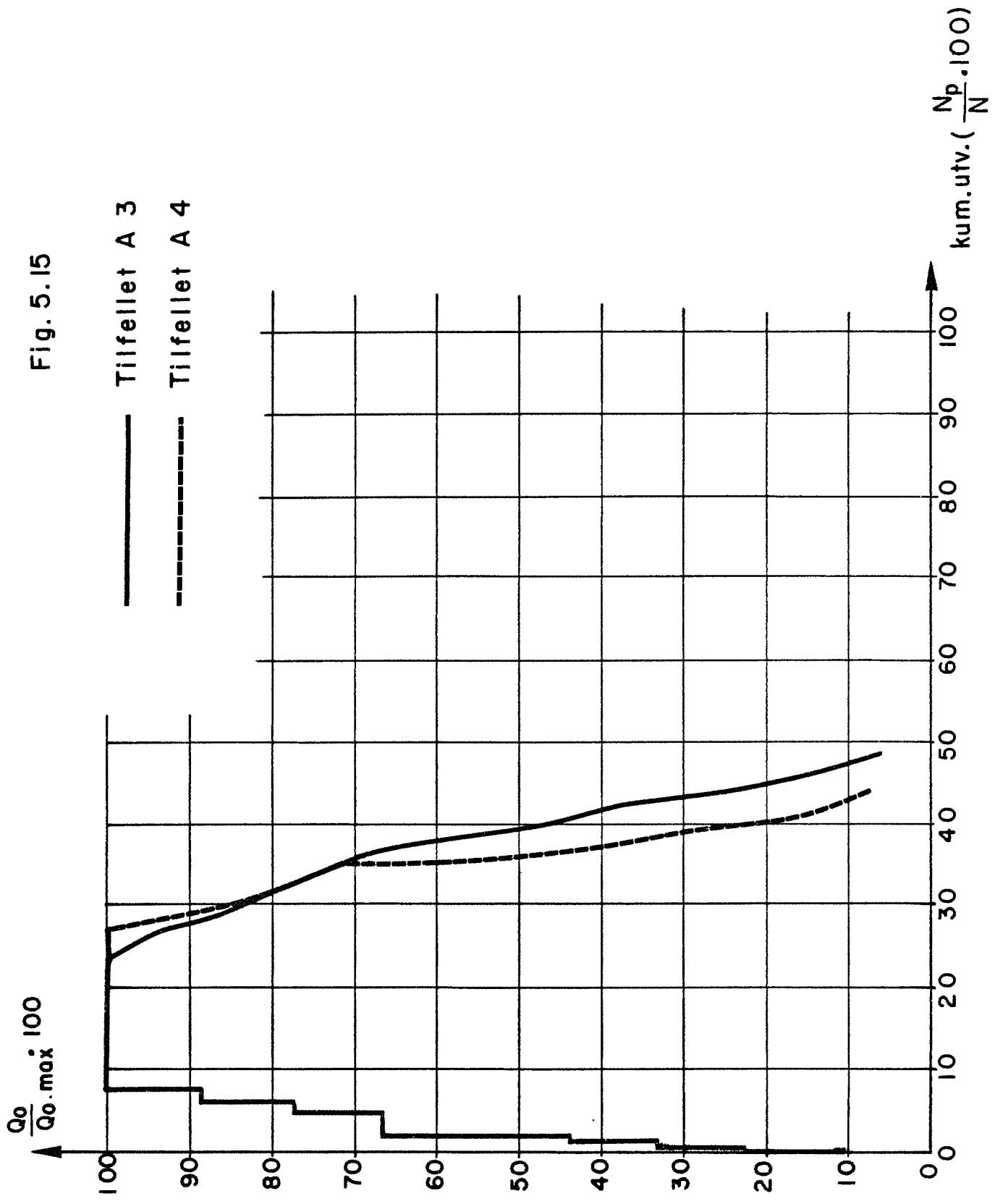
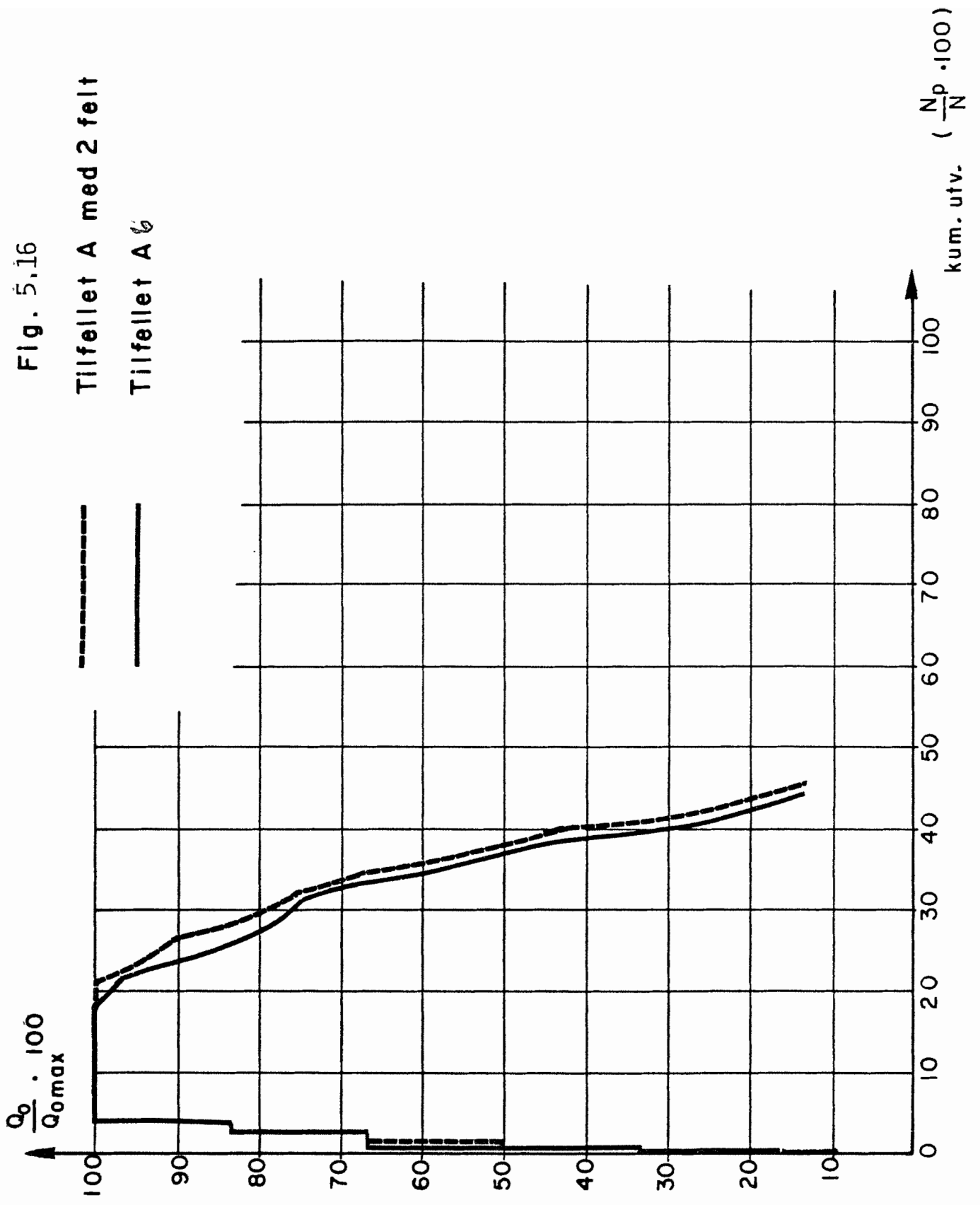


Fig. 5.16



PETROPHYSICAL EVALUATION

WELL: 34/10-1

PRODUCTION DEPARTMENT/ EVALTEK

ENGINEER: J. RAFDAL

FEBRUARY 1979

<u>CONTENTS</u>	<u>PAGE</u>
General well data	1
Introduction	2
Summary	2
Lithology	2
Input parameters	
Shale parameters	4
Matrix parameters	4
Formation factor	5
Formation water salinity	6
Temperature	7
Mud filtrate salinity	7
Resistivity	7
Hydrocarbon density	7
Computation	
Shale volume	8
Porosity	8
Matrix density	9
Watersaturation	10
Permeability	10
Mechanical properties	11
Coring summary	12
Testing summary	14
Results	15

APPENDIX

Graphs
Crossplots
Listing
Summary Log Brent Formation
Analog version CPI (Dunlin/ Statfjord/ Triassic)

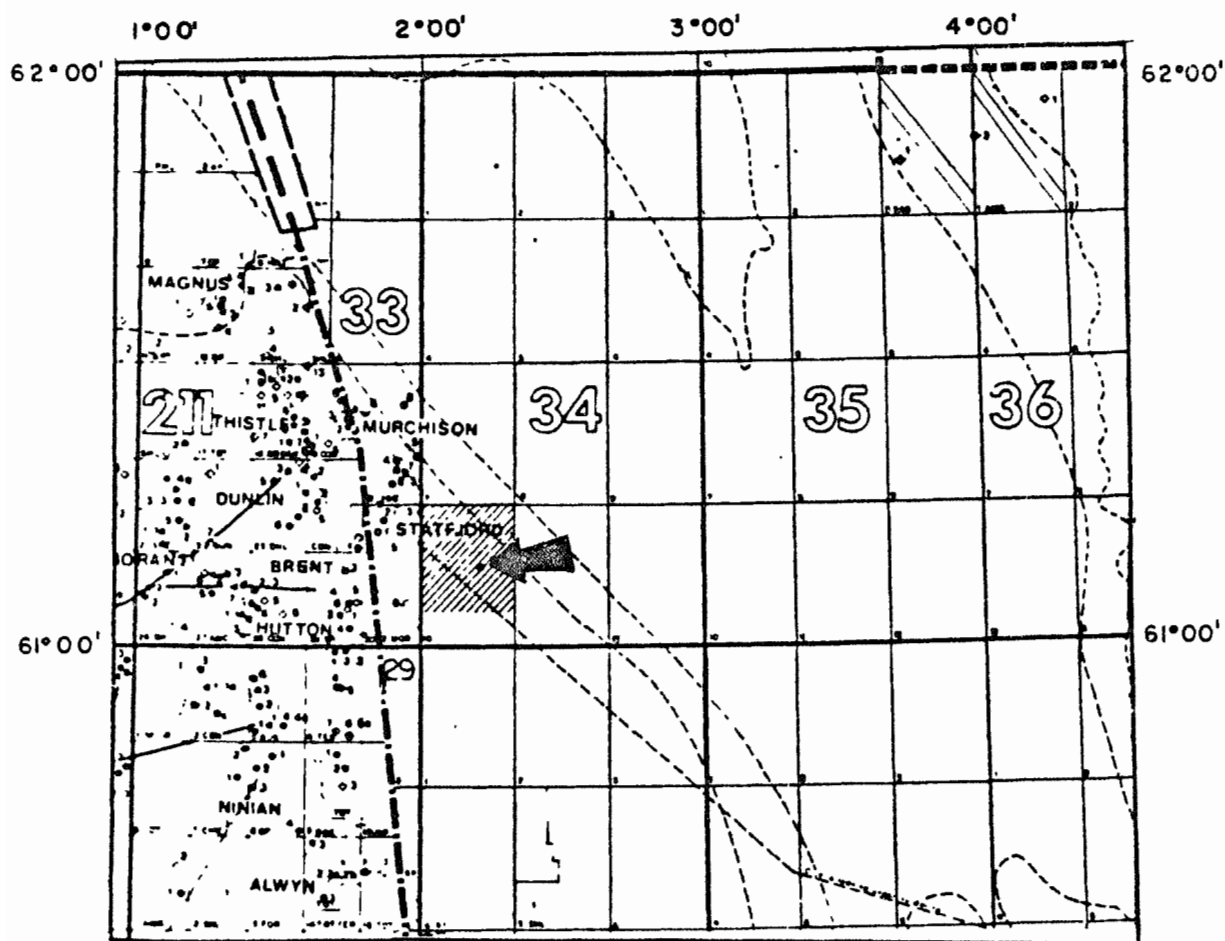
GENERAL WELL DATA:NORWAY OFFSHORE

LICENCE: 050
 WILDCAT WELL 34/10-1

LOCATION: 61° 10' 46.84" N
 02° 12' 43.67" E

SPUDED: 20 June 1978
 RIG RELEASED: 9 Sept. 1978

KB-ELEVATION: 25 m
 WATER DEPTH : 138 m
 TOTAL DEPTH : 2460.4 m
 OBJECTIVE : JURASSIC SANDSTONE
 OPERATOR : STATOIL
 PARTNERS : NORSK HYDRO, SAGA PETROLEUM



INDEX MAP: NORTHERN NORTH SEA

1:1500 000

Introduction

This was the first well drilled in block 34/10. The objective was to test Jurassic sandstones for hydrocarbon accumulations.

The objective of this report is to evaluate the petrophysical properties of the reservoir sections, based on log, core and DST data.

Summary

Four potential reservoir zones were penetrated by this well (Brent, Dunlin, Statfjord and Triassic (?).)

Brent is hydrocarbon bearing, and the three others are water bearing.

Brent formation encounters 127.5 m of net pay. The poroperm-characteristics are very good; average porosity is 31.5 % and average watersaturation is 15.1 %. The permeability varies from 100 md to several Darcies.

Lithology

The Brent reservoir has been divided into five different zones:

TARBERT (1781.5 m - 1798 m RKB): Consist of mostly clean sandstone with good poroperm - characteristics. Some streaks of calcitic cemented sandstone with non reservoir characteristics are present.

NESS (1798 - 1834 m): Consist of interbedded sand, silt, shale and coal. Mica, K-feldspar and siderite are present. Poroperm-characteristics are good in the sandstone.

ETIVE (1834 - 1872 m): Massive, fairly clean sandstone with good poropermcharacteristics. Some mica and K-feldspar is present and gives high GR deflection.

RANNOCH (1872 - 1936 m): Fairly clean sandstone with some amount of mica, K-feldspar and siderite. Poropermcharacteristics are good.

BROOM (1936 - 1947 m): Non-reservoir rock. Mostly shale.

Dunlin formation (1947 - 2268.5 m) mostly consists of shale. There is one zone of silty, shaly sand between 2021 and 2082 (see enclosed CPI).

Statfjord formation (2268.5 - 2349 m): Interbedded sand and shales. Porosities are in the order of 20 - 30% in the clean sands.

Triassic formation (2349 - ?) : Interbedded sands and shales. Porosities in the range of 20 - 30%.

Summary log is enclosed for BRENT formation. Analog version of CPI is enclosed for DUNLIN "sand", STATFJORD and TRIASSIC formations.

Input parameters

The input parameters have been chosen from crossplots, measured data and empirical relations.

Shale parameters

The shale parameters have been picked from crossplots and visual inspection of the logs. The high GRmin value in zone 1834 - 1947 is due to the high natural gamma ray level in this zone, due to mica and K-feldspar. The table below lists the parameters used by interval:

<u>Interval</u>	<u>ØNSH</u>	<u>pbsh</u>	<u>ΔtSH</u>	<u>RSH</u>	<u>GR min</u>	<u>GR max</u>
1765-1834	.45	2.35	124	1.3	28	90
1834-1947	.45	2.35	114	1.3	45	90
2020-2100	.45	2.28	125	1.0	30	90
2225-2265	.38	2.37	104	1.6	30	90
2265-2460	.45	2.38	110	1.4	30	90

Matrix parameters

The following matrix parameters were used as input into a complex lithology model:

Quartz ; 2.65 gm/cc , - 0.035 (frac.) CNL

Heavy minerals; 2.90 gm/cc, + 0.25 (frac.) CNL

Fluid ; 1.0 gm/cc, + 1.0 (frac.) CNL

This has been calibrated so as to obtain porosities in the same range as measured on cores. A comparison between log and core porosities is presented later in this report.

Formation factor

Humble's equation has been applied in the calculations. This relationship is recommended for soft formations:

$$F = 0.62 \bar{\phi}^{-2.15}$$

Formation water salinityBRENT FORMATION

The only information available is the SP. This curve is not good on the ISF sonde, where the SP-curve is influenced by the Induction sonde. On DLL it has a general shift towards the base of the log. A deflection of -10 mV has been used for R_w - determination.

SSP = -10 mV, TEMP = 160°F, R_{mf} = 0.1 Ωm
 $\Rightarrow R_w = 0.075 \Omega m \Rightarrow \sim 45.000 \text{ ppm NaCl}$

STATEFJORD FORMATION

This formation is water bearing and magnoliaplot is used together with SP.

SP:

SSP = -14 mV, TEMP = 180°F, R_{mf} = 0.093 Ωm
 $\Rightarrow R_w = 0.063 \Omega m \Rightarrow \sim 45.000 \text{ ppm NaCl}$

Magnolia plot:

Porosity versus $1/\sqrt{R_t}$ (Fig. 6) : $R_w = 0.058 \Omega m$

In the calculations, $R_w = 0.063 \Omega m$ has been used.

Temperature

Constant temperature has been assumed for calculations:

Brent fm : 160°F
 Statfj/Dunlin : 180°F

(see enclosed plot of temperature versus depth.) (Fig. 1)

Mud filtrate resistivity

The measured value of the mudfiltrate immediately prior to logging has been used in the calculations. This is not strictly correct, since the salinity may change from the time of drilling till logging. It is impossible to correct the log responses for this effect, so for the sake of consistency, the measured values have been used:

BRENT : 0.1 Ω m @160°F
 DUNLIN & STATFJORD: 0.093 Ω m @180°F

ResistivityBRENT FORMATION

DLL has been used. It has been corrected according to chart Rint - 9 (Schlumberger chart-book). MSFL is used for Rxo.

DUNLIN/STATEFJORD

Ild (6FF40) has been used uncorrected for R_T and MLL has been used for Rxo.

HYDROCARBON DENSITY

The hydrocarbon density is calculated from the RFT and DST measurements in Brent formation. The pressure versus depth gradient corresponds to a hydrocarbon density of 0.784 gm/cc.

Computation

Shale volume

GR, FDC/CNL - crossplot and R_T have been used for Vshale calculations. Below is specified within which intervals the different indicators have been used:

1765 - 1781.5 : FDC/CNL
 1781.5- 1834 : FDC/CNL, GR
 1834 - 1960 : FDC/CNL, GR, R_T
 2020 - 2100 : FDC/CNL, GR
 2225 - 2460 : FDC/CNL, GR

In the intervals where several indicators have been used, the minimum value has been used. Fig.2 shows all the shale-indicators for Brent-reservoir together with the final VSH.

Porosity

The porosity is calculated with a complex lithology model, using the FDC and CNL as porosity tools.

Lab measurements (Statoil Petrophysical Lab.) at overburden conditions show that the reduction factor of porosity measured at atmospheric pressure to overburden condition should be in the order of 96 - 98%. The table below shows a comparison between log porosity and core porosity (atmospheric). Core porosities are plotted versus log derived porosities on Fig. 4, Fig. 5 shows frequency plots of PHIF and PORHE.

COMPARISON BETWEEN CORE AND LOG
POROSITY

Core no.	Log interval	Average por.		log \emptyset /core \emptyset
		core	log	
5	1834 -1852	34.5	33.8	98.0%
8	1875 -1887	34.2	33.3	97.4%
.9 and 10	1902.5-1920	33.4	32.5	97.3%

Matrix density

The program calculates apparent matrix density. The table below shows a comparison between matrix density measured on core and from the calculations:

Core no.	Log interval	ρ_{ma} from core	ρ_{ma} from logs
5	1834 -1852	2.67	2.68
8	1875 -1887	2.72	2.75
9, 10	1902.5 -1920	2.69	2.76
Total		~2.69	~2.74

This indicates that the model should be well fit for ETIVE and the upper part of RANNOCH, but not too good for the lower part of RANNOCH. The porosity, however, is in the right order of magnitude, so the model can be used for this part of the reservoir too.

Water saturation

The Nigeria-equation (Schlumberger) has been used together with Humble's relation for formation factor.

NIGERIA EQUATION:

$$\frac{1}{R_T} = \frac{(V_{clay})^C S_w}{R_{clay}} + \frac{\phi^m S_w^n}{a R_w}$$

Where:

- R_T = Deep resistivity (Resistivity of virgin zone)
- S_w = Water saturation
- R_{clay} = Resistivity of clay (R_{sh})
- C = V_{clay} - exponent (Recommended range: 1 to 2) 1.6 used
- ϕ = Porosity
- a = Lithology factor (Humble: a = 0.62)
- R_w = Formation water resistivity
- n = Saturation exponent
- m = Cementation exponent

Permeability

Horizontal permeability has been plotted versus helium porosity on fig. 3 . There are two distinct trends for ETIVE and RANNOCH. TARBERT and NESS have too few datapoints to give a distinct trend.

The following relationship between porosity and permeability is found:

ETIVE: ϕ = .1 + .068 log k

RANNOCH: ϕ = .15+ .07 log k

where ϕ in fract. and k in md.

Mechanical properties

The undercompacted nature of the formation indicate that sand control (probably gravel pack) will be needed in production from this formation. Both DST 1 and DST 2 produced sand during testing.

Work will therefore be done in order to enable us (if **possible**) to predict the critical flow rate.

Special measurements on cores and specially designed drill stem tests are necessary in order to obtain this.

Coring summary

Twelve cores were cut in BRENT formation and one in DUNLIN formation. Below is listed the correlation that has been made between drillers and log depth. The correlations are based on: porosities from cores and logs and core description:

Core no. 1	Interval	:	1782	-	1790.5
	Recovery	:	45%		
	Interval (CPI)	:	1781	-	1789.5
Core no. 2	Interval	:	1790.5-		1802.5
	Recovery	:	18.8%		
Core no. 3	Interval	:	1802.5-		1819.2
	Recovery	:	78%		
	Interval (CPI)	:	1801.7-		1818.4
Core no. 4	Interval	:	1819.2-		1835.8
	Recovery	:	100%		
	Interval (CPI)	:	1817.9-		1834.5
Core no. 5	Interval	:	1835.8-		1853.3
	Recovery	:	100%		
	Interval (CPI)	:	1834.5-		1852.0
Core no. 6	Interval	:	1853.3-		1865.4
	Recovery	:	74%		
	Interval (CPI)	:	1852.1-		1864.2

Core no. 7	Interval	:	1865.4-	1875
	Recovery	:	87%	
Core interval:	1867.0 - 1870.0	→ CPI:	1865 -	1868
Core interval:	1871.5 - 1873.5	→ CPI:	1870 -	1872
Core no. 8	Interval	:	1875 -	1893.5
	Recovery	:	79%	
	Interval (CPI):	:	1875 -	1893.5
Core no. 9	Interval	:	1893.5-	1911.35
	Recovery	:	100%	
	Interval (CPI):	:	1892.0-	1909.85
Core no. 10	Interval	:	1911.35 -	1923.1
	Recovery	:	97%	
	Interval (CPI):	:	1910.35 -	1922.1
Core no. 11	Interval	:	1923.1-	1938.7
	Recovery	:	100%	
Core interval:	1923.1 - 1927	→ CPI:	1920.5-	1924.4
Core interval:	1928.2 - 1938.7	→ CPI:	1925.2-	1935.7
Core no. 12	Interval	:	1938.7-	1951.1
	Recovery	:	100%	
	Interval (CPI):	:	1935.6-	1948.1

The porosity from cores and logs do not compare well for bottom of core no. 11 and core no. 12. The reason for that is that the plugs are taken in thin stringers of sand which the logs will not get a representative picture of.

Testing summaryDST no. 1 (1930 - 1935 m)

Produced 191 m³/day with 12.7 mm choke.
 GAS/OIL ratio: 103 Nm³/m³.
 Specific gravity of oil: 0.881 gm/cc (28.9 °API)
 No water produced.

DST no. 2 (1839 - 1844 m)

Produced 1048m³/day with 14.3 mm choke.
 GAS/OIL ratio: 79.5Nm³/m³.
 Specific gravity of oil: 0.885 gm/cc (29 °API)
 No water produced.

DST no. 3 (1788 - 1792 m)

Produced 323 m³/day with 6.75 mm choke.
 GAS/OIL ratio: 87.1Nm³/m³.
 Specific gravity of oil: 0.882 gm/cc (29 °API)

RFT no. 1 (1522 - 1732 m)

Pressure tests for pore pressure check.

RFT no. 2 (1774 - 1993 m)

Pressure tests and sampling in Brent formation.

Sample at 1896 m contained:

650 cc of oil in 1 gal. chamber

50 cc of oil in 2 3/4 gal. chamber

The rest was mud and mud filtrate.

RFT no. 3 (2025.5-2402 m)

Pressure tests and sampling in Statfjord formation.

Sample at 2269 m contained water mud and mud filtrate.

For more details, see separate report.

Results

Average rock parameters have been calculated for all the reservoir zones, and are presented in table 1. They are based on the following cut - off criterion:

ϕ	>	12%
VSH	<	40%
Sw	<	65%
NET SAND	=	NET PAY

Table 1

AVERAGE PETROPHYSICAL PARAMETERS IN WELL 34/10-1

Zone	Interval	Net pay	Average ϕ (%)		Average SW (%)		Average Vsh (%)		Net/gross	Remarks
			Gross	Net	Gross	Net	Gross	Net		
TARBERT	1781.5-1798	14.75	27.5	29.9	14.2	6.4	8.4	1.3	.894	Transgression Reworked
NESS	1798 -1834	15.75	19.7	29.4	38.9	14.9	43.6	14.4	.438	Swamp/Delta Plain
ETIVE	1834 -1872	38.0	33.6	33.6	6.5	6.5	1.0	1.0	1.0	Channel sands
RANOK	1872 -1936	59.0	30.1	31.2	27.9	22.9	4.5	3.0	.922	Shallow marine
BROOM	1936 -1947	0	-	-	-	-	-	-	0	Foreshore
TOTALT	1781.5-1947	127.50	27.0	31.5	28.7	15.1	16.0	3.6	.770	
DUNLIN "SAND"	2020 -2082	16.5*	14.6	23.4	100	100	47.3	31.0		
STATFJORD FM.	2268 -2350	61.75*	21.3	25.8	100	100	19.6	7.5	.753	

Cut - off criterion: $V_{sh} > 40\%$
 $\phi < 12\%$
 $Sw > 65\%$

* NET SAND Net pay = Net sand

RESERVOIR FLUID STUDY
FOR
STATOIL
WELL 34/10-1
DST NO.2
BOTTOM HOLE SAMPLE

P. Thomassen
E. Osjord
STATOIL

SUBJECT: Fluid analysis STATOIL WELL 34/10-1
Bottom hole sample dst no. 2.

This report presents the results from a PVT analysis of a bottom hole sample collected from well 34/10-1 in DST no. 2. Bottle marked BHS 1a 2401/1.

Summary of experimental results.

Bubble point, determined visually and then adjusted via Y function sensitivity : 260.2 BAR 71.67°C
3774 psig (161°F)

Gas/oil ratio from single flash of sample to 15°C, 1 atm : 105.8 m³/m³
594.4 SCF/STB

Gas/oil ratio from differential flash liberation, bubblepoint pressure to 1 atm, 15°C. : 104 m³/m³
584.4 SCF/STB

Formation volume factor from single flash, saturated liquid/stock tank liquid : 1.284

Formation volume factor from differential vaporization, saturated liquid/stock tank liquid : 1.275

Viscosity of reservoir fluid at bubblepoint : 1.080 cp

Density of stock tank oil at 15°C from single flash : 0.8827 g/cc

Compressibility of saturated reservoir fluid : 12.2 x 10⁻⁵ VOL/VOL/BAR
(8.6 x 10⁻⁶ VOL/VOL/psi)

PROCEDURE

The sample was received in the lab and the opening pressure of the bottle was recorded. 191 BAR (3773 psig). Then a bubble point at ambient temperature was run on sample while still in shipping bottle. 228 BAR (3300 psig).

The sample was then transferred to a visual PVT cell and constant mass pressure-volume relationship was run at reservoir temperature, 71.67°C (161°F). The bubblepoint was visually observed to lie between 258-265 BAR (3748-3847 psig). Y function sensitivity later proved the bubblepoint to be 260.2 BAR (3774 psig.)

See table 3.

A two stage flash was run on this charge, see table 5. See also results from single flash.

The products from the single flash was analysed by gas chromatography. The compositions were recombined by using the GOR determined to yield reservoir fluid composition.

See table 2.

The cell was then recharged and P-V analysis yielded the same bubble point, 260.2 BAR (3774 psig). A differential vaporization was run. See table 4.

Table no. 6 gives the experimentally determined viscosities of reservoir fluid from reservoir pressure to atmospheric pressure, and also calculated gas viscosities.

This whole analysis was witnessed by Mr. G. Pyndus from Exxon Production Research Company, Houston.

NOTE: All gas and oil volumes are at SC. 15°C and 1 atm.

Stavanger, 13.10.78, Per Thomassen



Issued: 25.10.78	RESERVOIR FLUID ANALYSIS, STATOIL WELL 34/10-1 DST no. 2. BOTTOMHOLE SAMPLE	Chapter
REF: 3410012/PVT-3		Page: 1

Table 1. Reservoir and Sample DataWell and formation Data

Producing zone	BRENT
PERF interval	1814 - 1819 m MSL
Initial static pressure	4100 psig at 1514m MSL
Reservoir temperature	161 °F at 1825 m MSL
Last static pressure	
Date	24/8/78
Well head pressure	2420 psig 166.5 Bar
Rate (oil,water)	B/D
(gas)	Mcf/D
Date	
Tubing size	3½" DP

Sample Data

Date sampled	24/8/78
Type of sample(s)	BOTTOM HOLE
Separator pressure	-
Separator temperature	-
Average flow rates during sampling	
First stage separator gas	Mcf/D
Other separator gases	Mcf/D
Separator oil	B/D
Water	B/D

Remarks

The sample uses in this analysis was marked 2401/1,
Sampled Dst no. 2 RUN 1. The well was flowed at small choke to surge
tank during sampling. Estimated flow rate: 170 B/D.

Issued: 25.10.78	RESERVOIR FLUID ANALYSIS, STATOIL WELL 34/10-1 DST no. 2, BOTTOM HOLE SAMPLE	Chapter:
REF: 3410012/PVT-3		Page: 2

TABLE 2. Analysis of separator products from single flash and calculated reservoir fluid composition (FLASH COND. 15°C, atm)

COMPONENT	SEPARATOR GAS [MOLE%]	SEPARATOR LIQUID [MOLE%]	RESERVOIR FLUID [MOLE%]
HYDROGEN. SULFID	Nil	Nil	-
CARBONDIOXIDE	1.80	Nil	1.06
NITROGEN	0.60	Nil	0.36
METHANE	85.50	0.19	50.50
ETHANE	7.60	0.23	4.54
PROPANE	1.40	0.18	0.90
ISO-BUTANE	0.73	0.26	0.55
N-BUTANE	0.80	0.30	0.60
ISO-PENTANE	0.57	0.68	0.62
N-PENTANE	0.21	0.35	0.27
HEXANES	0.59	3.03	1.60
HEPTANES	0.21	8.95	3.80
OCTANES		5.73	2.33
NONANES		7.35	3.02
DECANES		7.15	2.95
UN-DECANES +		65.60	26.90
	<u>Σ 100.00</u>	<u>Σ 100.00</u>	<u>Σ 100.00</u>

PROPERTIES OF STOCK TANK LIQUID

Density 15°C : 0.8827 g/cc

Specific gravity

15°C: 0.8835

Molecular weight: 283

CALCULATED PROPERTIES OF UN-DECANE + FRACTION

Density 15°C : 0.918 g/cc

Molecular weight: 371

CALCULATED SEPERATOR GAS PROPERTIES

Real gas spesific gravity : 0.6834 (AIR=1)

Pseudo-critical pressure : 46.3 BAR (671 psia)

Pseudo-critical temperature : 211.6°K (381.2°R)

Avrage molecular weight : 19.743

Issued: 25.10.78	RESERVOIR FLUID ANALYSIS, STATOIL WELL 34/10-1 DST no. 2. BOTTOM HOLE SAMPLE	Chapter:
REF: 3410012/PVT-3		Page: 3

TABLE 3. Constant mass pressure volume analysis of sample at 71.67°C (161°F) (EXPERIMENTAL VALUE)

PRESSURE BAR (psig)	RELATIVE VOLUME	Y-FACTOR	COMPRESSIBILITY OF SATURATED OIL
392.7 (5696)	0.9843		average compressibility above bubblepoint : (8.4 x 10 ⁻⁶ cc/cc/ps 12.2 x 10 ⁻⁵ cc/cc/BAR
368.2 (5341)	0.9871		
343.9 (4988)	0.9900		
319.2 (4629)	0.9929		
293.9 (4263)	0.9961		
265.3 (3847)	0.9997		
260.2 (3774)	1.0000		
258.4 (3748)	1.0012	5.84	
254.5 (3691)	1.0044	5.09	
244.7 (3549)	1.0118	5.36	
234.9 (3406)	1.0205	5.26	
224.6 (3257)	1.0310	5.12	
214.3 (3108)	1.0423	5.07	
205.7 (2984)	1.0534	4.96	
191.7 (2781)	1.0746	4.79	
176.5 (2560)	1.1024	4.63	
159.3 (2311)	1.1420	4.46	
128.5 (1863)	1.2523	4.06	
105.9 (1536)	1.3818	3.82	
75.0 (1088)	1.7101	3.48	
56.4 (818)	2.0899	3.32	

CURVEFITTED DATA CAN BE OBTAINED FROM THE FOLLOWING EQUATIONS

RELATIVE VOLUME: $*V_R = 1.0314 - 1.206 \times 10^{-4}xP - 2.06 \times 10^{-12}xP^2.$

RELATIVE VOLUME: $*V_R = \frac{260,2 + 1.674xP + 1.099 \times 10^{-2}xP^2}{2.674P + 1.099 \times 10^{-2}xP^2}$ P > 260.2 B.

Y-FACTOR : $*Y = 2.674 + 1.099 \times 10^{-2}P$ P < 260.2 B.

*NB! PRESSURES IN BAR

Issued: 25.10.78	RESERVOIR FLUID ANALYSIS, STATOIL WELL 34/10-1 DST no. 2 BOTTOM HOLE SAMPLE	Chapter:
REF: 3410012/PVT-3		Page: 4

TABLE 4: Differential vaporization of sample at 71.67°C (161°F)

PRESSURE BAR (psig)	RELATIVE (1) VOLUME	SOLUTION GOR (2) RS (m ³ /m ³) (SCF/BBL)	DENSITY SAT.OIL [g/cc]	SPESIFIC GRAVITY GAS	Z FAC GAS
392.7 (5696)	1.2550		0.7685		
368.2 (5341)	1.2586		0.7663		
343.9 (4988)	1.2622		0.7640		
319.2 (4629)	1.2660		0.7618		
293.9 (4263)	1.2700		0.7594		
265.3 (3847)	1.2747		0.7566		
260.2 (3774)	1.2750	104.0 (584.4)	0.7564		
246.1 (3570)	1.2573	96.0 (539.8)	0.7622	0.623	0.899
214.8 (3115)	1.2371	86.7 (487.0)	0.7690	0.620	0.885
184.9 (2681)	1.2130	75.5 (424.0)	0.7773	0.612	0.880
157.8 (2290)	1.1907	64.4 (361.8)	0.7849	0.611	0.868
118.7 (1721)	1.1586	48.9 (274.8)	0.7968	0.614	0.877
89.2 (1294)	1.1347	37.6 (211.2)	0.8060	0.613	0.888
59.3 (861)	1.1102	25.9 (145.4)	0.8157	0.625	0.900
30.4 (441)	1.0852	14.3 (80.4)	0.8261	0.649	0.950
**atm (0)	1.0482	0 (0)	0.8413	0.833	0.988
atm (0)	1.0000	0 (0)	0.8819		
15°C					

1) Cubic meter of oil at indicated pressure and temperature per cubic meter of residual oil at 15°C.

2) m³ cubic meter of gas at atm and 15°C per m³ of residual oil at 15°C

* NB! Values picked off plot. (Z vs p)
No experimental values obtained.

** NB! 1 atm = 1.01325 BAR

Issued: 25/10-78	RESERVOIR FLUID ANALYSIS	Chapter:
Ref. 3410012/PVT-3	STATOIL WELL 34/10-1 DST No. 2 BOTTOM HOLE SAMPLE	Page: 5

SEPARATOR TEST OF RESERVOIR FLUID. EXPERIMENTAL AND COMPUTED.

SEP. PRESSURE AND TEMPERATURE	GAS OIL RATIO (1)		GAS OIL RATIO (2)		FORM. VOLUME FACTOR (3)		SEP. VOLUME FACTOR (4)		DENSITY OF OIL		GAS GRAVITY	
	Exp. (M ³ /M ³)	Comp. (M ³ /M ³)	Exp. (M ³ /M ³)	Comp. (M ³ /M ³)	Exp. (M ³ /M ³)	Comp. (M ³ /M ³)	Exp. (M ³ /M ³)	Comp. (M ³ /M ³)	Exp. (g/u)	Comp. (g/u)	Exp. (air=1)	Comp.
1. stage (BAR) (°C)												
A) atm, 15	105.9	106	105.9	106	1.284	1.283	1.284	1.283	0.8827	0.8812	0.6834	0.6995
B) 42.4, 39.44	75.4	76.2	82.0	82.7			1.182				0.6079	0.6147
	atm, 15	19.4	19.7	19.4	1.285*	1.267	1.088	1.085	0.8810	0.8779	0.7788	0.8134

The separator test was run at actual field test conditions. **

X values used in the flash calculation is adopted from work by M.B. STANDING. Empirically calculated from curvefittings of GPSA values and experimental work on Californian oils.

- (1) Gas/oil ratio in cubic meter of gas at 15°C and 1 atm per cubic meter of oil at separator pressure and temperature.
- (2) Gas/oil ratio in cubic meter of gas at 15°C and 1 atm per cubic meter of oil at 15°C.
- (3) Formation volume factor in cubic meter of saturated oil at 260.2 BAR and 71.67° per cubic meter of oil at 15°C.
- (4) Separator volume factor in cubic meter of oil at separator pressure and temperature per cubic meter of oil at 15°C.

CONVERSION from M³/M³ to SCF/BBL: multiply by 5.615
 CONVERSION from BAR to psi: multiply by 14.503

* This value is uncertain due to experimental difficulties in correcting oil volumes at high pressure for temperature.

** See Table No. 7 for comparison with field GOR's.

Issued: 25.10.78	RESERVOIR FLUID ANALYSIS, STATOIL WELL 34/10-1, DST No. 2 BOTTOM HOLE SAMPLE	Chapter:
REF: 3410012/PVT-3		Page: 6

TABLE 6. Viscosity of reservoir fluid vs,
pressure at 71.67°C (161°F)

PRESSURE BAR (psig)	OIL VISCOSITY CENTIPOISE	CALCULATED* GAS VISCOSITY CENTIPOISE	OIL/GAS VISCOSITY RATIO
392.7 (5696)	1.256		
368.2 (5341)	1.221		
343.9 (4988)	1.181		
319.2 (4629)	1.162		
293.9 (4263)	1.135		
265.3 (3847)	1.089		
260.2 (3774)	1.080		
246.1 (3570)	1.085	0.0204	53.2
214.6 (3115)	1.169	0.0190	61.5
184.9 (2681)	1.272	0.0177	71.9
157.9 (2290)	1.369	0.0167	82.0
118.7 (1721)	1.613	0.0151	106.8
89.2 (1294)	1.898	0.0141	134.6
59.3 (861)	-	0.0132	-
30.4 (441)	-	0.0125	-
atm (0)	3.85	0.0114	337.7

* gas viscosities are calculated from Carr, Kobayashi and Burrows
Correlations

STATOIL RESERVOIR LABORATORY

state

Issued: 25.10.78	RESERVOIR FLUID ANALYSIS, STATOIL WELL 34/10-1, DST No. 2 BOTTOM HOLE SAMPLE	Chapter:
REF: 3410012/PVT-3		Page: 7

TABLE 7. Comparison of field GOR's with
computed GOR's from flash program (DST No. 2)

1st STAGE SEPARATOR (BAR) (PSIG)	1st STAGE SEPARATOR (°C) (°F)	GAS OIL RATIO(1) FIELD MEASURED (M ³ /M ³) (SCF/STB)	GAS OIL RATIO(1) COMPUTED (M ³ /M ³) (SCF/STB)	OIL FLOW RATE (M ³ /D) (STB/
(A) 68.3 (990)	39.44 (103)	92.4 (519)	72.4 (406)	910 (5724)
(B) 41.4 (600)	39.44 (103)	82.8 (465)	82.7 (464)	1039 (6532)
(C) 31.4 (455)	22.2 (72)	94.7 (532)	85.9 (482)	286 (1796)

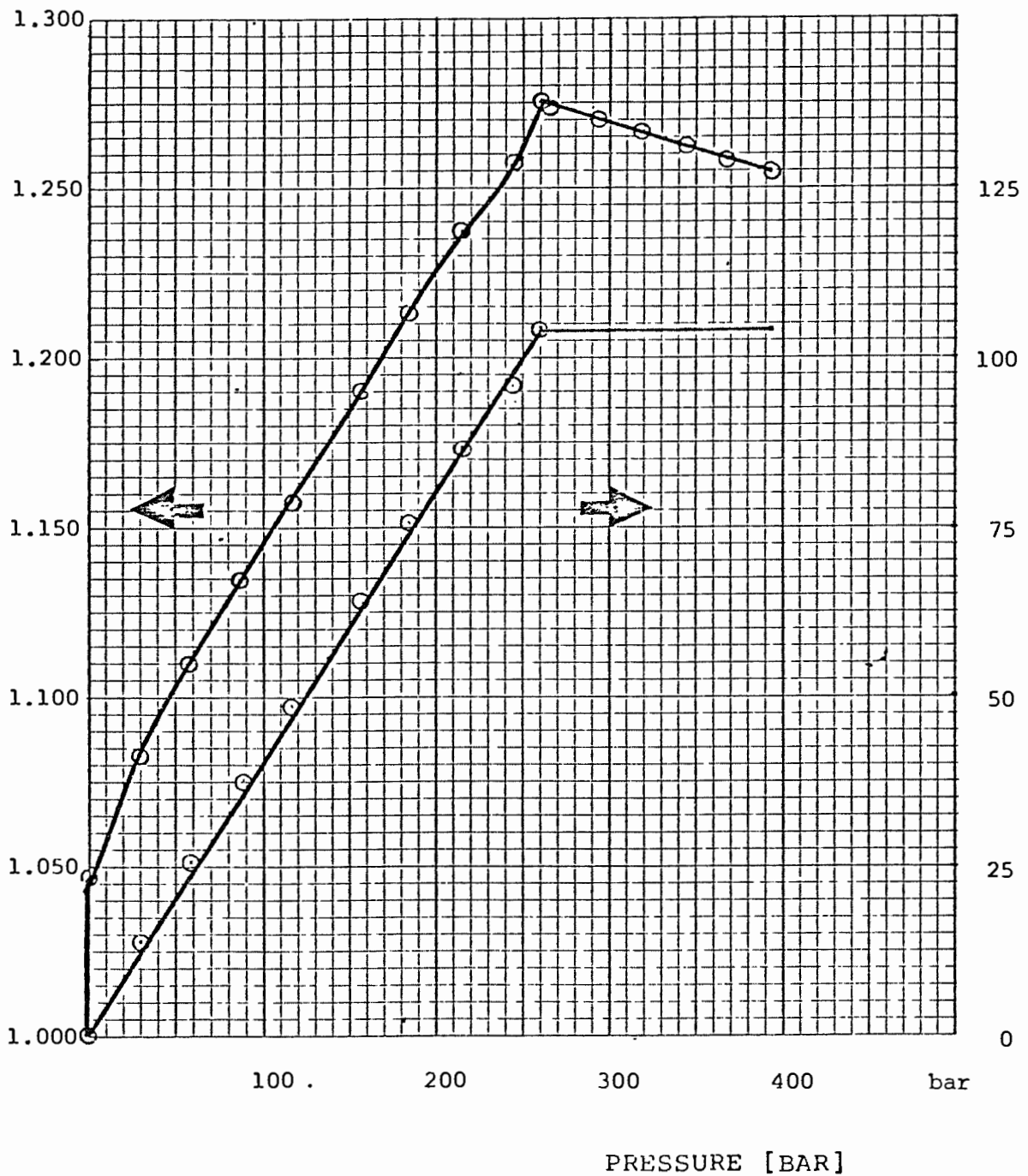
(1) NB! Values given here are in standard cubic meter of 1st stage separator gas per cubic meter of oil at 15°C (STO) to be direct comparable with OTIS reported values.

CONVERSION from M³/D to STB/D: multiply by 6.288

- (A) Flow 2. Time: 00.15 25.8.78
- (B) Flow 2. Time: 01.30 25.8.78
- (C) Flow 1. Time: 09.00 24.8.78

Issued: 25.10.78	RESERVOIR FLUID ANALYSIS, STATOIL WELL 34/10-1 DST NO. 2 BOTTOM HOLE SAMPLE	Chapter:
REF: 3410012/PVT-3		Page: 8

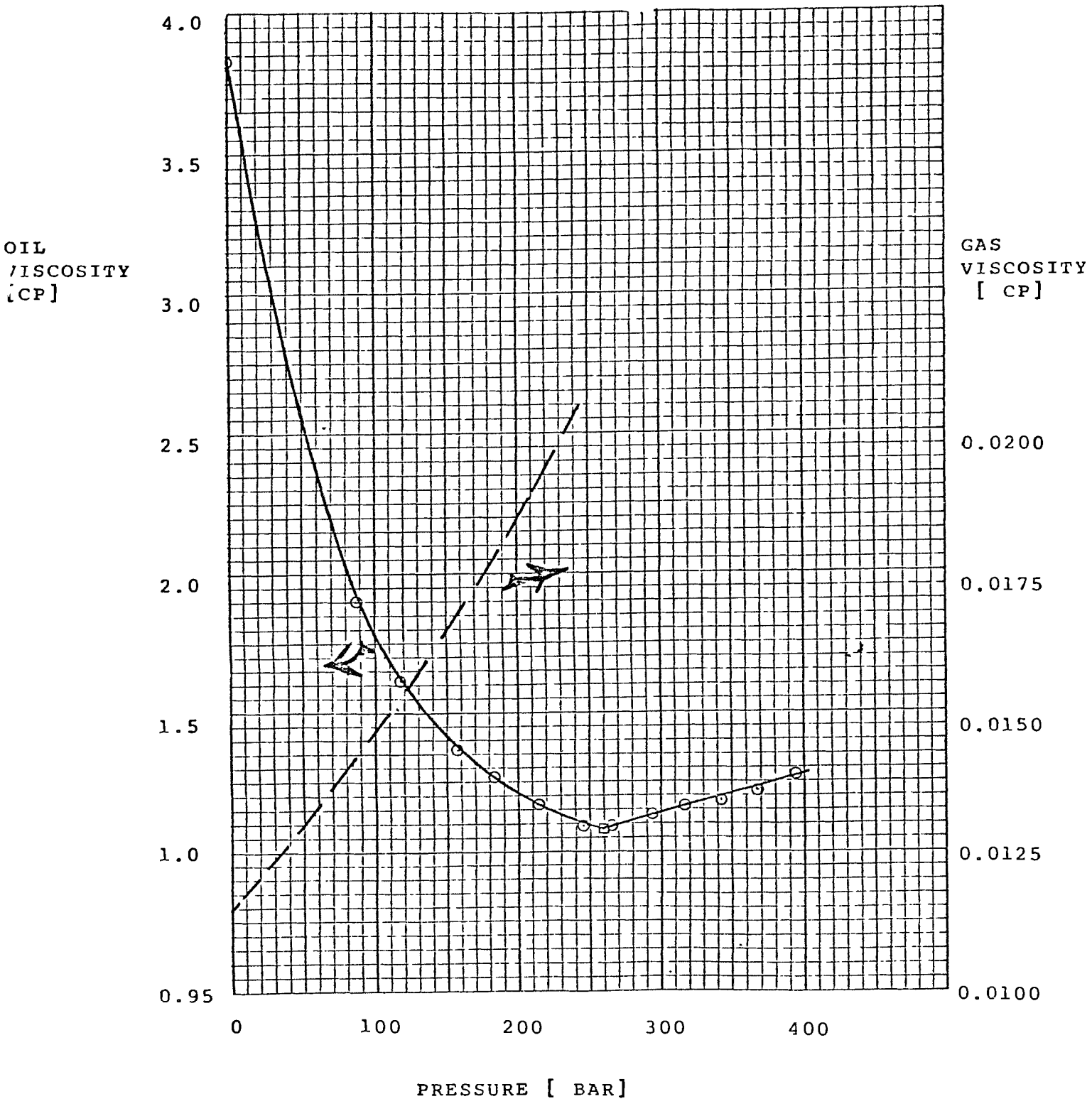
FIG 1 : Relative vol vs pressure
 Solution GOR vs pressure



Issued: 25.10.78	RESERVOIR FLUID ANALYSIS, STATOIL WELL 34/10-1 DST No. 2. BOTTOM HOLE SAMPLE	Chapter:
REF: 3410012/PVT-3		Page: 10

FIG. 3

Oil and gas viscosities vs.
Pressure



EVALUERINGSTEKNOLOGISEKSJONEN
PRODUKSJONSAVDELINGEN
STATOIL

RAPPORT:
JARLE BØE
JULI 1979

METNINGSFORANDRINGER
VED VARIASJON AV LAGOPPDELING
I EN TVERRSNITTSMODELL

SENSITIVITETSSTUDIE VED
SIMULERING AV 34/10

I N N H O L D

- 1: Innledning
- 2: Teoretisk løsning
- 3: De ulike kjøringene
- 4: Data input
- 5: Resultater
- 6: Figurer
- 7: Referanser

INNLEDNING.

Den aktuelle kostnaden med kjøring av en reservoar simulator er en direkte funksjon av det antall blokker som simuleres. Den ekstra nøyaktigheten som oppnås ved bruk av flere blokker er ikke proporsjonal med økning i blokkenes antall. Løsningen går som regel mot en grense.

For å finne ut mer om den oppløsningen som er nødvendig for å oppnå en akseptabel nøyaktighet innenfor akseptable økonomiske rammer, ble det i denne studien gjort sensitivitets-studier med en tverrsnittsmode. Alle variable ble holdt konstant så nær som rutemønsteret. Virkningen av en øket rate ble også undersøkt. Siden tverrsnittsstudier vesentlig blir nyttet til å generere pseudorelativ permeabilitetskurver, ble slike kurver generert for alle tilfellene og resultatene sammenliknet. Ulike tider for gjennombrudd, ble også studert, sammen med metningsfordelingene som funksjon av tiden.

Resultater som ble oppnådd i denne studien gjelder bare for denne typen reservoar og produksjon, og de kan ikke uten videre generaliseres. Resultatene kan ikke uten videre overføres til andre reservoarer eller produksjonsmønstre. En liknende studie i noe mindre omfang må utføres ved hver reservoarsimulering, dersom en skal vite noe om optimaliseringen av rutemønsteret.

2: Teori.

Gitt et homogent, horisontalt reservoar der olje blir for-
trengt av vann. Fraksjons-strømmen av vann er da gitt av:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}}$$

Der:

$$f_w = \text{fraksjonsstrøm av vann: } f_w = \frac{Q_w}{Q_w + Q_o}$$

μ_o = viskositet av olje

μ_w = " " vann

k_{ro} = relativ permeabilitet av olje

k_{rw} = " " " vann

Dersom dette reservoaret har en helning α og en ser bort fra
kapillærtrykket:

vil fraksjons-strømmen av vann være:

$$f_w = \frac{1 - 0.000488 \frac{K \cdot k_{ro} \cdot A}{\mu_o q_t} (\Delta \rho \sin \alpha)}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}}$$

Der:

q_t = total strøm ($q_o + q_w$)

A = areal av tverrsnittet

$\Delta \rho$ = forskjellen i tetthet mellom fasene (g/cc)

(alle enheter er oil field units)

Dersom en beregner tid for gjennombrudd i lag nr. 1 fra basis-
tilfellet (se kap. 5) og benytter følgende data:

$$L = 2400 \text{ ft}$$

$$K = 5000 \text{ md}$$

$$S_{wc} = .001$$

$$\alpha = 16^\circ$$

$$\Delta \rho = .155 \text{ g/cc}$$

$$A = 8000 \times 52.5 \text{ ft}^2 = 420 \times 10^3 \text{ ft}^2$$

$$\mu_o = 1 \text{ cp}$$

$$B_o = 1.32 \text{ rbbl/stb}$$

$$\mu_w = .42 \text{ cp}$$

$$B_w = 1.024 \text{ rbbl/stb}$$

$$Q_c = Q_o \text{ produksjon} = 10000 \text{ stb/dag} \\ = 13200 \text{ rbbl/dag}$$

samt relative permeabilitetskurver for lag 1 (rocktype1), gir dette fw som funksjon av S_w i fig 1.1

$$S_{wbt} = .54$$

$$\bar{S}_w = .64$$

Totalt volum vann injisert er da: W_i

$$W_i = L \cdot A \cdot (\bar{S}_w - S_{wc}) / 5.61 \text{ rbbl.}$$

$$W_i = 2400 \cdot 420 \times 10^3 \cdot (.64 - .001) / 5.61 = 1.748 \times 10^8 \text{ rbbl.}$$

Tid for vanngjennombrudd i lag nr. 1 er da:

$$T_{vt} = W_i / Q_t = \frac{1.148 \times 10^8}{13200} \text{ dager} = \underline{\underline{8698 \text{ dager.}}}$$

Simuleringen gav 3779 dager

Denne metoden for beregning av tid ved vanngjennombrudd, kan overføres til lagdelte reservoarer dersom $K_v = 0$. Lag for lag kan da beregnes. Den feil som gjøres er også mindre dersom strømningsraten er høy:

Dersom samme beregning utføres for $Q_o = 30000$ stb framkommer fig 1.2

$$\bar{S}_w = .54$$

$$S_{wbt} = .485$$

$$W_i = 2400 \cdot 420 \times 10^3 \cdot (.54 - .001) / 5.61 = 96.85 \times 10^6$$

$$T_{bt} = 96.85 / (13200 \cdot 3) = \underline{2445 \text{ dager}} \text{ (6.7 \u00e5r)}$$

(Simuleringen gav 945 dager).

Dersom kapil\u00e4rtrykket eller $K_v \neq 0$ m\u00e5 metningsdistribusjonen l\u00f8ses numerisk. Ved stor permeabilitetsforskjeller mellom lagene i reservoaret, samt h\u00f8y K_ϕ blir den feilen en gj\u00f8r ved denne typen beregninger stor.

Fig.:1 .1
fw som funksjon av Sw

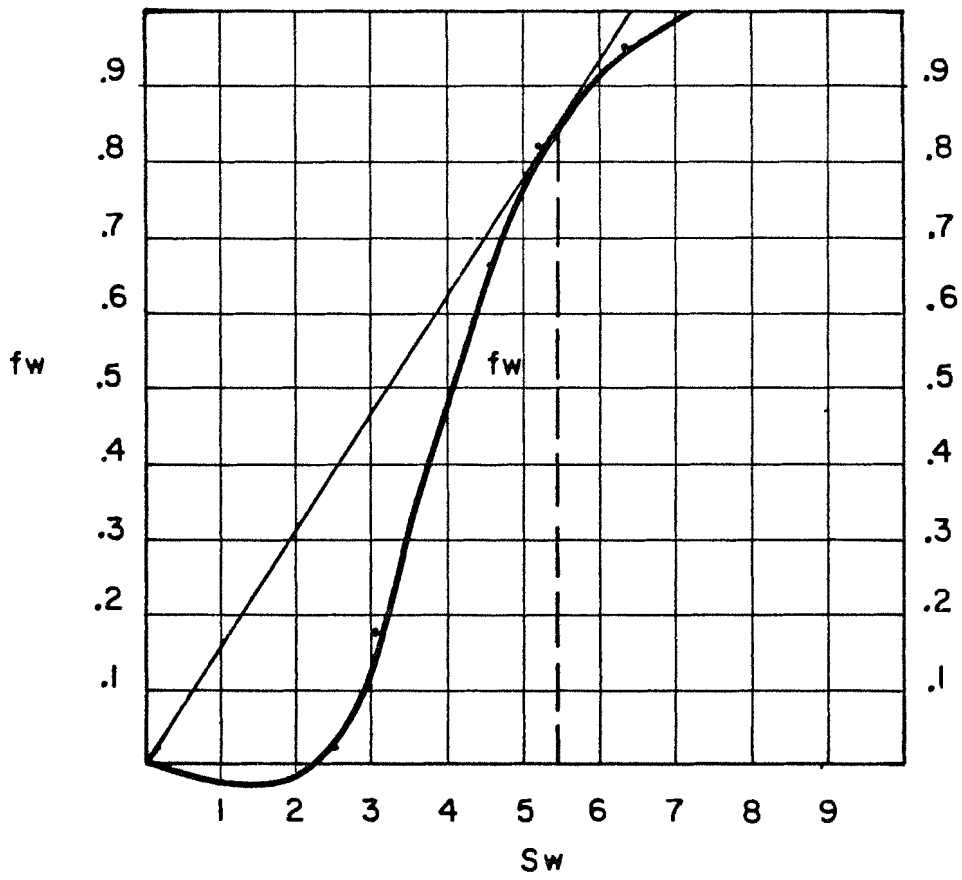
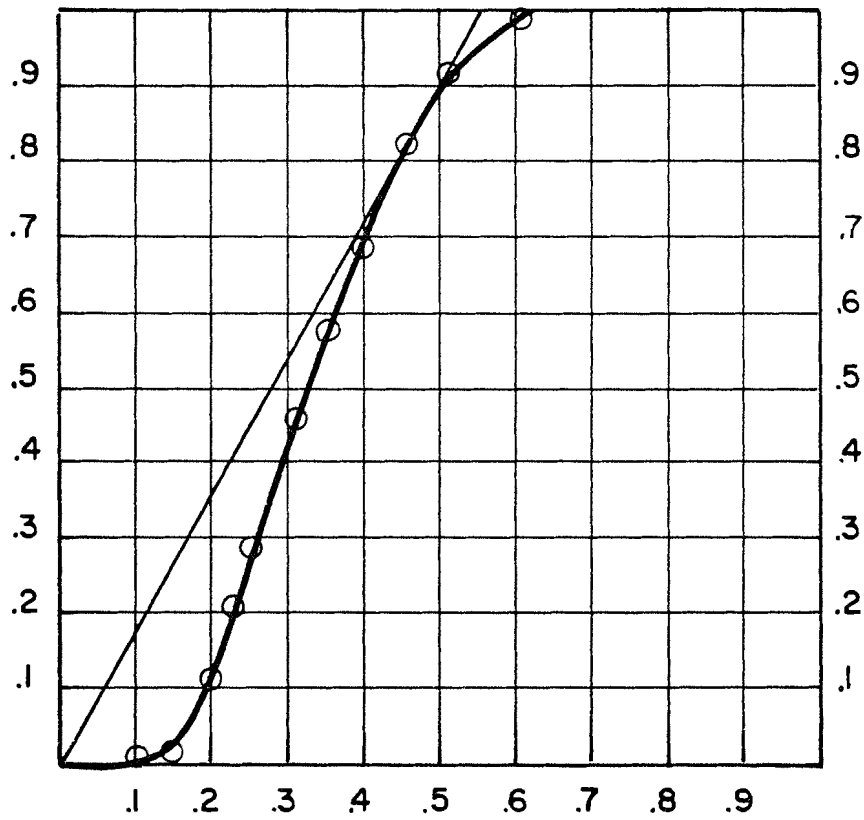


Fig.:1.2

fw som funksjon av Sw



3: Basis data.

Det er i denne studien tatt utgangspunkt i reservoarstudien på blokk 34/10-3 utført våren 1979 og dataene som er benyttet er fra informasjonen oppnådd i 34/10-1. Studien tar bare for seg et tverrsnitt gjennom forkasningsblokken som inneholder brønn 34/10-1.

3.1 PVT - data

OLJE EGENSKAPER.

TRYKK	LØSNINGS GAS	VISKOSITET	RESERVOAR VOLUM FAKTOR
PSI	SCF/STB	CP	RBBL/STB
188.50	24.9	3.5100	1.0560
488.50	78.4	2.9500	1.0800
788.50	124.6	2.5000	1.0980
1088.50	170.1	2.1400	1.1150
1388.50	215.1	1.8400	1.1320
1688.50	259.5	1.6400	1.1480
1988.50	304.8	1.5000	1.1650
2288.50	350.4	1.3800	1.1820
2588.50	397.7	1.3000	1.1990
2888.50	442.5	1.2300	1.2160
3188.50	484.0	1.1600	1.2320
3488.50	518.6	1.1000	1.2450
3788.50	574.0	1.0800	1.2670
4088.50	629.4	1.0600	1.2850
4388.50	684.8	1.0300	1.3010
4688.50	740.1	1.0100	1.3150
4988.50	795.5	0.9900	1.3280
5288.50	850.9	0.9700	1.3390
5588.50	906.3	0.9400	1.3480
5888.50	961.6	0.9200	1.3570

OLJE KOMPRESSIBILITET:0.0000084 1/PSI

VISKOSITETS HELNING: 0.0 1/PSI

Kokepunktet til oljen: 3788.5 psi ved reservoar temperatur.

GASS_EGENSKAPER

TRYKK PSI -----	RESERVOAR VOLUME FAKTOR RBBL/SMCF -----	VISKOSITET CP -----
488.50	6.0590	0.0126
788.50	3.6140	0.0131
1088.50	2.5710	0.0136
1388.50	1.9970	0.0143
1688.50	1.6280	0.0150
1988.50	1.3740	0.0158
2288.50	1.1880	0.0167
2588.50	1.0600	0.0174
2888.50	0.9560	0.0183
3188.50	0.8700	0.0192
3488.50	0.8040	0.0201
3788.50	0.7430	0.0211

3.2: Petrofysiske data: er basert på logtolkning og kjærneprøver på 34/10-1. På grunn av bergartens konsistens (løs sand) er få data tilgjengelig. Det viser videre til ref. 3.

3.3. Relative permeabiliteter. Følgende basiskurver for relative permeabiliteter er benyttet. Grunnet for kurvene er tatt fra analyser på kjernene på 34/10-1 samt fra simuleringstudier DST på 34/10-1 og kjente generelle kurveformer.

Rocktype 1			Rocktype 2			Rocktype 3		
Swr	Kro	Krg	Swr	Kro	Krg	Swr	Kro	Krg
.378	.0	.5						
.4	.01	.45	.44	.0	.41			
.5	.03	.34	.5	.02	.34	.52	.0	.32
.6	.07	.23	.6	.055	.23	.6	.03	.23
.7	.12	.15	.7	.105	.15	.7	.02	.15
.8	.19	.08	.8	.175	.08	.8	.145	.02
.9	.31	.03	.9	.28	.03	.9	.20	.03
.95	.40	.015	.95	.38	.015	.95	.30	.015
.98	.50	.005	.98	.50	.005	.98	.50	.005
.99	.70	.0	.99	.70	.0	.99	.70	.0
1.	1.	0	1.	1.	0	1.	1.	.0

Tabell 3.31
Relative permeabilitete:

$$Swr = \frac{Sw - Swc}{1 - Swc}$$

4 Modelltilpassning.

For at basisdata skal kunne benyttes i en reservoarsimulering er det nødvendig å tilpasse basisdata på en slik måte at de kan gå som input til modellen.

4.1. Rutemønster.

Som basistilfelle er valgt det rutemønster som ble benyttet i reservoarstudeien på 34/10- Delta. Tverrsnittet er delt opp i 37 blokker å 150 ft i øst-vest retningen og 10 blokker i z-retningen. Bredden på tverrsnittet (nord-sør) var 8000 ft.

4.2 Petrofysiske parametre.

Følgende petrofysiske parametre er benyttet i tverrsnittet.

Lag	Tykkelse ft.	Porøsitet (frac)	Permeabilitet (umd)		Vannmetning (frac)	Rockty
			kx	kz		
1	54.2	.267	5000	2500	0.065	1
2	59.1	.129	100	10	0.150	2
3	59.1	.129	100	10	0.150	2
4	19.7	.336	3000	1500	0.065	1
5	52.5	.336	3000	1500	0.065	1
6	52.5	.336	3000	1500	0.065	1
7	52.5	.288	1100	550	0.230	3
8	52.5	.288	500	250	0.230	3
9	52.5	.288	250	125	0.230	3
10	52.5	.288	125	50	0.230	3

Tabell 4.1.1

De aktuelle relative permeabilitetskurvene er vist i tabell 4.2.2 - 4.2.7.

Referansedybden for modellen er 6070 ft. (dybden til toppen av reservoaret i 34/10-1).

Oljevann kontakt: 6398 ft.

Trykk ved referansedybde: 4500 psi.

Gjennomsnittlig reservoartrykk: 4589 psi.

Modellen beregner etter initialisering følgende væskemengder i tverrsnittet:

Olje: $320.2 \cdot 10^6$ STB

Vann: $400.7 \cdot 10^6$ STB

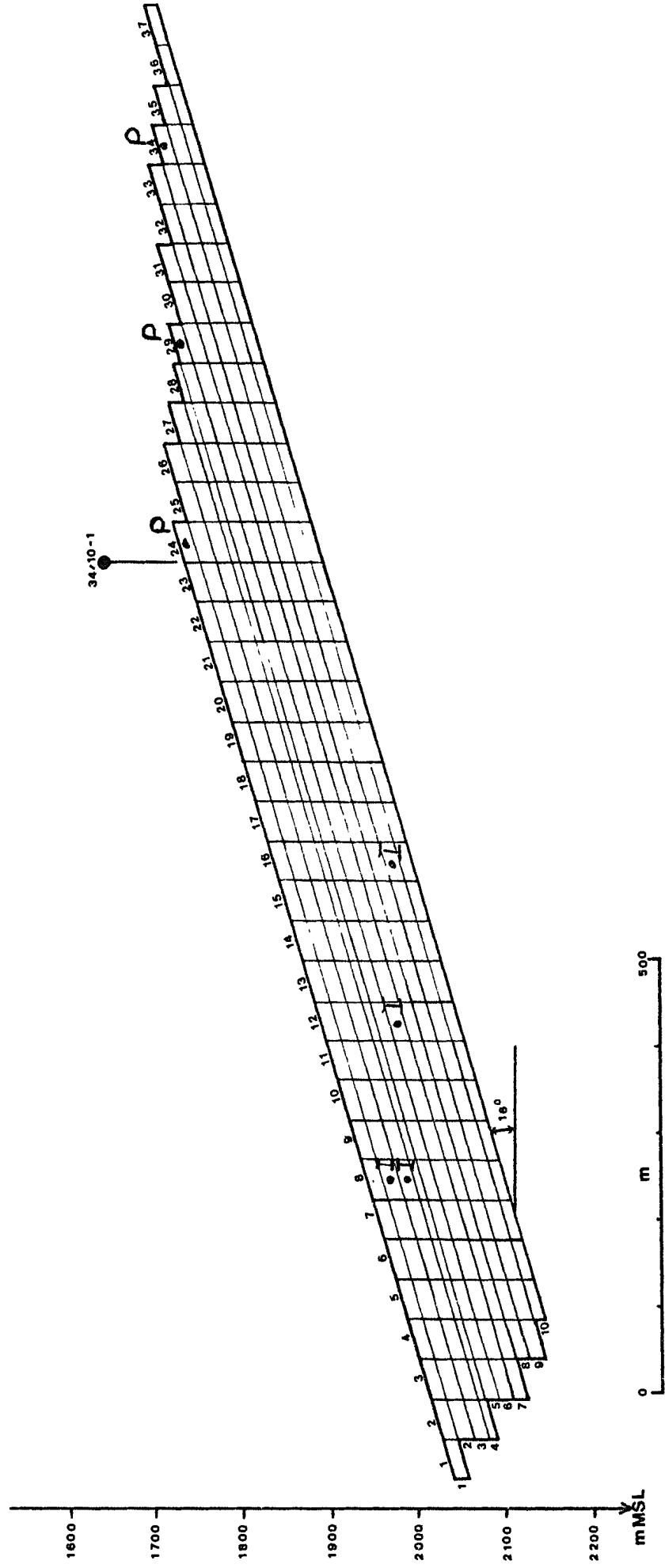
Gass oppløst i olje: $184.43 \cdot 10^9$ SCF

4.3 Brønner.

I modellen er det benyttet 6 brønner: 3 oljeprodusenter og 3 vanninjektorer. Oljeprodusentene produserer maksimalt 10000 STB/D., mens vanninjektorene injiserer mot et maksimalt trykk (opprinnelig reservoartrykk).

Brønnplasseringen er vist i fig. 4.1.

Fig. 4.1
Rutemønster og brønnplassering
i basistilfellet



VANN/OLJE RELATIVE PERMEABILITETER
(VANN FORTRENGER OLJE)

VANNMETNING	RELATIVE PERM.		KAPILÆRTRYKK	TETTHET
Sw	VANN	OLJE	PSI	1/PSI
0.0650	0.0	1.0000	4.0000	
0.0980	0.0150	0.7990	3.6471	-10.695
0.1510	0.0300	0.5640	3.0802	-10.695
0.1960	0.0490	0.4250	2.5989	-10.695
0.2340	0.0710	0.3350	2.1925	-10.695
0.2590	0.0890	0.2890	1.9251	-10.695
0.2880	0.1090	0.2410	1.6150	-10.695
0.3110	0.1290	0.2100	1.3690	-10.695
0.3520	0.1670	0.1650	0.9305	-10.695
0.4000	0.2130	0.1210	0.4171	-10.695
0.4610	0.2720	0.0750	-0.2353	-10.695
0.5190	0.3480	0.0420	-0.8556	-10.695
0.5630	0.4290	0.0250	-1.3262	-10.695
0.6010	0.4860	0.0160	-1.7326	-10.695
0.6300	0.5340	0.0110	-2.0428	-10.695
0.6890	0.5430	0.0	-2.6738	-10.695
1.0000	0.6500	0.0	-6.0000	

Tabell 4.2.2

Rocktype 1

GASS/OLJE RELATIVE PERMEABILITETER
(GASS FORTRENGER OLJE)

METNING AV OLJE	RELATIVE PERM.		KAPILÆRTRYKK		TETTHET
	OLJE	GASS	(PCGOT)	PSI	1/PSI
0.3760	0.0	0.5000	15.0000		
0.4000	0.0100	0.4500	13.8462		-48.077
0.5000	0.0300	0.3400	9.0385		-48.077
0.6000	0.0700	0.2300	4.2308		-48.077
0.7000	0.1200	0.1500	-0.5769		-48.077
0.8000	0.1900	0.0800	-5.3846		-48.077
0.9000	0.3100	0.0300	-10.1923		-48.077
0.9500	0.4000	0.0150	-12.5962		-48.077
0.9800	0.5000	0.0050	-14.0385		-48.076
0.9900	0.7000	0.0	-14.5192		-48.078
1.0000	1.0000	0.0	-15.0000		

Tabell 4.2.3

Rocktype 1

VANN/OLJE RELATIVE PERMEABILITETER
(VANN FORTRENGER OLJE)

VANNMETNING	RELATIVE PERM.		KAPILÆRTRYKK PSI	TETTHET 1/PSI
	VANN	OLJE		
0.1500	0.0	1.0000	4.0000	-11.765
0.1800	0.0200	0.9740	3.6471	-11.765
0.2460	0.0530	0.7180	2.8706	-11.765
0.2750	0.0800	0.5450	2.5294	-11.765
0.3050	0.0940	0.4680	2.1765	-11.765
0.3310	0.1070	0.3890	1.8706	-11.765
0.3650	0.1300	0.3000	1.4706	-11.765
0.3890	0.1460	0.2560	1.1882	-11.765
0.4050	0.1580	0.2260	1.0000	-11.765
0.4390	0.1800	0.1750	0.6000	-11.765
0.4910	0.2110	0.1100	-0.0118	-11.765
0.5450	0.2510	0.0570	-0.6471	-11.765
0.5940	0.2940	0.0290	-1.2235	-11.765
0.6240	0.3300	0.0170	-1.5765	-11.765
0.6440	0.3660	0.0110	-1.8118	-11.765
0.6650	0.3940	0.0074	-2.0588	-11.765
0.7100	0.4340	0.0	-2.5882	-11.765
1.0000	0.6500	0.0	-6.0000	-11.765

Tabell 4.2.4

Rocktype 2

GASS/OLJE RELATIVE PERMEABILITETER
(GASS FORTRENGER OLJE)

<u>METNING</u> <u>AV OLJE</u>	<u>RELATIVE PERM.</u>		<u>KAPILÆRTRYKK</u>		<u>TETTHET</u>
	<u>OLJE</u>	<u>GASS</u>	<u>(PCGOT)</u>	<u>PSI</u>	<u>1/PSI</u>
0.4400	0.0	0.4100	15.0000		-53.571
0.5000	0.0200	0.3400	11.7857		-53.571
0.6000	0.0550	0.2300	6.4286		-53.571
0.7000	0.1050	0.1500	1.0714		-53.571
0.8000	0.1750	0.0800	-4.2857		-53.571
0.9000	0.2800	0.0300	-9.6429		-53.571
0.9500	0.3800	0.0150	-12.3214		-53.572
0.9800	0.5000	0.0050	-13.9286		-53.572
0.9900	0.7000	0.0	-14.4643		-53.572
1.0000	1.0000	0.0	-15.0000		-53.572

Tabell 4.2.5
Rocktype 2

VANN/OLJE RELATIVE PERMEABILITETER
(VANN FORTRENGER OLJE)

VANNMETNING	RELATIVE PERM.		KAPILÆRTRYKK	TETTHET
-----	VANN	OLJE	PSI	1/PSI
-----	-----	-----	-----	-----
0.2300	0.0	1.0000	4.0000	-12.987
0.2560	0.0200	0.9740	3.6623	-12.987
0.3120	0.0530	0.7180	2.9351	-12.987
0.3370	0.0800	0.5450	2.6104	-12.987
0.3630	0.0940	0.4680	2.2727	-12.987
0.3850	0.1070	0.3890	1.9870	-12.987
0.4140	0.1300	0.3000	1.6104	-12.987
0.4350	0.1460	0.2560	1.3377	-12.987
0.4490	0.1580	0.2260	1.1558	-12.987
0.4780	0.1800	0.1750	0.7792	-12.987
0.5220	0.2110	0.1100	0.2078	-12.987
0.5690	0.2510	0.0570	-0.4026	-12.987
0.6100	0.2940	0.0290	-0.9351	-12.987
0.6360	0.3300	0.0170	-1.2727	-12.987
0.6460	0.3660	0.0110	-1.4026	-12.987
0.6710	0.3940	0.0074	-1.7273	-12.987
0.7100	0.4340	0.0	-2.2338	-12.987
1.0000	0.6000	0.0	-6.0000	-12.987

Tabell 4.2.6
Rocktype 3

GASS/OLJE RELATIVE PERMEABILITETER
(GASS FORTRENGER OLJE)

METNING AV OLJE -----	RELATIVE PERM. OLJE	GASS	KAPILÆRTRYKK (PCGOT) PSI -----	TETTHET 1/PSI -----
0.5200	0.0	0.3200	15.0000	-62.500
0.6000	0.0300	0.2300	10.0000	-62.500
0.7000	0.0800	0.1500	3.7500	-62.500
0.8000	0.1450	0.0800	-2.5000	-62.500
0.9000	0.2600	0.0300	-8.7500	-62.500
0.9500	0.3600	0.0150	-11.8750	-62.500
0.9800	0.5000	0.0050	-13.7500	-62.500
0.9900	0.7000	0.0	-14.3750	-62.501
1.0000	1.0000	0.0	-15.0000	

Tabell 4.2.7
Rocktype 3

5: SIMULERTE TILFELLER

Tilfelle nr. 1: Samme oppsett som basistilfellet, med unntak av to ting.
- Δy redusert fra 8000 ft. - 2000 ft.
- raten redusert fra 10 000 STB/DAG/BRØNN til 2500 STB/DAG/BRØNN

Væskeshastigheten ble da den samme. Samtidig som dette rutemønsteret ga en mer stabil, konvergerende løsning. Fig. 5.1 viser rutemønsteret.

Tilfelle nr. 2: Samme oppsett som kjøring nr.1, med unntak av selleoppdelingen i x-retningen Fig. 5.2 viser rutemønsteret som ble benyttet. En fikk på denne måten redusert antallet seller med 59%.

Tilfelle nr. 3: Kjøring nr. 2 viste en tydelig tendens til vanngjennombrudd i selle nr. 1 for de andre sellene. Dette laget ble derfor delt opp i 10 lag, og 15·19 seller ble benyttet. Fig. 5.3 viser rutemønsteret.

Tilfelle nr. 4: Lik tilfelle nr. 2, men med tredobbelt rate.

Tilfelle nr. 5: Lik tilfelle nr. 3, men med tredobbelt rate.

Tilfelle nr. 6: Lik tilfelle nr. 2, men med en annen oppdeling i z-retningen. Ialt $15 \cdot 32 = 480$ seller ble benyttet. Fig. 5.6 gir oversikt over rutenettet.

Tilfelle nr. 7: Lik kjøring nr. 6, men med tredoblet rate.

Tilfelle nr. 8: Lik kjøring nr. 2, men med 15·4 seller. Fig 5.8 viser rutemønsteret. En forsøkte her å dele reservoaret opp i minst mulig blokker: (1 pr. geologisk lag.) "Weighted average" metode ble benyttet for å beregne permeabiliteten i lagene.

$$k_m = \frac{k_1 \cdot h_1 + k_2 \cdot h_2 + \dots + k_n \cdot h_n}{\sum_{i=1}^n h_i}$$

På grunn av den økende grovheten i rutemønsteret, ble brønnplasseringen noe annersedes. Fig. 5.8 viser brønn- og rutemønsteret.

Tilfelle nr. 9: Lik tilfelle nr. 8, men med tredoblet rate.

5: Resultater.

5.1 Tilfelle nr. 1: På grunn av samme væskehastighet i basis-tilfellet og kjøring nr.1, samt samme grad av numerisk despersjon, ble metningsfordelingene nøyaktig like. Vanngjennombrudd i brønn nr. 1 kom etter 5028 dager. I brønn nr. 2: 5018 dager. Helt likt basistilfellet.

5.2 Tilfelle nr. 2: Med bare 6 mot tidligere 24 celler mellom produksjonsbrønnen og injeksjonsbrønnen i den horisontale retningen, kom vanngjennombruddet noe tidligere enn ved kjøring nr. 1. Vanngjennombrudd i brønn nr. 1 ved 3783 dager. Grunnene til dette er flere. På grunn av at brønnene defineres i midten av blokkene, ble avstanden mellom injeksjon og produksjon forandret siden hele vannsonen er representert med bare en blokk i x-retningen. Det mindre antallet med blokker gjorde også at numerisk despersjon ble en avgjørende faktor. Siden det ble en relativ stor forskjell mellom kjøring nr. 1 og 2, er alle senere kjøring sammenliknet med kjøring nr. 2. Alle påfølgende kjøring har samme rutenett i x-retningen.

5.3 Tilfelle nr. 3: 15·19 siller

Oppdelingen av lag 1 i 10 lag på hver 5.2 ft (1.58m) førte bare til mindre endringer i metningsdistribusjonen i reservoaret. Gjennombrudd i brønn nr.1 kom etter: 3779 dager. Sammenlikninger med pseudorelativ permeabilitetskurver viser en meget liten forskjell mellom kjøring 3 og kjøring 2.

5.4 Tilfelle nr. 4: Danner basistilfellet for de høye ratene:

Gjennombrudd i brønn nr 1 kom etter 583 dager. Til sammenlikning viste tilsvarende kjøring i reservoarstudien på 34/10-1 et gjennombrudd ved 928 dager.

5.5 Tilfelle nr. 5: Siden f_w er en funksjon av totalraten, ville en undersøke virkningen av endring i rate på samme rutenett. Gjennombrudd i brønn nr. 1 ble etter : 542 dager.

Sammenlikninger med kjøring 5 viser meget liten forskjell i generering av pseudorelativ permeabilitetskurver.

5.6 Tilfelle nr 6: For å øke oppløsningsevnen i z-retningen ble rutemønsteret forandret fra 10 til 32 seller. Randbetingelsene og reservoarvolumet ble holdt like med foregående kjøring. Den økende oppdelingen i Z-retningen ga liten forandring i metningsfordelingene i reservoaret. Gjennombrudd i brønn nr. 1 kom etter: 3803 dager. Sammenlikninger med genererte pseudorelativ permeabilitetskurver viser liten forskjell mellom kjøring 2 og kjøring 6.

5.7 Tilfelle nr 7: Økning av raten ga lite utslag selv ved dette rutemønsteret. Vanngjennomslag i brønn nr. 1 kom etter: 593.7 dager.

5.8 Tilfelle nr. 8: Oppløsningen i Z-retningen ble redusert fra 10 til 4 seller. Dette ga en merkbar forandring av metningsfordelingen i reservoaret. Dette skyldes trolig oppløsningsevnen, men kan også skyldes et noe endret brønnmønster: Gjennombrudd i brønn nr. 1 kom etter 3154 dager. Sammenlikninger av de genererte pseudorelativ permeabilitetskurvene viser store avvik i Kro-kurvene, mens avviket i k_{rw} er lite.

5.9 Tilfelle nr. 9: Økningen i rate ga noe større avvik i metningfordelingen i reservoaret. Gjennombrudd i brønn nr. 1 kom etter 519.7 dager.

KONKLUSJONER

Den vertikale oppdelingen (Z-retningen) av rutemønsteret som er benyttet under reservoarstudien av 34/10-1 med 37 · 10 seller er meget nær opp til det optimale. En øket oppløsning i Z-retningen gir liten økning i nøyaktigheten.

Fig. 5.1
GRIDD-TEST
Basistilfellet

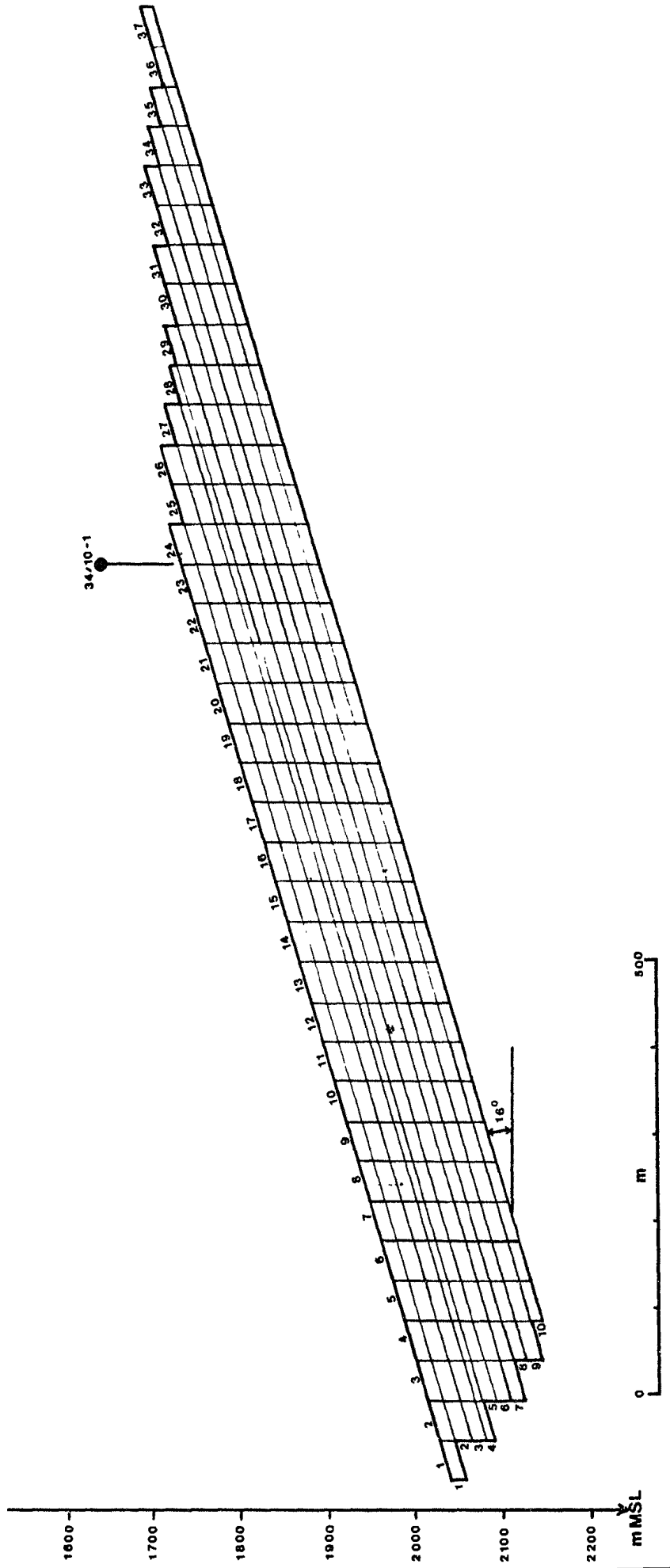


Fig 5.2
GRIDD-TEST

KJØRING nr.2

10 X 15 seller.

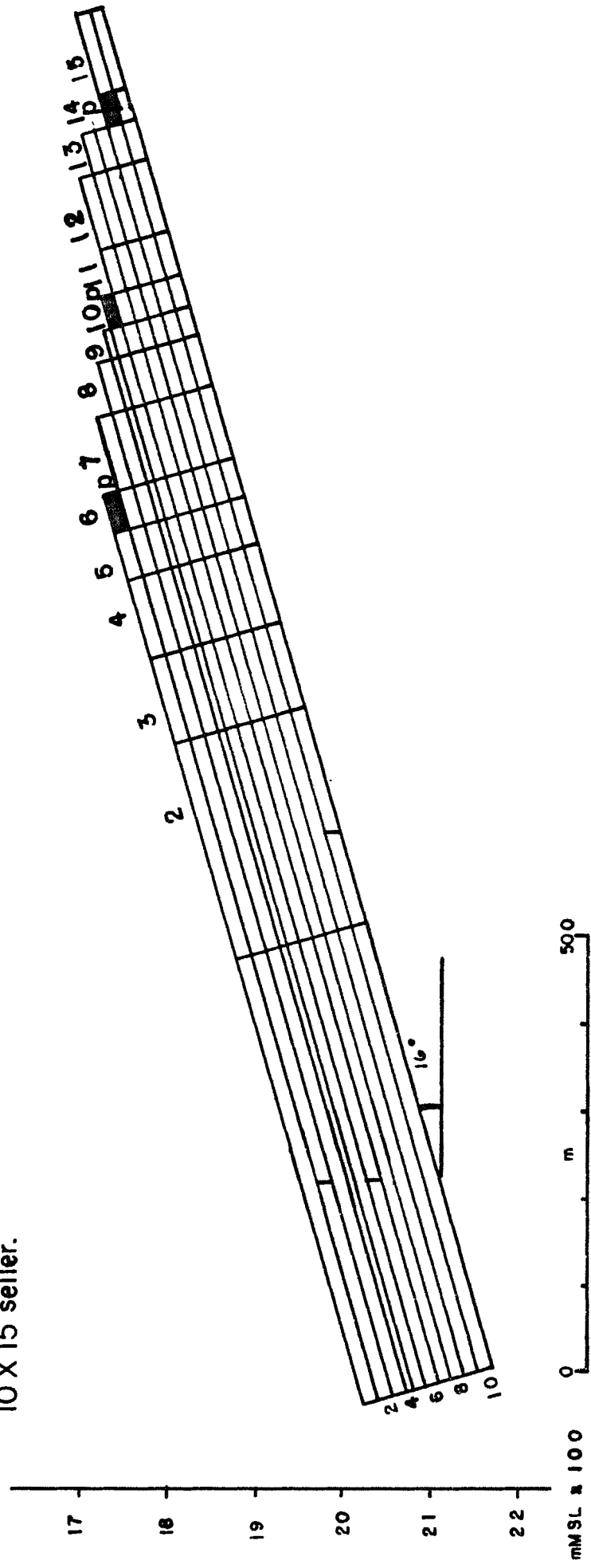


Fig 5.3
 GRIDD-TEST
 KJØRING nr. 3
 20X15 seller

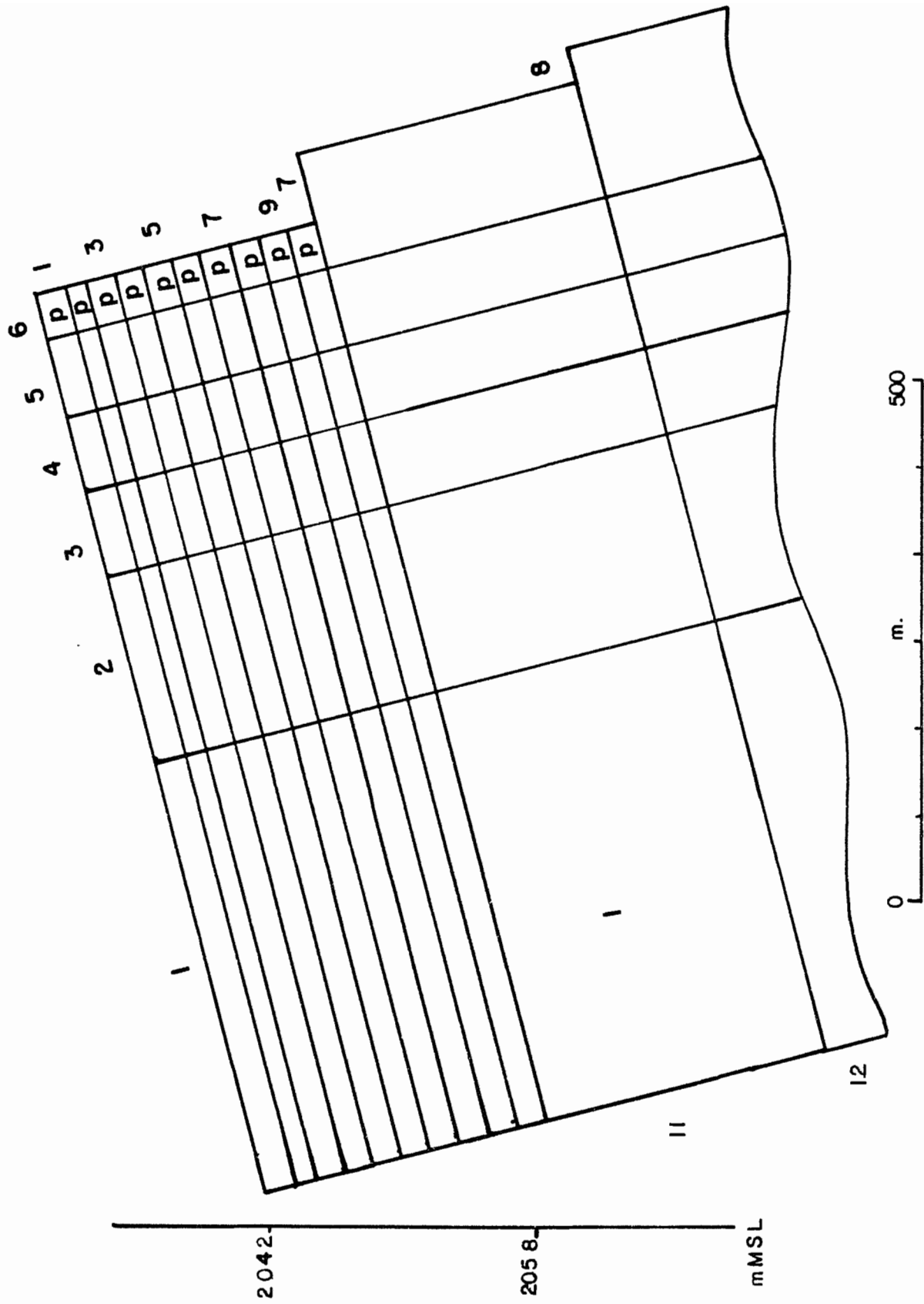


Fig. 5.6
GRIDD TEST
KJØRING nr. 6
15 x 32 seller.

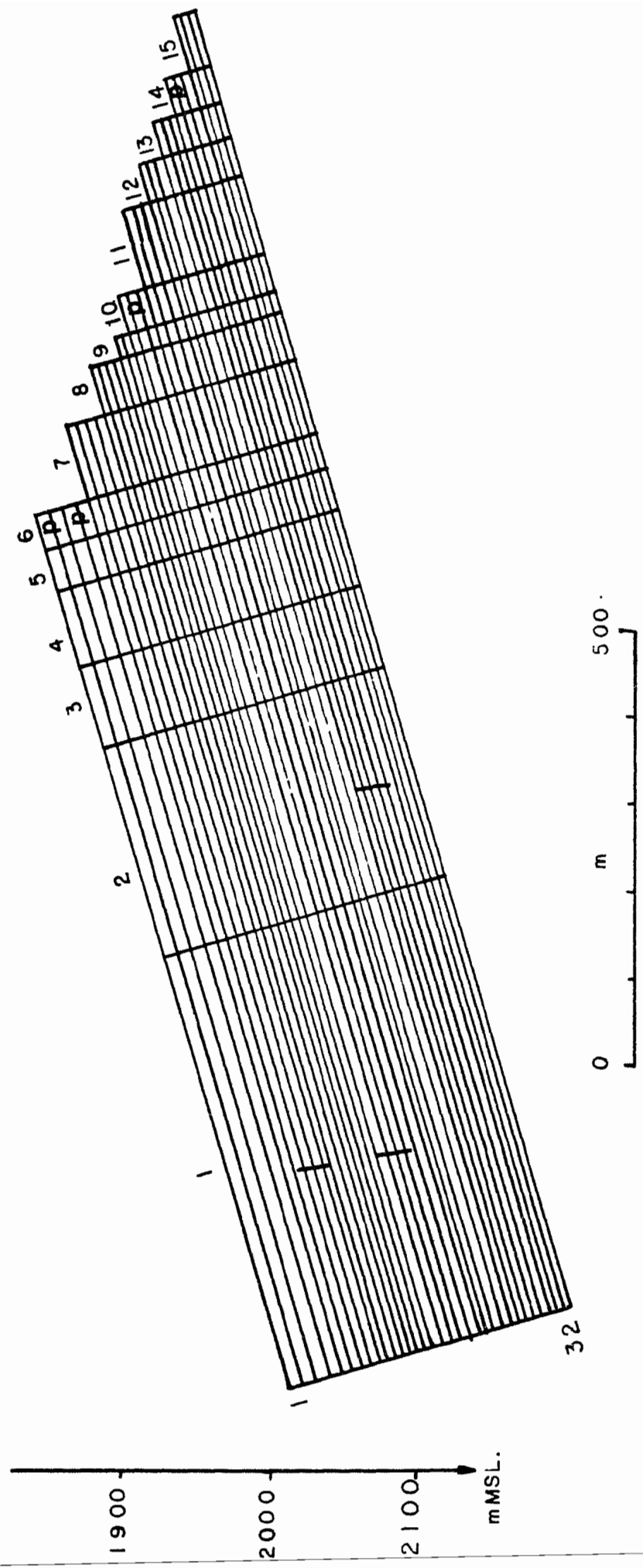


Fig 5.8
GRID-TEST
KJØRING nr 8,9
15 x 4 seller.

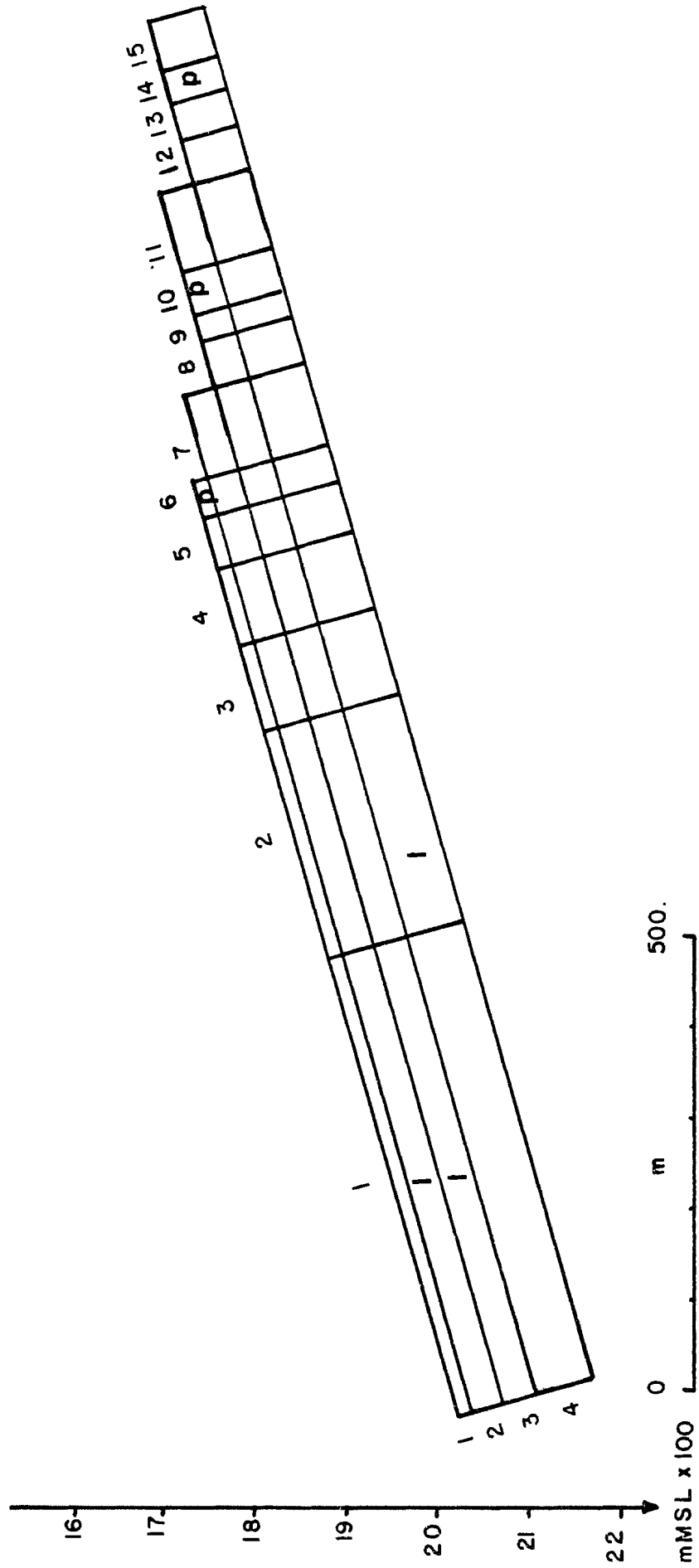
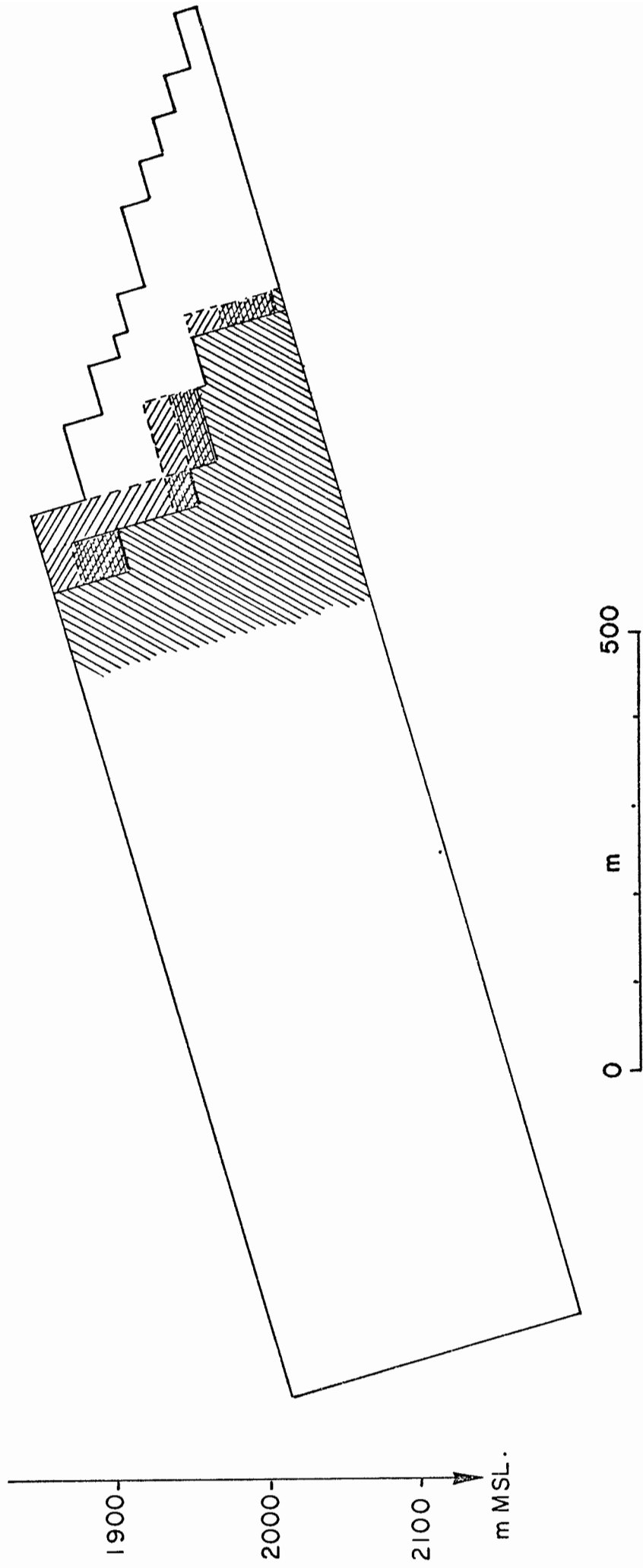
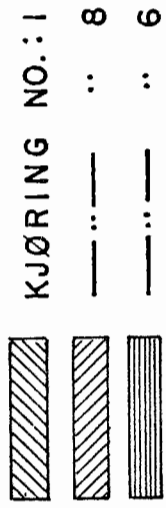
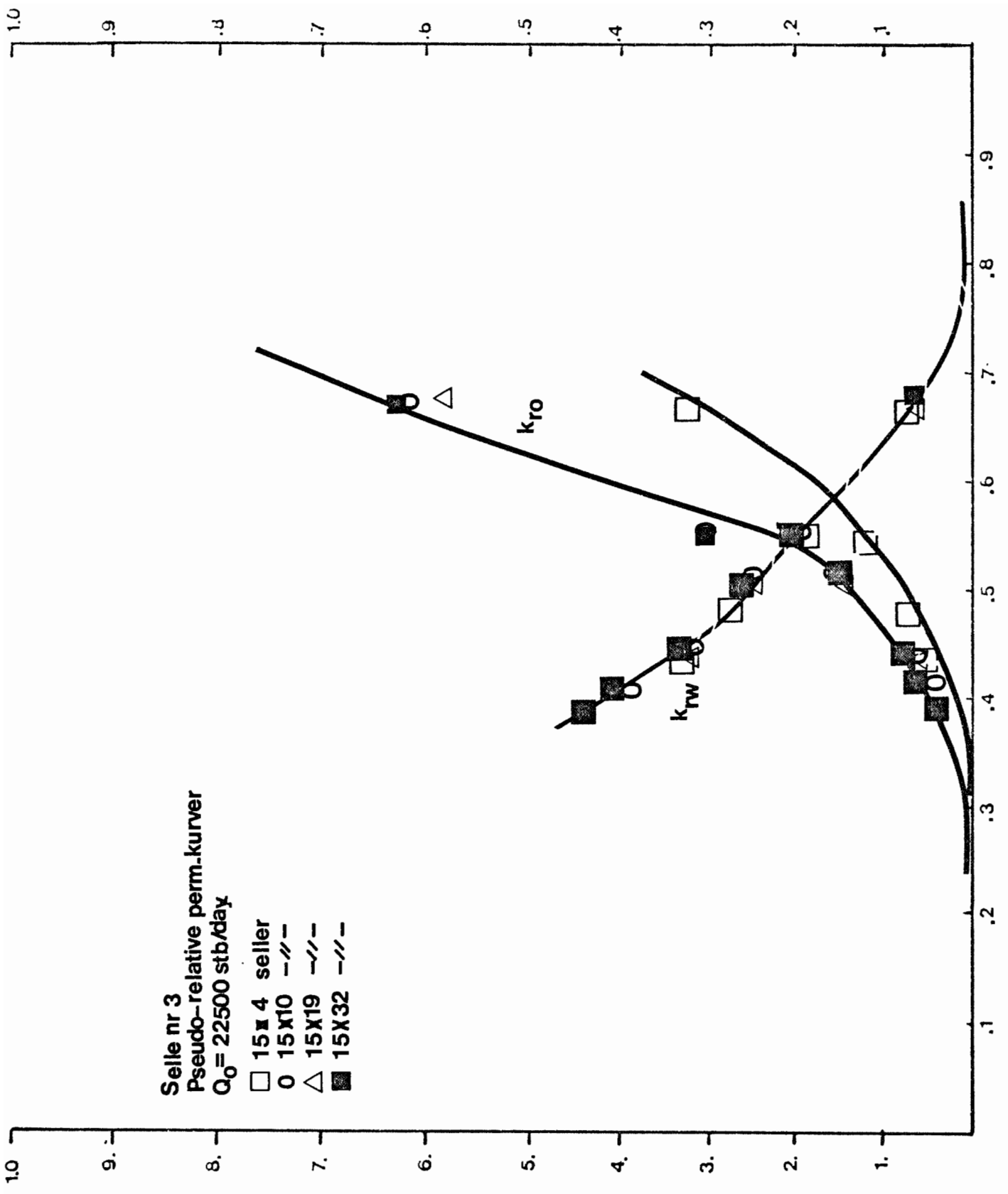
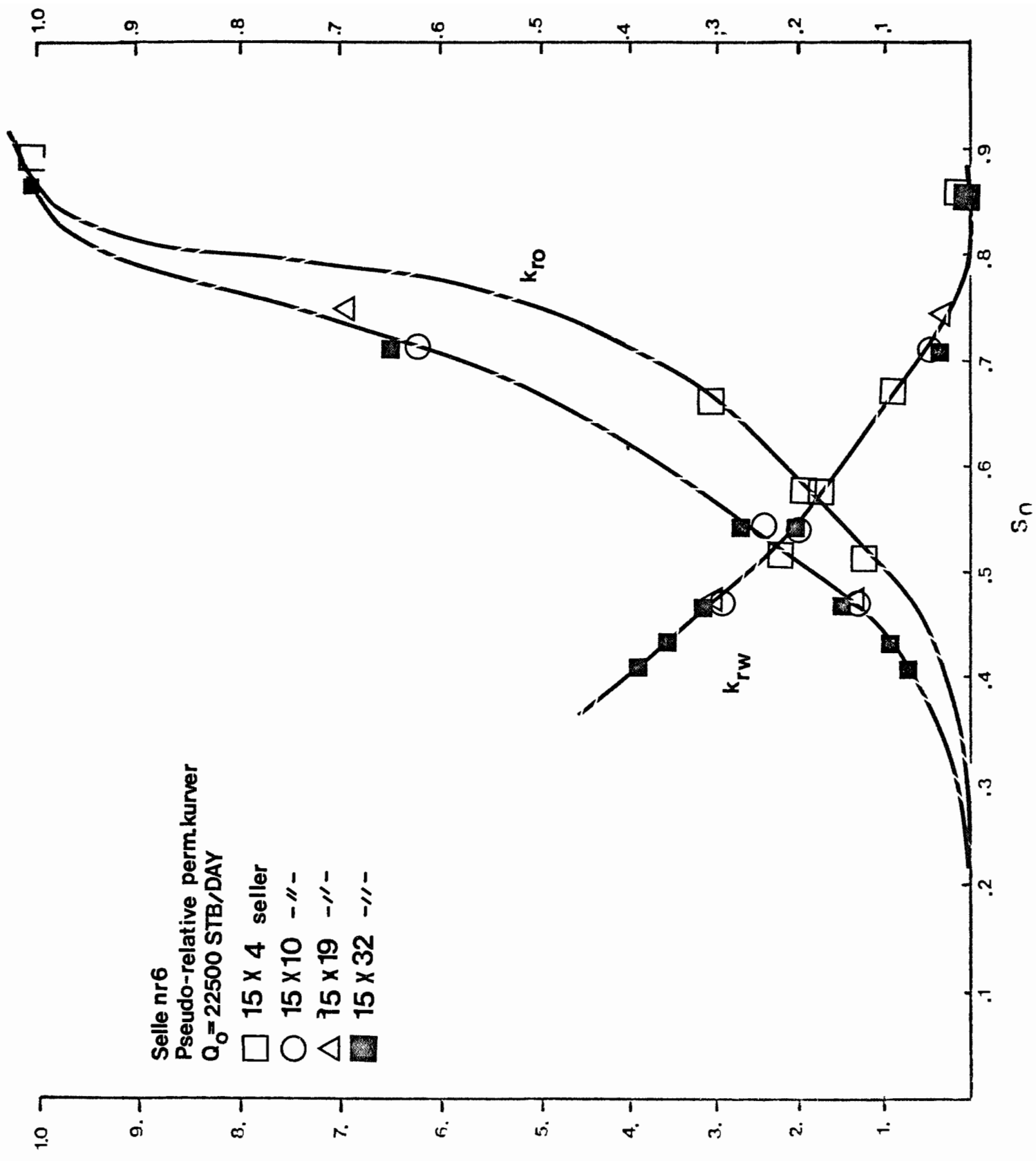
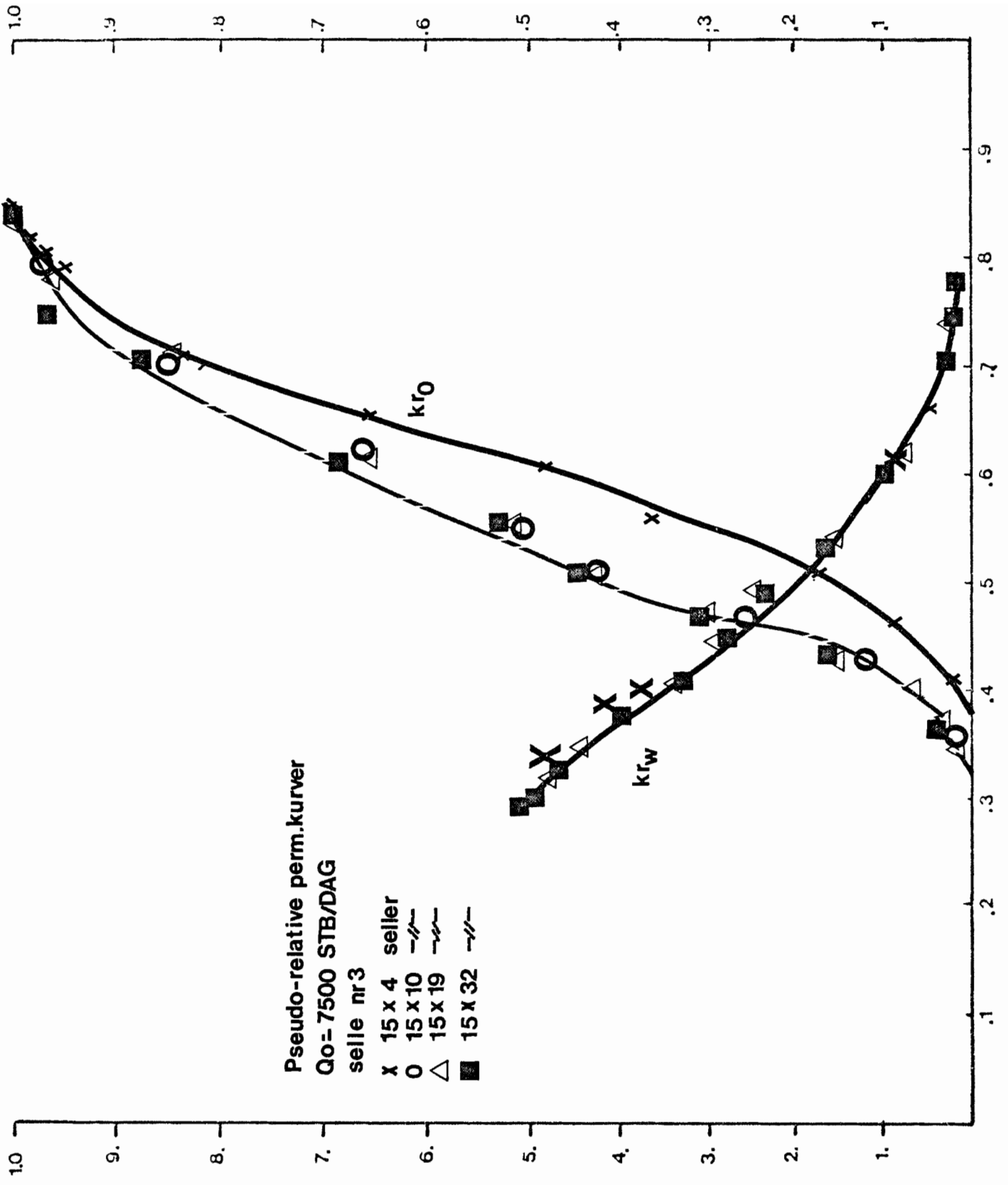


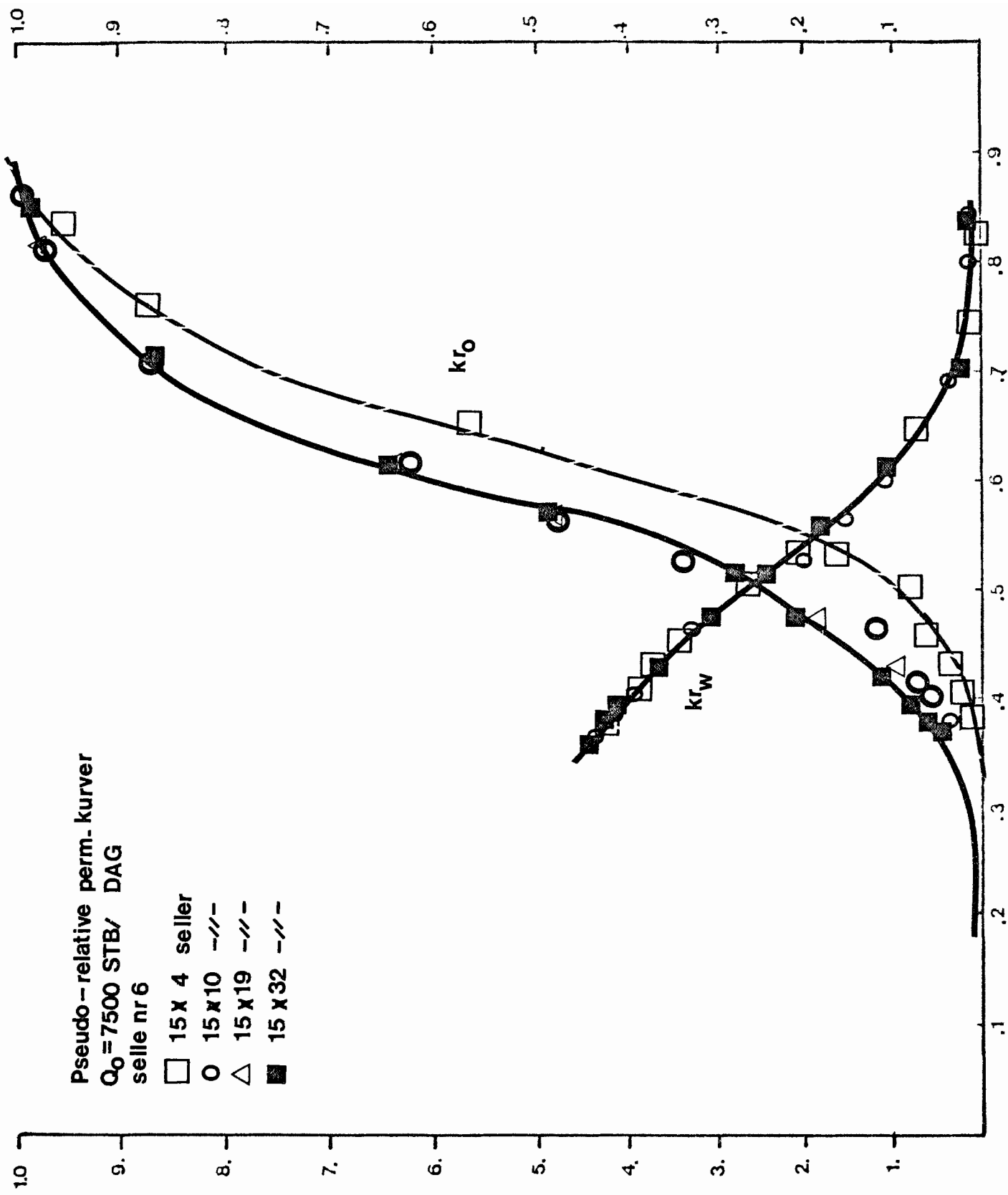
FIG. 5.9 VANNMETNINGSFRONTEN ETTER 10 ÅR SOM TILSVARER











7: Referanser.

- 1: The Modeling of a Three-Dimensional Reservoir with a Two-Dimensional Reservoir Simulator - The use of Dynamic Pseudo Functions. H.H. Jacks, O.J.E. Smith, C.C. Mattax, SPE paper no: 4071 presented at the SPE-AIME 47th Annual Fall Meeting, 1972.
- 2: Secondary and Tertiary Oil Recovery Processes, Interstate Oil Compact Commission, Oklahoma, September 1974.
- 3: Reservoarstudie 34/10-1, Statoil Juli 1979.

EVALUERINGSTEKNOLOGISEKSJONEN
AVDELING FOR PETROLEUMSTEKNOLOGI
STATOIL

RAPPORT:
KNo/ STL/EAA
SEPT. 1979

FORSØK PÅ BESTEMMELSE AV
GASS/VÆSKE RELATIV
PERMEABILITET VED HJELP
AV NUMERISK BRØNNTESTSIMULATOR

SPESIAL STUDIE PÅ 34/10-1
DST ≈ 1

METODE

I denne undersøkelse benyttet man seg av en endimensjonal, trefase implisitt reservoarsimulator utviklet ved Rogalandsforskning. Programmet er spesielt egnet for brønnstudier hvor man har store metningsvariasjoner som funksjon av tiden og dessuten fri gassutvikling nær brønnen.

Man har valgt en radiell geometrisk modell som vist på fig.2 med brønnen plassert i midten og med en radius som økes logaritmisk for hver blokk. Modellen må være slik at trykkbølgen ikke når reservoarets ytter grenser iløpet av simuleringstiden. Ved hjelp av en testkjøring fant man dreneringsradius og satte en grense ved 12 blokker. Tykkelsen på alle blokker ble valgt lik 6m.

En del initielle data er samlet i tabell 2. De data som ikke fins der er hentet fra PVT-rapport på 34/10-1 og Log analyse fra samme brønn.

Blokk 1 tilsvarer brønnen, og den høye permeabilitet i denne blokken er nødvendig for å sikre øyeblikkelig produksjon av gass/olje i denne celle.

FORMÅL

I følge feltevalueringssplanen for 34/10 Delta ble det bestemt at man våren 1979 skulle starte en reservoarstudie på 34/10, på grunnlag av resultater fra første brønn. Formålet var bl.a. å framlegge foreløpige produksjonsprofiler ved forskjellige utviklingsmekanismer. I de tilfeller hvor trykket faller under kokepunktet og man får utvikling av fri gass, vil modellen måtte inneholde opplysninger om gass/væske relativ permeabilitet. Da man på dette tidspunkt ikke hadde eksperimentelle data å bygge på, ble det høsten 1978 igangsatt en studie for å forsøke å beregne disse ved hjelp av en numerisk brønntestsimulator. Man tok da utgangspunkt i 34/10-1 DST 1. Sammendrag av testen og forløpet er vist i tabell 1 og fig. 1, ellers henvises til testrapport fra okt. 1978 for ytterligere detaljer.

Tabell 1.

Sammendrag for DST nr. 1

Begynnelses (initial) reservoartrykk (ekstrapolert trykk) ved 1907.5m MSL	:	317.5 bar (4605 psi)
Formasjonskapasitet (1904-1910m MSL)	:	700 md-ft
Formasjonstykkelse	:	6m (19.7 ft)
Permeabilitet (build-up)	:	35 md
Skin (formasjonsskade)	:	0.75
ΔP_{skin} (formasjonsskade)	:	18.3 bar (266 psi)
"Radius of investigation"	:	180m (600 ft)
Produktivitetsindeks	:	1.01 m ³ /dag/bar (0.43 STB/dag/psi)
PI (uten skin p.g.a. formasjonsskade)	:	1.11 m ³ /dag/bar (0.48 STB/dag/psi)
SPI (uten skin p.g.a. formasjonsskade)	:	0.18 m ³ /dag/bar/m (0.024 STB/dag/psi/ft.)

Tabell 2 initielle betingelser, pr. celle.

Blokk nr.	Blokk radius	Permeabil.	Porositet	Oljemetn.	Vannmetn.	Metnings-trykk	Olje/vann, gass Tryk
	meter	md.	%	%	%	Bar	Bar
1	.05	1000000	.21	.44	.56	260.2	315.0
2	.1	35	-	-	-	-	-
3	.23	-	-	-	-	-	-
4	.529	-	-	-	-	-	-
5	1.217	-	-	-	-	-	-
6	2.8	-	-	-	-	-	-
7	6.44	-	-	-	-	-	-
8	14.8	-	-	-	-	-	-
9	34.05	-	-	-	-	-	-
10	78.31	-	-	-	-	-	-
11	180.1	-	-	-	-	-	-
12	414.2	-	-	-	-	-	-

STUDIE

Etter at man har initialisert modellen har man med utgangspunkt i tidsforløpet av den aktuelle test forsøkt å tilpasse de målte verdier for gass/olje produksjonen.

Simuleringen starter ved tiden $T=0$, og den eneste begrensning er at det midlere trykk i blokk nr. 1 ikke skal gå under det observerte bunnhullstrykk på 129 bar. Selve simuleringen ble kjørt like lenge som den utførte test nemlig $T=0.308$ dager.

Den eneste utkjente størrelse skulle da være gass/væske relativ permeabilitet som man kan variere slik at man oppnår best mulig tilpasning til den observerte produksjon av gass og olje.

RESULTAT OG KONKLUSJON

Figur 3 og 4 viser resultatene fra den simuleringskjøring som hadde den beste tilpasning, og som derfor er utgangspunktet for den videre analyse. Kurvene som beskriver testen er inntegnet etter at en rettlinjete tilpasning er utført på de observerte data.

De relative permeabilitetskurver som gir det beste resultat er gitt i tabell 3. Kurveforløpet er imidlertid fullstendig udefinert for $S_L < .98$ på grunn av at studien ikke viste høyere gassmetning enn $\approx 2\%$ i noen blokker.

Konklusjoner er derfor at man har en kritisk gassmetning på $\approx 1\%$ og at

$$k_{r_g} = .7 \quad \text{for } S_L = .99$$

$$k_{r_g} = .5 \quad \text{for } S_L = .98$$

S_L (%)	K_{r_g} (%)	K_{r_e} (%)
1.0	0.0	1.0
0.99	0.00001	0.7
0.98	0.001	0.5
0.97	0.0055	0.35
0.95	0.011	0.20
0.90	0.018	0.066

Tabell 3 Gass/væske rel. permeabilitet benyttet ved den endelige simuleringskjøring.

Fig. 1

Trykk og produksjonsforløp ved test
av 34/10-1
DST# 1

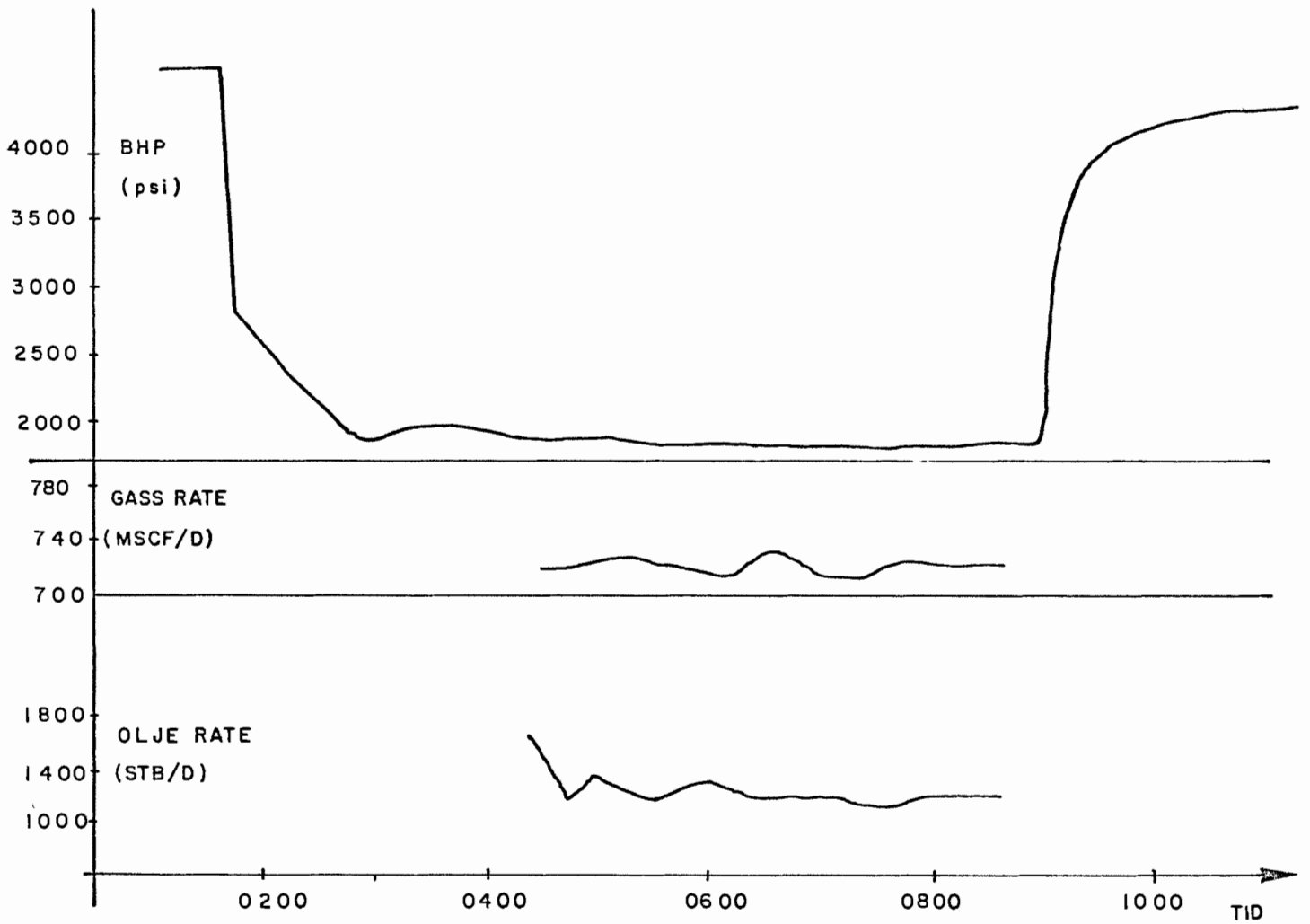


Fig. 2

Geometrisk modell.

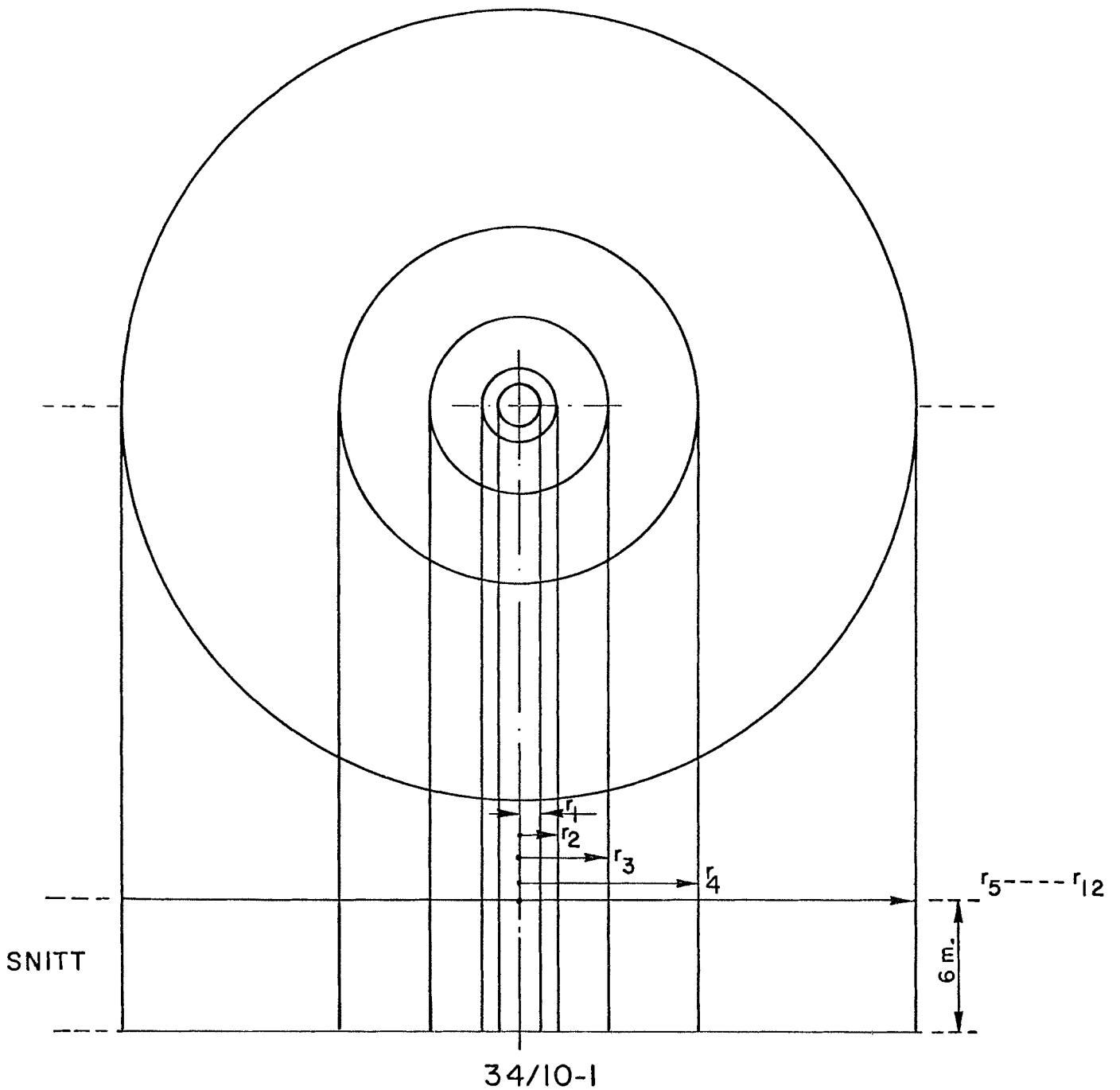


Fig.3

OLJEPRODUKSJON FRA BRØNNTESTSIMULATOR
SAMMENLIKNET MED DST#1

• Simulering

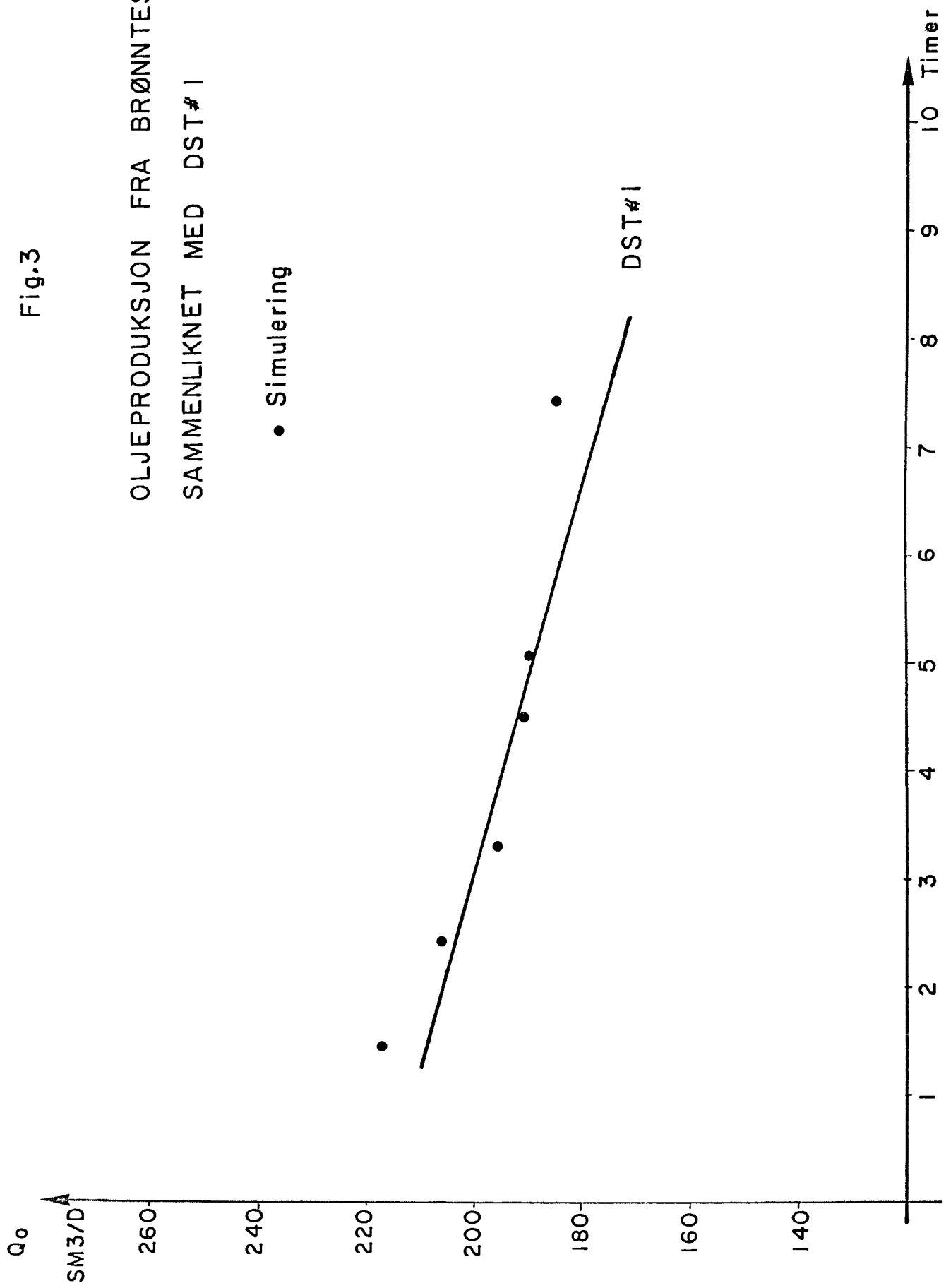


Fig. 4

GASSPRODUKSJON FRA BRØNNTTESTSIMULATOR
SAMMENLIKNET MED DST# 1.

• Simulering.

