

# **Simulering og Analyse av 3-fase Strømningseksperimenter**

**Masteroppgave**

**Arne Kristian Schille**



Institutt for Fysikk og Teknologi

Centre of Integrated Petroleum Research

Juni 2009



## **Forord**

Oppgaven er skrevet som en del av mastergraden utført ved Center for Integrated Petroleum Research, CIPR, ved Universitetet i Bergen. Oppgaven handler om simulering og historietilpasning av eksperimenter med 3 faser ved å endre relativ permeabilitet. Hovedveileder ved CIPR har vært Arne Skauge.

Jeg vil takke Arne Skauge for gode innspill og lærerike diskusjoner under arbeidet med oppgaven. Jeg har også satt pris på den lystige tonen og det gode humøret. Jeg ønsker også å takke medstudenter ved CIPR for et godt trivelig arbeidsmiljø.

Arne Kristian Schille

Bergen 12.Juni 2009



## Sammendrag

Formålet med denne oppgaven var å analysere og simulere strømmingseksperimenter med 2 og 3 faser.

Størsteparten av oppgaven dreide seg om å historietilpasse eksperimentene ved å endre relativ permeabilitetskurver og simulere med og uten kapillartrykk. Dette for undersøke effekten av kapillartrykk i simuleringer i to og tre faser. Simuleringene viste høy effekt av kapillartrykk ved historietilpasningen av eksperimentene med to faser, men overraskende liten effekt i simuleringene av eksperimentene med tre faser. Årsaken til den lave effekten av kapillartrykk i simuleringene i tre faser ble ikke konkludert, men det ble drøftet i diskusjonen. Simuleringene avdekket også et problem ved å simulere eksperimenter med injeksjon ved stabil tilstand. Verken Eclipse eller Coreflow gav tilfredsstillende resultater i transient-periodene mellom hvert punkt for stabil tilstand.



# Innhold

<b>1</b>	<b>Introduksjon</b>	<b>- 1 -</b>
<b>2</b>	<b>Teori</b>	<b>- 3 -</b>
2.1	Permeabilitet og relativ permeabilitet	- 3 -
2.2	Vætning (Fukt)	- 4 -
2.3	Kapillartrykk	- 6 -
2.4	Imbibisjon og drenering	- 9 -
2.5	Hysterese	- 11 -
2.5.1	Definisjon	- 11 -
2.5.2	Hysterese fra kontaktvinkler	- 11 -
2.5.3	Hysterese på grunn av fanging av fase	- 11 -
2.6	Modeller	- 13 -
2.6.1	Stone I og II, modellering av relativ permeabilitet i 3-fase	- 13 -
2.6.2	Lands hysteresemodell fra 1968	- 16 -
2.6.3	Coreys modell	- 18 -
<b>3</b>	<b>Metode</b>	<b>- 20 -</b>
3.1	Eksperimentelle data	- 20 -
3.1.1	Dataseriene	- 22 -
3.1.2	Kapillartrykksdata	- 24 -
3.1.3	Eksperimentelt oppsett	- 25 -
3.1.4	Fysiske betingelser ved eksperimentene	- 26 -
3.1.5	Beskrivelse av kjernepluggen	- 27 -
3.2	Simulering i Eclipse	- 28 -
3.3	Simulering i Sendra	- 30 -
<b>4</b>	<b>Resultater og diskusjon</b>	<b>- 31 -</b>
4.1	Guide over effekten av ulike Corey-eksponenter	- 32 -
4.2	Kurvetilpasning av kapillartrykk	- 33 -
4.3	Modellering av kapillartrykket	- 35 -
4.4	Seriene	- 38 -
4.4.1	Serie#1 CDI – CID	- 38 -
4.4.2	Serie#2 IDC	- 55 -
4.4.3	Serie#4 DDI – IID-1	- 61 -

4.4.4	Serie#5 DDI – IID-2.....	- 70 -
4.4.5	Serie#6 DDI – IID-3.....	- 80 -
<b>5</b>	<b>Diskusjon.....</b>	<b>- 90 -</b>
5.1	Relativ permeabilitet .....	- 90 -
5.1.1	2- mot 3-fase.....	- 90 -
5.1.2	Hysterese .....	- 92 -
5.1.3	Fanging av gass .....	- 93 -
5.2	Simulering av injeksjon i stabil tilstand og ikke-stabil tilstand.....	- 94 -
5.3	Simulering med og uten kapillartrykk.....	- 96 -
5.3.1	2-fase .....	- 96 -
5.3.2	3-fase .....	- 98 -
<b>6</b>	<b>Konklusjon.....</b>	<b>- 102 -</b>
	<b>Nomenklaturliste .....</b>	<b>- 103 -</b>
	<b>Referanser .....</b>	<b>- 105 -</b>
	<b>Vedlegg .....</b>	<b>- 107 -</b>
	Bilde av Eclipsemodellen.....	- 107 -
	Datafil for simulering av 3-fase i Eclipse.....	- 108 -



# 1 Introduksjon

WAG er en forkortelse for den engelske betegnelsen Water Alternating Gas, og er en utvinningsmetode som har blitt dokumentert helt tilbake til 1957 i Canada. Grunnen til at man startet med WAG var for å bedre dreneringseffektiviteten ved gassinjeksjon. WAG ble dermed introdusert som en metode som skulle dra nytte fordelene til både vann- og gassinjeksjon samtidig. Vannet skulle få gassen til å bre seg utover og gassen skulle sørge for høy mikroskopisk utvinning fra porene opp restoljen fra porene i reservoarbergarten. Ulempen med gassinjeksjon er det ufordelaktige mobilitetsforholdet mellom olje og gass. Gassens lave viskositet i forhold til oljen gjør at gassen har lett for å finne raskeste vei fra injeksjonsbrønnen og frem til produksjonsbrønnen uten at den har fått skjøvet oljen fremfor seg. Derfor kan WAG kombinere de gode viskøse kreftene fra vann og sammen med den høye mikroskopiske fortrengningen til gass.

Et av problemene ved WAG er å modellere den fysiske oppførselen til de enkelte fasene i reservoaret. Det har stadig kommet flere og forbedrede modeller som beskriver 3-fase relativ permeabilitet, kapillartrykk og hysteres, men fortsatt er det et stykke igjen til den perfekte beskrivelsen.

I denne masteroppgaven skal simuleringer og analyse av eksperimenter av 3-fase bidra til å kartlegge og gi en økt forståelse av fluidenes oppførsel i en kjerne med intermediærfuktende egenskaper. Oppgaven skal også gi økt forståelse av hvordan den numeriske simulatoren Eclipse behersker simulering av strømningseksperimenter med 3 faser, med og uten kapillartrykk.



## 2 Teori

### 2.1 Permeabilitet og relativ permeabilitet

Permeabilitet defineres innenfor geologien som graden av hvor lett en bergart gjennomstrømmes av fluider gjennom et nettverk av porer og sprekker [1]. Darcys lov er en matematisk lov som sier at et volum av vann som passerer igjennom et spesifikt areal av et permeabelt materiale til en viss tid, er avhengig av materialets permeabilitet og hydrauliske gradient [1]. Ligningen til Darcys lov er gitt i (2.1). Hvis raten væskens strømningsrate er kjent, kan ligningen løses med hensyn på permeabiliteten,  $K$ , og vi finner bergartens permeabilitet.

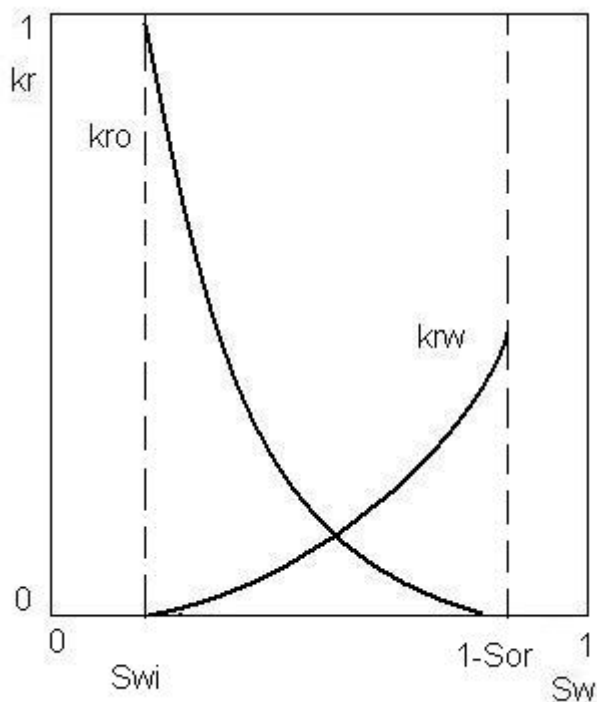
$$Q = \frac{A \cdot K}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L} \Rightarrow K = \frac{Q \cdot L \cdot \mu}{A \cdot \Delta P} \quad (2.1)$$

I ligningen er  $Q$  er flømmingsraten,  $A$  er arealet av tverrsnittet,  $\mu$  er viskositeten til fluidet,  $L$  er lengden av det porøse mediet og  $\Delta P$  er trykkdifferansen over lengden  $L$ .

Et oljereservoar er ofte mettet av flere enn kun én fase. Effekten av dette er at det blir mindre plass til gjennomstrømming for hver enkelt fase. Relativ permeabilitet (relperm) er derfor definert som den effektive permeabiliteten et fluid opplever delt på den absolutte permeabiliteten til det porøse mediet (2.2).

$$k_r = \frac{k_{eff}}{K_{absloutt}} \quad (2.2)$$

Den relative permeabiliteten har vanligvis verdier som er mellom 0 og 1, men det er tilfeller hvor verdien er over 1. Dette kan for eksempel forekomme for relativ permeabilitet til olje når kjernen har metningen  $k_{ro}(S_{wi})$ . Dette skyldes at vannet kan legge seg som en glatt film mellom bergarten og oljen, slik at oljen faktisk strømmer lettere enn om vannet ikke hadde vært tilstede [2, 3]. Når flere mobile fluider er til stede i samtidig pleier summen av disse å være mindre enn 1.



**Figur 2-1 Typisk form på relativ permeabilitetskurver etter måling ved laboratorieeksperimenter.**

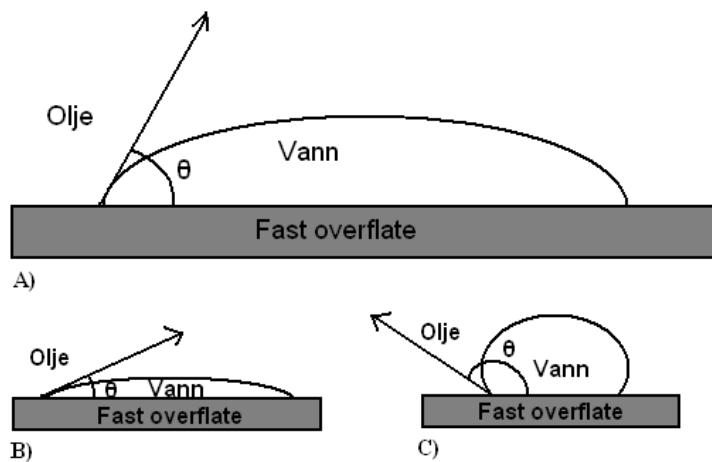
Figur 2-1 viser en typisk form på et plott av relativ permeabilitetskurverne til vann og olje. Ved vannmetninger mindre enn  $S_{wi}$  er vannet immobilisert og den relative permeabiliteten er 0. Den relative permeabiliteten til vann øker når vannmetningen øker. Det motsatte gjelder for oljen, som har relativ permeabilitet 0 når metningen er  $1 - S_{or}$ , og økende relativ permeabilitet når vannmetningen avtar.

Vanligvis ved kalkulering av relativ permeabilitet, blir kapillartrykket antatt å være lik null. Endeeffekter som oppstår grunnet kapillartrykk ønskes å beholdes så små som mulig, og dette oppnås ved å bruke høye strømningsrater [4].

## **2.2 Vætning (Fukt)**

Vætning defineres som en overflates affinitet for et fluid ved tilstedeværelse av to eller flere ikke-blandbare væsker [5]. Tiltrekningskrefter i væsker gjør at væsker ønsker å ha så liten overflate som mulig. Når en væske er på en overflate kan intermolekylære krefter mellom væsken og overflaten virke slik at væsken kan oppnå så lite overflateareal som mulig. Når to ikke-blandbare væsker er til stede på en overflate samtidig vil molekylene på den faste overflaten ha en tiltrekkende kraft på molekylene i væskene. Denne tiltrekningskraften fører

til at væskene ønsker å bre seg utover den faste overflaten. Kraften kan virke på fluidene med forskjellig styrke, og det fluidet som har den største tiltrekningskraften til overflaten vil være det fluidet som brer seg mest utover overflaten. Dette fluidet vil også per definisjon være den fuktende fasen til overflaten.



**Figur 2-2 Vanndråpe på en overflate med olje til stede. Fuktegenskapene til overflaten bestemmer vinkelen  $\theta$ . A) viser en svakt vannfuktende overflate. B) Sterkt vannfuktende overflate. C) Sterkt oljefuktende overflate.**

Figur 2-2 viser et eksempel på ulike fuktpreferanser for vann og olje på en overflate. Det er vinkelen  $\theta$  som viser fuktegenskapene til overflaten. Vinkelen  $\theta$  blir normalt målt i forhold til væsken med høyest massetetthet, som er vann i dette tilfellet er vann. Eksempelene fra figuren viser i A) en svakt vannfuktende overflate. B) viser en sterkt vannfuktende overflate, og figuren C) viser en sterkt oljefuktende overflate.

Det finnes flere forskjellige skalaer for å klassifisere fukt, men en vanlig klassifisering angir vinkler mellom  $0^\circ - 75^\circ$  som vannvåte, og vinkler mellom  $105^\circ - 180^\circ$  som oljevåte. For vinkler nær til  $90^\circ$  kalles det for nøytral vætning [6-8]. Nøytral-vætede, eller intermediærvætede bergarter kan igjen deles opp i blandet vætning (eng. *mixed wet*) og delvis vætning (eng. *fractionally wet*). Ved tilfeller med tre faser samtidig blir den fasen som havner i midten kalt den intermediære vætende fasen.

Vætningssegenskapene har stor betydning for:

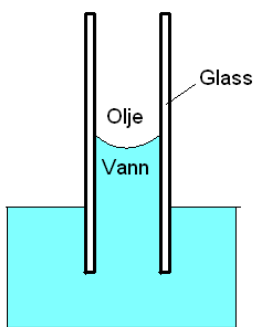
- Kapillærtrykkskurver
- Relative permeabilitetskurver
- Endepunktsmetninger

## 2.3 Kapillartrykk

Kapillartrykk kan defineres som den molekylære trykkforskjellen over en overflate mellom to væsker. I vårt tilfelle vil det være trykkforskjellen mellom vætende væske og ikke-vættende væske (2.3) [6-8].

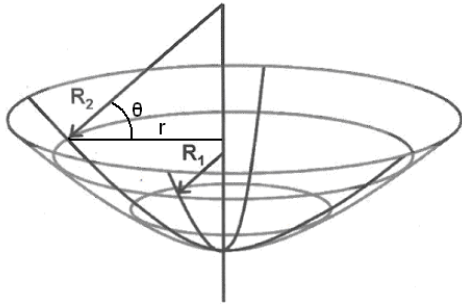
$$P_c = P_{non-wetting} - P_{wetting} \quad (2.3)$$

Trykkforskjellen skyldes indre krefter i væskene og ytre elektrostatiske krefter som virker på væskene og er de samme kreftene som avgjør fukttegenskapene til en overflate. Disse kan man tydelig se hvis man har et kapillærrør av glass som senkes ned i et bad med vann og olje (Figur 2-3).



**Figur 2-3: Olje og vann i et kapillærrør. I overflaten mellom vann og olje danner en krummet menisk på grunn av trykkforskjellen i fasene.**

Trykkforskjellen mellom væskene vann og olje gjør at overflaten er konveks inn mot den vætende fasen, som i vårt eksempel her i Figur 2-3 er vannfasen. Ved å bruke Young-Laplace-ligningen (2.4) kan kurvene i menisken mellom fluidene brukes til å beregne hvor stort kapillærtrykket er mellom dem (Figur 2-4).



**Figur 2-4: Overflaten mellom olje og vann hvor det er formet en menisk som krommer innover i vannfasen (Fra side 121 [6])**

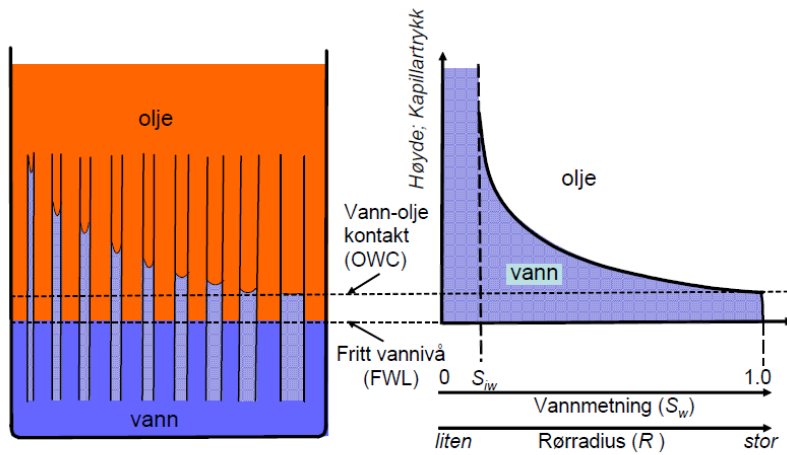
$$P_c = \sigma_{ow} \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (2.4)$$

Hvor  $R_1$  og  $R_2$  beskriver radien til kurven og  $\sigma_{ow}$  er overflatespenningen mellom vann og olje.

Fra geometrien har vi:  $R_2 = \frac{r}{\cos \theta}$  Hvis formen på menisken ikke er avlang, men sirkulær, vil  $R_1=R_2$  og formel (2.4) kan skrives om til (2.5).

$$P_c = \sigma_{ow} \left( \frac{2}{R} \right) = \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta}{r}, \text{ hvor } r \text{ vil være poreradien} \quad (2.5)$$

Fra ligning (2.5) ser vi at kapillærtrykket er omvendt proporsjonal med poreradien, noe som vises tydelig når man ser på eksperimentet med kapillærrør av forskjellig tykkelse i Figur 2-5.



Figur 2-5: Kapillærrør med forskjellig tykkelse og sammenhengen mellom porestørrelsesfordeling og kapillærtrykkskurven (hentet fra s.24 [9]).

Kapillærtrykket gjør at vannet "suges" opp i kapillærrøret og det stopper ikke før det er oppnådd likevekt med vanntrykket (2.6). De rørene med minst radius har høyest kapillærtrykk og vannhøyden er synkende med stigende radius. Formen på en kapillærtrykkskurve henger nøye sammen med porestørrelsesfordelingen i kjernepluggen.

$$P_c = \Delta\rho gh \tag{2.6}$$



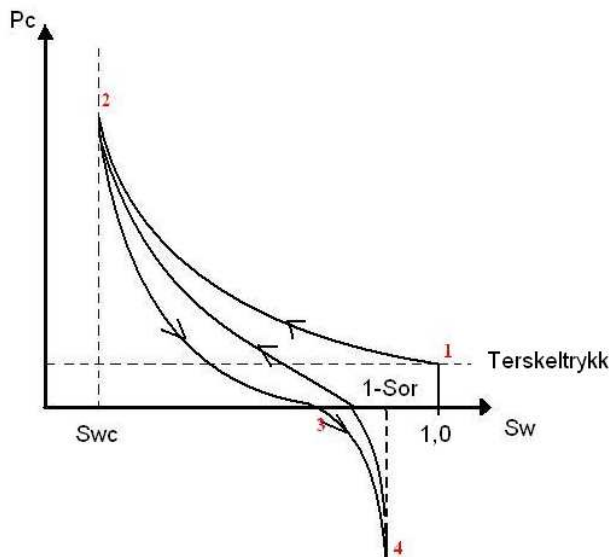
## **2.4 Imbibisjon og drenering**

Imbibisjon er et ord som kommer av det engelske ordet for oppsuging, og er i petroleumssammenheng definert som når den fuktende fase fortrenger den ikke-fuktende fasen. En drenering er da motsatt prosess, når ikke-fuktende fase fortrenger den fuktende fasen.

Ved kjerneanalyse er ofte utgangspunktet en rensert og tørket plugg som først mettes 100 % med vann. Ved 100 % vannmetning måles egenskaper som absolutt permeabilitet og primærdreneringskurven måles.

Figuren nedenfor (Figur 2-6) illustrerer de forskjellige stegene av imbibisjon og drenering for en vanlig vann-olje prosess for en vannfuktende kjerne.

- Kjernen starter med en 100 % vannmetning
- Trinn 1 er ved terskeltrykket. Terskeltrykket er det trykket oljen må overvinne for å treng inn i de største porene. (2.16)
- Fra trinn 1 til trinn 2 dreneres vannet ut, og dette er en primærdreneringskurve.
- I trinn 2 har vannmetningen nådd immobil metning, som er den minimale vannmetningen.
- Fra trinn 2 til trinn 3 vil vann spontanimbibere inn i kjernen pga. kapillære krefter.
- Ved trinn 3 er  $P_C=0$  og systemet er i likevekt.
- Fra trinn 3 til trinn 4 er det en tvungen imbibisjon av vann. For å få til dette må trykket i vannfasen øke. Vannmetningen når ikke 100 % metning, men stopper ved  $1-S_{or}$ .
- Fra trinn 4 til trinn 2 kalles kurven en sekundærdrenering.



**Figur 2-6: Kapillærtrykkskurve som viser primærdrenering, spontanimbibering, tvungen imbibiering og sekundærdrenering**

For at oljen skal klare å trenge inn i pluggen, må trykket overstige det som kalles for terskeltrykket gitt ved ligning (2.7) og de største porene vil fylles med olje først.

$$P_{terskel} = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_{maks}} \quad (2.7)$$

Som vi kan se fra Figur 2-6 er det ikke kapillærtrykket nødvendigvis det samme ved like metninger. Vi kan se fra kurvene at kapillærtrykket ikke nødvendigvis er det samme ved lik metning, men er avhengig av hvilken retning metningen beveger seg i og metningshistorien. Denne effekten kalles for hysteresis og blir tatt nærmere i betraktning i neste kapittel.

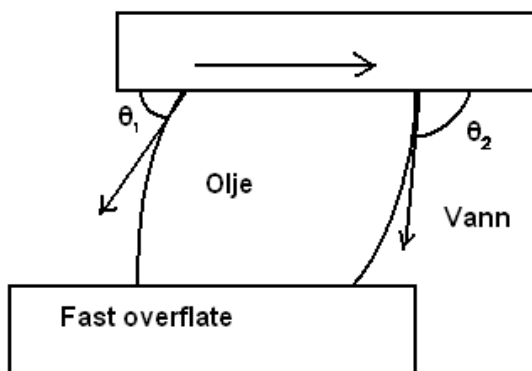
## 2.5 Hysterese

### 2.5.1 Definisjon

Hysterese kommer av ordet 'å henge igjen', og defineres i Store norske leksikon [10] som det fenomenet hvor en tilstandsending som følge av en ytre påvirkning ikke forsvinner når påvirkningen fjernes. For fluidsystemer vil betydningen være at systemets tilstand avhenger av den historiske tilstanden til systemet. Både den relative permeabiliteten og kapillærtrykket er historieavhengig. Dette fører til at de kan ha forskjellige verdier ved samme metning. De viktigste grunnene til hysterese i reservoaret er poregeometri, væsker som fanges i porer og kontaktvinkler mellom væsken og bergarten.

### 2.5.2 Hysterese fra kontaktvinkler

Figur 2-7 viser kontaktvinkler som endrer seg på bakgrunn av oljens strømningsretning relativt til overflaten. Vinkelen  $\theta_1$  er liten når oljen beveger seg mot innover mot overflaten, og  $\theta_2$  er større når oljen trekker seg vekk fra overflaten.

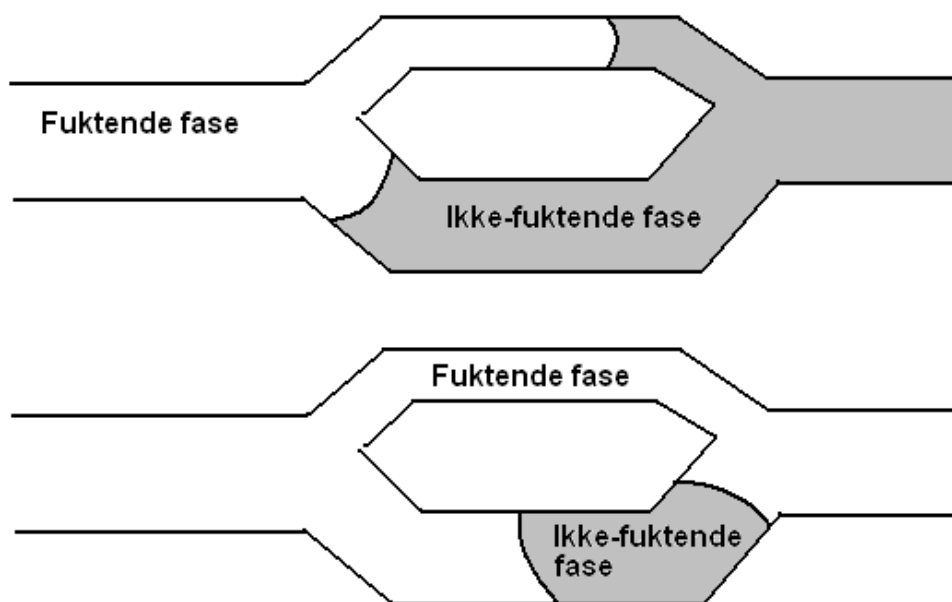


Figur 2-7: Kontaktvinklene mellom olje og overflate endrer seg etter hvilken retning oljen har i forhold til overflaten.

### 2.5.3 Hysterese på grunn av fanging av fase

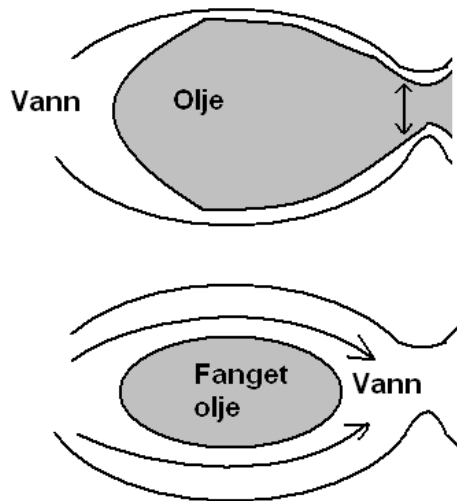
Hysterese kan også forekomme på grunn av fanging av fluider i porene. Fanging i porene kan gjøre prosessen irreversibel. Det finnes flere mekanismer bak fanging. To av dem er fanging på grunn av dobbel porehals (*eng. pore doublet*) og fanging på grunn av avkobling (*eng. snap-off*) [11].

Dobbel porehals modellen forklarer hvordan en væske kan bli fanget i en pore når væskene flyter med ulik hastighet gjennom porer av ulik størrelse. Modellen beskrives av en tube som splittes inn i to porehalsar med forskjellig radius, og blir sammenkoblet igjen. De kapillære kreftene vil trekke fuktende fase inn i de smaleste porehalsene samtidig som de viskøse kreftene også vil virke i de tykkeste porehalsene. Når fuktende fase har blitt sammenkoblet i andre enden, strømmes den igjennom den smale porehalsen istedenfor å skyve ut den fangede fasen i den tykkere porehalsen. Dermed blir den ikke-fuktende fasen liggende igjen som residuell metning.



**Figur 2-8: Dobbel porehals, før og etter fanging av ikke-fuktende fase.**

Avkobling-modellen forklarer fanging når forskjell mellom størrelse på pore og porehals er stor. I en vannvåt pore kan oljen bli fanget når vannfilmen i porehalsen vokser slik at den møtes. Da er ikke oljen lenger koblet til resten av oljen og har ingen vei å strømme. Vannet blir da strømmende rundt oljedråpen uten at dråpen forflyttes. (illustrert i Figur 2-9)



Figur 2-9: Fangning av olje ved avkobling.

## 2.6 Modeller

### 2.6.1 Stone I og II, modellering av relativ permeabilitet i 3-fase

Relativ permeabilitet i 3-fase er uten tvil et tema som er meget komplisert og vanskelig å modellere. I 1970 utviklet Stone [12] en metode for beregning av relativ permeabilitet i 3 faser som senere har blitt vanlig å benytte ved simuleringer med 3 faser. Stones metode går ut på å bruke to sett med 2-fasedata til å beregne relativ permeabilitet for den intermediær-fuktende fasen. Den fuktende og ikke-fuktende fasen er funksjoner av sine egne metninger.

Selv omtaler Stone sin egen metode som en teknikk der det blir interpolert mellom to sett av 2-fasedata for å finne den relative permeabiliteten i 3-faser. Modellen skal ifølge Stone kunne brukes både til oljefuktende og vannfuktende systemer.

Nødvendig data for å kunne bruke denne modellen i et vannfuktende system, er 2 sett med 2-fasedata; Vann-olje og gass-olje. I vann-olje tilfellet måler man relativ permeabilitet til både vannfasen og oljefasen, og det samme blir gjort for gass-olje systemet. Det blir også tatt hensyn til hystereseffekter i oljefasen ved å bruke dreneringskurvene for vann-olje hvis oljemetningen stiger og imbiberingskurver når oljemetningen minker.

Først defineres metningene som normaliserte metninger (2.8 – 2.10) og disse blir benyttet videre i ligningene. De er definert ved å betrakte  $S_{wi}$  og  $S_{or}$  som immobile væsker, slik at de normaliserte metningene kan betraktes som de effektive metningene.

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \quad (\text{for } S_o \geq S_{or}) \quad (2.8)$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \quad (\text{for } S_w \geq S_{wi}) \quad (2.9)$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wi} - S_{or}} \quad (2.10)$$

$$k_{ro} = S_o^* \beta_w \beta_g \quad (2.11)$$

$\beta_w$  og  $\beta_g$  er definert som faktorene  $S_o^*$  må ganges med for å tillate den uproporsjonale forholdet som  $k_{ro}$  synker med i takt som  $S_o^*$  synker (2.12 og 2.12).

$$\beta_w = \frac{k_{row}}{1 - S_w^*} \quad (2\text{-fase data}) \quad (2.12)$$

$$\beta_g = \frac{k_{rog}}{1 - S_g^*} \quad (2\text{-fase data}) \quad (2.13)$$

$$\beta_g = \beta_g(S_g^*) \quad (2.14)$$

Modellen er basert på rørstrømsteori (eng. *Channel flow theory*), som sier at i en hver strømningskanal er det maksimalt kun et mobilt fluid. Som følge av dette vil den vætende fasen primært være i de minste porene og den ikke-vættende fasen vil være i de største porene. Den intermediærfuktende fasen vil skille de to andre fasene fra hverandre. Av dette igjen følger det da at den relative permeabiliteten til vann ( $k_{rw}$ ) og kapillærtrykket mellom vann-olje i et system med tre faser vil kun være avhengig av sin egen metning ( $S_w$ ). Det samme gjelder også for gass.

Sansynlighetskonseptet kommer inn i ligning (2.11), hvis man ser på porenettverket som et knippe av sylindriske kapillarrør. I hvert rør strømmer det olje, men ved krysningspunkt kan denne strømmen blokkeres ved tilstedeværelse av vann eller gass. Slik er det distribuert utover hele nettverket. Hvis det ikke var for disse blokkeringene ville  $k_{ro}=S_o$ . For å ta høyde for blokkeringene er  $\beta_w$  definert til å være lik sannsynligheten for en oljefylt kapillarrør til ikke være blokkert av vann (2.15). Det samme gjelder for gass og  $\beta_g$ .

$$\beta_w = (\alpha_w \cdot f) + (1 - \alpha_w) \quad (2.15)$$

$\alpha_w$  = sansynligheten for blokkering av vann ved et av alle potensielle blokkeringspunkter.

$f$  = gjennomsnittlig redusert strømningskapasitet i en kanal som følge av blokkering.

I 1973 oppdaterte Stone modellen [13] og denne har senere fått navnet Stone II. I denne oppdateringen er fortsatt basert på antagelsen om rørstrømsteori som sier det maks er en mobil væske i en strømningskanal. Den bruker også i likhet med Stone I 2 sett med 2-fasedata som input. Hysteresse blir ivaretatt ved å bruke samme retning på metningsendringene i 2-fase settet som i 3-fase beregningene. Relativ permeabilitet i oljefasen beregnes ved å benytte ligning (2.16).

$$k_{ro} = (k_{row} + k_{rw})(k_{rog} + k_{rg}) - (k_{rw} + k_{rg}) \quad (2.16)$$

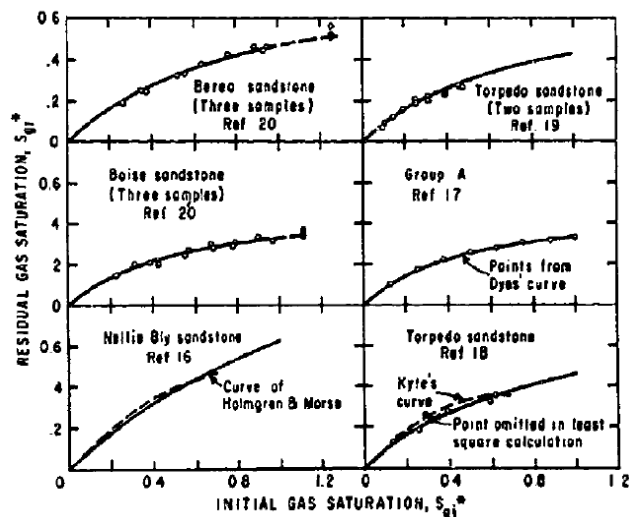
I oppdateringen er det mulig å benytte eksperimentell data av  $S_{or}$  for å bedre resultatene i områder der det er høy vannmetning eller lav gassmetning.

## 2.6.2 Lands hysteresemodell fra 1968

Land publiserte i 1968 [14] en metode for å kalkulere relativ permeabilitet for imbibisjonskurver i både 2- og 3-fasesystemer. Land var den første som oppdaget den empiriske sammenhengen mellom den residuelle metningen  $S_{nwr}$  etter vannimbibisjon og den initielle metningen  $S_{nwi}$ . Denne sammenhengen blir beskrevet i ligning (2.17) og viser at resiprokalen av differansen mellom metningene er tilnærmet konstant for gitte bergarter. Dette kalles for Lands konstant (C) og vil da være en konstant som representere bergartens fangingskarakteristikk.

$$C = \frac{1}{S_{nwr}} - \frac{1}{S_{nwi}} = \frac{1}{(S_{nwr})_{\max}} - 1 \quad (2.17)$$

Lands konstant har blitt veldig viktig for den videre utviklingen av nyere hysteresemodeller og blir benyttet i både Killoughs[15], Carlsons[16] og Larsen og Skauges[17] modeller for hysteresese.



Figur 2-10: Plottet viser tilpasningen av kurven  $1/S_{gi} - 1/S_{gr} = C$ . (figurer hentet fra[14])

De normaliserte metningene, eller effektive metninger, benyttes for å kun inkludere den delen av metningen som er mobil og dette uttrykkes som i ligning (2.18)



$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}, \quad S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wi}}, \quad S_o^* = \frac{S_o}{1 - S_{wi}} \quad (2.18)$$

Under imbibisjon vil den mobile delen av  $S_{nw}$  bli

$$S_{nwF}^* = \frac{1}{2} \left[ (S_{nw}^* - S_{nwr}^*) + \sqrt{(S_{nw}^* - S_{nwr}^*)^2 + \frac{4}{C} (S_{nw}^* - S_{nwr}^*)} \right] \quad (2.19)$$

Ligning (2.19) vil da være et uttrykk for metninger for ikke-vætede fase som forblir mobil etter at metningen har blitt redusert fra  $S_{nwi}^*$  til  $S_{nw}^*$ .  $S_{nwi}^*$  Er den metningen ikke-vætede fase har før imbibisjonen starter.

Med den nye oppdagelsen brukte Land i allerede eksisterende teori om sammenhengen mellom relativ permeabilitet og porestørrelsesfordeling i bergarten.

$$S^* = \left( \frac{const}{Pc} \right)^\lambda, \text{ hvor } \lambda \text{ er en distribusjonsfaktor av porestørrelser} \quad (2.20)$$

$$k_{rw} = (S_{nwF}^*)^2 \left[ 1 - (1 - S_{nwF}^*)^{\varepsilon-2} \right], \text{ hvor } \varepsilon = \frac{2}{\lambda} + 3 \quad (2.21)$$

Ligningen (2.21) gir den relative permeabiliteten i imbibisjonsretningen i et 2-fase-system hvor man antar at det porøse mediet er fullstendig vannfuktende.

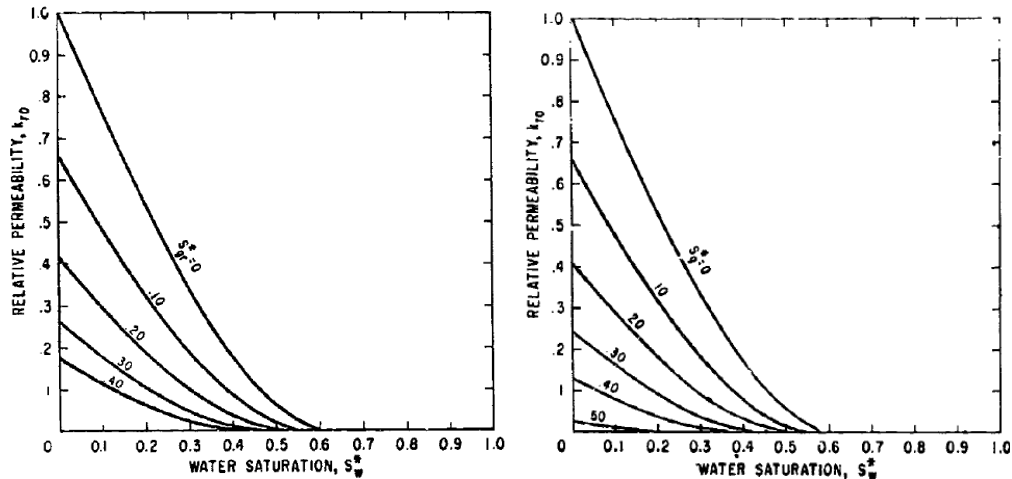
Ved 3-fase-tilfellet antas det at oljen og gassen, som ikke vil være de fuktende fasene, vil okkupere de samme porene. Derfor antas det at den relative permeabiliteten for vann vil være lik både for systemer med 2- og 3-faser, på samme måte som Stone antok.

$$k_{ro} = S_{oF}^{*3} (2S_w^* + S_{ot}^*) + S_{oF}^{*2} \quad (2.22)$$

Ligning (2.22) gir den relative permeabiliteten til olje ved for en imbibisjon av vann der oljen blir drenert, mens gassmetningen er mobil, men konstant.

$$k_{ro} = S_{oF}^{*3} (2S_W^* + S_{oF}^*) - S_{oF}^{*2} \left[ S_{gt}^{*2} + \frac{2}{C} \left( S_{gt}^* + \frac{1}{C} \ln \frac{S_{gt}^*}{S_{gi}^*} \right) \right] \quad (2.23)$$

Ligning (2.23) gir den relative permeabiliteten til olje ved for en imbibisjon av vann der oljen blir drenert, mens gassmetningen er konstant ved  $S_{gt}$ . Ved både ligning (2.22) og ligning (2.23) er det antatt at  $1/P_c$  er en lineær funksjon av  $S_j^*$ .



Figur 2-11: Til venstre:  $k_{ro}$  som en funksjon av vannmetningen og ved ulik metning av fanget gass. Til høyre:  $k_{ro}$  som en funksjon av vannmetningen og ved ulik metning av mobil gass. (Figurer hentet fra [14])

### 2.6.3 Coreys modell

Corey-korrelasjonen [18] er en velbrukt metode for å konstruere relative permeabilitetskurver. Corey brukte normaliserte metninger til hver fase for å beregne relativ permeabilitet til vann, olje og gass. De normaliserte metningen er de samme som brukt i Stone (2.8 – 2.10).

Kurvene konstrueres ved å sette inn for metning og ved å velge verdi for eksponentene  $n$  og  $m$  i formlene (2.24 – 2.27)

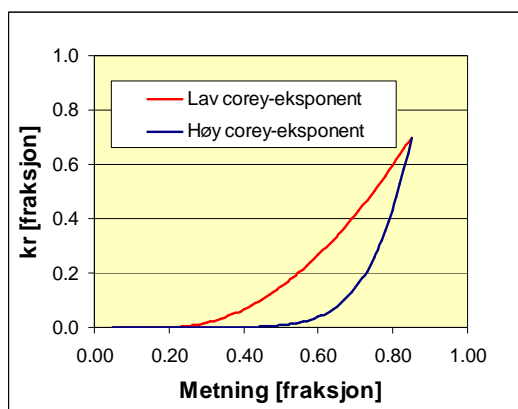
$$k_{row} = k_{ro}^0 (1 - S_w^*)^{m,w} \quad (2.24)$$

$$k_{rog} = k_{ro}^0 (S_g^*)^{m,g} \quad (2.25)$$

$$k_{rw} = k_{rw}^0 (S_w^*)^{n,w} \quad (2.26)$$

$$k_{rg} = k_{rg}^0 (S_g^*)^{n,g} \quad (2.27)$$

Det er eksponentene som bestemmer krummingen på relativ permeabilitetskurven og de varierer vanligvis mellom 1 – 7. En høy verdi gir en skarp krumming og en lav verdi gir en mindre krummet kurve (vist i Figur 2-12). Fra figuren ser vi at kurven med høy eksponent har en lavere relativ permeabilitet for alle metningsverdier bortsett fra i punktene for  $S_{\max}$  og  $S_{\min}$ , hvor begge kurvene har lik verdi.  $S_{or}$  var i dette tilfellet satt til 0,2.



Figur 2-12: Eksempel på relativ permeabilitetskurver med høy og lav Corey-eksponent.

## 3 Metode

### 3.1 Eksperimentelle data

Alle eksperimenter og bakgrunnsdata til oppgaven er produsert av en forskningsgruppe i StatoilHydro i samarbeid med Rogalandforskning. Eksperimentene har blitt logget og rapportert, og all eksperimentell data kommer fra den rapporten. Rapporten og kjernematerialet er for øvrig anonymisert for å unngå problemer konfidensielle data.

Eksperimentene består av kjerne-flømming ved stabil tilstand (ST). (eng. *Steady state*). ST-metoden gir en fordel ved at det er mulig å undersøke relativ permeabilitet over et større metningsområde enn for andre metoder. Det er også en fordel at fortrenningen ikke blir som en sjokkfront, men gir en lang transient periode. Samtidig er det også en komplisert og krevende metode som krever et godt utstyrt laboratorium i tillegg til god tid. Flere av eksperimentseriene har hatt en varighet på nesten 4 uker.

I flømmingseksperimenter med stabil tilstand, er likevektspunkter med stabil tilstand oppnådd flere ganger, i motsetning til eksperimenter med ikke-stabil tilstand hvor likevekt kun er oppnådd i slutten av eksperimentet. Likevekten (konstant trykk og metning) blir oppnådd ved å injisere 2 eller 3 faser samtidig med konstante rater over tid. Når likevekt er oppnådd endres som regel forholdet av fraksjonsstrøm, mens totalraten holdes konstant. Slik oppnås et nytt likevektspunkt med ST for nye metninger. Fordelen med dette er gode resultater hvor de relative permeabiliteten lett kan finnes ved å bruke Darcys lov.

Det er til sammen utført 6 serier med forskjellige eksperimenter med god kvalitet. 3 av eksperimentene er 2-fase flømming og de 3 resterende forsøkene er med 3 faser. Dette er gjort på en komposittplugg fra et oljefelt i Nordsjøen. Kjernepluggen er en komposittplugg som er satt sammen av 4 mindre plugger. Disse er koblet i en rekke for å danne en lengre plugg med egenskapene fra Tabell 3-1.

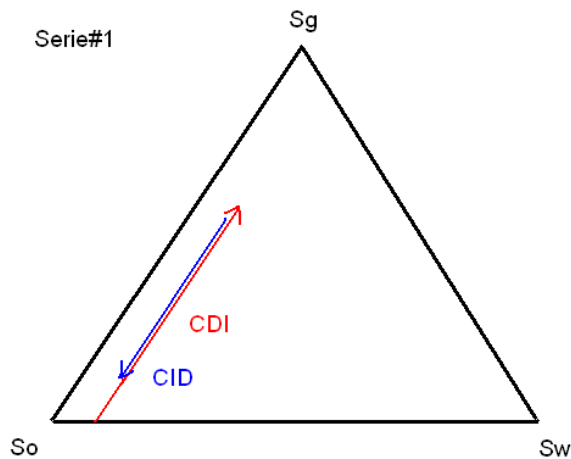
**Tabell 3-1: Kjernepluggen er satt sammen av 4 mindre pluggen. Tabellen er en oversikt over egenskapene til hver enkelt kjerne som utgjør komposittpluggen. Det var ikke oppgitt usikkerheter for disse verdiene i den mottatte eksterne rapporten.**

Dybde [ft]	Lengde [ft]	Diameter [cm]	K [mD]	Porøsitet [fraksjon]	kro(Swi) [mD]	Rekke- følge
2536.56	6.90	3.75	926	0.335	1625	1
2536.93	6.65	3.75	1282	0.351	1430	2
2536.51	6.92	3.76	862	0.316	975	3
2536.66	6.82	3.74	643	0.330	975	4

Rekkefølgen av pluggene viser at kjernepluggen med lavest permeabilitet er den som er plassert sist i komposittpluggen. Det er ikke gitt noen begrunnelse på hvorfor denne rekkefølgen er valgt. Det er ellers vanlig prosedyre er å plassere pluggen med høyest permeabilitet sist i rekken, for på denne måten å minimere kapillære endeffekter [19].

### 3.1.1 Dataseriene

Det er til sammen gjort 6 serier med stabil tilstand (ST) flømmingeksperimenter. Alle seriene er delt inn i sekvenser som beskrives med bokstavene C, D og I. Bokstavene beskriver metningsendringen for hver enkelt fase. (D) står for *minkende* (*Decreasing*), (C) for *konstant* (*Constant*) og (I) for *økende* (*Increasing*). Rekkefølgen på bokstavene korresponderer til *Vann, Olje og Gass*, slik at serie#1 CDI – CID vil tolkes; (C) Vann, (D) Olje, (I) Gass – (C) Vann, (I) Olje, (D) Gass. Dette tilsvarer prosessen i Figur 3-1.



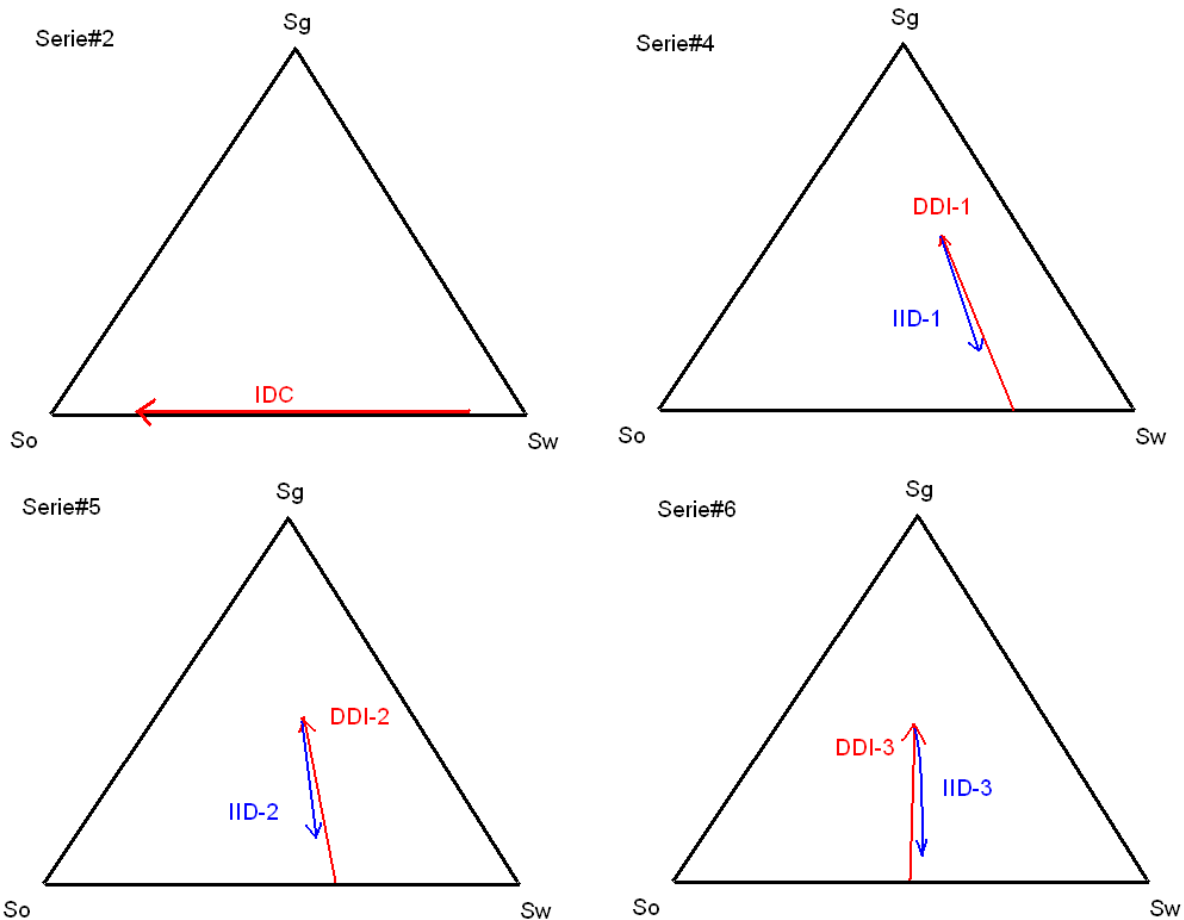
**Figur 3-1:** Ternærtriangel som illustrerer metningsområdet CDI – CID, beveger seg. Gassmetningen starter på 0, og øker i CDI. I CID blir gassmetningen redusert ned til  $S_{gt}$ . Vannmetningen er i denne serien konstant på  $S_{wi}$ .

Resten av seriene er illustrert i Figur 3-2.

**Tabell 3-2: Beskrivelse av de 6 forskjellige seriene av eksperimenter.**

Navn	Første sekvens	Andre sekvens	Beskrivelse
Serie#1	CDI	CID	Gass - Olje. Starter med gassflømming i CDI, for så igjen flømme med olje i CID. Vannmetningen konstant ved $S_{wi} = 0,15$
Serie#2	IDC		Vann – Olje En ren vannflømming som fortrenger olje.
Serie#3	DCI	ICD	Gass – Vann (Denne ble valgt å ikke simulere) Gass fortrenger vann i DCI og vann fortrenger gass i ICD.
Serie#4	DDI-1	IID-1	Vann – Olje – Gass DDI-1 er injeksjon av gass ved $S_{wi} = 0,47$ og $S_{oi} = 0,53$ . IID-1 er injeksjon av vann og olje som fortrenger gass.
Serie#5	DDI-2	IID-2	Vann – Olje – Gass Lik serie#4, men med høyere oljerate enn vannrate. DDI-2 er injeksjon av gass ved $S_{wi} = 0,37$ og $S_{oi} = 0,63$ . IID-2 er injeksjon av vann og olje.
Serie#6	DDI-3	IID-3	Vann – Olje – Gass Lik serie#4, men med høyere vannrate enn oljerate. DDI-3 er injeksjon av gass ved $S_{wi} = 0,54$ og $S_{oi} = 0,46$ . IID-3 er injeksjon av vann og olje.

Med unntak av Serie#3, som kun er en ren vann-gass flømming, starter en typisk serie med kjernen mettet med en initiell  $S_{oi}$  og  $S_{wi}$ . De initielle fasene er også de som injiseres i begynnelsen av eksperimentet med ratene  $Q_o + Q_w$ . Deretter starter injeksjon av  $Q_g$  samtidig som  $Q_{tot}$  holdes konstant. Når fraksjonsstrømmen av gass øker vil det starte en netto-produksjon av olje og vann helt til systemet igjen når ST. For hver gang systemet har nådd ST, er netto produksjonsrate lik 0. Deretter endres fraksjonsstrømmen på nytt for å gi en ny nettoproduksjon og nye målinger. Dette gir produksjonsplottet et trappelignende utseende (se for eksempel Figur 4-14). Til slutt når det ikke lenger er mulig redusere  $S_o$  og  $S_w$ , snur man prosessen og den kjøres med motsatt retning. Dette gir fanging av gassfasen som gir hysteresse både i relativ permeabilitet og kapillartrykk.



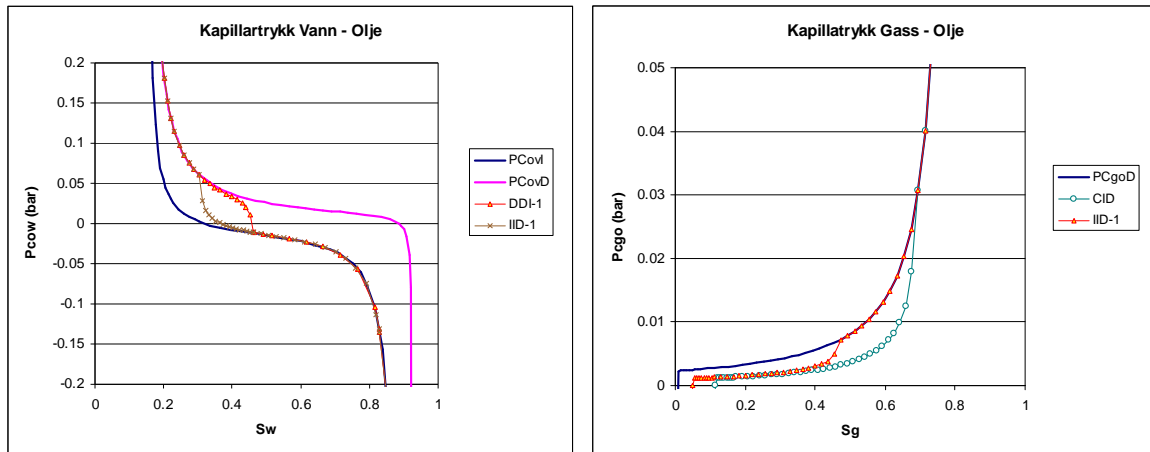
Figur 3-2: Illustrasjoner av metningsforandringene i Seriene 2, 4, 5 og 6. Første sekvens i hver serie er markert med rød linje og andre sekvens er markert med blå linje.

### 3.1.2 Kapillartrykksdata

Datasettet inneholdt kapillartrykkskurver for de forskjellige serien. Disse kurvene var ikke målt direkte på den samme kjernen brukt i flømningseksperimentene, men fra en nærliggende kjerne. For å konstruere 2-fasekurvene ble det brukt *J-scaling* [20]. Kapillartrykkskurvene for 3-fase er konstruert fra 2-fasedata, men korrigert for hystereser der metningsretningen snur. Hysteresen er konstruert fra Killoughs modell [15].

Eksempler på kapillartrykkskurver brukt i simuleringene er gitt i Figur 3-3.



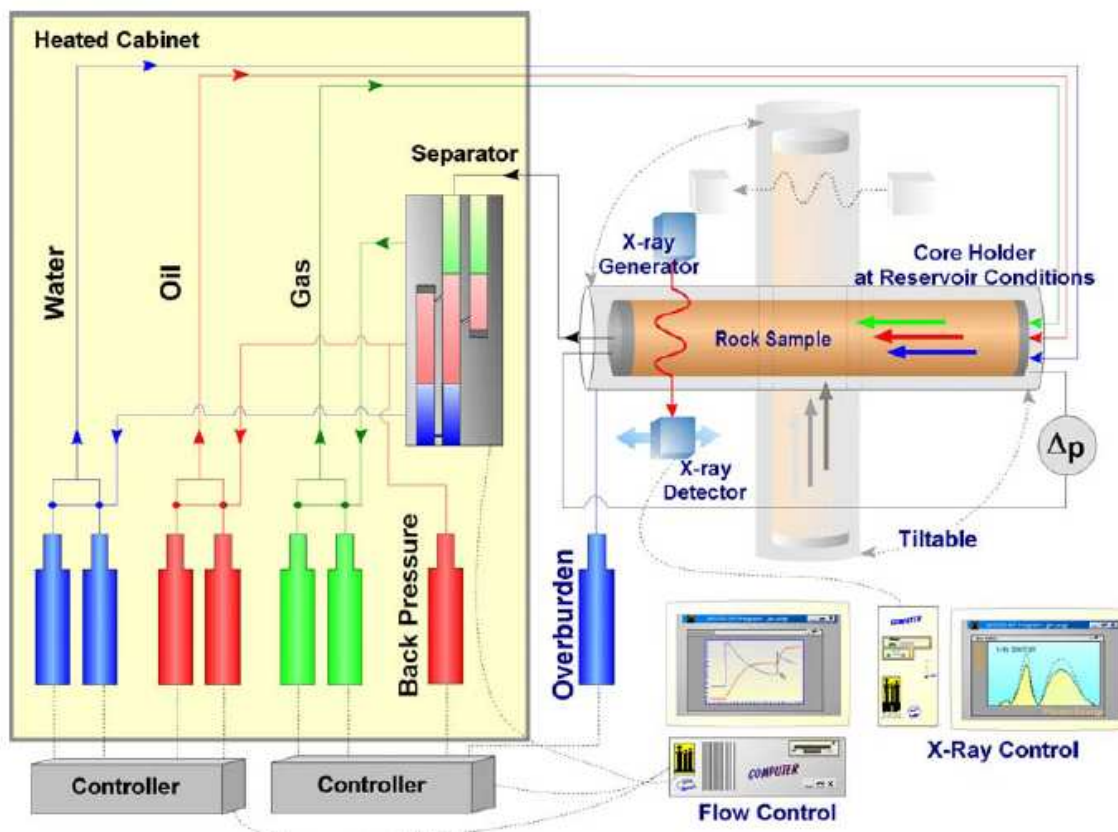


Figur 3-3: Kapillartrykkskurver brukt i Serie#4 DDI - IID-1.

### 3.1.3 Eksperimentelt oppsett

Det er en avveining om kjernen bør ha vertikal eller horisontal orientering. Ved ikke-stabil tilstand injeksjon kan kjernepluggen endre orientering for hver fase som injiseres, siden kun en fase injiseres om gangen, men denne muligheten mister man ved ST-injeksjon, siden det da injiseres flere faser samtidig. Ved injeksjon av gass er det er en fordel å injisere fra toppen siden dette gir en tyngdestabil fortrenningsfront, og ved injeksjon av vann vil injeksjon i bunnen gjøre fortrenningen tyngdestabil. Ved injeksjon av gass og vann samtidig kan en horisontal orientering av kjernen være det beste, men det vil være en risiko for ustabil gassfront og at gassen strømmer i toppen av kjernen (eng. *gas override*) og gir tidlig gassgjennombrudd.

Alle eksperimentene gjort med pluggen i vertikal stilling og med ST-injeksjon. Alle fasene injiseres fra toppen i kjernen og produseres i bunnen. Pumpene har mulighet for å injisere 3 faser samtidig gjennom kjerneprøven. Væskene vil hele tiden sirkulere i systemet og produksjonen blir estimert ut fra endringer i materialbalansen. Et prinsipielt skjema for apparatoppsettet er vist i Figur 3-4.



Figur 3-4: Skjematisk oppsett for eksperimenter med injeksjon av 3 faeser ved stabil tilstand. Oppsettet benyttet i eksperimentene fra datasettet. (figur hentet fra [21])

### 3.1.4 Fysiske betingelser ved eksperimentene

Tabell 3-3: Tilstand ved testing.

Retningen på kjernen	Vertikal
Temperatur (°C)	91.1
Netto omslutningstrykk (bar)	150
Poretrykk (bar)	200

Ekspirimentene ble utført under forhold nært til reservoarbetingelser. Tabell 3-3 viser temperatur og trykk i pluggen. Omslutningstrykket er på hele 150 bar over poretrykket som er på 200 bar. Ved 150 bars overtrykk endres egenskaper slik som porevolum og permeabilitet til kjernepluggen. Denne endringen er avhengig av hvor konsolidert og solid bergarten er.

**Tabell 3-4: Fluidegenskapene ved 91,1 °C**

	Vann	Olje	Gass
Tetthet	1.0013	0.6911	0.1642
Viskøsitet	0.336	0.423	0.0218
Overflatespenningen (mN/m)	olje/vann	gass/olje	gass/vann
	23.1	3.8	22.5

### 3.1.5 Beskrivelse av kjernepluggen

**Tabell 3-5: Egenskapene til komposittpluggen**

Lengde (cm)	27.29
Diameter (cm)	3.75
Porøsitet (%)	30.8
Porevolum (cm <sup>3</sup> )	92.71
Absolutt permeabilitet (mD)	873
Oljepermeabilitet ved S <sub>wi</sub> (mD)	456
S <sub>wi</sub> (porøs plate 5 bar)	0.189

Tabell 3-5 gir de petrofysiske egenskapene til komposittpluggen. Noen av verdiene i tabellen er verdier som var målt før komposittpluggen ble satt sammen til en kjerne, og dermed er sannsynligvis noen av verdiene feil. Ved å sette tabellverdiene for permeabilitet fra Tabell 3-1 inn i ligning (3.1) blir svaret nøyaktig det samme som oppgitt absolutt permeabilitet i Tabell 3-5 (873 mD). Dette indikerer at absolutt permeabiliteten i Tabell 3-5 er beregnet på samme måte og ikke målt.

$$\frac{L_{TOT}}{K_{TOT}} = \frac{L_1}{K_1} + \frac{L_2}{K_2} + \frac{L_3}{K_3} + \frac{L_4}{K_4} \Rightarrow K_{TOT} = 873mD \quad (3.1)$$

Ved på samme måte beregne gjennomsnittlig relativ permeabilitet til olje ved S<sub>wi</sub> (k<sub>ro</sub>(S<sub>wi</sub>)) med verdiene fra Tabell 3-1 blir denne 1187mD. Dette er betydelig høyere enn oppgitt i Tabell 3-5 (456mD). Dette kan skyldes ulike metninger for S<sub>wi</sub>, når k<sub>ro</sub>(S<sub>wi</sub>) ble målt, men denne informasjonen er ikke oppgitt. Det kan også skyldes at permeabiliteten til kjernen har blitt redusert.

## 3.2 Simulering i Eclipse

Simuleringene har blitt gjort i Eclipse Black Oil v.2007.1 for å matche de eksperimentelle dataene fra rapporten. Matchingen ble gjort etter den godt kjente prøve- og feile-metoden. Det ble laget en 1D-modell etter spesifikasjonene i Tabell 3-5. Ved å beskrive problemet i 1 dimensjon isoleres problemet og det introduseres ikke effekter som det ikke er kontroll over.

Modellen hadde en vertikal orientering og bestod av 102 gridceller, hvorav de to ytterste cellene i hver ende var høypermeable brønnblokker. Disse brønnblokkene ble gitt et lite volum (lengde 0,01 cm og porøsitet 10 %) og høy permeabilitet (10 000 mD). Dette ble gjort for å sørge for minst mulig problemer med trykkeffekter fra brønnene. Permeabiliteten som ble benyttet som input i modellen var den beregnete gjennomsnittlige absolutte permeabiliteten, og ikke  $k_{ro}(S_{wi})$ . Dette for å unngå tilfeller hvor relative permeabiliteter har høyere verdi enn 1. Injeksjonen var fra toppen av kjernepluggen og produksjonen fra bunnen i alle eksperimentseriene.

Produksjon og trykkdata fra eksperimentene blir historietilpasset ved å dele hver serie inn i flere simuleringer. Dette er gjort ved å bruke nøkkelordet (eng. *keyword*) RPTRST, som gjorde at det ble skrevet ut en restart-fil<sup>1</sup> etter hver kjøring. På den måten beholdes metnings- og trykkdata etter hver tilpasning, men en ny uavhengig relativ permeabilitetskurve kan legges inn i modellen for å tilpasse trykk og metning punkt for ST. Hver simulering representerer et punkt i sekvensen hvor flømmingen har oppnådd ST ved gitt injeksjonsrater. Alle simuleringene er først kjørt uten kapillartrykk for så å simulere med kapillartrykk inkludert.

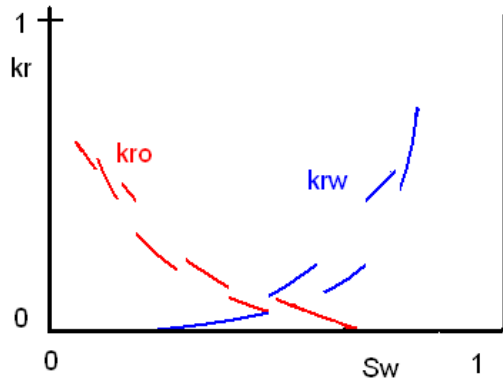
Relativ permeabilitetskurvene benyttet som input ble konstruert ved bruk av Corey-korrelasjon [18]. Corey-kurver er godt kjent og er lette å justere. For hvert steg i seriene ble en ny bit av relativ permeabilitetskurven konstruert ved å justere parametrene vist i Figur 3-5. Den totale kurven vil da nødvendigvis ikke være en hel og konsistent kurve, slik som illustrert i Figur 3-6.

---

<sup>1</sup> Restartfil, er en fil Eclipse kan skrive ut, som gir deg muligheten til å fortsette simuleringen hvor forrige simulering sluttet.

	Swi	Sg,cr	Sor	krv,end	kro,end	n,vann	m, olje
Vann	0.15	0.3	0.14	0.7	0.435	3	5
	Swi	Sg,cr	Sor	krv,end	kro,end	n,gas	m, olje
Gass	0.15	0	0.11	0.3	0.47	4.5	3.7

Figur 3-5: Parameterne som endres for å justere relativ permeabilitetskurvene etter Corey korrelasjonen.



Figur 3-6: Illustrasjon av en relativ permeabilitetskurve satt sammen av fraksjoner fra flere kurver.

Relativ permeabilitetskurvene til olje ved 3-faser blir lagt inn ved bruk av Stone [12]. I denne metoden er den relativ permeabiliteten til vann og gass en funksjon av sin egen metning, men den relativ permeabiliteten til oljen er en interpolasjon mellom  $k_{row}$  og  $k_{rog}$ . Tabeller for  $k_{rog}$  og  $k_{row}$  ble lagt inn i datafilen med nøkkelordet SOF3. Tilsvarende for vann og gass var SGFN og SWFN.

### **3.3 Simulering i Sendra**

Sendra er en simulator designet for simuleringer av kjerneprøve-eksperimenter. Dette er et godt verktøy for assistert historietilpasning av eksperimenter hvor programmet estimerer de parametrene som angis som frie. Sendra ble kun brukt for å sammenligne resultatene fra Eclipse for å sjekke om det var sammenlignbart. Til dette formålet ble sekvensen CDI i serie#1 valgt.

Modellen i Sendra ble laget på en litt annen måte enn Eclipse-modellen. I Sendra medfølger det noen filer som fungerer som maler (eng. *Template*) for simuleringene. Oversikt over ulike maler finnes i Sendras brukermanual s.307 [22]. Malen som var utgangspunkt for simuleringene var *Template4a* som er en mal for ST-eksperiment med vann-olje. Malen bruker Corey som korrelasjon for relativ permeabilitet og for kapillartrykk brukes tabeller med eksperimentelle data. Siden utgangspunktet i malen var en vann-olje flømming, måtte fasene bli endret for å tilpasse Serie#1, som er en gass-olje flømming. Dette ble gjort ved å endre oljefasen til gass, og vannfasen til olje. På denne måten ble vætningsforholdet riktig og oljen ble den nye fuktende fase.

Til forskjell fra Eclipse, ble ikke simuleringene delt opp for hver ST-punkt i eksperimentet, men hele sekvensen ble simulert under ett.

## 4 Resultater og diskusjon

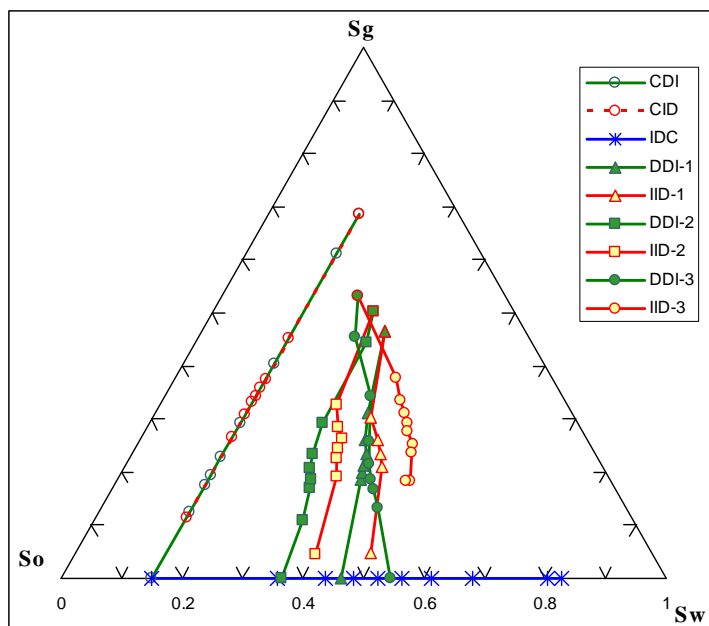
Det første som blir presentert er en kort guide som demonstrerer effekten av ulike Corey-eksponenter for en relativ permeabilitetskurve og hvilken effekt disse igjen har for differansetrykket og produksjonen. Dette for å hjelpe leseren til å lettere forstå de videre resultatene.

Deretter presenteres resultatene av kurvetilpasningen av kapillartrykkskurvene fra rapporten. Kurvetilpasningen var nødvendig, siden tabellene med kapillartrykk i rapporten ikke hadde tilsvarende metningssteg som var ønsket i Eclipse modellen. Det blir også presentert hvordan simuleringresultatene påvirker valget av metode for modellering av kapillartrykket.

Simuleringene av Serie#1 er det neste som blir presentert, og i den forbindelse blir problemet med dårlig tilpasning av transient-perioder i simulering av ST-eksperimentene vist.

Etter dette er resultatene fra simulering av eksperiment-seriene (2, 4, 5 og 6) med og uten kapillartrykk presentert, presentert fortløpende. De viktigste resultatene fra simuleringene er relativ permeabilitetskurvene som gav god match av trykk og metning, og den kontinuerlige produksjons- og trykkutviklingen er sammenlignet mot eksperimentene.

Metningsforandringen for hver av de simulerte seriene er plottet inn i et ternær-diagrammet nedenfor (Figur 4-1).

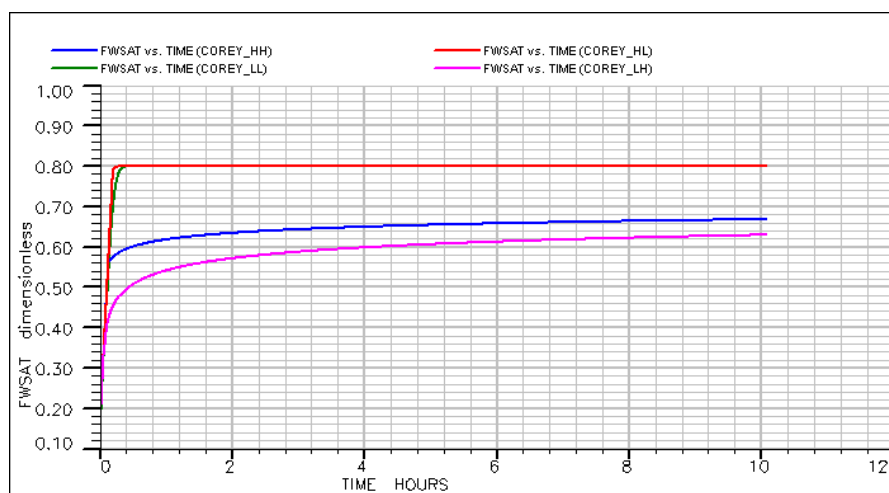


Figur 4-1: Ternærplot som viser metningsendringene for alle sekvensene i eksperimentserien.

#### 4.1 Guide over effekten av ulike Corey-eksponenter

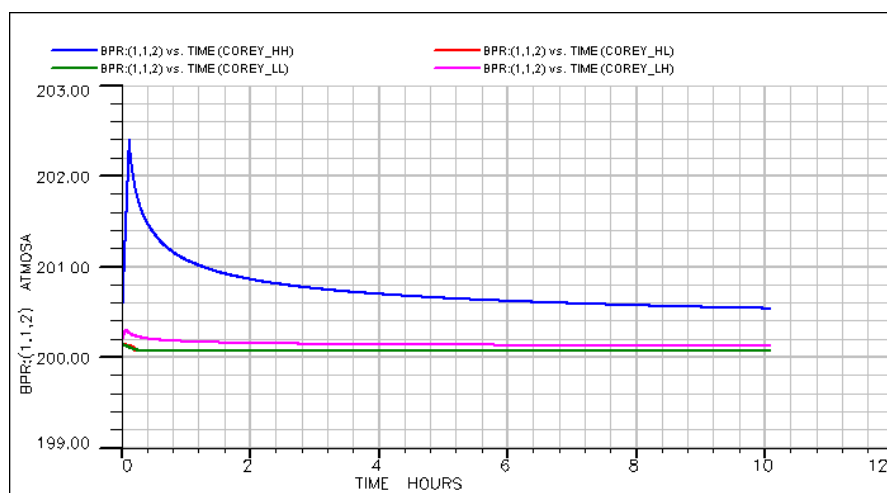
Tabell 4-1: Effekt av høy og lav Corey-eksponent i et tenkt tilfelle med vannflømming av en oljefylt kjerne.

	Corey-eksponent	Effekt diff.trykk	Effekt oljeproduksjon
Vann	Lav	Lavt trykk	Sen prod.
	Høy	Høyt trykk	Rask prod.
Olje	Lav	Lavt trykk	Rask prod.
	Høy	Høyt trykk	Sen prod.



Figur 4-2: Effekten av høye og lave corey-eksponenter for oljeproduksjonen i et simulert eksperiment med vannflømming.





**Figur 4-3: Effekten av høye og lave corey-eksponenter for trykkdifferansen i et simulert eksperiment med vannflømming.**

I Figur 4-2 er det gjort en testsimulering av kjerneflømming som viser effekten av høye og lave Corey-eksponenter i relativ permeabilitetskurvene for henholdsvis vann og olje. Figuren viser senest produksjon når konfigureringen er LH (vann, olje). Nest senest produksjon viser den blå kurven hvor konfigureringen er HH (vann, olje). Grunnen til at produksjonen i LH og HH ikke når  $S_{or}$ , skyldes at simuleringen stopper etter 10 timer. Dette viser at i dette tilfellet er det den relative permeabiliteten til oljen som er den viktigste faktoren med tanke på hvor rask produksjonen er. I begge tilfellene hvor oljen har lav Corey eksponent (LL og HL) produseres oljen raskt og oljemetningen når  $S_{or}$  tidlig.

Figur 4-3 viser det samme resultatet for differansetrykket. Trykket i produksjonsenden er konstant på ca 200 bar, slik at et høyt trykk i injeksjonsenden representerer en høy trykkdifferanse. Høyest trykk blir det innlysende når begge fasene har lav permeabilitet (høye corey-eksponenter HH). Nest høyest differansetrykk er det i simuleringen hvor relativ permeabilitetskurven til olje har en høy corey-eksponent (LH). Dette viser at det i dette tilfellet er den relative permeabiliteten til olje som har størst betydning for differansetrykket og hvor raskt oljen dreneres ut av kjernen.

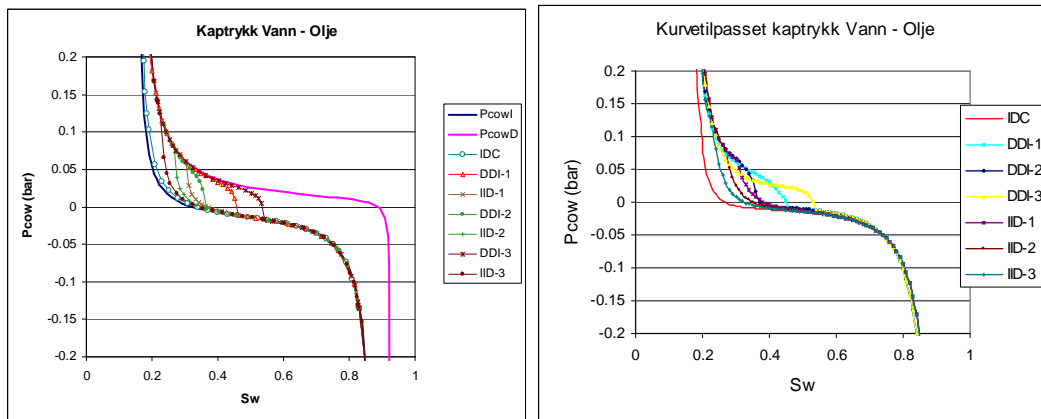
## 4.2 Kurvetilpasning av kapillartrykk

I Eclipse ble kapillartrykket lagt inn på tabellform i datafilene. Dette ble gjort ved å bruke nøkkelordene SWFN og SGFN. Tabellene inneholder relativ permeabilitet og kapillartrykk

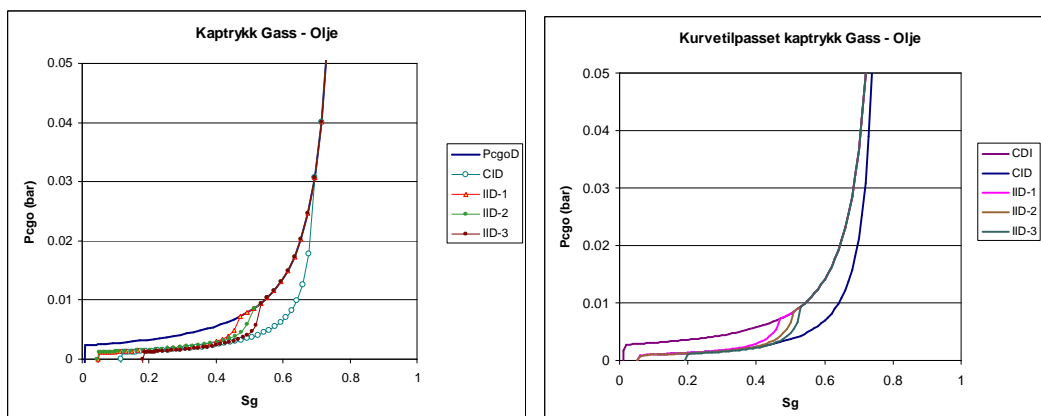
for vann og gass som en funksjon av sin egen metning. For å sørge for glattest mulig kurver ble det valgt å legge inn verdier for hver hele metningsprosent. Dette førte til at nye tabeller for kapillartrykk måtte konstrueres. Siden datasettet ikke inneholdt noen funksjon  $P_c(S_w)$ , måtte dette lages ved kurvetilpasning. Kurvetilpasningen ble gjort ved ligning (4.7) ved å tilpasse verdiene for  $a_1$ ,  $a_2$  og  $a_3$ .

$$P_c = \frac{a_1}{(S_w - S_{wi})^{b_1}} - \frac{a_2}{(1 - S_w - S_{or})^{b_2}} + a_3 \quad (4.7)$$

Kurvene med skannekurver ble delt opp, slik at funksjonen (4.7) i disse tilfellene vil ha noen parametere for noen metningsverdier og nye parametre for de resterende metningsverdiene.



Figur 4-4: Vann – olje kapillartrykkskurver. Til venstre; Fra datasettet. Til høyre; kurvetilpasset til bruk i simuleringene.



Figur 4-5: Gass – olje kapillartrykkskurver. Til venstre; Fra datasettet. Til høyre; kurvetilpasset til bruk i simuleringene.

### 4.3 Modellering av kapillartrykket

For å avgjøre beste måten å modellere kapillartrykket ble det gjort en sensitivitetstest av 2 ulike metoder. Dette var en test for å se om kapillartrykket burde legges inn som en del av brønnblokkene eller ikke (Figur 4-6 og Figur 4-7).

```
0.73 0.2163406 0.047584313
0.74 0.2300000 0.058142625
/
/
0.00 0.00 0.002004815
0.74 0.23 0.058142625
-- (Gammelt) som første datasett, hyster
0.00 0.0000000 0
0.01 0.0004713 0
```

Figur 4-6: Relativ permeabilitet med kapillartrykk i modellens brønnblokker.

Den andre metoden var å ikke inkludere kapillartrykket i brønnblokkene. Dette kunne være med på redusere kapillære endeeffekter [23], og samtidig unngå problemer med påvirkning av resultatene pga. brønnblokkene.

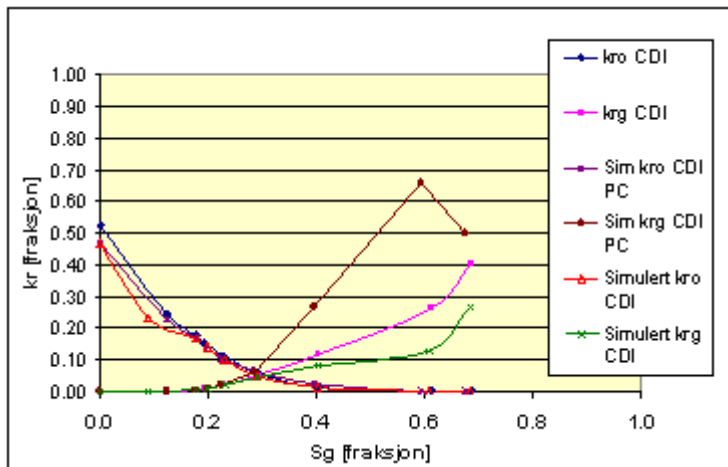
```
0.73 0.2163406 0.047584313
0.74 0.2300000 0.058142625
/
/
0.00 0.00 0.00
0.74 0.23 0
-- (Gammelt) som første datasett, hyster
0.00 0.0000000 0
0.01 0.0004713 0
0.02 0.0013330 0
```

Figur 4-7: Relativ permeabilitet uten kapillartrykk i modellens brønnblokker.

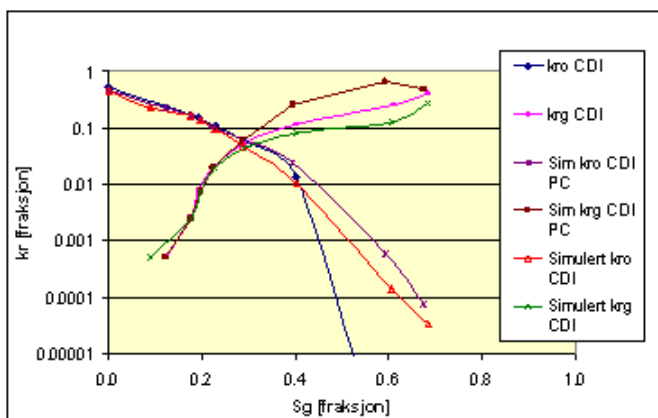
Som Figur 4-6 og Figur 4-7 viser, er relativ permeabiliteten i brønnblokkene representert med kun 2 tabellverdier. Dette medfører en del problemer når det ble simulert med kapillartrykk i brønnblokken. Eclipse bruker lineær interpolasjon for å beregne relativ permeabilitet og kapillartrykket når metningen er mellom to gitte tabellverdier. I dette tilfellet med to verdier i tabellen gir det en svært dårlig representasjon av kapillartrykket.

Figurene nedenfor viser plott av relativ permeabilitet i alle punktene med stasjonær tilstand i sekvensene CDI og CID. Dette viser hvor stor betydning kapillartrykket i brønnblokkene hadde for simuleringene. Den relative permeabiliteten til gass ble langt høyere enn tilsvarende simulering uten kapillartrykk, noe som er helt motsatt enn hva som var forventet [24].

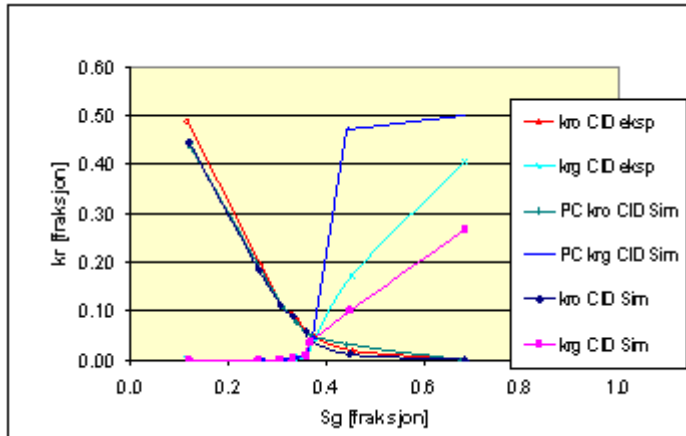
Kapillartrykket ble utelatt i brønnblokkene i hver ende av kjernen, siden resultatene viste at dette gav de beste resultatene.



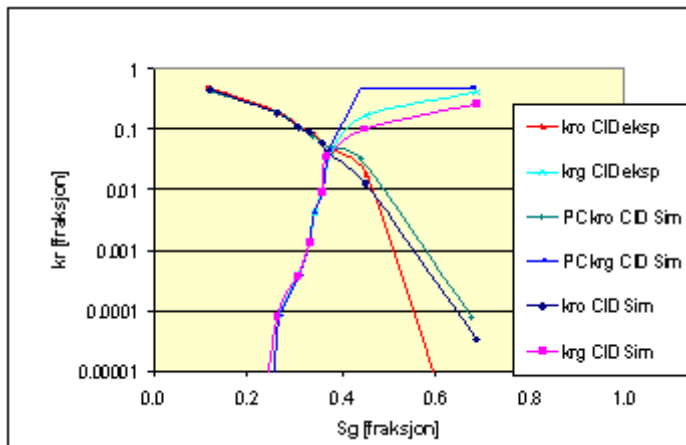
**Figur 4-8: Relativ permeabilitet til gass – olje for CDI. Plottet viser verdier av kro og krg fra simuleringene med og uten kapillartrykk i brønnblokkene.**



**Figur 4-9: Relativ permeabilitet til gass – olje for CDI. Plottet viser verdier av kro og krg fra simuleringene med og uten kapillartrykk i brønnblokkene.**



**Figur 4-10: Relativ permeabilitet til gass – olje for CID med og uten kapillartrykk. Dataseriene som viser simulerte verdier for kro og krg når kapillartrykket er feil.**

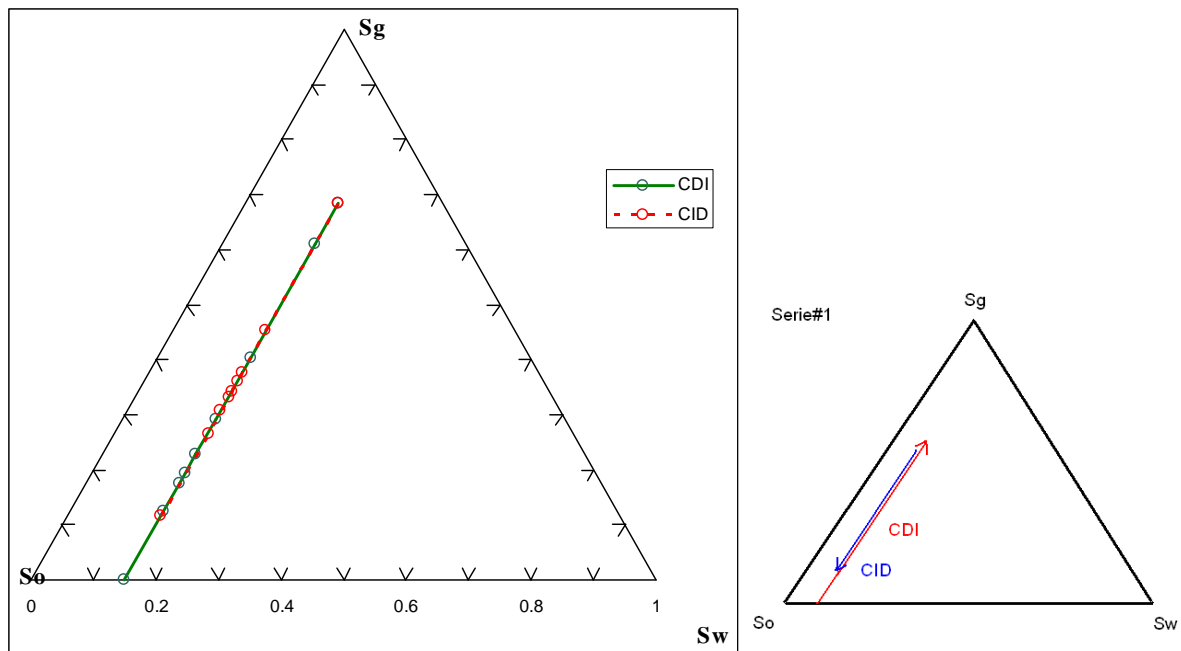


**Figur 4-11: Relativ permeabilitet til gass – olje for CID med og uten kapillartrykk. (Logaritmisk skala) Dataseriene som viser simulerte verdier for kro og krg når kapillartrykket er feil.**

## 4.4 Seriene

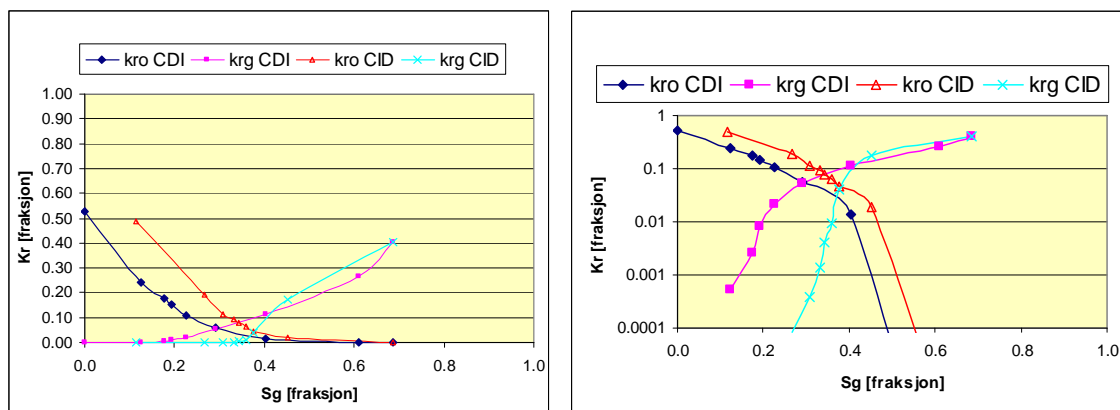
### 4.4.1 Serie#1 CDI – CID

Serie#1 representerer en ren gass-olje flømming med initiell metning på  $S_{wi}=0,15$  og  $S_o=0,85$ . Som Figur 4-12 blir gass injisert i CDI og gass drenert ut i CID. Vannmetningen blir under hele eksperimentet holdt konstant lik  $S_{wi}$ .



Figur 4-12: Metningsendringene i Serie # 1.

Ved hvert av ST-punktene beregnes den relative permeabiliteten for gass- og olje. For de eksperimentelle kurvene er dette gjort i *Coreflow* og ved å se bort fra kapillartrykket. (se Figur 4-13.)



Figur 4-13: Relativ permeabilitet for Serie#1 CDI – CID. Disse er beregnet i *Coreflow* for alle punkter med stabil tilstand. De er ikke korrigert for kapillartrykk.

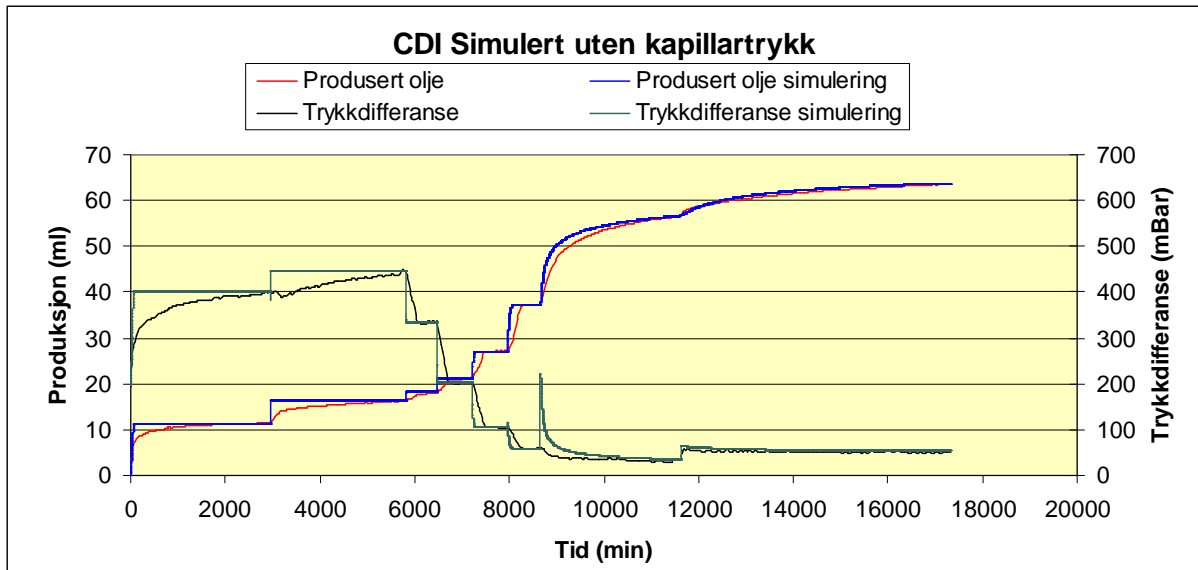
#### 4.4.1.1 Simulert uten kapillartrykk

Tabell 4-2: Gjennomsnittlig metning og trykkdifferanse for hvert av de stabile tilstandspunktene i CDI.

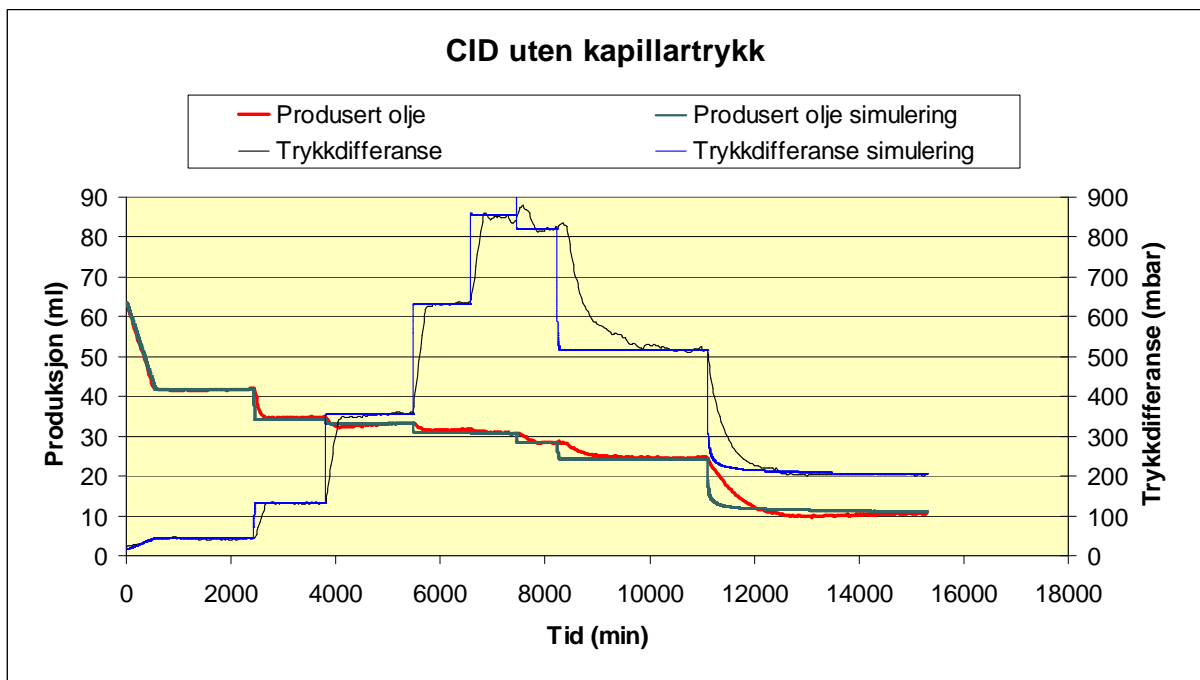
CDI# ST-punkt#	Tid [min]	Qoil [ml/time]	Qgas [ml/time]	Exp Soa [frak.]	Soa sim [frak.]	Exp Sga [frak.]	Sga sim [frak.]	dT exp [mBar]	dT (simulert) [mBar]
1	0	300	0	0.850	0.850	0	0.000	192.6	193.4
2	2945	288	12	0.726	0.728	0.124	0.122	400.1	400.1
3	5814	234	66	0.674	0.673	0.176	0.177	447.4	447.8
4	6465	150	150	0.657	0.652	0.193	0.198	336.0	334.2
5	7224	66	234	0.623	0.621	0.227	0.229	202.1	202.5
6	7958	18	282	0.558	0.560	0.292	0.290	105.7	105.4
7	8659	2.4	297.6	0.447	0.448	0.403	0.402	59.2	58.5
8	11622	0	300	0.239	0.238	0.611	0.612	33.9	34.9
9	17313	0	900	0.164	0.163	0.686	0.687	52.9	53

Tabell 4-3: Gjennomsnittlig metning og trykkdifferanse for hvert av de stabile tilstandspunktene i CID.

CID# ST-punkt#	Tid [min]	Qoil [ml/time]	Qgas [ml/time]	Exp Soa [frak.]	Soa sim [frak.]	Exp Sga [frak.]	Sga sim [frak.]	dT exp [mBar]	dT (simulert) [mBar]
1	0	0	900	0.164	0.163	0.685	0.687	52.9	53.0
2	2422	2.4	297.6	0.398	0.401	0.452	0.449	44.0	45.8
3	3807	18	282	0.474	0.482	0.376	0.368	132.0	132.5
4	5483	66	186	0.490	0.491	0.360	0.359	358.9	356.4
5	6583	150	150	0.508	0.514	0.342	0.336	636.3	632.0
6	7449	234	66	0.518	0.519	0.332	0.331	842.6	855.9
7	8224	282	18	0.543	0.543	0.307	0.307	826.3	820.0
8	11100	297.6	2.4	0.584	0.588	0.266	0.262	516.2	517.2
9	15296	300	0	0.734	0.730	0.115	0.120	206.4	205.2



Figur 4-14: Produksjon og trykkdata fra eksperimentene og fra simuleringene av sekvensen CDI.



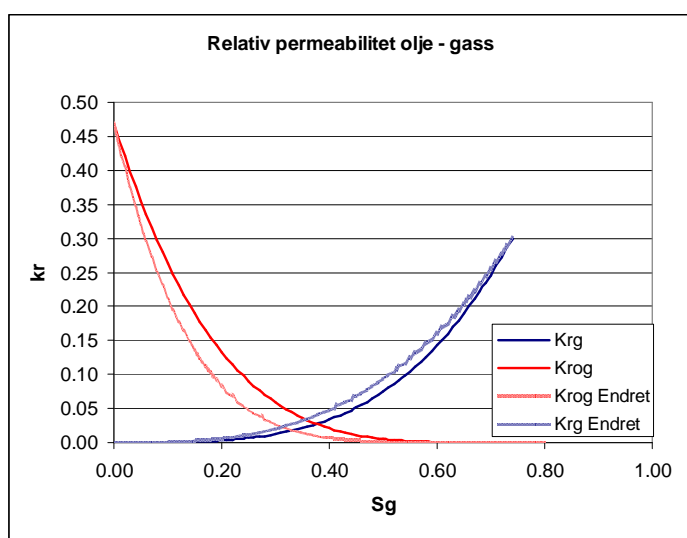
Figur 4-15: Produksjon og trykkdata fra eksperimentene og fra simuleringene av sekvensen CID.

Resultatene viser god match av trykk når systemet er i ST både for CDI og CID (Tabell 4-2, Tabell 4-3, Figur 4-14 og Figur 4-15). Transientene før hver stabile tilstand viser derimot dårlig match. Den injiserte gassen i simuleringen gir en stempelfortrengning av oljen, som igjen gir ekstremt rask produksjon. I plottet kan det se ut som om produksjonen mellom 1. og 2. ST-punkt er umiddelbar, men dette skyldes skalaen på tidsaksen.

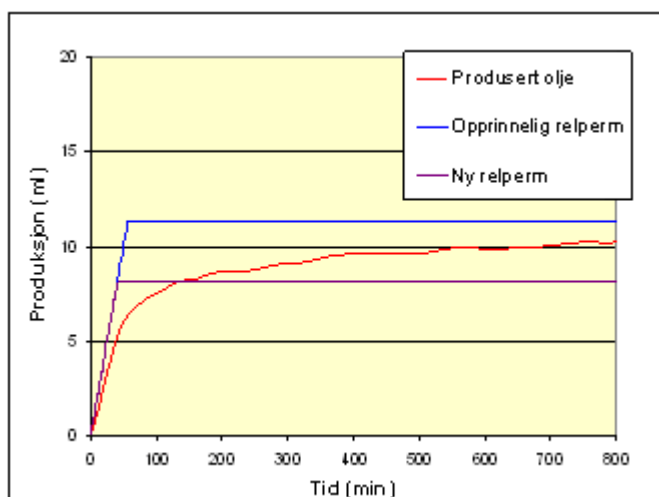


#### 4.4.1.2 Forsøk på å bedre tilpasningen i transientperiodene

For å få bedre tilpasning mot transientperioden ble det forsøkt å senke oljens relative permeabilitet og samtidig øke for gass i ST-punkt#1. Ved å senke oljens relative permeabilitet vil oljen denne produseres langsommere, og trykkdifferansen i pluggen vil øke (jf. Tabell 4-1 og Figur 4-2). Ved å øke gassens relative permeabilitet vil gassen ha en mindre effektiv fortregning av oljen, og trykkdifferansen vil falle. Disse to endringene skal til sammen gi langsommere produksjon og samtidig som trykkdifferansen på rundt 400 mbar opprettholdes. Endringen er illustrert i Figur 4-16.



Figur 4-16: Endret relativ permeabilitetskurver i forsøk på bedre tilpasning av transient periode før stabil tilstand.

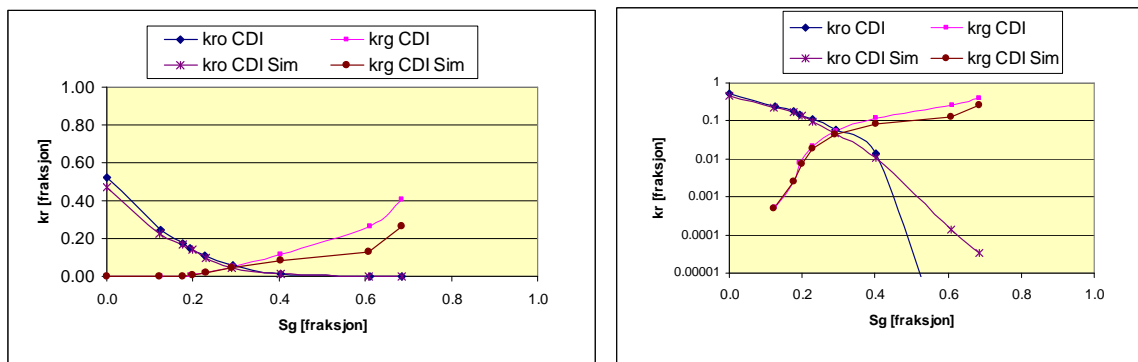


Figur 4-17: Resultatet fra forsøk på å bedre tilpasningen av den transiente perioden mellom to stabile tilstandspunkter ved å endre relativ permeabilitet.

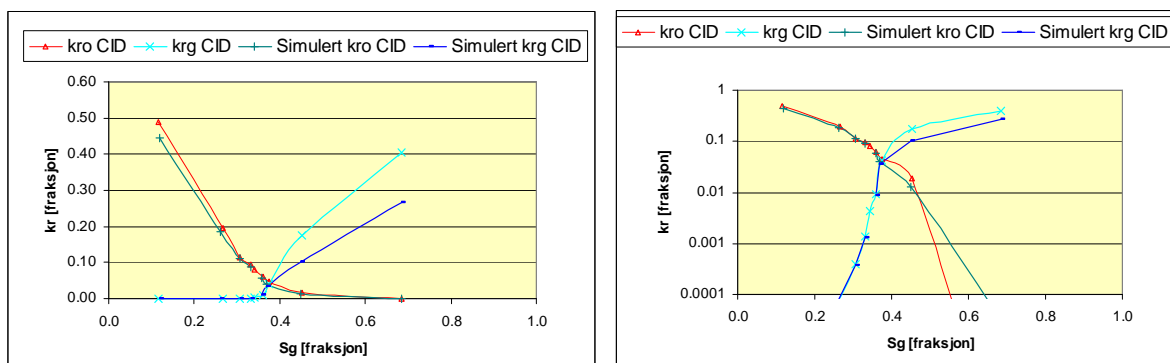
Figur 4-17 viser resultatet av simulering med endret relativ permeabilitet. Plottet viser ingen utsmøringsseffekt i produksjonen av de utførte endringene. Resultatet ble mindre produksjon før ST og trykket ble opprettholdt.

Det ble også testet om de korte transiente periodene skyldtes at modellen var 1-dimensjonal. Dette ble testet ved å bruke keywordet LGR i Eclipse og øke oppløsningen til 3 celler i x- og y-retningen. Resultatet var ingen forandring i produksjonen, men betydelig økning i tid for hver simulering.

#### 4.4.1.3 Relativ permeabilitetskurver brukt i simulering av CDI uten kapillartrykk



Figur 4-18: Relativ permeabilitet i ST-punktene til olje og gass, eksperimentelt og simulert.



Figur 4-19: Relativ permeabilitet i ST-punktene til olje og gass, eksperimentelt og simulert.

Figur 4-18 viser relativ permeabilitetskurver for gass og olje brukt i simuleringen av CDI. Punktene i plottet er rapportert direkte fra Eclipse ved å bruke keywordene BKRO, BKRG sammen med BOSAT og BGSAT. Dette er et keyword som gir informasjon fra en angitt celle

i modellen. For å få en så nært gjennomsnittlig metning som mulig, ble det valgt å midle metningen ved å angi midterste celle som referanse-celle.

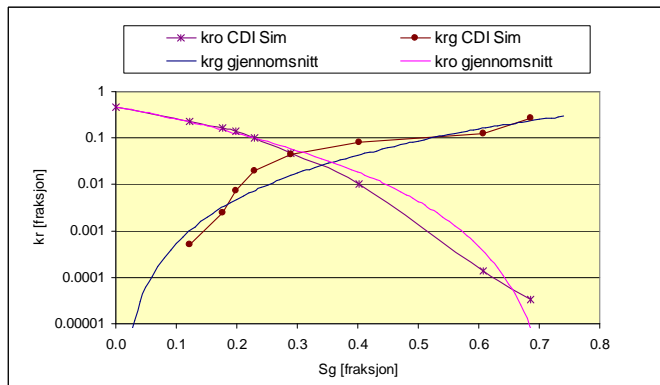
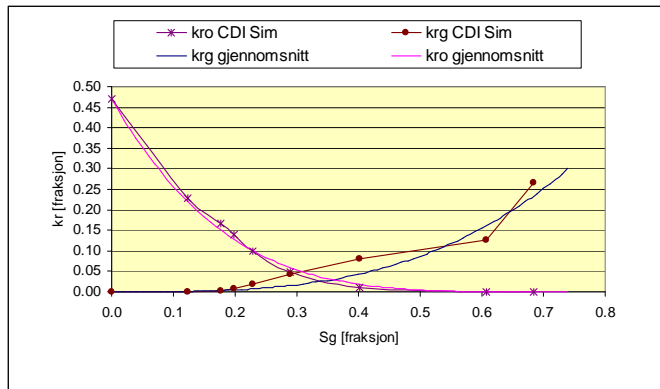
Plottene av relativ permeabilitetskurvene viser god overensstemmelse ved lave gassmetninger. Dette gjelder både for serien CDI og CID. Ved høy gassmetning blir forskjellen betydelig, noe som er vanskelig å forklare. Dette siden det ikke er tatt hensyn til kapillartrykk i simuleringene og begge har tilnærmet like produksjonsrater og differensielt trykk.

#### 4.4.1.4 Gjennomsnittlige Corey-eksponenter

For hver tilpasning av simuleringen mot trykk og metning i ST-punktene, er det konstruert nye relativ permeabilitetskurver etter Corey-korrelasjonene. Hver kurve har egne Corey-eksponenter og de kan variere mye mellom hver simulering. Eksponentene gir en beskrivelse av transientene før stabil tilstand. Tabell 4-4 er en oversikt over benyttede Corey-eksponenter brukt i alle simuleringene i CDI-sekvensen. Tabellen ble satt opp for å undersøke om de gjennomsnittlige Corey-eksponentene gav en god tilpasning av punktene i relativ permeabilitetskurven for stabil tilstand. Figur 4-20 viser resultatet og hvordan en slik kurve vil se ut.

**Tabell 4-4: Oversikt over corey-eksponenter brukt i hvert ST-punkt i simuleringen av CDI.**

ST-punkt#	Corey-eksponent	
	N,gass	M,olje
1	3.00	4.00
2	3.55	4.00
3	3.35	3.80
4	2.79	3.87
5	2.34	4.20
6	2.05	4.58
7	2.15	4.86
8	4.30	4.75
9	4.50	3.70
<b>Gj.sn</b>	3.11	4.20
<b>Beste tilpasning</b>	2.8	4.16



**Figur 4-20: Relativ permeabilitetskurver av gjennomsnittlige Corey-eksponenter, sammenlignet med sammensatt kurve av relativ permeabilitet benyttet i simulering av CDI.**

Metoden brukt for å komme frem til en gjennomsnittlig kurve gir et greit overslag for en representativ relativ permeabilitetskurve. Kurven legger seg i mellom ytterpunktene, og disse kan betraktes som usikkerhet i kurven. Ulempen med en slik tilnærming er at den ikke tar hensyn til endringer i relativ permeabilitet i endepunktsmetningene og at metningsintervaller med mange avlesninger blir tyngre vektet.

Ved å bruke konstante ende-verdier (Tabell 4-5), med og uten kapillartrykk, kan resultatene kvantifiseres ved å finne Cory-eksponenter som gir beste tilpassede kurve i et angitt metningsintervall. For beste tilpasninger av olje relativ permeabilitet når det er fanget gass i kjernen er formel (4.8) benyttet i beregningene. Denne endringen normaliserer over det nye effektive metningsområdet. Dette gjelder CID sekvensen og for Seriene# 4, 5 og 6.

$$k_{rog}^{HYST} = k_{ro}^0 \left( \frac{S_g - \left( S_{g,cr} \cdot \left( \frac{S_o}{1 - S_{wc} - S_{g,cr}} \right) \right)}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{m,g} \quad (4.8)$$

**Tabell 4-5: Oversikt over ende-verdier brukt i beste tilpasning av relativ permeabilitetskurver til Corey-korrelasjonen, når ikke andre verdier er oppgitt.**

	<b>krg,end</b>	<b>krow,end</b>	<b>krog,end</b>	<b>krv,end</b>	<b>Swi</b>	<b>Sw,max</b>
<b>Uten kappillartrykk</b>	<b>0.26</b>	<b>0.47</b>	<b>0.43</b>	<b>0.52</b>	<b>0.15</b>	<b>0.83</b>
<b>med kapillartrykk</b>	<b>0.2</b>	<b>0.47</b>	<b>0.43</b>	<b>0.37</b>	<b>0.15</b>	<b>0.83</b>

	<b>Sor</b>	<b>So,max 3fase</b>	<b>Sg,cr</b>	<b>Sg,max</b>
<b>Uten kappillartrykk</b>	<b>0.15</b>	<b>0.73</b>	<b>0.12</b>	<b>0.68</b>
<b>med kapillartrykk</b>	<b>0.15</b>	<b>0.73</b>	<b>0.12</b>	<b>0.68</b>

**Tabell 4-6: Beste tilpasning av CDI uten kapillartrykk**

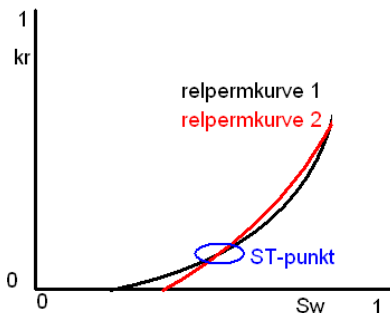
<b>CDI</b>		
<b>Uten kapillartrykk</b>		
<b>Metningsintervall [Sg]</b>	<b>Corey,Ng</b>	<b>Corey,Mo</b>
0 - 0.40	2.5	3.9
0.40 - 0.68	6	3.9

**Tabell 4-7: Beste tilpasning av CID uten kapillartrykk**

<b>CID</b>		
<b>Uten kapillartrykk</b>		
<b>Metningsintervall [Sg]</b>	<b>Corey,Nw</b>	<b>Corey,Mo</b>
0.12 - 0.30	5	3.3
0.30 - 0.68	2	3.3

#### 4.4.1.5 Test av relevans av relativ permeabilitetskurve i transientperiode

Resultatene fra 4.4.1.2 antyder at formen på relativ permeabilitetskurven for transientene har liten betydning for tilpasningen av trykk og metning i stabil tilstand. Det ble utført en test for å undersøke effekten av å endre den relative permeabiliteten i transientperioden, men å beholde samme relativ permeabilitet i ST-punktet (Figur 4-21). I testen ble dette kun gjort for den ene av fasene. Relativ permeabilitetskurven til gass ble beholdt uendret.



**Figur 4-21: Illustrasjon av test på om endret relativ permeabilitetskurver før ST-punktet fører til ulikt resultat i tilpasningen i ST-punktet.**

Dette ble gjort i CDI sekvensen for ST-punkt#2. I Tabell 4-2 er  $S_{oa}=0,728$  ved ST-punkt#2. Avlest  $k_{rog}$  for denne metningen var 0,232. Ved å endre corey-eksponenten fra 4 til 5, måtte  $k_{ro}^0$  økes fra 0,47 til 0,56 for å gi samme relativ permeabilitet i  $S_o=0,73$ . Dette vil gi samme situasjon som illustrert i Figur 4-21.

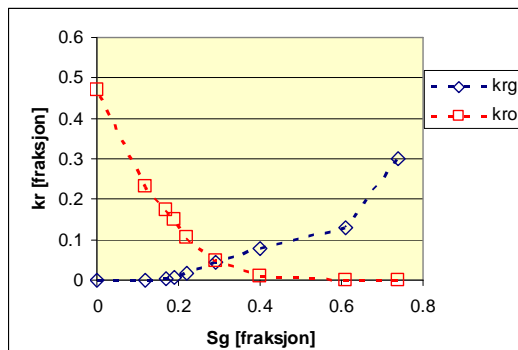
Resultatet viste ingen forskjell i metningsforholdet, og kun en økning i trykkdifferansen på 1 mbar (Figur 4-22). I dette tilfellet viser det at relativ permeabilitetskurvene mellom hvert ST-punkt har liten betydning for resultatet.

CDI#	Tid	Qoil	Qgas	Exp Soa	Soa sim	Exp Sga	Sga sim	dP exp	dp (simulert)
ST-punkt#	[min]	[ml/time]	[ml/time]	[frak.]	[frak.]	[frak.]	[frak.]	[mBar]	[mBar]
2 Original	2945	288	12	0.726	0.728	0.124	0.122	400.1	400.1
2 Test	2945	288	12	0.726	0.728	0.124	0.122	400.1	401.3

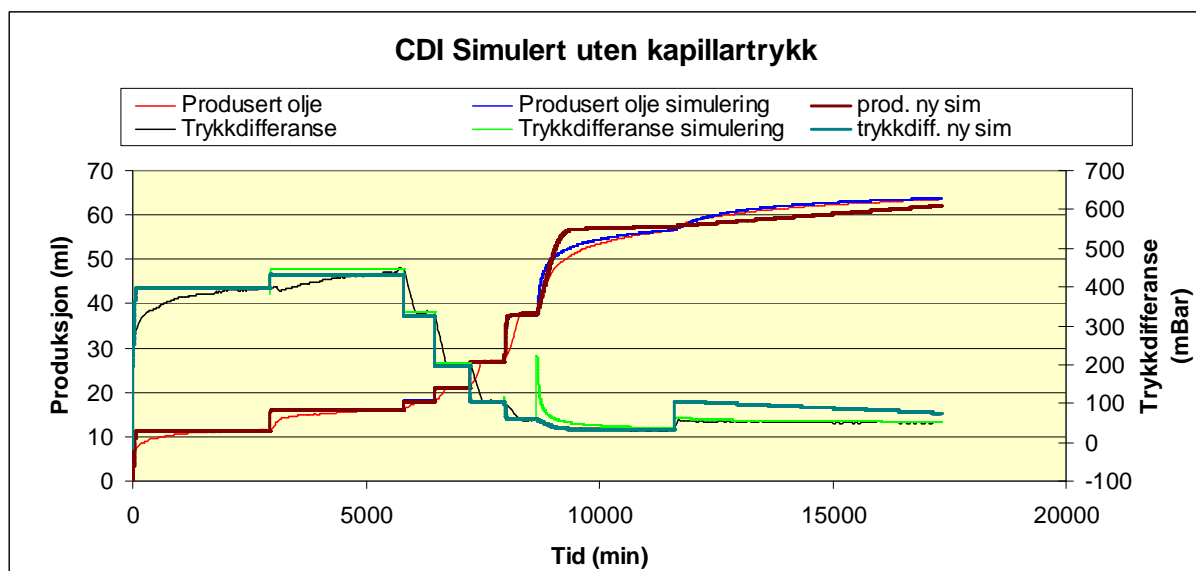
**Figur 4-22: Resultat fra test av endring i relativ permeabilitetskurvene i den transiente perioden, samtidig som den relative permeabiliteten i ST-punktet holdes konstant.**

En ny test ble gjort for å undersøke hvor stor betydning den relative permeabiliteten hadde i transientene mellom to ST-punkter. Dette ble gjort ved å legge inn nye tabeller for relativ permeabilitet inn i modellen. De nye tabellene for relativ permeabilitet inneholdt kun de

verdiene som hadde gitt match i simuleringene. Alle verdiene i mellom blir lineært interpolert av Eclipse, slik at relativ permeabilitetskurvene brukt ble lik de i Figur 4-23.



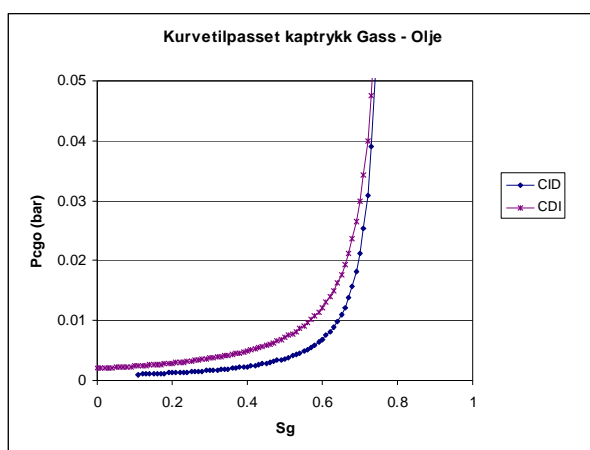
Figur 4-23: Nye relativ permeabilitetskurver brukt i simulering av CDI.



Figur 4-24: Resultatene fra simuleringen av CDI med nye relativ permeabilitetskurver.

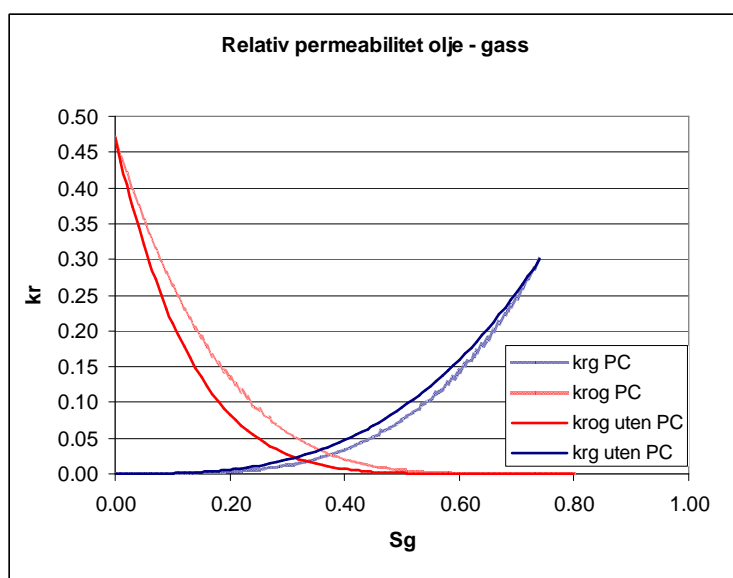
Resultatet viser omtrent like god match for både transientene og ST-punktene frem til de to siste justeringene av ratene. I de to siste ST-punktene, hvor  $f_g=1$ , har den relative permeabiliteten i transientene en større betydning for tilpasningen.

#### 4.4.1.6 Simulert med kapillartrykk



Figur 4-25: Kapillartrykkskurver for sekvensene CDI – CID.

I de neste kjøringene er kapillartrykksdata tilsvarende vist i Figur 4-25, lagt inn i modellen. Simuleringer hvor det er tatt hensyn til kapillartrykk vil i følge Dale og Skauge [24] gi en forventet lavere produksjon i simuleringen. Det vil si en lavere produksjon om samme relative permeabilitetskurver var beholdt. I dette tilfellet blir relativ permeabilitetskurvene endret for at trykk og produksjon skal holdes likt. Dette medfører at den relative permeabiliteten til olje må økes slik at oljen strømmer lettere og den relative permeabiliteten til gass minkes, som vil gi bedre fortregning av oljen (Figur 4-26). Denne justeringen ville tilsvart høyere produksjon og samme trykk i en simulering uten kapillartrykk.



Figur 4-26: Forventet endring i relativ permeabilitets for å matche trykk og metning når kapillartrykket er inkludert.

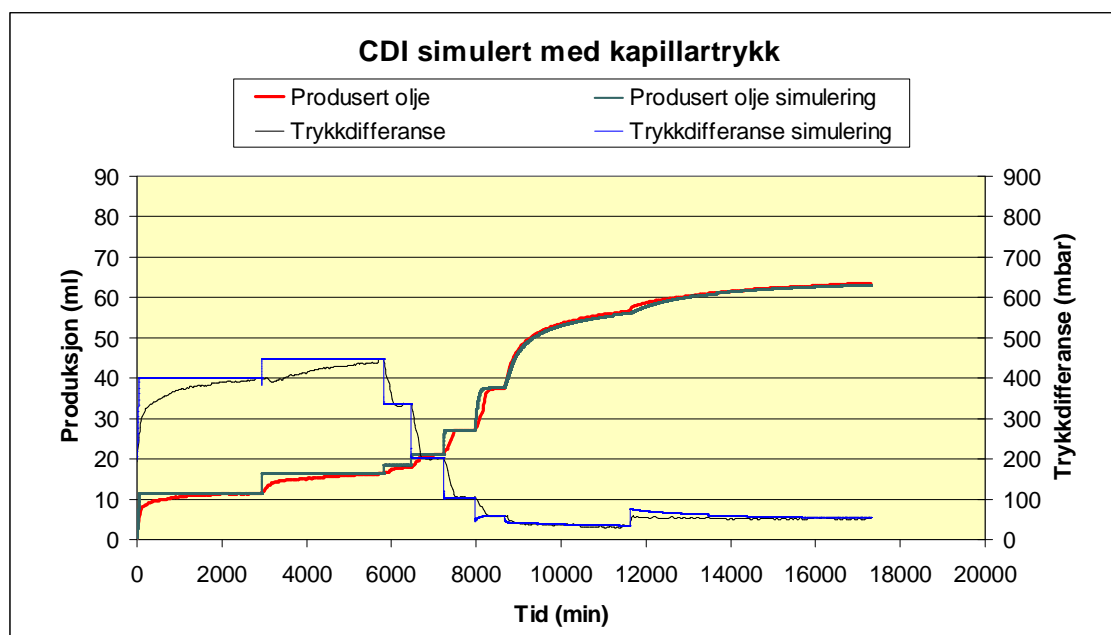


**Tabell 4-8: Gjennomsnittlig metning og trykkdifferanse for hvert av de stabile tilstandspunktene i CDI simulert med kapillartrykk.**

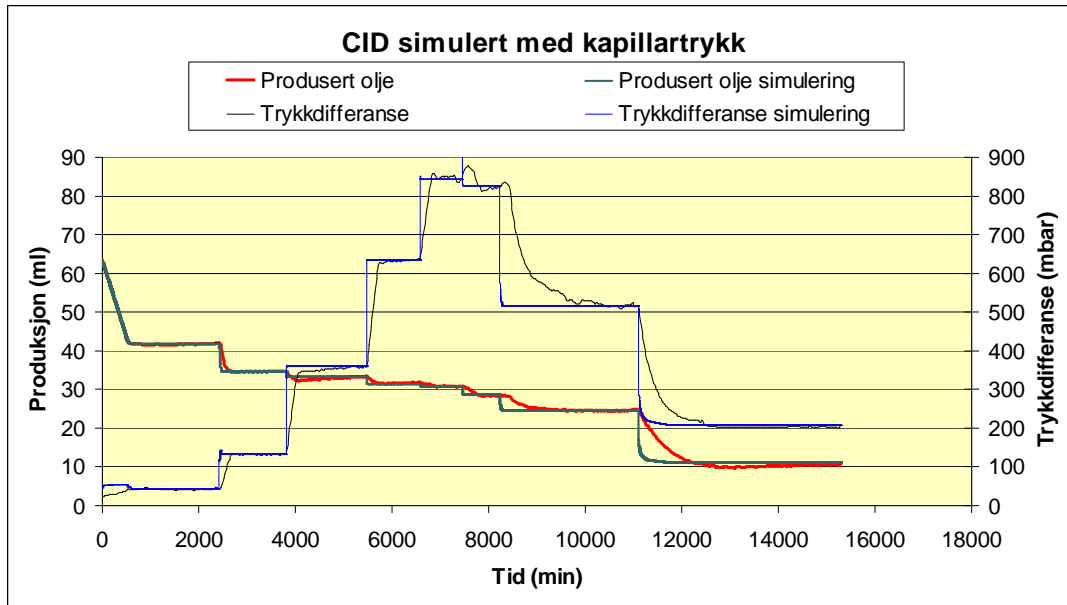
CDI# ST-punkt#	Tid [min]	Coil [ml/time]	Qgas [ml/time]	Exp Soa [frak.]	Soa sim [frak.]	Exp Sga [frak.]	Sga sim [frak.]	dT exp [mBar]	dT (simulert) [mBar]
1	0	300	0	0.850	0.850	0	0.000	192.6	193.4
2	2945	288	12	0.726	0.728	0.124	0.122	400.1	400.1
3	5814	234	66	0.674	0.673	0.176	0.177	447.4	448.0
4	6465	150	150	0.657	0.651	0.193	0.199	336.0	336.0
5	7224	66	234	0.623	0.624	0.227	0.226	202.1	202.2
6	7958	18	282	0.558	0.558	0.292	0.292	105.7	104.9
7	8659	2.4	297.6	0.447	0.445	0.403	0.405	59.2	59.7
8	11622	0	300	0.239	0.246	0.611	0.604	33.9	34.8
9	17313	0	900	0.164	0.170	0.686	0.680	52.9	53.7

**Tabell 4-9: Gjennomsnittlig metning og trykkdifferanse for hvert av de stabile tilstandspunktene i CID simulert med kapillartrykk.**

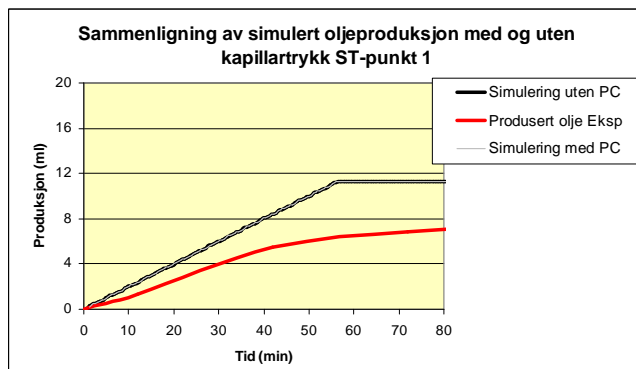
CID# ST-punkt#	Tid [min]	Coil [ml/time]	Qgas [ml/time]	Exp Soa [frak.]	Soa sim [frak.]	Exp Sga [frak.]	Sga sim [frak.]	dT exp [mBar]	dT (simulert) [mBar]
1	0	0	900	0.164	0.170	0.685	0.680	52.9	53.7
2	2422	2.4	297.6	0.398	0.399	0.452	0.451	44.0	44.6
3	3807	18	282	0.474	0.475	0.376	0.375	132.0	132.4
4	5483	66	186	0.490	0.491	0.360	0.359	358.9	359.7
5	6583	150	150	0.508	0.511	0.342	0.339	636.3	635.8
6	7449	234	66	0.518	0.518	0.332	0.332	842.6	842.8
7	8224	282	18	0.543	0.540	0.307	0.310	826.3	826.5
8	11100	297.6	2.4	0.584	0.585	0.266	0.265	516.2	516.0
9	15296	300	0	0.734	0.730	0.115	0.120	206.4	207.6



**Figur 4-27: Produksjon og trykkdata fra eksperimentene og fra simuleringene av sekvensen CDI når kapillartrykk er inkludert.**

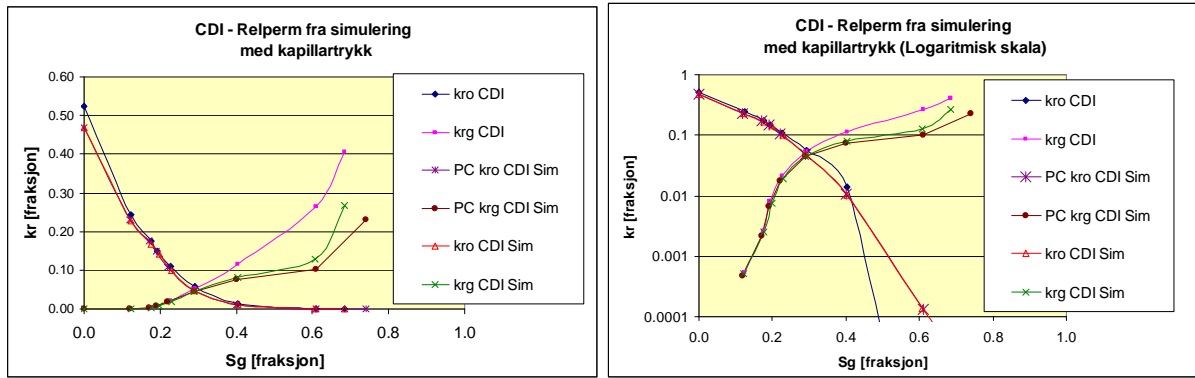


**Figur 4-28: Produksjon og trykkdata fra eksperimentene og fra simuleringene av sekvensen CID når kapillartrykk er inkludert.**



**Figur 4-29: Sammenligning av oljeproduksjon fra første tidssteg i CDI, simulert med og uten kapillartrykk. Begge simuleringene gir gassgjennombrudd samtidig.**

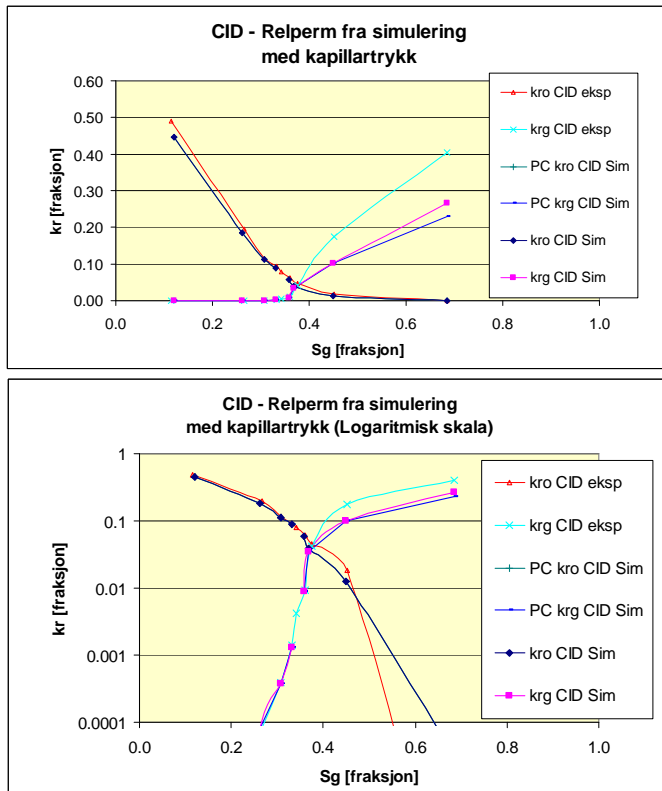
I simuleringene CDI – CID med kapillartrykk var det lite forskjell sammenlignet med resultatene fra simuleringene uten kapillartrykk. Transientperiodene før stabil tilstand var fortsatt korte selv om kapillartrykket ble inkludert. Figur 4-29 viser en sammenligning av produksjonsraten fra simuleringene med og uten kapillartrykk. Produksjonsraten var identisk for de tidligste ST-punktene. For de senere ST-punktene derimot viser Figur 4-27 en god match sammenlignet med tilsvarende simulering uten kapillartrykk i Figur 4-14.



Figur 4-30: CDI - Relative permeabilitetskurver fra simuleringen med kapillartrykk.

Tabell 4-10: CDI, beste tilpasning av totale relative permeabilitetskurver med kapillartrykk.

CDI		
Med kapillartrykk		
Metningsintervall [Sg]	Corey, Ng	Corey, Mo
0 - 0.40	2	3.9
0.40 - 0.68	4	3.9



Figur 4-31: CID - Relative permeabilitetskurver fra simuleringen med kapillartrykk.

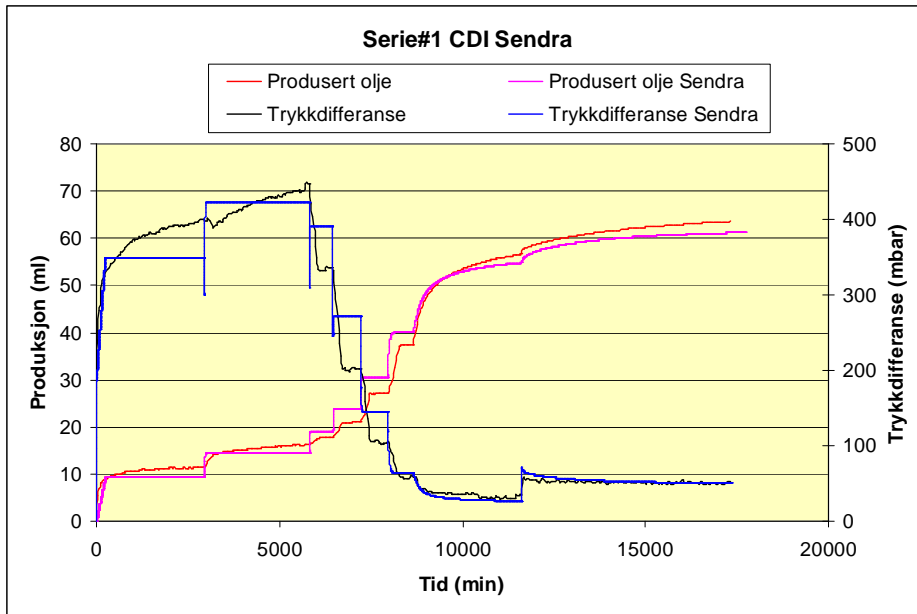
Tabell 4-11: CID, beste tilpasning av relative permeabilitetskurver med kapillartrykk.

CID		
Med kapillartrykk		
Metnings- intervall [S <sub>g</sub> ]	Corey,Nw	Corey,Mo
0.12 - 0.30	5	3.3
0.30 - 0.68	1.6	3.3

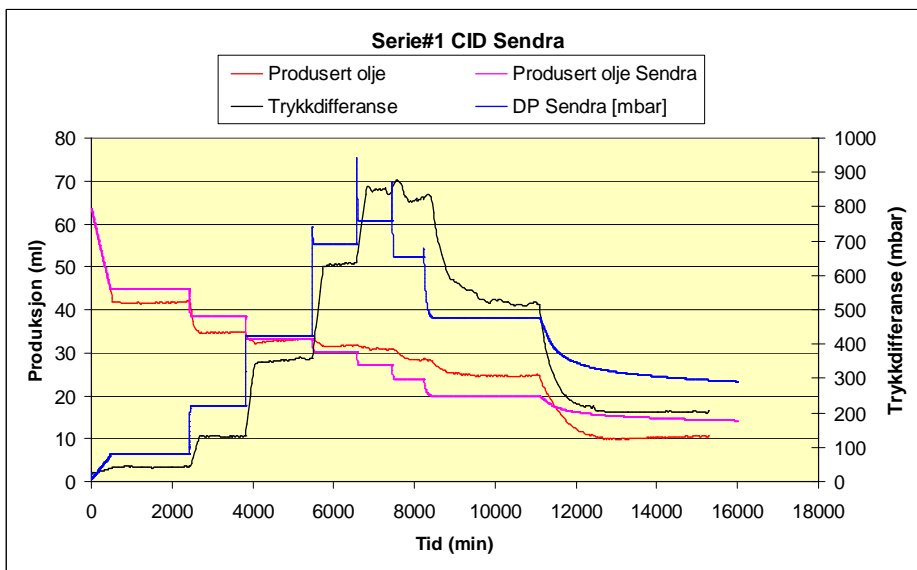
Figur 4-30 og Figur 4-31 viser plott av relativ permeabilitetskurvene brukt i simuleringene av CDI – CID med kapillartrykk. Kurvene viser liten forskjell i relativ permeabilitet for oljefasen for både CDI og CID. For gass er den relative permeabiliteten i CDI noe lavere i simuleringen med kapillartrykk sammenlignet med simuleringen uten. For CID var den relative permeabilitetskurven for gass nesten identisk i simuleringene med og uten kapillartrykk. Dette skyldes at det ikke ble gjort noen avlesning før gassmetningen  $S_g=0,45$ . Ved disse metningene hadde kapillartrykket mindre betydning.

#### 4.4.1.7 Resultater fra Sendra

Serie #1 var den eneste serien hvor Sendra ble benyttet. Dette ble gjort for å se om resultatene var sammenlignbare med simuleringene i Eclipse. Til forskjell fra Eclipse, ble ikke serien delt opp i separate simuleringer for hvert ST-punkt. Derfor er relativ permeabilitetskurvene fra Sendra rene Corey-kurver som gjelder for hele simuleringen. Relativ permeabilitetskurvene Sendra estimerte ble også testet for tilsvarende simulering i Eclipse.

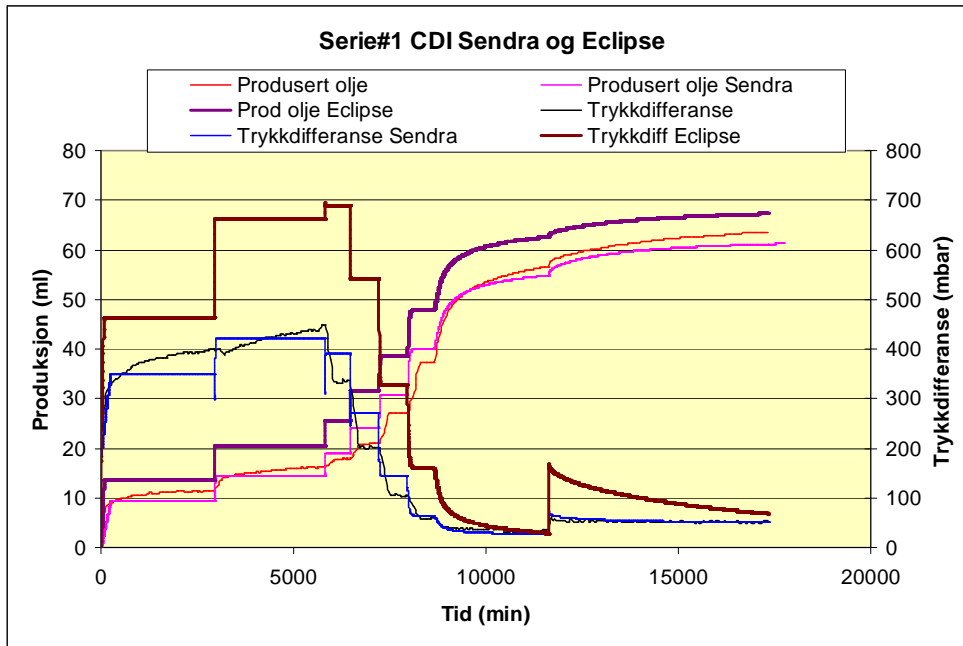


Figur 4-32: Produksjon og trykkdata fra eksperimentene og fra simuleringene i Sendra av sekvensen CDI.

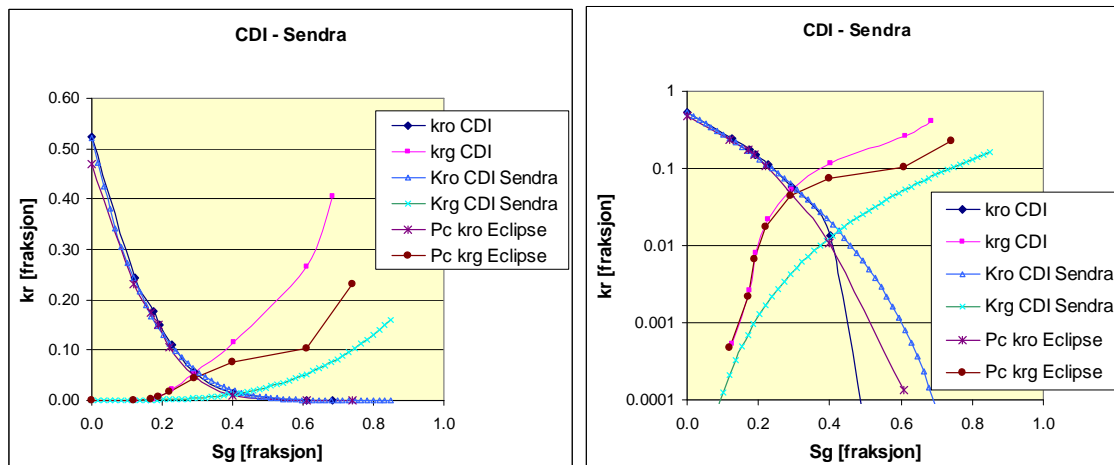


Figur 4-33: Plot av trykk og oljeproduksjon fra sekvensen CID. Eksperimentelt og simulering i Sendra.

Som Figur 4-32 og Figur 4-33 viser er det vanskelig å få god tilpasning til hvert enkelt ST-punkt fra eksperimentet. Problemet med korte transiente perioder ble ikke forbedret ved bruk av Sendra.



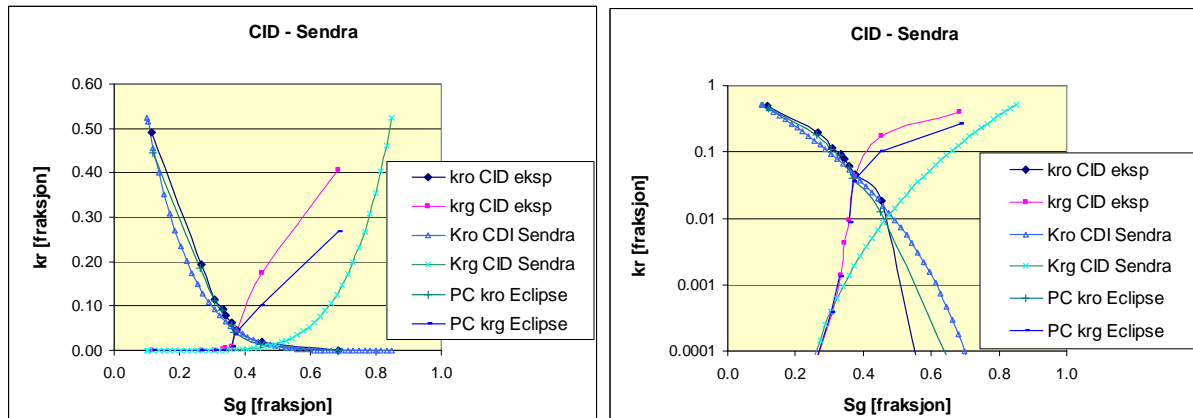
Figur 4-34: Sammenligning av simulering fra Sendra og Eclipse med like relative permeabilitetskurver.



Figur 4-35: Relativ permeabilitet til gass – olje for CDI fra Sendra.

Tabell 4-12: CDI. Beste tilpasning av Corey-eksponenter fra simuleringen i Sendra.

	Beste tilpasning
Corey-No	5.08
Corey-Ng	3.37
KrgEnd	0.31



Figur 4-36: Relativ permeabilitet til gass – olje for CID fra Sendra.

Tabell 4-13: CID, beste tilpasning av Corey-eksponenter fra simuleringen i Sendra.

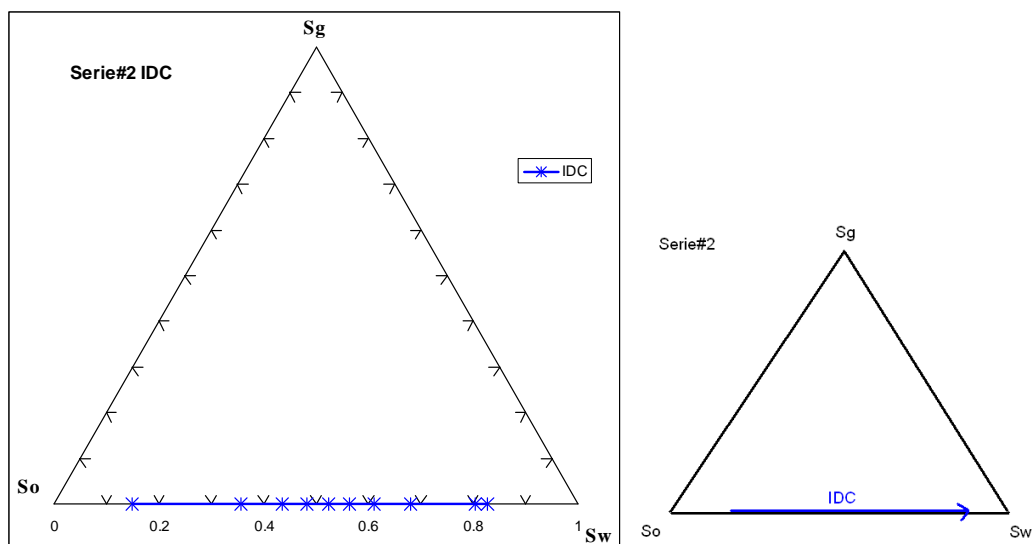
	Beste tilpasning
Corey-No	5.39
Corey-Ng	5.55
KrgEnd	1.00

Relativ permeabilitetskurvene fra Sendra viser noe forskjell fra de eksperimentelle kurvene og kurvene fra simuleringene i Eclipse. Olje-kurven er omtrent lik, men har litt brattere krumning enn kurven estimert fra Eclipse-simuleringen og den eksperimentelle. Gass-kurven, derimot, har langt lavere verdier ved  $S_g > 0,35$  men er forholdsvis lik for verdier  $S_g < 0,35$ .

Fra sammenligningen av simulering i Sendra og Eclipse i Figur 4-35, hvor det er benyttet like relative permeabilitetskurver, er det stor forskjell på både på trykk- og produksjonsutviklingen. Produksjonskurvene ser ut til å være parallellforskjøvet i forhold til hverandre og forskjellen er omtrent konstant gjennom hele sekvensen. Forskjellen i simulert trykkdifferanse er høy gjennom hele simuleringen.

#### 4.4.2 Serie#2 IDC

Denne serien består kun en sekvens, IDC, som er en ren vann – olje drenering. Serien starter med en oljemettet kjerne ved  $S_{wi} = 0,15$  og ender med metning  $S_{or}$ . Sekvensen starter med ren oljeinjeksjon, for deretter å justere ratene som angitt i Tabell 4-14 slik at fraksjonsstrømmen til vann øker gradvis. De to siste ST-punktene 9 og 10 er ren vanninjeksjon ( $f_w=1$ ), men med ulik rate.



Figur 4-37: Ternær diagram hvor metningen ved hvert ST-punkt fra IDC-sekvensen er plottet inn.

#### 4.4.2.1 Simulert uten kapillartrykk

Tilpasningen fra simuleringene er oppsummert i Tabell 4-14 og plotet i Figur 4-38. Tabellen viser god samsvar i trykkdifferanse og metning mellom de eksperimentelle og simulerte punktene for stabil tilstand. Plotet i Figur 4-38 viser det samme, men de viser også dårlig match av transientene mellom hvert ST-punkt. Simuleringene viser igjen veldig kort transientperioder før stabil tilstand slik som i serie#1. Dette gjelder før produksjonen har kommet opp i 50 ml, som tilsvarer en oljemetning på  $S_o=0,32$ .

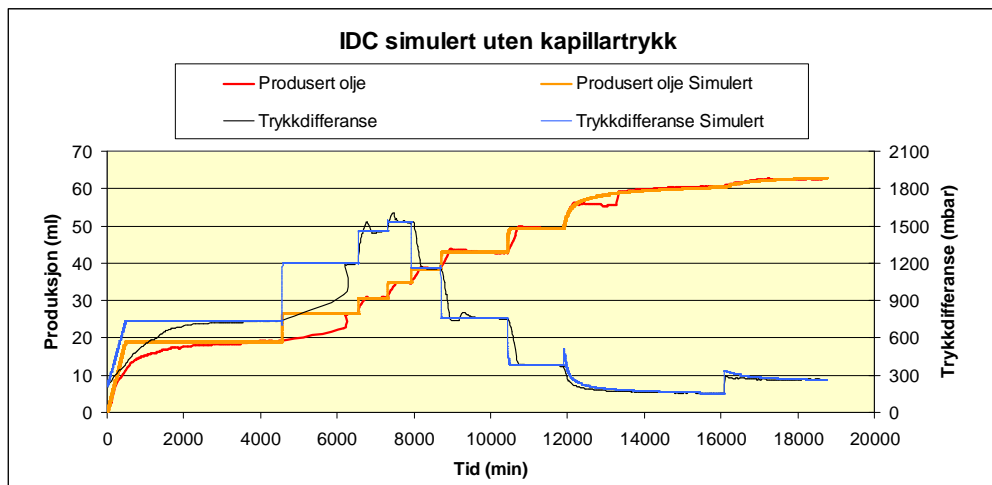
De eksperimentelle relative permeabilitetskurvene er hentet fra rapporten og er beregnet i Coreflow. Punktene markerer gjennomsnittlig metning i kjernen for hvert ST-punkt i sekvensen hvor den relative permeabiliteten er beregnet. Disse er ikke korrigert for kapillartrykket, men blir brukt videre ved sammenligning med relativ permeabilitetskurvene beregnet fra simuleringene. Relativ permeabilitetskurvene i Figur 4-39 viser godt samsvar mellom den relative permeabiliteten i hvert av de stabile tilstandspunktene for simuleringene i Eclipse og fra eksperimentene.

Kurvene til vann-olje indikerer at kjernen er intermediær-fuktende. Det vil si både olje og vann vil kunne spontanimbiberes i kjernen, men likevel uten noen av fasene dominerer preferansen. Intermediær-fuktende er beskrivende, siden nøytral-fuktende er definert for tilfellene hvor ingen av fasene spontan-imbibieres. Ved blandet-fukt (eng. *Mixed wet*) varierer fuktpreferanse med porestørrelse, noe som heller ikke kan beskrive tilfellet her.

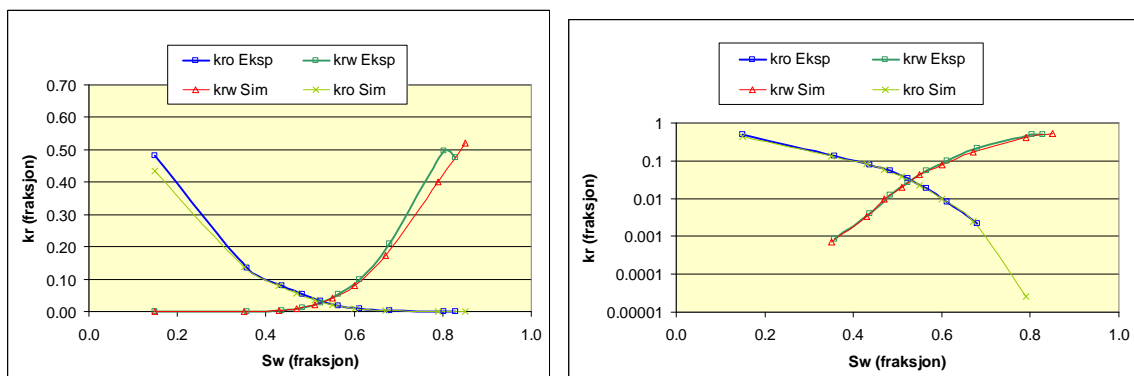


Tabell 4-14: IDC, metning og trykkdata for ST-punktene. Resultater av tilpasningen fra simuleringene.

IDC# ST-punkt#	Tid [min]	Qoil [ml/time]	Qwater [ml/time]	Exp Soa [frak.]	Soa sim [frak.]	Exp Swa [frak.]	Swa sim [frak.]	dT exp [mBar]	dT (simulert) [mBar]
1	0	300	0	0.850	0.850	0.150	0.000	210.6	210.4
2	4550	297.6	2.4	0.642	0.644	0.358	0.356	737.2	734.8
3	6546	282	18	0.564	0.564	0.436	0.436	1195.7	1198.4
4	7320	234	66	0.517	0.519	0.483	0.481	1461.8	1459.0
5	7924	150	150	0.476	0.475	0.524	0.525	1518.4	1529.6
6	8697	66	234	0.436	0.434	0.564	0.566	1156.2	1159.9
7	10424	18	282	0.388	0.385	0.612	0.615	748.8	756.8
8	11892	2.4	297.6	0.319	0.320	0.681	0.680	373.7	380.2
9	16076	0	300	0.197	0.199	0.803	0.801	154.1	154.3
10	18749	0	480	0.172	0.172	0.828	0.828	261.7	262



Figur 4-38: Plot av trykk og oljeproduksjon fra sekvensen IDC. Eksperimentelt og simulering uten kapillartrykk.



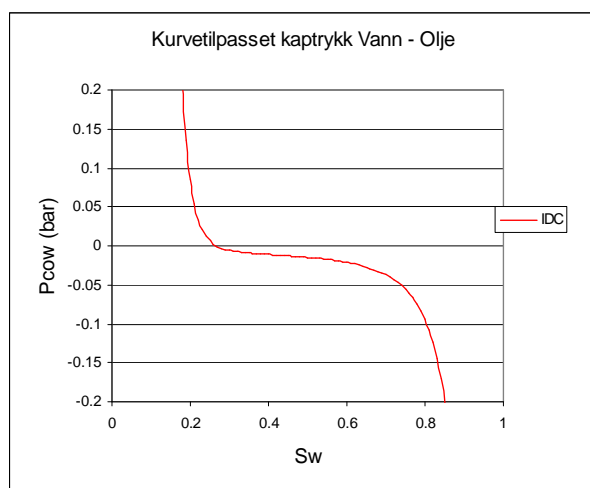
Figur 4-39: Relativ permeabilitetskurver fra simuleringene av IDC uten kapillartrykk.

Tabell 4-15: DCI, Beste tilpasning av de relative permeabilitetskurvene med Corey-korrelasjonen, uten kapillartrykk.

DCI		
Uten kapillartrykk		
Metnings-intervall [Sw]	Corey,Nw	Corey,Mo
0 - 0.83	3.5	3.7

#### 4.4.2.2 Simulert med kapillartrykk

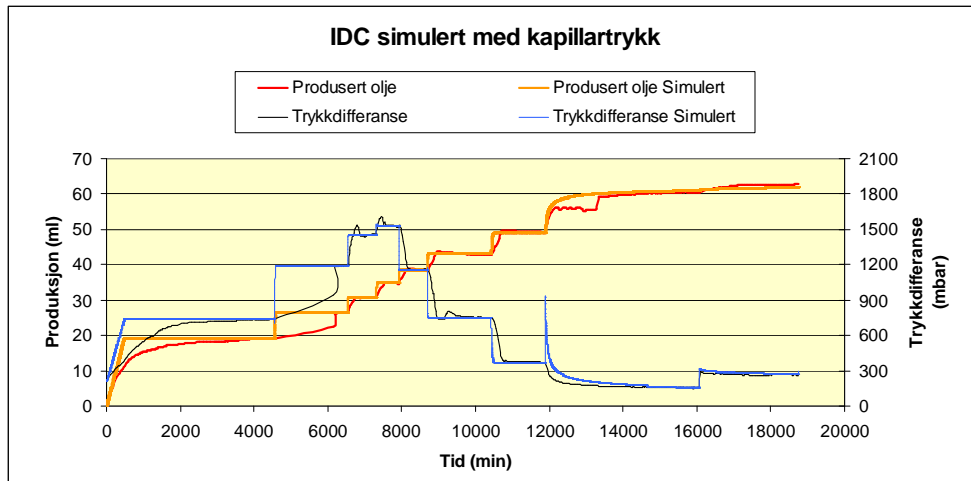
Denne delen presenterer resultatene av de samme simuleringene, men denne gangen med kapillartrykksdata inkludert. Kapillartrykket brukt i simuleringene er plottet i Figur 4-40. Kurven er en kurvetilpasning av kapillartrykksdata fra IDC-serien.



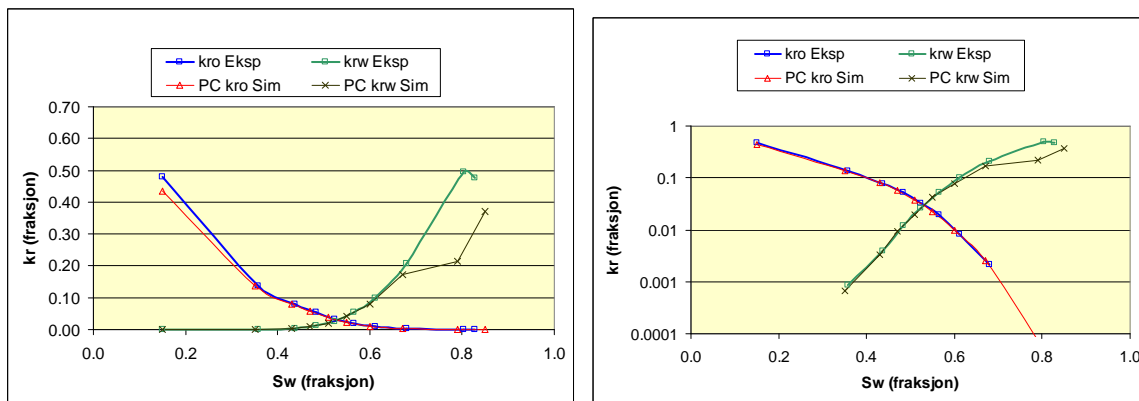
Figur 4-40: Olje - vann kapillartrykkskurve for IDC serien.

Tabell 4-16: IDC, metning og trykkdata for ST-punktene. Resultater av tilpasningen fra simuleringene med kapillartrykk.

IDC# ST-punkt#	Tid [min]	Qoil [ml/time]	Qwater [ml/time]	Exp Soa [frak.]	Soa sim [frak.]	Exp Swa [frak.]	Swa sim [frak.]	dT exp [mBar]	dT (simulert) [mBar]
Initiell	0	300	0	0.850	0.850	0.150	0.000	210.6	210.4
2	4550	297.6	2.4	0.642	0.644	0.358	0.356	737.2	737.6
3	6546	282	18	0.564	0.564	0.436	0.436	1195.7	1194.9
4	7320	234	66	0.517	0.519	0.483	0.481	1461.8	1453.3
5	7924	150	150	0.476	0.475	0.524	0.525	1518.4	1526.5
6	8697	66	234	0.436	0.434	0.564	0.566	1156.2	1152.3
7	10424	18	282	0.388	0.386	0.612	0.614	748.8	750.1
8	11892	2.4	297.6	0.319	0.322	0.681	0.678	373.7	367.7
9	16076	0	300	0.197	0.192	0.803	0.808	154.1	155.8
10	18749	0	480	0.172	0.182	0.828	0.818	261.7	265.7



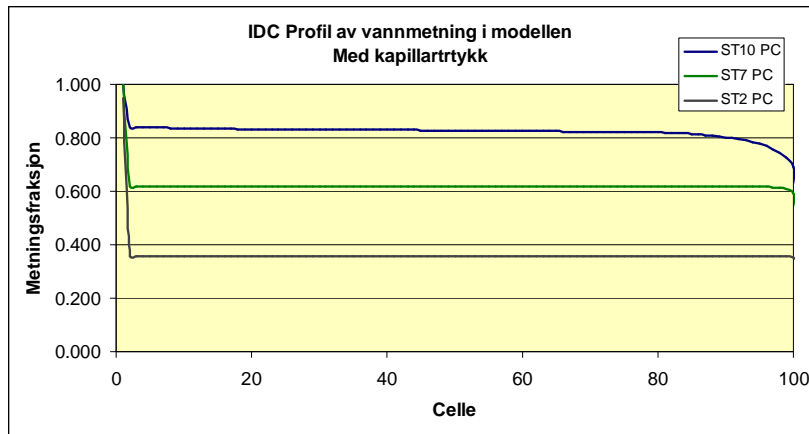
Figur 4-41: IDC. Plott av trykk og produksjon fra simulering med kapillartrykk.



Figur 4-42: IDC simulering med kapillartrykk. Plott av relativ permeabilitet ved alle ST-punkter.

Tabell 4-17: DCI, Corey-eksponentene ved beste tilpasning av de relative permeabilitetskurver med kapillartrykk.

DCI		
Med kapillartrykk		
Metnings-intervall [Sw]	Corey,Nw	Corey,Mo
0 - 0.68	2	3.7
0.68 - 0.83	4.3	3.7



Figur 4-43: IDC. Metningsprofil i kjernen ved simulering med kapillartrykk.

Plottet av produksjonsdata i Figur 4-41 viser god tilpasning av produksjon og trykk i punktene med stabil tilstand. Transientperiodene er også i denne simuleringen mye raskere enn i eksperimentet.

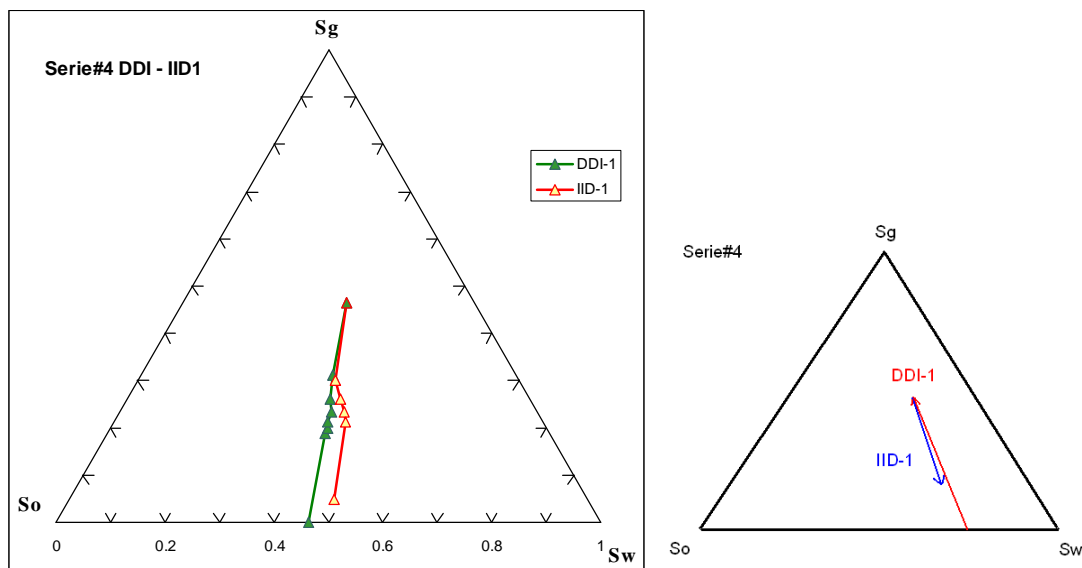
De relative permeabilitetskurvene i Figur 4-42 viser liten forskjell fra simulering uten kapillartrykk og med, ved lav vannmetning. Når flømmingen skifter til ren vanninjeksjon i ST-punkt 9 ( $S_w=0.8$ ) viser den relative permeabilitetskurven (Figur 4-42) en betydelig forskjell i kurven til vann sammenlignet med simulering uten kapillartrykk. Dette er også det området hvor kapillartrykkskurven faller bratt i Figur 4-40.

Figur 4-43 viser metningsfordelingen i kjernen for 3 ulike ST-punkter. Denne viser at kapillartrykket har gir liten endeeffekt til og med ST-7, hvor den gjennomsnittlige vannmetningen er omtrent  $S_w=0,6$ . Når  $S_w=0,8$  i ST-10 ser vi en markert endeeffekt.

### 4.4.3 Serie#4 DDI – IID-1

Serie #4 er den første serien hvor alle 3 fasene blir injisert og er mobile samtidig. Serien starter med sekvensen DDI, som betyr økende gassmetning og avtagende vann- og oljemetning. Det siste tidssteget i DDI er også initielle tidssteget i IID, når prosessen snur. I Figur 4-44 ser vi at metningen starter fra omtrent 50/50 vann – olje før gassen injiseres. I denne serien injiseres vann og olje med like rater,  $f_o=f_w$ .

I 3-fase-eksperimentene er endringen i vannmetning liten ( $0,3 < S_w < 0,5$ ), noe som også gir korte relativ permeabilitetskurver for vann.



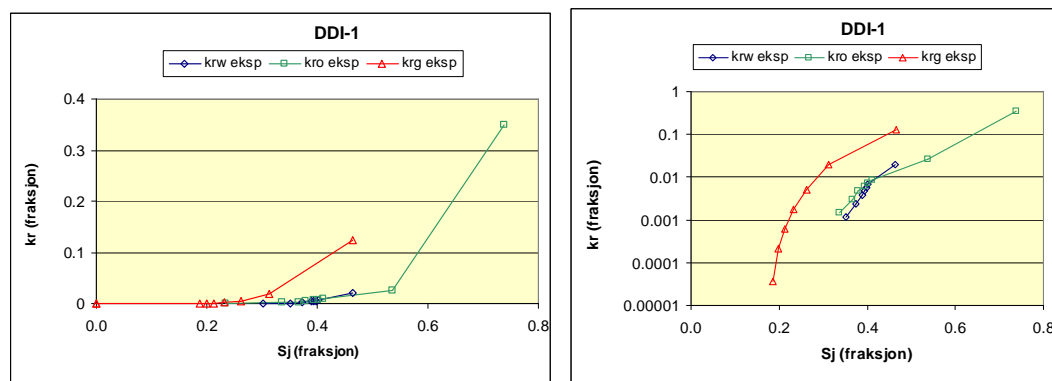
Figur 4-44: Plott av metningen i kjernen ved hvert ST-punkt. Til høyre angir pilene retningen på metningsendringene.

**Tabell 4-18: Hendelsesforløp og eksperimentelle data fra Serie #4**

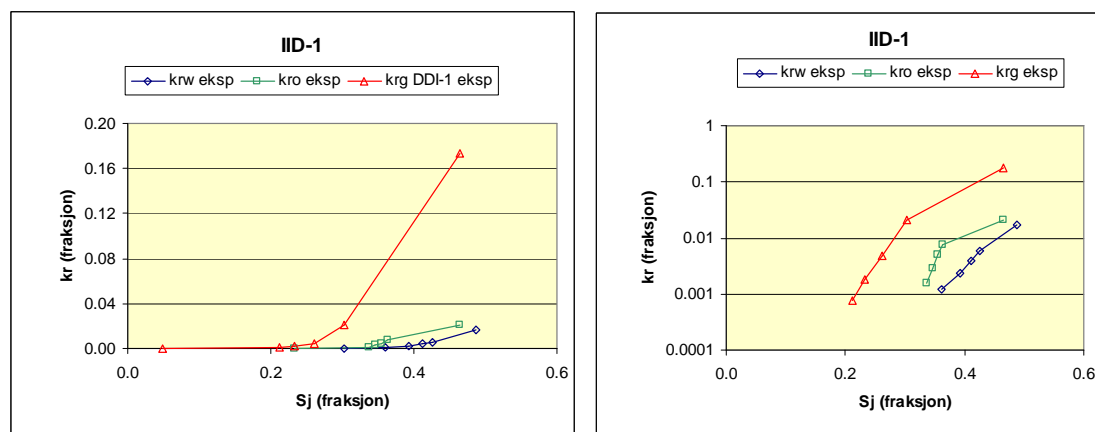
DDI1 ST-punkt#	Tid (timer)	Qoil [ml/min]	Qwater [ml/min]	Qgas [ml/min]	Exp So (frak.)	Exp Sw (frak.)	Exp Sg (frak.)	dP exp (mBar)
Initiell	0	180	0	0	0.739	0.261	0.000	173.6
1	30	60	60	0	0.537	0.463	0.000	794.2
2	74	57.6	57.6	4.8	0.412	0.401	0.187	2282.6
3	98	46.8	46.8	26.4	0.402	0.398	0.199	2178.5
4	122	30	30	60	0.394	0.394	0.212	1719.0
5	147	19.8	19.8	140.4	0.378	0.389	0.233	1416.9
6	192	7.2	7.2	225.6	0.366	0.373	0.261	807.0
7	269	1.68	1.68	416.64	0.337	0.351	0.312	384.8
8	322	0	0	420	0.233	0.302	0.465	72.8

IID1 ST-punkt#	Tid [timer]	Qoil [ml/min]	Qwater [ml/min]	Qgas [ml/min]	Exp So (frak.)	Exp Sw (frak.)	Exp Sg (frak.)	dP exp (mBar)
Initiell	0	0	0	300	0.233	0.302	0.465	44.4
1	23	1.2	1.2	297.6	0.337	0.361	0.302	262.7
2	49	9	9	282	0.347	0.392	0.261	1028.9
3	73	33	33	234	0.355	0.412	0.233	2239.2
4	77	75	75	150	0.363	0.426	0.211	3358.8
5	217	57.6	57.6	4.8	0.394	0.438	0.169	1896.8
6	272	60	60	0	0.465	0.487	0.048	952.6



**Figur 4-45: DDI-1 Relativ permeabilitet fra eksperimentene, beregnet i Coreflow.**



**Figur 4-46: IID-1 Relativ permeabilitet fra eksperimentene, beregnet i Coreflow.**

#### ***4.4.3.1 Simulert uten kapillartrykk***

Tabell 4-19 gir en oversikt over ST-punktene for DDI og IID med tilhørende rater, differansetrykk og metninger. Dette er plottet grafisk i Figur 4-47 og Figur 4-48. For IID-sekvensen manglet datasettet en del av punktene mellom tidsrommet 80 – 150 timer og dette gjør at Figur 4-48 ser noe ufullstendig ut. Den manglende informasjonen for dette tidsrommet hadde liten betydning for tilpasningen av ST-punktene.

Som i de forgående simuleringene var det i plottet av produksjon og trykk, god match av punktene for stabil tilstand, mens transientene mellom hvert punkt er korte og skarpe.

I relativ permeabilitetskurvene fra simuleringene (Figur 4-49 og Figur 4-50) er det godt samsvar mellom de eksperimentelle kurvene beregnet i *Coreflow* og de simulerte i *Eclipse*. Igjen er det likevel en liten forskjell i gasskurven, hvor Eclipse estimerer en lavere relativ permeabilitet for gass når gassmetningen blir høy.

Det kan se ut som om det er en liten differanse i volumene produsert i eksperimentene og fra simuleringene i Figur 4-47. De initielle metningene i simuleringen stemte godt overens med hva som ble oppgitt i datasettet. Forskjellen kan tyde på små feil i målingene av materialbalansen i eksperimentet, eller at beregningene for gjennomsnittlige metninger ikke stemmer helt. Matchingen ble gjort mot de gjennomsnittlige metningene i kjernen, og ikke mot produksjonen.

For denne simuleringen var det vanskelig å lage en beste tilpasning ved bruk av Corey-korrelasjonen for hele relpermkurvene til DDI-1 og IID-1 (Tabell 4-20 og Tabell 4-21). Det var liten spredning i metningene slik at punktene i relpermkurven ble klynget sammen.

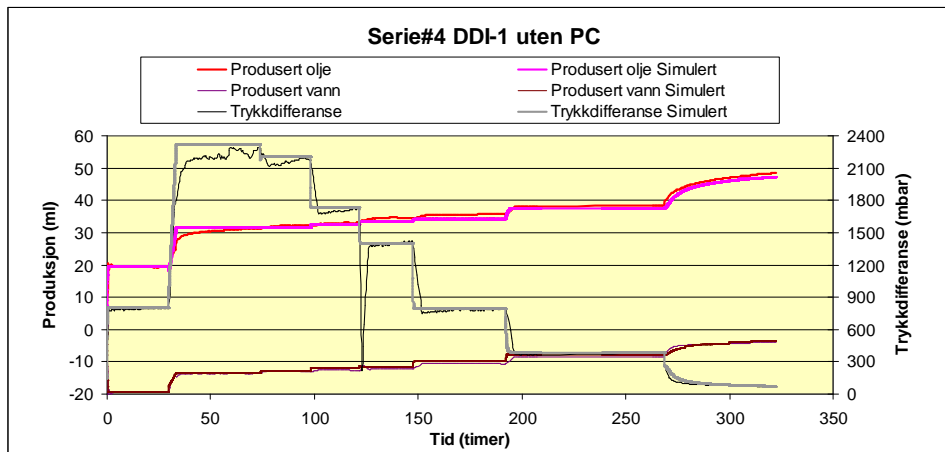


**Tabell 4-19: Serie #4. Matching av eksperimentelle data. Uten kapillartrykk.**

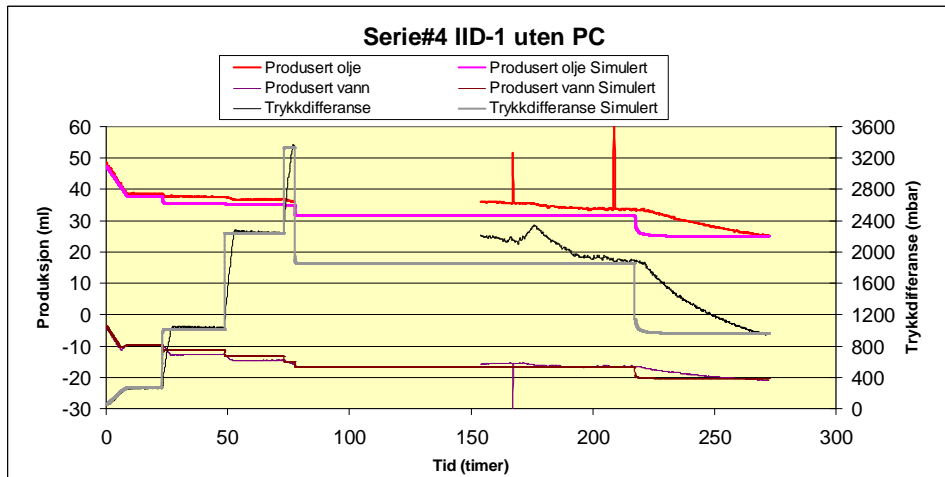
DDI1 ST-punkt	Tid (timer)	Qoil (ml/min)	Qwater (ml/min)	Qgas (ml/min)	Exp So (frak.)	So sim (frak.)	Exp Sw (frak.)	Sw sim (frak.)	Exp Sg (frak.)	Sg sim (frak.)	dP exp (mBar)	dp (simulert) mBar
Initiell	0	180	0	0	0.739	0.739	0.261	0.261	0.000	0.000	173.6	172.8
1	30	60	60	0	0.537	0.529	0.463	0.471	0.000	0.000	794.2	801.5
2	74	57.6	57.6	4.8	0.412	0.398	0.401	0.406	0.187	0.196	2282.6	2324.7
3	98	46.8	46.8	26.4	0.402	0.398	0.398	0.399	0.199	0.203	2178.5	2202.8
4	122	30	30	60	0.394	0.389	0.394	0.390	0.212	0.221	1719.0	1733.7
5	147	19.8	19.8	140.4	0.378	0.377	0.389	0.385	0.233	0.238	1416.9	1397.4
6	192	7.2	7.2	225.6	0.366	0.370	0.373	0.369	0.261	0.262	807.0	796.1
7	269	1.68	1.68	416.64	0.337	0.335	0.351	0.348	0.312	0.317	384.8	385.6
8	322	0	0	420	0.233	0.228	0.302	0.300	0.465	0.471	72.8	71.3

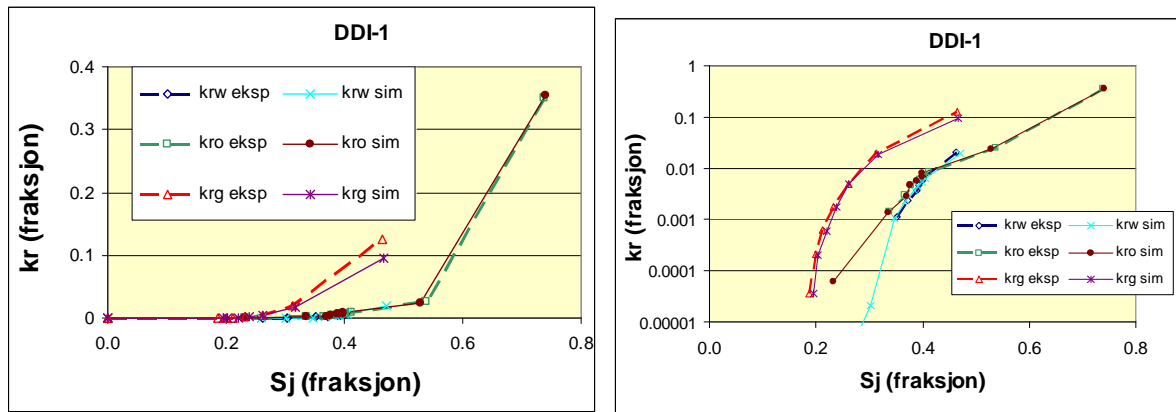
IID1 ST-punkt#	Tid (timer)	Qoil (ml/min)	Qwater (ml/min)	Qgas (ml/min)	Exp So (frak.)	So sim (frak.)	Exp Sw (frak.)	Sw sim (frak.)	Exp Sg (frak.)	Sg sim (frak.)	dP exp (mBar)	dp (simulert) mBar
Initiell	0	0	0	300	0.233	0.228	0.302	0.300	0.465	0.471	44.4	71.3
1	23	1.2	1.2	297.6	0.337	0.332	0.361	0.366	0.302	0.302	262.7	269.1
2	49	9	9	282	0.347	0.353	0.392	0.385	0.261	0.261	1028.9	1006.8
3	73	33	33	234	0.355	0.359	0.412	0.405	0.233	0.237	2239.2	2239.7
4	77	75	75	150	0.363	0.363	0.426	0.423	0.211	0.214	3358.8	3324.6
5	217	57.6	57.6	4.8	0.394	0.399	0.438	0.440	0.169	0.161	1896.8	1861.0
6	272	60	60	0	0.465	0.469	0.487	0.481	0.048	0.050	952.6	954.8



**Figur 4-47: DDI-1. Produksjon og trykkdata fra eksperimentene og fra simleringene uten kapillartrykk.**



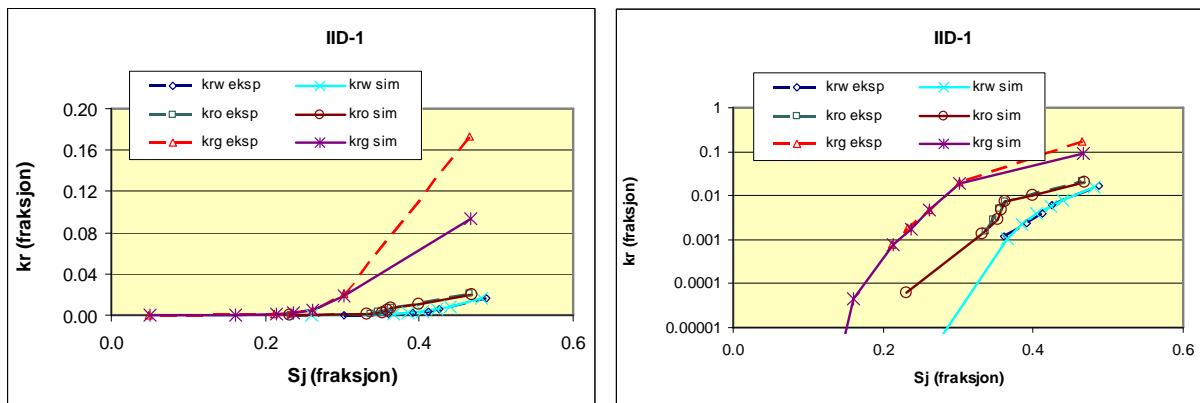
**Figur 4-48: IID-1. Produksjon og trykkdata fra eksperimentene og fra simleringene uten kapillartrykk.**



Figur 4-49: DDI-1. Relativ permeabilitet i hvert ST-punkt fra simulering uten kapillartrykk.

Tabell 4-20: DDI-1, beste tilpasning av Corey-eksponenter for simuleringene uten kapillartrykk.

DDI-1			
Uten kapillartrykk			
Sg,cr		0.12	
Kro,end		0.47	
Metningsintervall [Sj]	Corey,Ng	Corey,Mo	Corey,Nw
0 - 0.33	3	5	
0.33 - 0.48	2.2	5	
0.27 - 0.47			4



Figur 4-50: IID-1. Relativ permeabilitet i hvert ST-punkt fra simulering uten kapillartrykk.

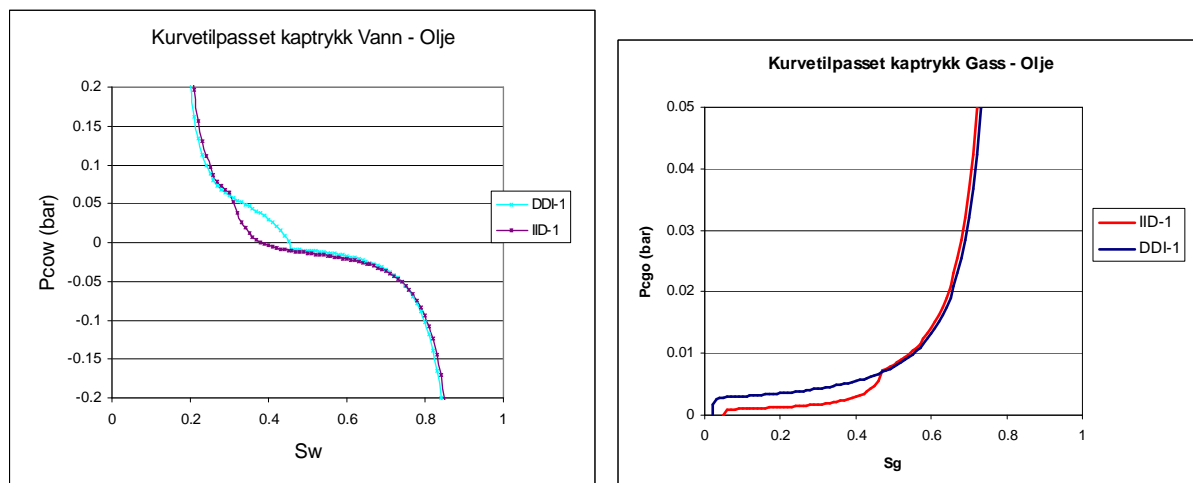
Tabell 4-21: IID-1, beste tilpasning av Corey-eksponenter for simuleringene uten kapillartrykk.

IID-1			
Uten kapillartrykk			
Sg,cr	0.12		
kro,end	0.28		
Metningsintervall [S <sub>i</sub> ]	Corey,Ng	Corey,Mo	Corey,Nw
0.17-0.30	3		
0.30 - 0.48	2.2		
0.23 - 0.47		4	
0.27 - 0.36			5.3
0.36 - 0.49			4.4

#### 4.4.3.2 Simulert med kapillartrykk

I simuleringene av Serie#4 ble det observert liten forskjell når kapillartrykket var inkludert sammenlignet med simuleringene uten. Igjen var transientene mellom ST-punktene skarpe og raske (Figur 4-52). Bortsett fra i siste ST-punkt hvor oljeproduksjonen var på rundt 50 ml, som tilsvarer en oljemetning på  $S_o=0.34$ . Relpermverdiene fra punktene med stabil tilstand, er nesten identiske sammenlignet med simuleringene uten kapillartrykk.

Kapillartrykkskurver tilsvarende som i Figur 4-51 blir lagt inn for vann og gass i modellen.



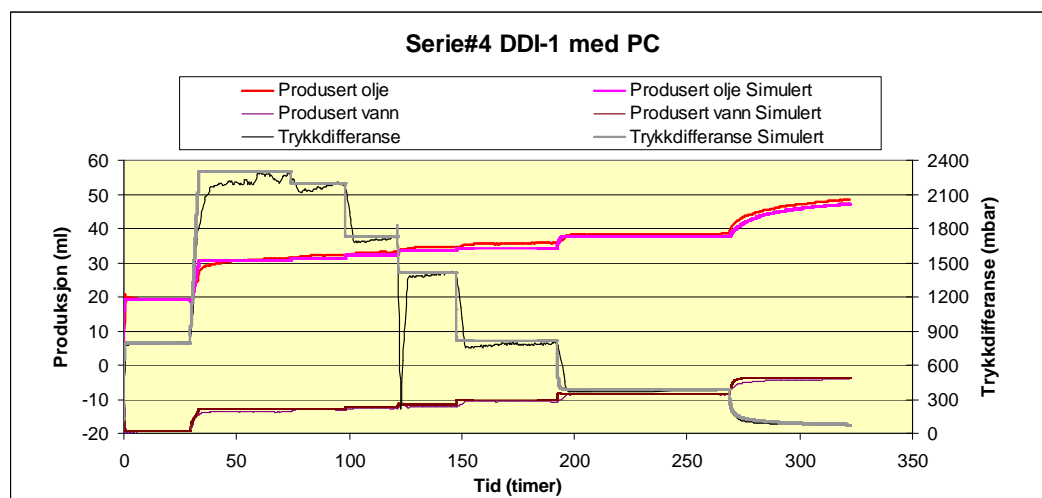
Figur 4-51: Serie #4. Kapillartrykkskurvene brukt i simuleringene.

**Tabell 4-22: Serie #4. Matching av eksperimentelle data. Med kapillartrykk.**

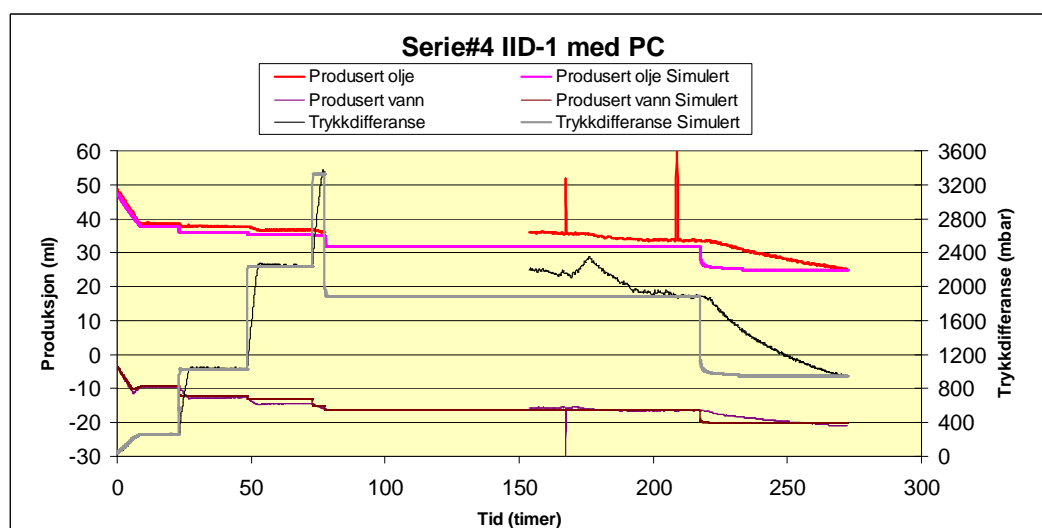
DDI1 ST-punkt	Tid (timer)	Qoil (ml/min)	Qwater (ml/min)	Qgas (ml/min)	Exp So (frak.)	So sim (frak.)	Exp Sw (frak.)	Sw sim (frak.)	Exp Sg (frak.)	Sg sim (frak.)	dP exp (mBar)	dp (simulert) mBar
Initiell	0	180	0	0	0.739	0.739	0.261	0.261	0.000	0.000	173.6	177.1
1	30	60	60	0	0.537	0.529	0.463	0.471	0.000	0.000	794.2	789.2
2	74	57.6	57.6	4.8	0.412	0.411	0.401	0.401	0.187	0.188	2282.6	2297.1
3	98	46.8	46.8	26.4	0.402	0.402	0.398	0.400	0.199	0.198	2178.5	2196.6
4	122	30	30	60	0.394	0.392	0.394	0.393	0.212	0.215	1719.0	1724.6
5	147	19.8	19.8	140.4	0.378	0.376	0.389	0.386	0.233	0.238	1416.9	1412.4
6	192	7.2	7.2	225.6	0.366	0.369	0.373	0.371	0.261	0.260	807.0	813.0
7	269	1.68	1.68	416.64	0.337	0.334	0.351	0.353	0.312	0.313	384.8	390.8
8	322	0	0	420	0.233	0.230	0.302	0.302	0.465	0.468	72.8	75.6

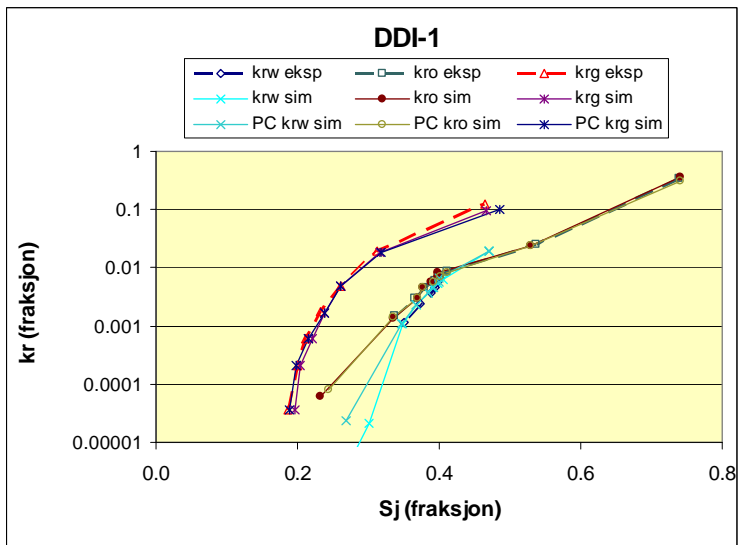
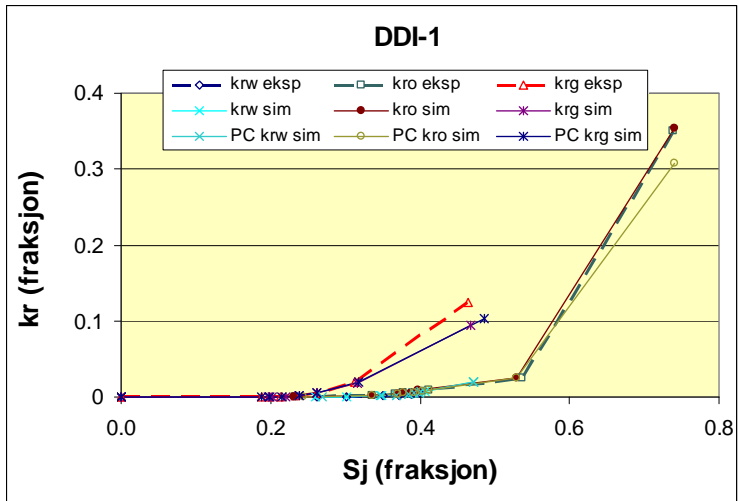
IID1 ST-punkt#	Tid (timer)	Qoil (ml/min)	Qwater (ml/min)	Qgas (ml/min)	Exp So (frak.)	So sim (frak.)	Exp Sw (frak.)	Sw sim (frak.)	Exp Sg (frak.)	Sg sim (frak.)	dP exp (mBar)	dp (simulert) mBar
Initiell	0	0	0	300	0.233	0.230	0.302	0.302	0.465	0.468	44.4	75.6
1	23	1.2	1.2	297.6	0.337	0.335	0.361	0.362	0.302	0.303	262.7	266.4
2	49	9	9	282	0.347	0.352	0.392	0.392	0.261	0.256	1028.9	1029.9
3	73	33	33	234	0.355	0.359	0.412	0.405	0.233	0.237	2239.2	2238.2
4	77	75	75	150	0.363	0.363	0.426	0.423	0.211	0.214	3358.8	3322.4
5	217	57.6	57.6	4.8	0.394	0.397	0.438	0.439	0.169	0.165	1896.8	1889.6
6	272	60	60	0	0.465	0.469	0.487	0.481	0.048	0.050	952.6	951.5



**Figur 4-52: DDI-1. Plot av trykk og produksjon fra simulering med kapillartrykk.**



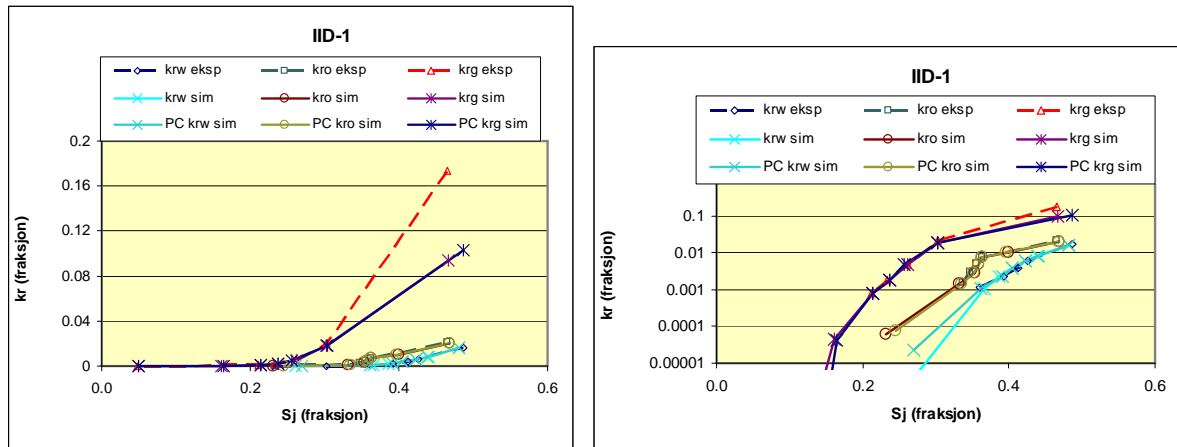
**Figur 4-53: IID-1. Plot av trykk og produksjon fra simulering med kapillartrykk.**



Figur 4-54: DDI-1. Relativ permeabilitet fra simuleringene med kapillartrykk.

Tabell 4-23: DDI-1, beste tilpasning av Corey-eksponenter for simuleringene med kapillartrykk.

DDI-1			
Med kapillartrykk			
Sg,cr	0.12		
Kro,end	0.47		
Metningsintervall [Sj]	Corey,Ng	Corey,Mo	Corey,Nw
0 - 0.33	3	5	
0.33 - 0.48	2.2	5	
0.27 - 0.47			4



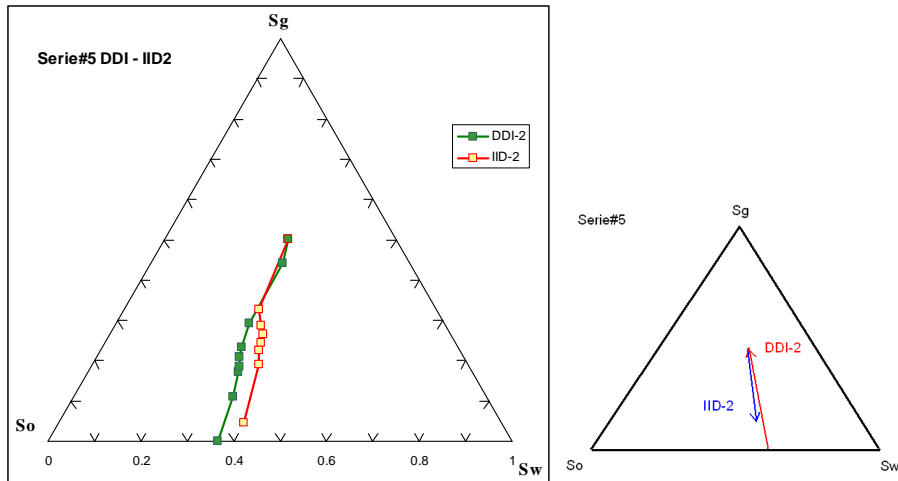
Figur 4-55: IID-1. Relativ permeabilitet fra simuleringene med kapillartrykk.

Tabell 4-24: IID-1, beste tilpassing av Corey-eksponenter for simuleringene med kapillartrykk.

IID-1			
Uten kapillartrykk			
Sg,cr	0.12		
kro,end	0.28		
Metningsintervall [Sj]	Corey,Ng	Corey,Mo	Corey,Nw
0.17-0.30	3		
0.30 - 0.48	2.2		
0.23 - 0.47		4	
0.27 - 0.36			5.3
0.36 - 0.49			4.4

#### 4.4.4 Serie#5 DDI – IID-2

Serie#5 er det andre av de 3 flømningseksperimentene hvor 3 faser injiseres samtidig. I stedet for å injisere olje og vann  $f_o=f_w$  Serie#4, er det i denne serien en høyere fraksjonsstrøm av olje enn vann,  $f_o>f_w$ . Gassinjeksjonen starter i DDI-2 fra  $S_g = 0$  og frem til  $S_{g,max}$ , etter 9 stegvise rateendringer. I sekvensen IID-2 snur prosessen og gasse blir produsert ut igjen ved å stegvis redusere fraksjonsstrømmen til gass, samtidig som vann- og oljefraksjonen økes. Metningsendringene er illustrert i Figur 4-56.

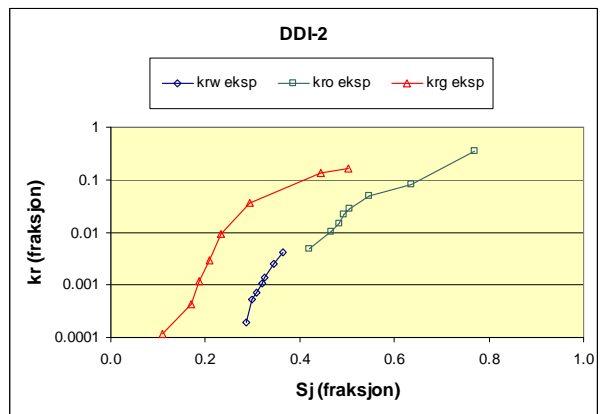
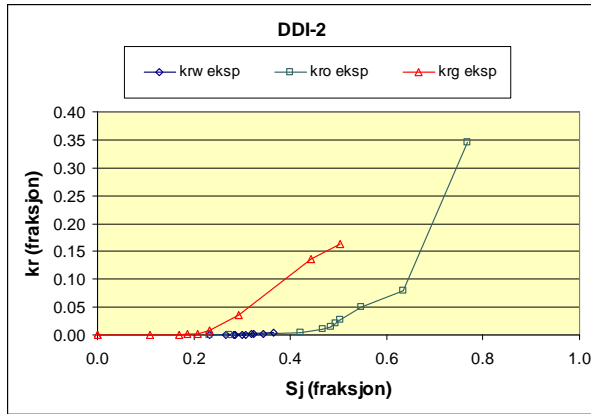


**Figur 4-56: Metningsendringene i Serie #5.**

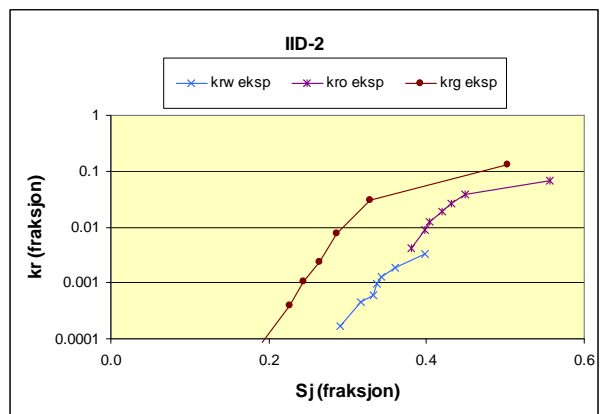
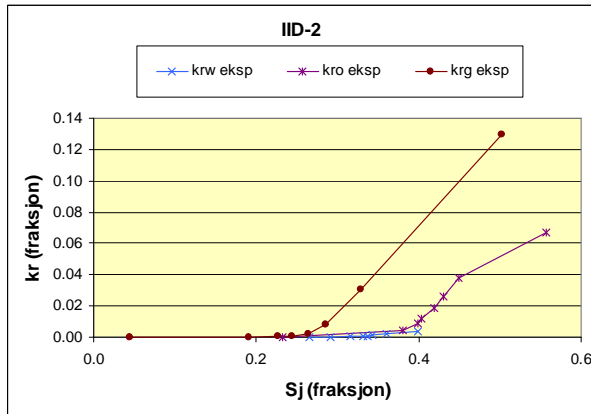
Slik som i de andre simuleringene er det tabellen nedenfor som er det eksperimentelle utgangspunktet for simuleringene. Det har vært lagt vekt på å matche metningene fra hvert stabile tilstandspunkt i simuleringene mot de eksperimentelle og samtidig matche differansetrykket over kjernen. Metningene er gjennomsnittsmetningene i kjernen ved angitte tidspunkt.

**Tabell 4-25: Metningsverdier og trykkdifferanse for hvert av de stabile tidspunktene i Serie#5.**

DDI-2 ST-punkt#	Tid [timer]	Qoil [ml/min]	Qwater [ml/min]	Qgas [ml/min]	Exp So [frak.]	Exp Sw [frak.]	Exp Sg [frak.]	dP exp (mBar)	dp (simulert) mBar
0	0.0	240	0	0	0.769	0.231	0.000	234.0	234.0
1	46.4	282	18	0	0.635	0.365	0.000	1183.1	1174.2
2	70.1	270.72	17.28	12	0.546	0.344	0.110	1841.9	1839.1
3	94.9	109.98	7.02	33	0.504	0.325	0.171	1339.6	1330.7
4	117.9	70.5	4.5	75	0.494	0.320	0.186	1096.4	1106.4
5	130.4	31.02	1.98	117	0.484	0.308	0.208	724.7	727.5
6	142.3	16.92	1.08	282	0.467	0.299	0.233	543.3	547.0
7	173.8	2.28	0.12	297.6	0.421	0.286	0.293	158.3	156.1
8	233.8	0	0	300	0.273	0.283	0.444	52.7	51.5
9	297.9	0	0	900	0.232	0.266	0.502	110.4	108.5
IID-2 ST-punkt #	Tid [timer]	Qoil [ml/min]	Qwater [ml/min]	Qgas [ml/min]	Exp So [frak.]	Exp Sw [frak.]	Exp Sg [frak.]	dP exp (mBar)	dP (simulert) mBar
0	0.0	0	0	300	0.232	0.266	0.502	54.6	108.5
1	40.5	2.28	0.12	297.6	0.381	0.291	0.328	181.8	187.7
2	61.8	16.92	1.08	282	0.398	0.316	0.286	640.8	632.1
3	85.3	31.02	1.98	117	0.403	0.332	0.264	859.5	869.7
4	109.1	70.5	4.5	75	0.420	0.337	0.244	1257.4	1264.9
5	133.5	112.98	7.02	33	0.431	0.342	0.226	1465.0	1469.0
6	207.8	135.36	8.64	6	0.449	0.360	0.191	1213.0	1201.4
7	278.9	141	9	0	0.557	0.398	0.045	710.9	712.7



Figur 4-57: Serie#5 DDI-2. Relativ permeabilitet fra eksperimentene. Ikke korrigert for kapillartrykk.



Figur 4-58: Serie#5 IID-2. Relativ permeabilitet fra eksperimentene. Ikke korrigert for kapillartrykk.



#### 4.4.4.1 Simulert uten kapillartrykk

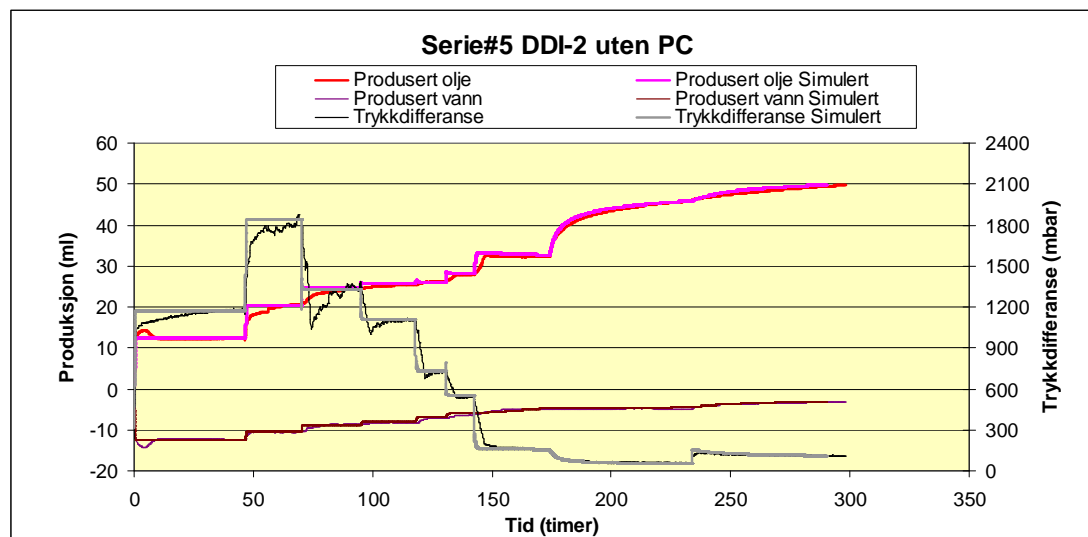
Tabell 4-26 viser de eksperimentelle injeksjonsratene, differansetrykk og metningene for sekvensene DDI og IID. Figur 4-59 og Figur 4-60 viser plottet av trykk og produksjon i eksperimentene og simuleringene. Relpermkurvene fra ST-punktene i eksperimentene og simuleringene følger hverandre tett bortsett fra i endepunktene for gass- og olje-kurven, hvor begge har et lite avvik.

Tabell 4-26: Metningsverdier og trykkdifferanse for ST-punktene i Serie #5. Simuleringene uten kapillartrykk.

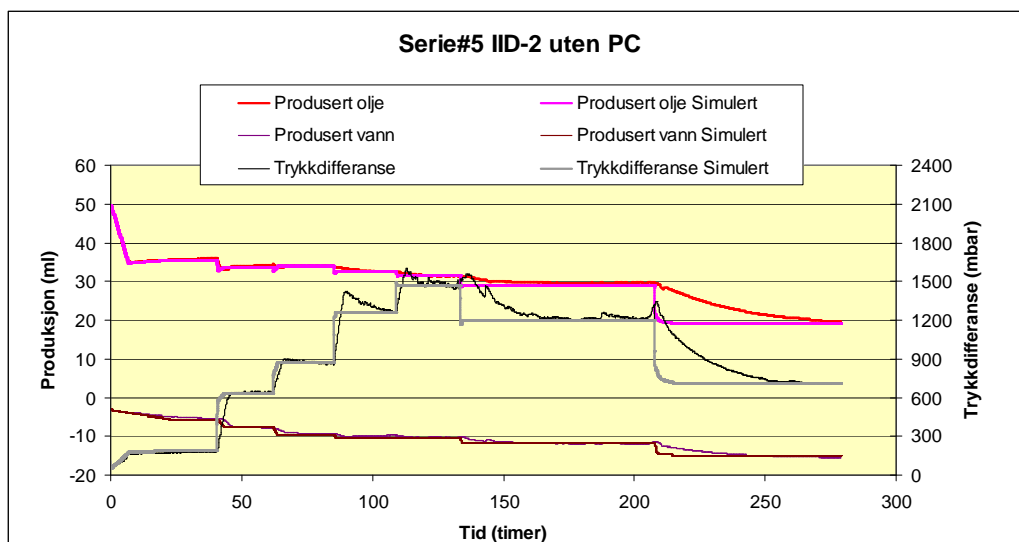
DDI-2 ST-punkt#	Tid [timer]	Qoil [ml/min]	Qwater [ml/min]	Qgas [ml/min]	Exp So [frak.]	So sim [frak.]	Exp Sw [frak.]	Sw sim [frak.]	Exp Sg [frak.]	Sg sim [frak.]	dP exp (mBar)	dP (simulert) mBar
0	0.0	240	0	0	0.769	0.769	0.231	0.231	0.000	0.000	234.0	234.0
1	46.4	282	18	0	0.635	0.635	0.365	0.365	0.000	0.000	1183.1	1174.2
2	70.1	270.72	17.28	12	0.546	0.550	0.344	0.342	0.110	0.107	1841.9	1839.1
3	94.9	109.98	7.02	33	0.504	0.502	0.325	0.326	0.171	0.172	1339.6	1330.7
4	117.9	70.5	4.5	75	0.494	0.492	0.320	0.317	0.186	0.191	1096.4	1106.4
5	130.4	31.02	1.98	117	0.484	0.487	0.308	0.305	0.208	0.208	724.7	727.5
6	142.3	16.92	1.08	282	0.467	0.465	0.299	0.296	0.233	0.239	543.3	547.0
7	173.8	2.28	0.12	297.6	0.421	0.417	0.286	0.282	0.293	0.301	158.3	156.1
8	233.8	0	0	300	0.273	0.274	0.283	0.280	0.444	0.446	52.7	51.5
9	297.9	0	0	900	0.232	0.229	0.266	0.265	0.502	0.506	110.4	108.5

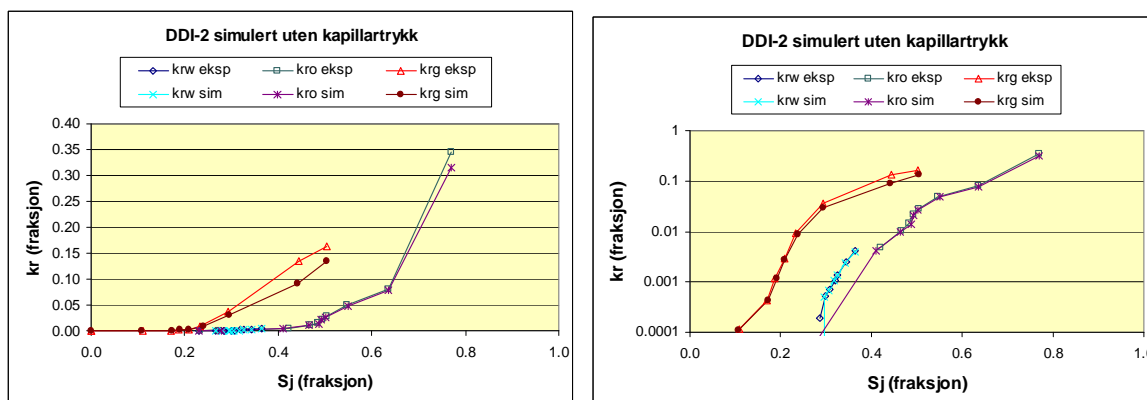
IID-2 ST-punkt #	Tid [timer]	Qoil [ml/min]	Qwater [ml/min]	Qgas [ml/min]	Exp So [frak.]	So [frak.]	Exp Sw [frak.]	Sw [frak.]	Exp Sg [frak.]	Sg [frak.]	dP exp (mBar)	dP (simulert) mBar
0	0.0	0	0	300	0.232	0.229	0.266	0.265	0.502	0.506	54.6	108.5
1	40.5	2.28	0.12	297.6	0.381	0.383	0.291	0.291	0.328	0.325	181.8	187.7
2	61.8	16.92	1.08	282	0.398	0.403	0.316	0.312	0.286	0.286	640.8	632.1
3	85.3	31.02	1.98	117	0.403	0.401	0.332	0.336	0.264	0.263	859.5	869.7
4	109.1	70.5	4.5	75	0.420	0.417	0.337	0.343	0.244	0.240	1257.4	1264.9
5	133.5	112.98	7.02	33	0.431	0.427	0.342	0.343	0.226	0.229	1465.0	1469.0
6	207.8	135.36	8.64	6	0.449	0.455	0.360	0.358	0.191	0.187	1213.0	1201.4
7	278.9	141	9	0	0.557	0.560	0.398	0.390	0.045	0.050	710.9	712.7



Figur 4-59: DDI-2. Plott av trykk og produksjon ved simulering uten kapillartrykk.



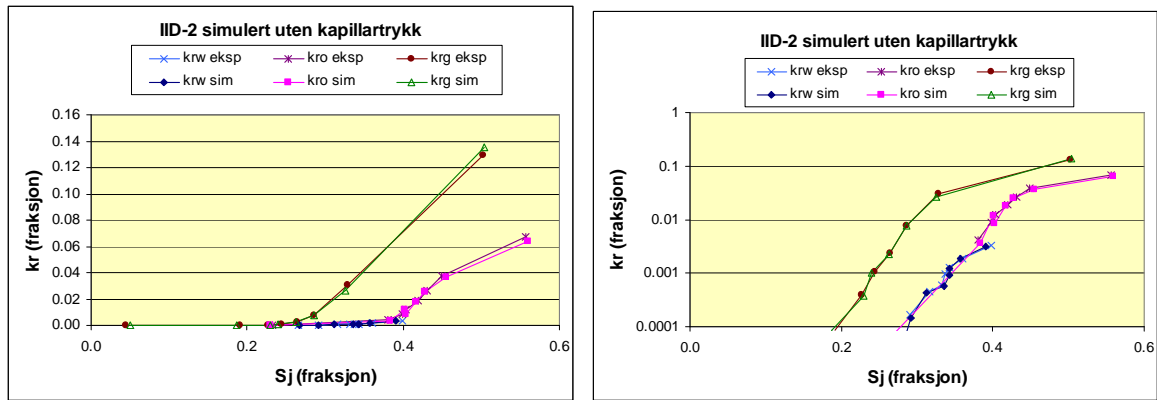
Figur 4-60: IID-2. Plott av trykk og produksjon ved simulering uten kapillartrykk.



Figur 4-61: Serie#5 DDI-2. Relativ permeabilitet fra simuleringene uten kapillartrykk.

Tabell 4-27: DDI-2, Corey-eksponenter for beste tilpasning av relpermkurver fra simulering uten kapillartrykk

DDI-2			
Uten kapillartrykk			
Sg,cr	0.05		
Kro,end	0.47		
Metningsintervall [Sj]	Corey,Ng	Corey,Mo	Corey,Nw
0 - 0.24	2.2		
0.24 - 0.51	1.6		
0.22 - 0.77		5.4	
0.26 - 0.36			4



Figur 4-62: Serie#5 IID-2. Relativ permeabilitet fra simuleringene uten kapillartrykk.

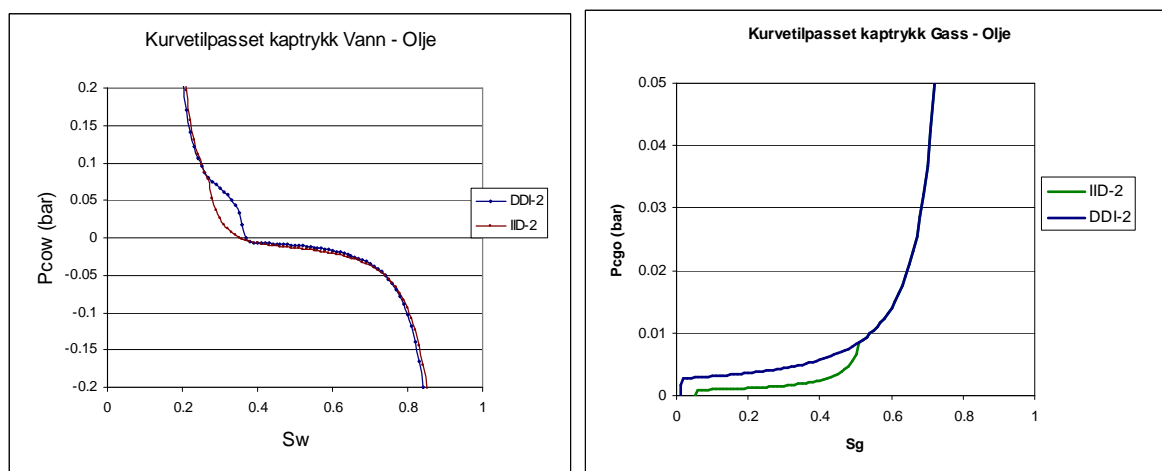
Tabell 4-28: IID-2, Corey eksponenter for beste tilpasning av relpermkurver fra simulering uten kapillartrykk.

IID-2			
Uten kapillartrykk			
Sg,cr		0.12	
kro,end		0.28	
Metningsintervall [Sj]	Corey,Ng	Corey,Mo	Corey,Nw
0.17 - 0.30	2		
0.30 - 0.51	1.8		
0.22 - 0.77		5.4	
0.25 - 0.37			4.4

#### 4.4.4.2 Simulert med kapillartrykk

Simuleringene av Serie#5 viser liten forskjell sammenlignet med simuleringene uten kapillartrykk. Transientene mellom hver ST-punkt i Figur 4-64 og Figur 4-65 viser for rask produksjon bortsett fra i siste ST-punkt i sekvensen DDI-2.

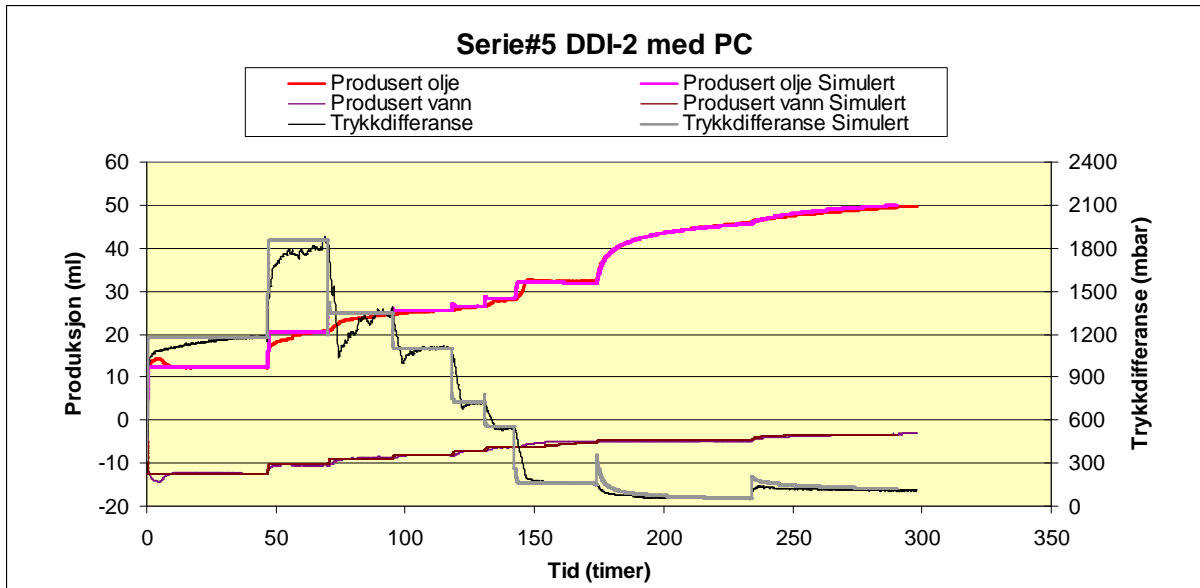
Relpermkurvene er omtrent de samme som i simuleringene uten kapillartrykk (Figur 4-66 og Figur 4-67).



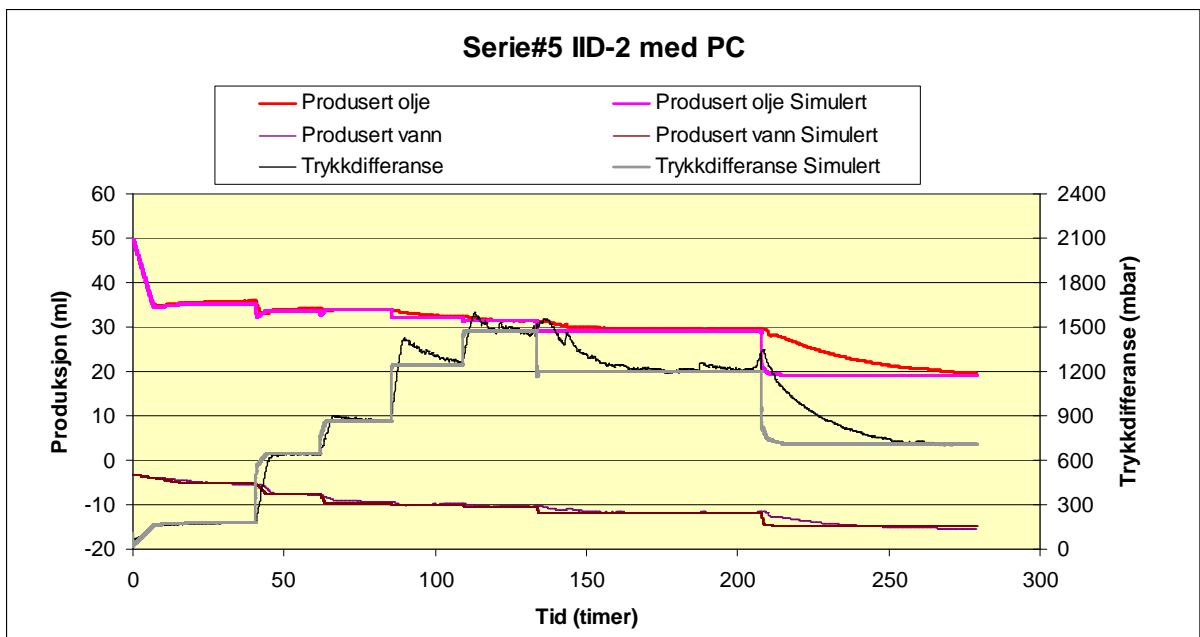
Figur 4-63: Serie#5. Plott av kapillartrykkskurvene brukt i simuleringene.

Tabell 4-29: Metningsverdier og trykkdifferanse for ST-punktene i Serie #5. Simuleringene med kapillartrykk.

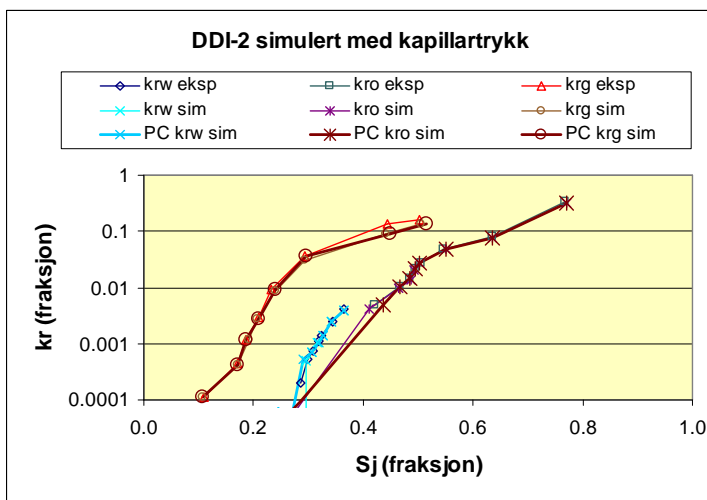
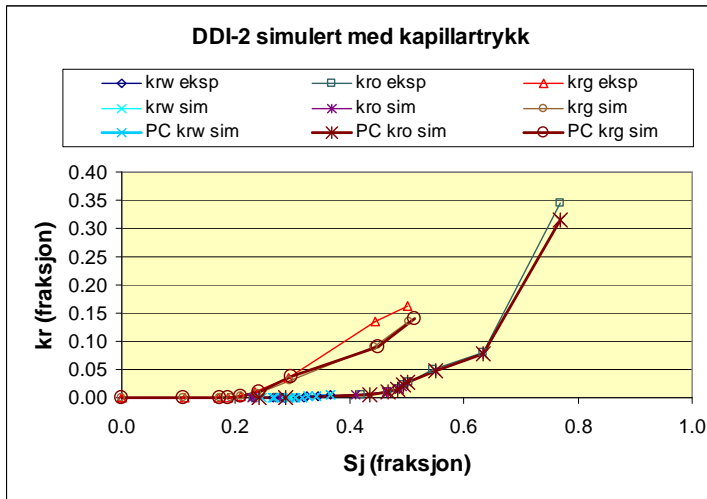
DDI-2 ST-punkt#	Tid [timer]	Qoil [ml/min]	Qwater [ml/min]	Qgas [ml/min]	Exp So [frak.]	So sim [frak.]	Exp Sw [frak.]	Sw sim [frak.]	Exp Sg [frak.]	Sg sim [frak.]	dP exp (mBar)	dP (simulert) mBar
0	0.0	240	0	0	0.769	0.768	0.231	0.232	0.000	0.000	234.0	237.5
1	46.4	282	18	0	0.635	0.635	0.365	0.365	0.000	0.000	1183.1	1177.6
2	70.1	270.72	17.28	12	0.546	0.550	0.344	0.343	0.110	0.107	1841.9	1852.2
3	94.9	109.98	7.02	33	0.504	0.501	0.325	0.327	0.171	0.171	1339.6	1348.3
4	117.9	70.5	4.5	75	0.494	0.494	0.320	0.320	0.186	0.186	1096.4	1098.2
5	130.4	31.02	1.98	117	0.484	0.483	0.308	0.309	0.208	0.208	724.7	724.4
6	142.3	16.92	1.08	282	0.467	0.465	0.299	0.298	0.233	0.238	543.3	551.0
7	173.8	2.28	0.12	297.6	0.421	0.428	0.286	0.287	0.293	0.286	158.3	155.2
8	233.8	0	0	300	0.273	0.277	0.283	0.281	0.444	0.443	52.7	54.2
9	297.9	0	0	900	0.232	0.228	0.266	0.269	0.502	0.503	110.4	116.7
IID-2 ST-punkt #	Tid [timer]	Qoil [ml/min]	Qwater [ml/min]	Qgas [ml/min]	Exp So [frak.]	So [frak.]	Exp Sw [frak.]	Sw [frak.]	Exp Sg [frak.]	Sg [frak.]	dP exp (mBar)	dP (simulert) mBar
0	0.0	0	0	300	0.232	0.228	0.266	0.269	0.502	0.503	54.6	116.7
1	40.5	2.28	0.12	297.6	0.381	0.387	0.291	0.287	0.328	0.326	181.8	178.7
2	61.8	16.92	1.08	282	0.398	0.403	0.316	0.313	0.286	0.284	640.8	645.8
3	85.3	31.02	1.98	117	0.403	0.401	0.332	0.336	0.264	0.263	859.5	864.4
4	109.1	70.5	4.5	75	0.420	0.420	0.337	0.339	0.244	0.241	1257.4	1247.4
5	133.5	112.98	7.02	33	0.431	0.427	0.342	0.343	0.226	0.229	1465.0	1469.2
6	207.8	135.36	8.64	6	0.449	0.451	0.360	0.358	0.191	0.191	1213.0	1202.5
7	278.9	141	9	0	0.557	0.560	0.398	0.390	0.045	0.050	710.9	711.0



Figur 4-64: DDI-2. Plott av trykk og produksjon ved simulering med kapillartrykk.



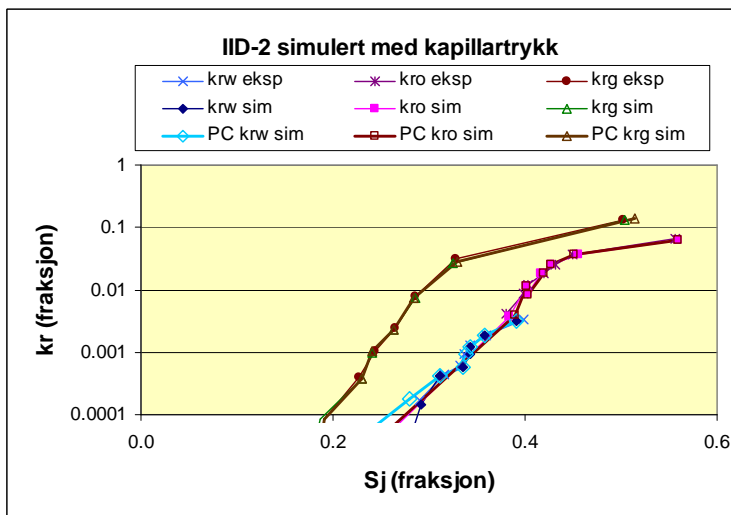
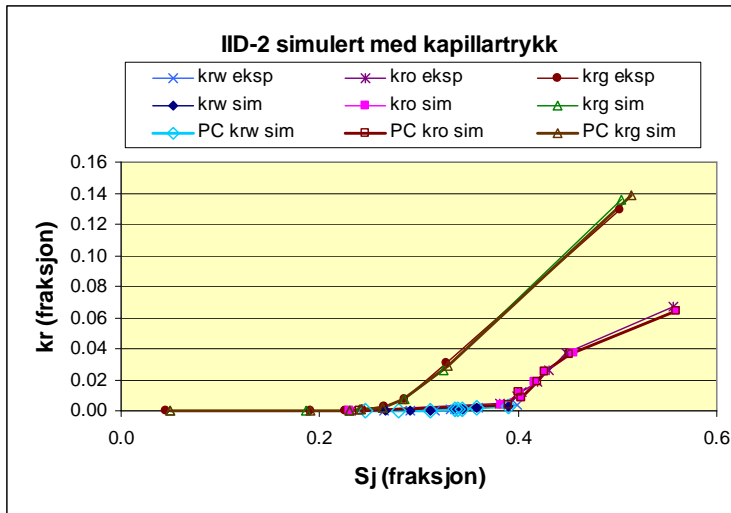
Figur 4-65: IID-2. Plott av trykk og produksjon ved simulering med kapillartrykk.



Figur 4-66: Serie#5 DDI-2. Relativ permeabilitet fra simuleringene med kapillartrykk.

Tabell 4-30: DDI-2, Corey-eksponenter for beste tilpasning av relpermkurve fra simuleringene med kapillartrykk.

DDI-2			
Med kapillartrykk			
Sg,cr	0.05		
Kro,end	0.47		
Metningsintervall [Sj]	Corey,Ng	Corey,Mo	Corey,Nw
0 - 0.24	2.2		
0.24 - 0.51	1.6		
0.22 - 0.77		5.4	
0.26 - 0.36			4



Figur 4-67: Serie#5 IID-2. Relativ permeabilitet fra simuleringene med kapillartrykk.

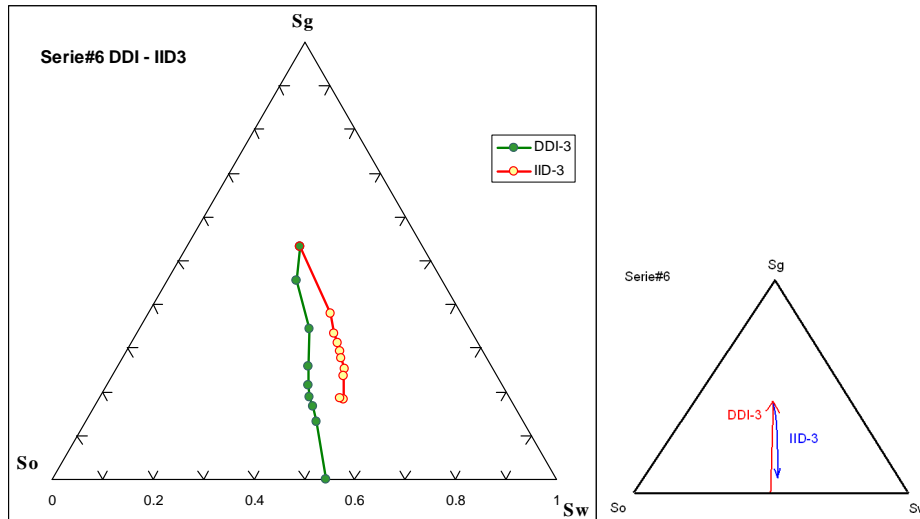
Tabell 4-31: IID-2, Corey-eksponenter for beste tilpasning av relpermkurve fra simuleringene med kapillartrykk.

IID-2			
Med kapillartrykk			
Sg,cr	0.12		
kro,end	0.28		
Metnings-intervall [Sj]	Corey,Ng	Corey,Mo	Corey,Nw
0.17 - 0.30	2		
0.30 - 0.51	1.8		
0.22 - 0.77		5.4	
0.25 - 0.37			4.4

#### 4.4.5 Serie#6 DDI – IID-3

Dette er den siste serien av eksperimentene og har også injeksjon av 3-faser. Serien starter med injeksjonsrater hvor  $f_o < f_w$ . Dette gir en høyere vannmetning i forhold til olje, men differansen mellom vann og oljemetningen er likevel ikke så stor.

Nedenfor følger de eksperimentelle dataene som var utgangspunktet for simuleringene.

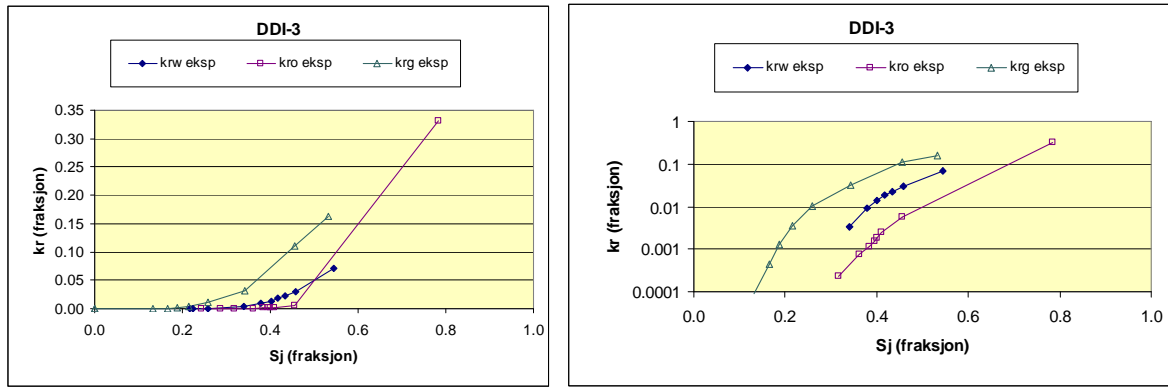


Figur 4-68: Metningsendringene i Serie #6.

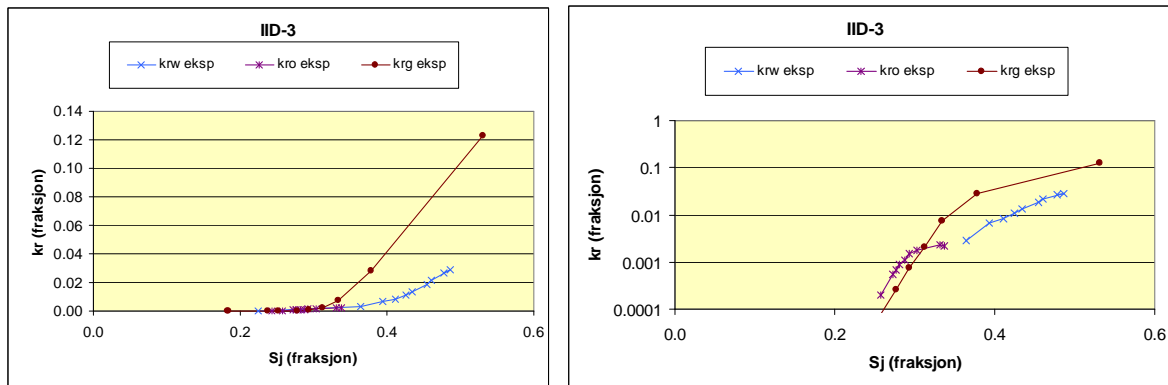
Tabell 4-32: Metningsverdier og trykkdifferanse for hvert av de stabile tidspunktene i Serie#6.

DDI-3 ST-punkt#	Tid [timer]	Qoil [ml/min]	Qwater [ml/min]	Qgas [ml/min]	Exp So [frak.]	Exp Sw [frak.]	Exp Sg [frak.]	dP exp (mBar)	dP (simulert) mBar
0	0	120	0	0	0.783	0.217	0.000	122.0	121.7
1	1216	7.2	112.8	0	0.456	0.544	0.000	422.0	425.3
2	2877	17.28	270.72	12	0.410	0.457	0.133	2380.8	2371.8
3	4534	7.02	109.98	33	0.400	0.434	0.166	1299.4	1303.2
4	5633	4.5	70.5	75	0.396	0.417	0.187	1013.0	1017.9
5	6219	1.98	31.02	117	0.383	0.402	0.215	587.6	582.6
6	6866	1.08	16.92	282	0.362	0.379	0.259	489.0	496.1
7	9068	0.12	2.28	297.6	0.318	0.339	0.343	175.3	168.4
8	11128	0	0	300	0.287	0.258	0.455	61.7	55.5
9	14186	0	0	900	0.243	0.225	0.532	110.6	108.6
IID-3 ST-punkt #	Tid [timer]	Qoil [ml/min]	Qwater [ml/min]	Qgas [ml/min]	Exp So [frak.]	Exp Sw [frak.]	Exp Sg [frak.]	dP exp (mBar)	dP (simulert) mBar
0	0.0	0	0	300	0.243	0.225	0.532	56.6	108.6
1	3980.0	0.12	2.28	297.6	0.258	0.364	0.378	199.8	193.9
2	5462.0	1.08	16.92	282	0.272	0.394	0.334	677.2	681.9
3	7192.0	1.98	31.02	117	0.277	0.412	0.312	970.7	962.1
4	8199.0	4.5	70.5	75	0.281	0.425	0.293	1695.2	1698.2
5	9673.0	7.02	109.98	33	0.288	0.434	0.277	2213.7	2221.6
6	10089.0	17.28	270.72	12	0.293	0.455	0.252	3835.3	3797.0
7	18292.0	17.28	270.72	12	0.303	0.460	0.237	3347.7	3304.7
8	21584.0	16.92	264.78	0	0.331	0.486	0.182	2464.7	2448.6
9	22903.98	1.74	27.06	0	0.337	0.478	0.184	266.2	263.9





Figur 4-69: Serie#6 DDI-3. Relativ permeabilitet fra eksperimentene. Ikke korrigert for kapillartrykk.



Figur 4-70: Serie#6 IID-3. Relativ permeabilitet fra eksperimentene. Ikke korrigert for kapillartrykk.

#### 4.4.5.1 Simulert uten kapillartrykk

Fra simuleringene uten kapillartrykk er resultatene forholdsvis like sammenlignet med de forgående seriene med 3 faser. I DDI-sekvensen produseres det meste av oljen ut etter første ST-punkt, og deretter produseres resten av oljen ut i korte stegvise hopp for hver rateendring. Dette gir også korte transientperioder for oljeproduksjonen. Figur 4-71 viser god tilpasning av vannproduksjonen, oljeproduksjonen og trykket når gassmetningen er høy. Ved lave gassmetninger er transientene som for de andre simuleringene alt for raske.

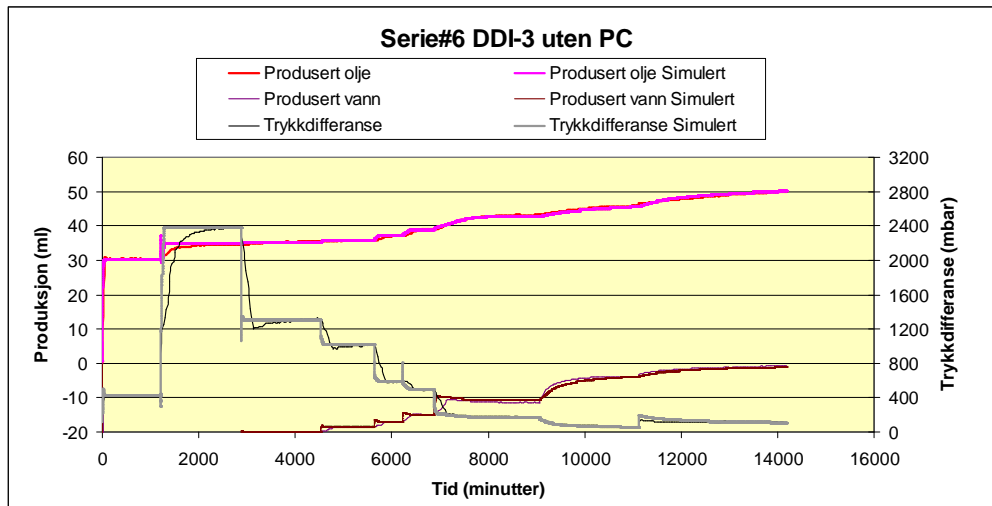
Relpermkurvene viser også godt samsvar mellom de eksperimentelle kurvene og de simulerte fra Eclipse. Relpermkurven til olje og gass avviker litt når de går mot endepunktsmetningene.

**Tabell 4-33: Metningsverdier og trykkdifferanse for ST-punktene i Serie #6. Simuleringene uten kapillartrykk.**

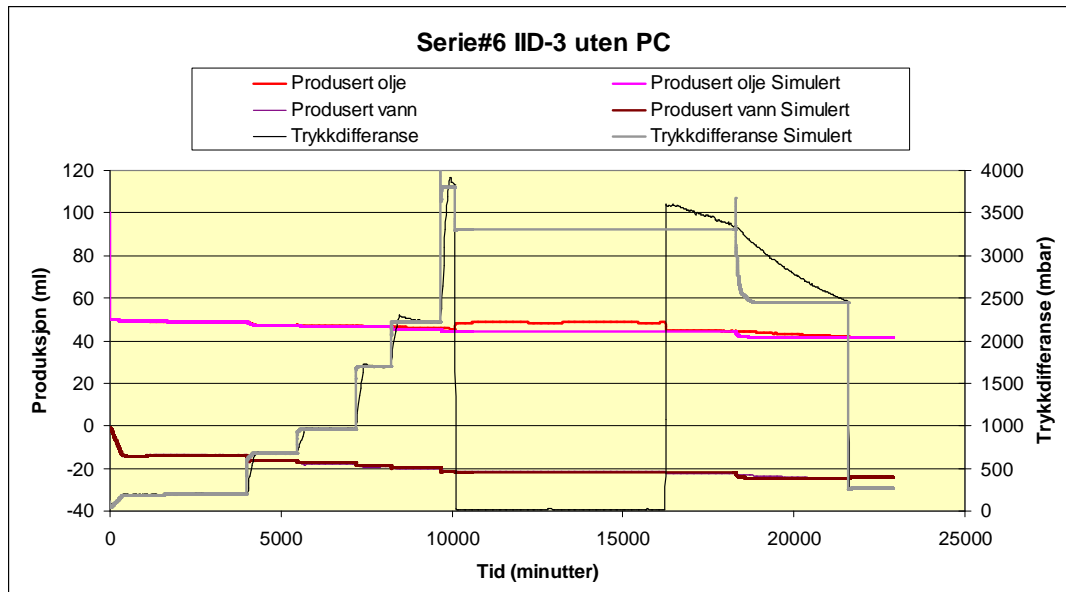
DDI-3 ST-punkt#	Tid [timer]	Qoil [ml/min]	Qwater [ml/min]	Qgas [ml/min]	Exp So [frak.]	So sim [frak.]	Exp Sw [frak.]	Sw sim [frak.]	Exp Sg [frak.]	Sg sim [frak.]	dP exp (mBar)	dP (simulert) mBar
0	0	120	0	0	0.783	0.783	0.217	0.217	0.000	0.000	122.0	121.7
1	1216	7.2	112.8	0	0.456	0.458	0.544	0.542	0.000	0.000	422.0	425.3
2	2877	17.28	270.72	12	0.410	0.405	0.457	0.466	0.133	0.129	2380.8	2371.8
3	4534	7.02	109.98	33	0.400	0.402	0.434	0.432	0.166	0.166	1299.4	1303.2
4	5633	4.5	70.5	75	0.396	0.395	0.417	0.417	0.187	0.188	1013.0	1017.9
5	6219	1.98	31.02	117	0.383	0.381	0.402	0.401	0.215	0.219	587.6	582.6
6	6866	1.08	16.92	282	0.362	0.364	0.379	0.379	0.259	0.258	489.0	496.1
7	9068	0.12	2.28	297.6	0.318	0.323	0.339	0.332	0.343	0.345	175.3	168.4
8	11128	0	0	300	0.287	0.291	0.258	0.259	0.455	0.450	61.7	55.5
9	14186	0	0	900	0.243	0.242	0.225	0.230	0.532	0.528	110.6	108.6

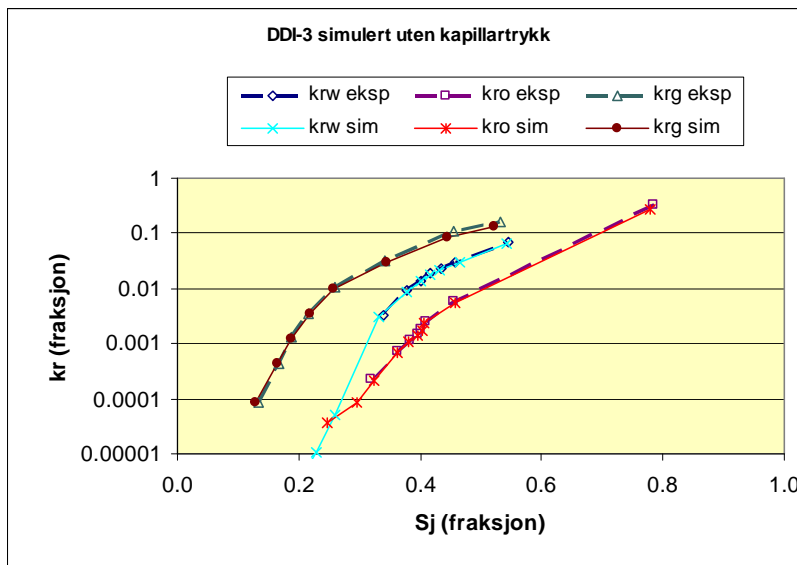
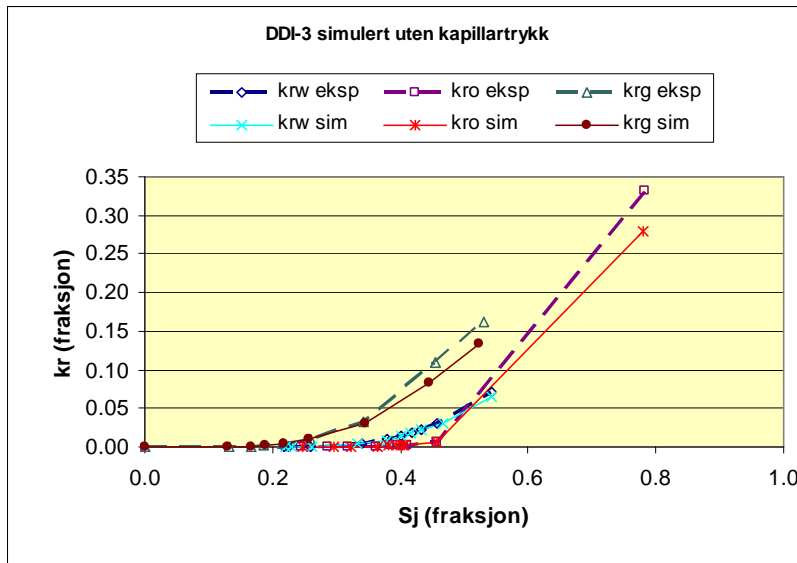
IID-3 ST-punkt #	Tid [timer]	Qoil [ml/min]	Qwater [ml/min]	Qgas [ml/min]	Exp So [frak.]	So [frak.]	Exp Sw [frak.]	Sw [frak.]	Exp Sg [frak.]	Sg [frak.]	dP exp (mBar)	dP (simulert) mBar
0	0	0	0	300	0.243	0.242	0.225	0.230	0.532	0.528	56.6	108.6
1	3980	0.12	2.28	297.6	0.258	0.254	0.364	0.373	0.378	0.372	199.8	193.9
2	5462	1.08	16.92	282	0.272	0.272	0.394	0.395	0.334	0.333	677.2	681.9
3	7192	1.98	31.02	117	0.277	0.278	0.412	0.409	0.312	0.313	970.7	962.1
4	8199	4.5	70.5	75	0.281	0.280	0.425	0.420	0.293	0.301	1695.2	1698.2
5	9673	7.02	109.98	33	0.288	0.290	0.434	0.432	0.277	0.278	2213.7	2221.6
6	10089	17.28	270.72	12	0.293	0.302	0.455	0.452	0.252	0.245	3835.3	3797.0
7	18292	17.28	270.72	12	0.303	0.303	0.460	0.456	0.237	0.241	3347.7	3304.7
8	21584	16.92	264.78	0	0.331	0.333	0.486	0.487	0.182	0.180	2464.7	2448.6
9	22904	1.74	27.06	0	0.337	0.338	0.478	0.482	0.184	0.180	266.2	263.9



**Figur 4-71:DDI-3. Plott av trykk og produksjon ved simulering med kapillartrykk.**



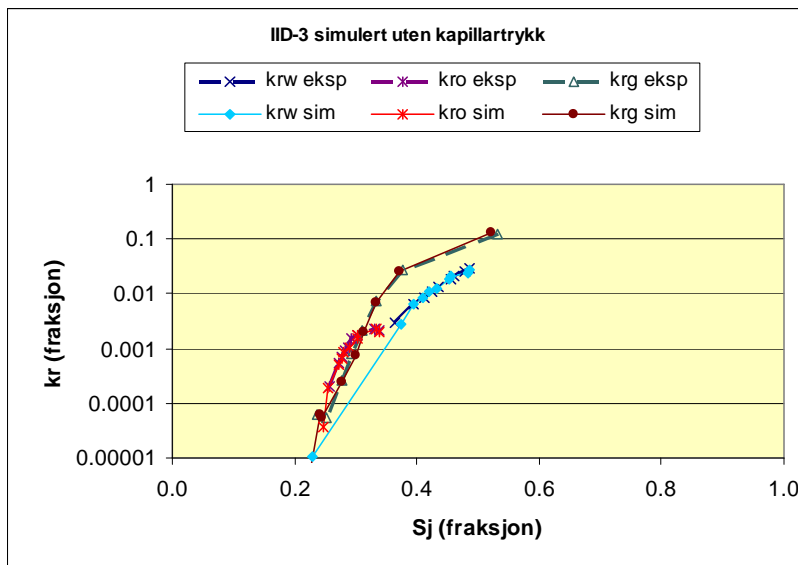
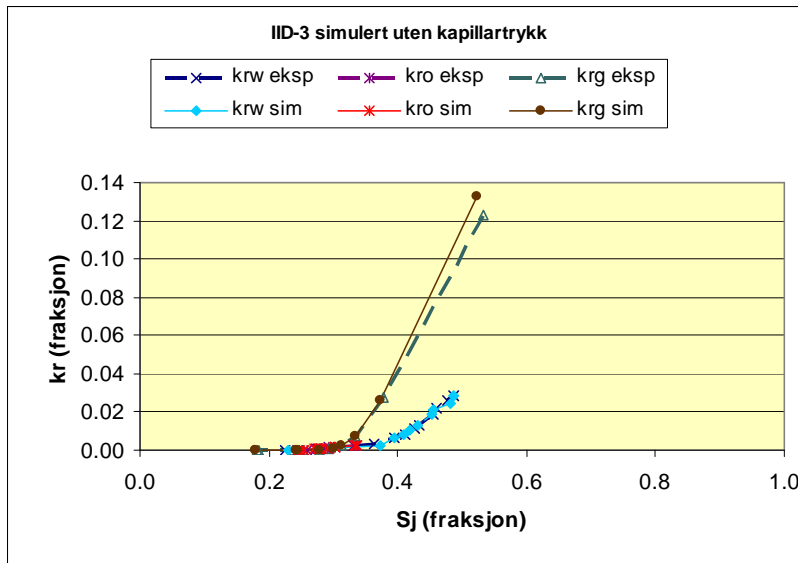
**Figur 4-72: IID-3. Plott av trykk og produksjon ved simulering uten kapillartrykk. Datasettet manglet punktene mellom 10 000 og 16 000 minutter. Dette ble betraktet som konstante verdier i simuleringen.**



Figur 4-73: Relpermkurver til DDI-3 fra simuleringene uten kapillartrykk.

Tabell 4-34: DDI-3, Corey-eksponenter for beste tilpasning av relpermkurver brukt i simuleringene uten kapillartrykk.

DDI-3			
Uten kapillartrykk			
Sg,cr		0.07	
Kro,end		0.28	
Metningsintervall [Sj]	Corey,Ng	Corey,Mo	Corey,Nw
0 - 0.24	2.5		
0.24 - 0.52	2.2		
0.22 - 0.46		5.4	
0.46 - 0.75		3.4	
0.22 - 0.54			3.2



Figur 4-74: Relpermkurvene til IID-3 fra simuleringene uten kapillartrykk.

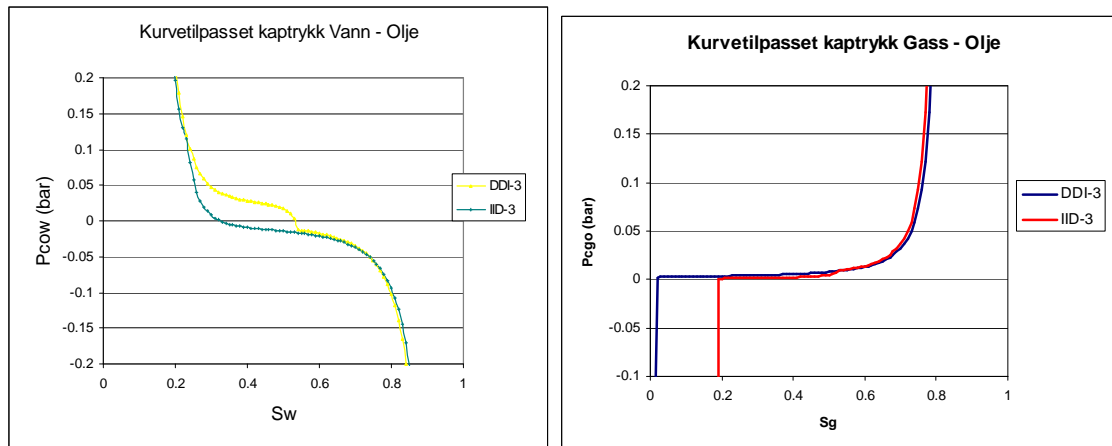
Tabell 4-35: IID-3, Corey-eksponenter for beste tilpasning av relpermkurver brukt i simuleringene uten kpaillartrykk.

IID-3			
Uten kapillartrykk			
Sg,cr		0.12	
kro,end		0.28	
Metnings-intervall [Sj]	Corey,Ng	Corey,Mo	Corey,Nw
0.23 - 0.33	3.5		
0.33 - 0.53	2		
0.24 - 0.34		4.3	
0.23 - 0.48			3.4

#### 4.4.5.2 Simulert med kapillartrykk

I disse simuleringene oppstod det en del konvergens-problemer, slik at de siste ST-punktene ikke ble godt historietilpasset mot eksperimentene. Dette skjedde når relpermkurven til vann ble for lav, slik at denne måtte heves for å få simulert ferdig de to ST-punktene. Det ble forsøkt å starte tilpasningen av hele serien på nytt flere ganger, men de samme problemene dukket opp hver gang. Figur 4-78 og Figur 4-79 viser relpermkurvene fra simuleringene, og det meste av avviket fra simuleringene uten kapillartrykk skyldes problemene som oppstod.

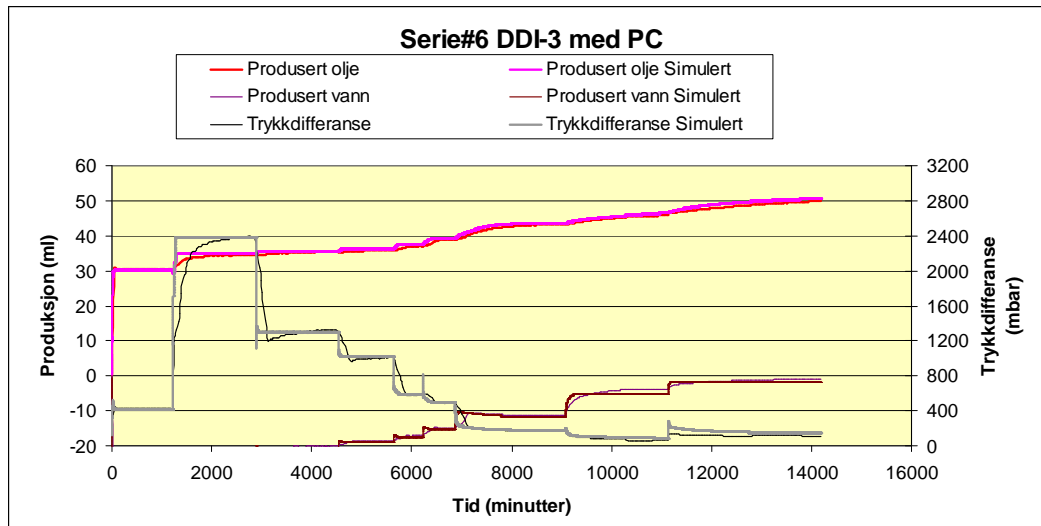
Det er ellers små forskjeller i simuleringene sammenlignet med resultatene uten kapillartrykk.



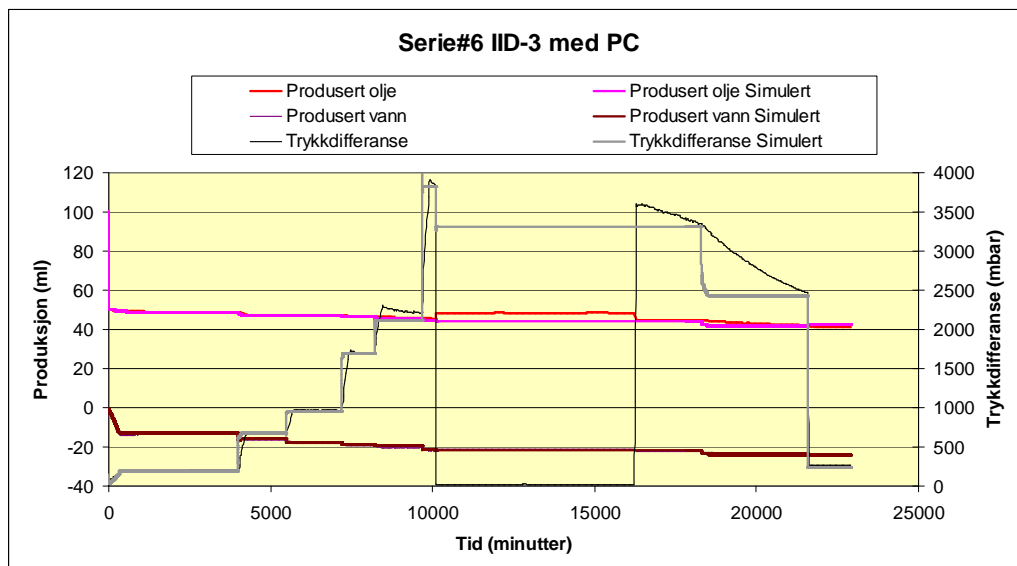
Figur 4-75: Kapillartrykkskurvene brukt i simuleringene av Serie#6.

Tabell 4-36: Metningsverdier og trykkdifferanse for ST-punktene i Serie #6. Simuleringene med kapillartrykk.

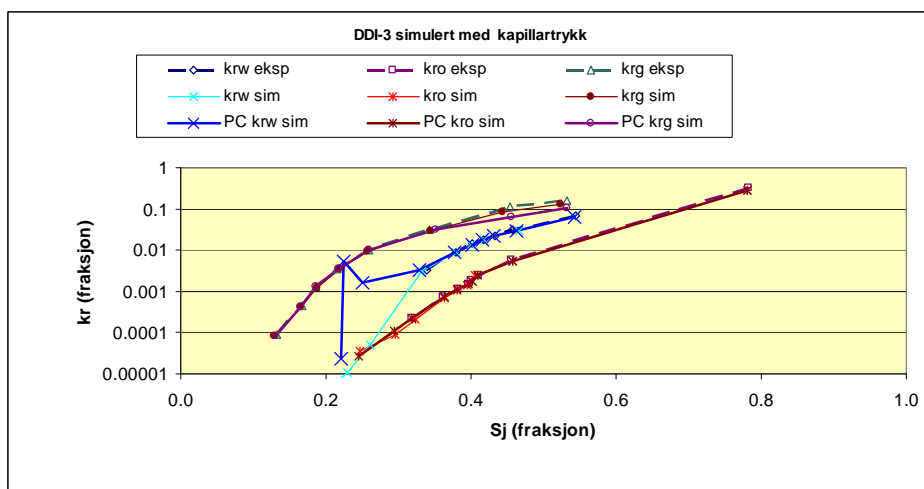
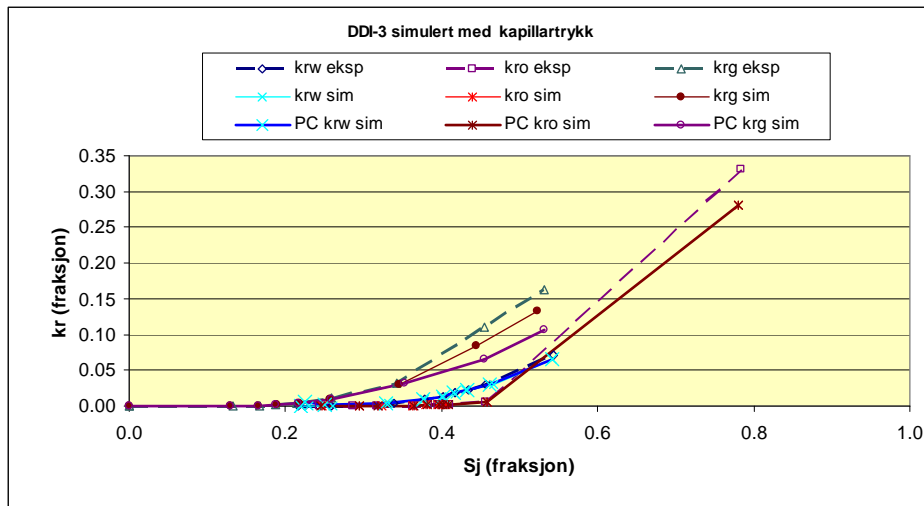
DDI-3 ST-punkt#	Tid [timer]	Qoil [ml/min]	Qwater [ml/min]	Qgas [ml/min]	Exp So [frak.]	So sim [frak.]	Exp Sw [frak.]	Sw sim [frak.]	Exp Sg [frak.]	Sg sim [frak.]	dP exp (mBar)	dP (simulert) mBar
0	0	120	0	0	0.783	0.783	0.217	0.217	0.000	0.000	122.0	121.7
1	1216	7.2	112.8	0	0.456	0.459	0.544	0.541	0.000	0.000	422.0	417.7
2	2877	17.28	270.72	12	0.410	0.408	0.457	0.463	0.133	0.129	2380.8	2389.7
3	4534	7.02	109.98	33	0.400	0.402	0.434	0.433	0.166	0.165	1299.4	1302.5
4	5633	4.5	70.5	75	0.396	0.396	0.417	0.418	0.187	0.186	1013.0	1014.7
5	6219	1.98	31.02	117	0.383	0.380	0.402	0.404	0.215	0.216	587.6	591.2
6	6866	1.08	16.92	282	0.362	0.363	0.379	0.380	0.259	0.257	489.0	497.8
7	9068	0.12	2.28	297.6	0.318	0.316	0.339	0.340	0.343	0.344	175.3	178.5
8	11128	0	0	300	0.287	0.283	0.258	0.270	0.455	0.447	61.7	84.1
9	14186	0	0	900	0.243	0.239	0.225	0.235	0.532	0.526	110.6	141.4
IID-3 ST-punkt #	Tid [timer]	Qoil [ml/min]	Qwater [ml/min]	Qgas [ml/min]	Exp So [frak.]	So [frak.]	Exp Sw [frak.]	Sw [frak.]	Exp Sg [frak.]	Sg [frak.]	dP exp (mBar)	dP (simulert) mBar
0	0	0	0	300	0.243	0.239	0.225	0.235	0.532	0.526	56.6	141.4
1	3980	0.12	2.28	297.6	0.258	0.255	0.364	0.365	0.378	0.380	199.8	198.4
2	5462	1.08	16.92	282	0.272	0.268	0.394	0.398	0.334	0.333	677.2	670.4
3	7192	1.98	31.02	117	0.277	0.273	0.412	0.414	0.312	0.312	970.7	958.5
4	8199	4.5	70.5	75	0.281	0.279	0.425	0.428	0.293	0.292	1695.2	1697.2
5	9673	7.02	109.98	33	0.288	0.288	0.434	0.435	0.277	0.277	2213.7	2124.0
6	10089	17.28	270.72	12	0.293	0.297	0.455	0.457	0.252	0.247	3835.3	3829.5
7	18292	17.28	270.72	12	0.303	0.302	0.460	0.463	0.237	0.235	3347.7	3311.8
8	21584	16.92	264.78	0	0.331	0.326	0.486	0.484	0.182	0.190	2464.7	2432.3
9	22904	1.74	27.06	0	0.337	0.325	0.478	0.485	0.184	0.190	266.2	241.2



Figur 4-76: DDI-3. Plott av trykk og produksjon ved simulering med kapillartrykk.



Figur 4-77: IID-3. Plott av trykk og produksjon ved simulering med kapillartrykk.

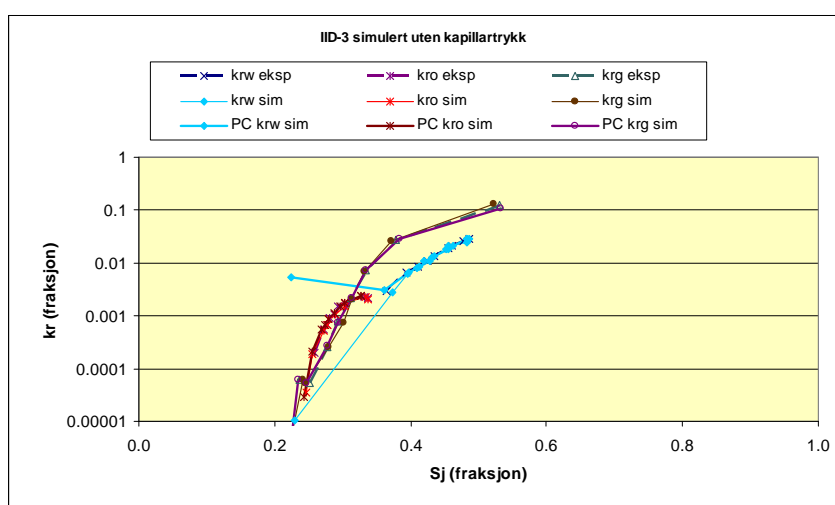
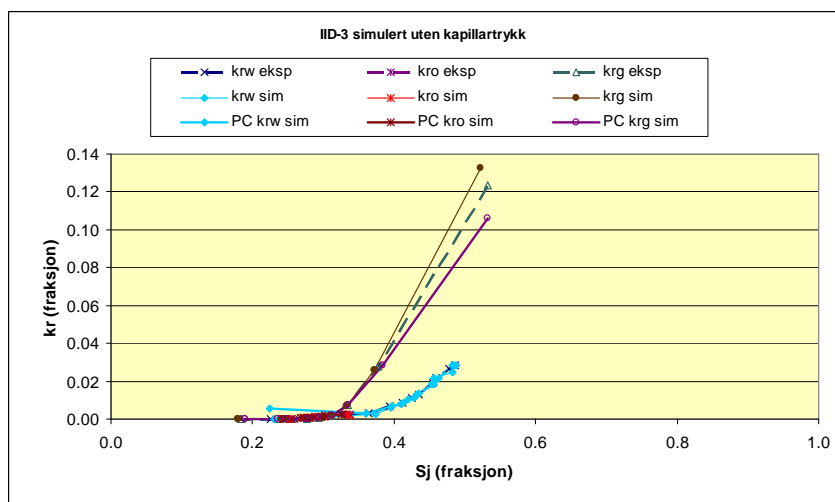


Figur 4-78: Relpermkurvene til DDI-3 fra simuleringene med kapillartrykk.

Tabell 4-37: DDI-3, Corey-eksponenter for beste tilpasning av relpermkurver brukt i simuleringene med kapillartrykk.

DDI-3			
Med kapillartrykk			
Sg,cr	0.07		
Kro,end	0.28		
Metningsintervall [Sj]	Corey,Ng	Corey,Mo	Corey,Nw
0 - 0.52	2.5		
0.24 - 0.51	1.6		
0.22 - 0.77		5.4	
0.26 - 0.36			4





Figur 4-79: Relpermkurvene til IID-3 fra simuleringene med kapillartrykk.

Tabell 4-38: IID-3, Corey-eksponenter for beste tilpasning av relpermkurver brukt i simuleringene med kapillartrykk.

IID-3			
Med kapillartrykk			
Sg,cr		0.12	
kro,end		0.28	
Metningsintervall [Sj]	Corey,Ng	Corey,Mo	Corey,Nw
0.23 - 0.33	3.5		
0.33 - 0.53	2.5		
0.24 - 0.34		4.3	
0.23 - 0.48			3.4

## 5 Diskusjon

### 5.1 Relativ permeabilitet

#### 5.1.1 2- mot 3-fase

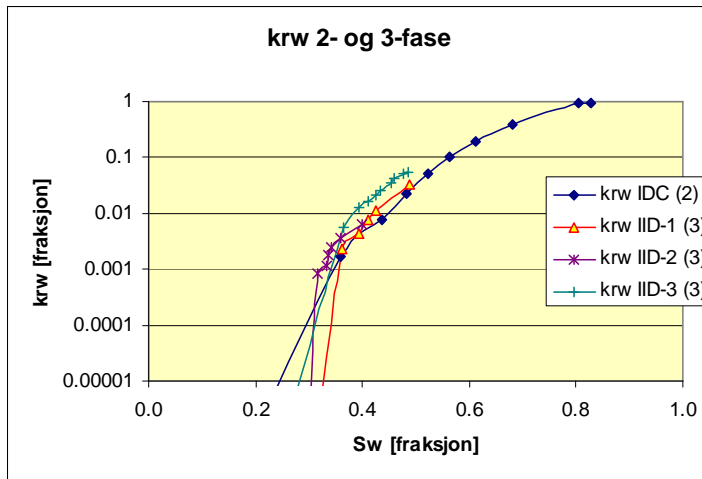
I Stones modell for beregning av relativ permeabilitet i 3 faser blir det antatt for vannfuktende bergarter vil  $k_{r(w \text{ og } g)}(2\text{-fase})=k_{r(w \text{ og } g)}(3\text{-fase})$ . Denne antagelsen har senere også blitt støttet av eksperimenter utført av Oak [25]. Larsen og Skauge [17, 26] var ikke helt enige i denne antagelsen og foreslo sin egen modell (WAGHYSTR i Eclipse) som sier; relativ permeabilitet til ikke-fuktende fase er avhengig både av egen metning, metningen til fuktende fase og dens metningshistorie [ $k_{rg}(S_g, S_w^1; S_g^{\text{start}})$ ]. Dette for å ta høyde for den minkende relative permeabiliteten til ikke-fuktende fase ved økende og avtagende metninger, slik som i WAG-sykluser.

I vannfasen ble det observert liten forskjell i relativ permeabilitet i serien med 2 faser sammenlignet med seriene med 3 faser. Relpermen til vann var faktisk noe høyere i 3-faseeksperimentene sammenlignet med 2-faseeksperimentet med vann-olje. Dette var noe overraskende, siden fukt-egenskapene til kjernen ikke ble tolket som vannfuktende. Den relative permeabiliteten til vann viser også en tendens til å øke når  $\frac{fw}{fo}$  øker.

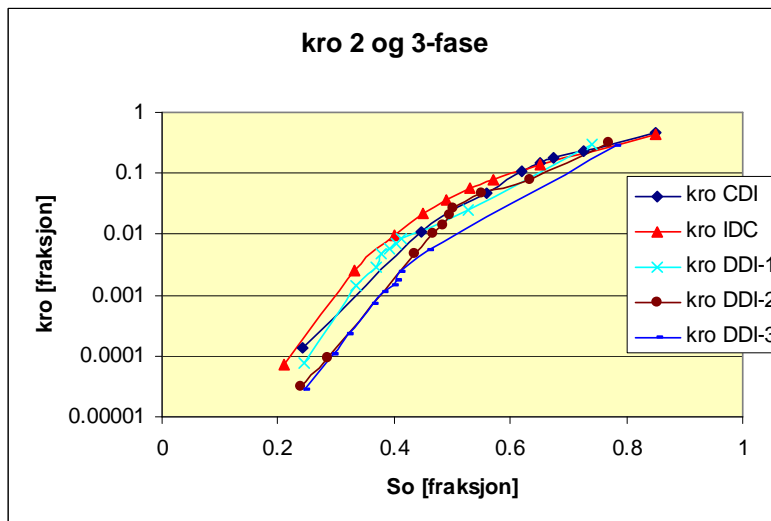
$$\frac{fw}{fo}(IID - 3) > \frac{fw}{fo}(IID - 1) > \frac{fw}{fo}(IID - 2)$$

Den relative permeabiliteten til olje var høyest i serien med flømming av vann-olje ( $k_{row}$ ) og lavest i serien med gass-olje ( $k_{rog}$ ). For alle 3-faseeksperimentene lå relpermkurven i mellom  $k_{rog}$  og  $k_{row}$ .

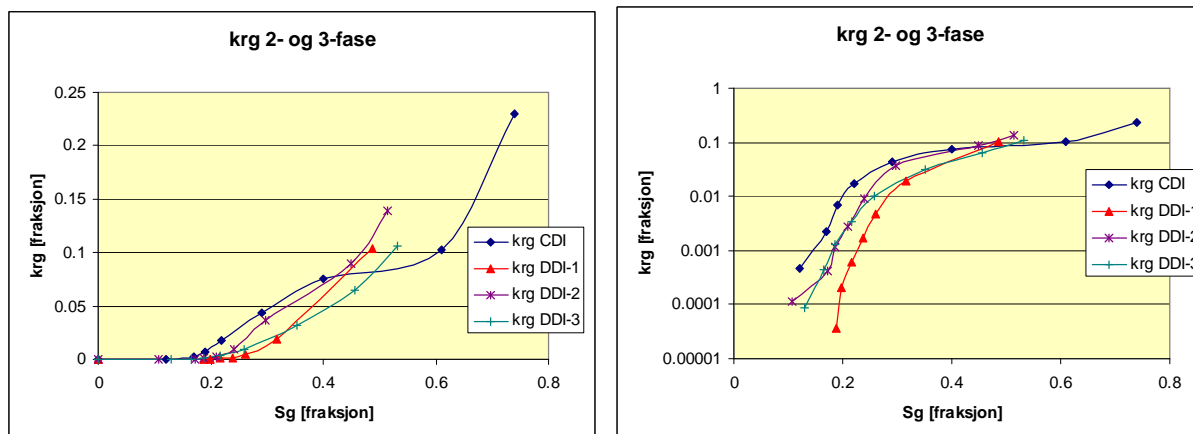
Relpermen til gass viser lavere relativ permeabilitet i 3-faseeksperimentene enn 2-fase ved lave gassmetninger.



Figur 5-1: Relativ permeabilitet til vannfasen for imbibisjonssekvensene i nærvær av 2 og 3 faser.



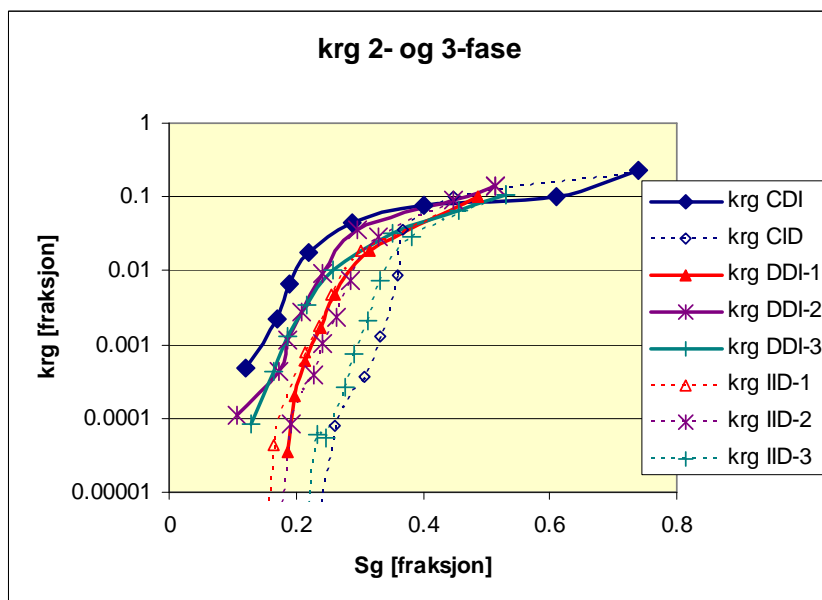
Figur 5-2: 2-fase og 3-fase relativ permeabilitet til oljefasen for sekvensene med minkende oljemetning.



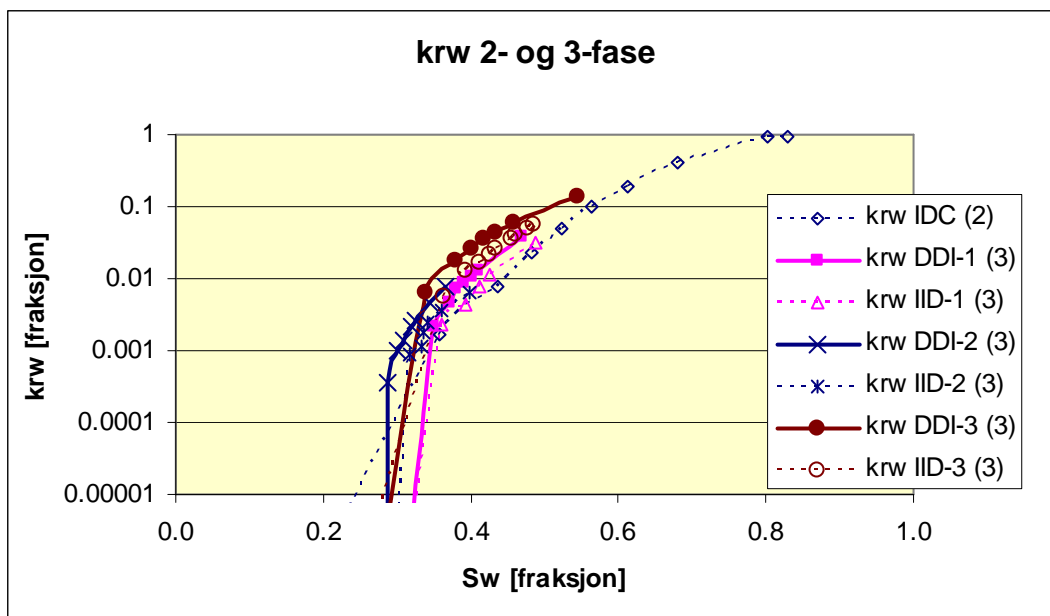
Figur 5-3: 2-fase og 3-fase relativ permeabilit til gassfasen for sekvensene med økende gassmetning.

### 5.1.2 Hysterese

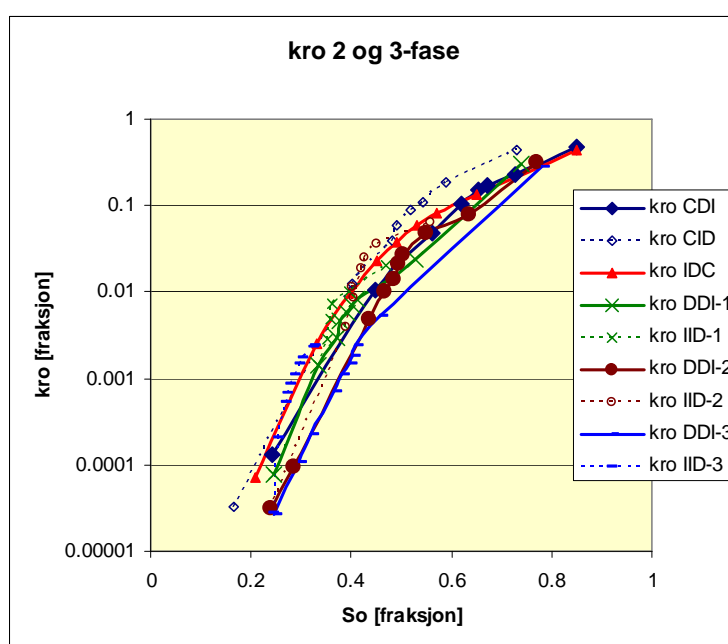
For de fem seriene som ble simulert var det kun gassfasen som startet injeksjonen ved en metning lik 0. Derfor er det også naturlig at gassfasen har størst hysterese grunnet fanging av denne fasen. Dette vises også i Figur 5-4. For fasene vann og olje var det liten hystereseeffekt for relativ permeabilitet i eksperimentene. Det som kan påpekes er at det ser ut til at være en motsatt trend av hysterese i relativ permeabilitetskurvene til henholdsvis vann og olje.



Figur 5-4: Relativ permeabilitet til gass korrigert for kapillartrykk. Tykke liner er økende gassmetning og stiplede linjer er minkende gassmetning.



Figur 5-5: Relativ permeabilitet til vann korrigeret for kapillartrykk. Tykke linjer er minkende vannmetning og stiplede linjer er økende vannmetning.



Figur 5-6: Relativ permeabilitet til olje korrigeret for kapillartrykk. Tykke linjer er minkende oljemetning og stiplede linjer er økende oljemetning.

### 5.1.3 Fangning av gass

Når gass produseres ut av en kjerne, blir det alltid liggende igjen en restmetning som er kapillært fanget i porene. Fanget gassmetning er funnet til å sterkt relatere til initiell gassmetning. Land fant ut at resiprokalen av initiell gassmetning minus fanget gassmetning

var konstant for gitte bergarter. Denne sammenhengen har senere blitt kalt for Lands konstant (2.18) og den beskriver karakteristiske egenskaper til bergarten. Lands konstant blir benyttet i de fleste hysteresemodellene som en inputparameter for å beregne hysteresen.

Skauge har kartlagt eksperimenter som viser Lands konstant som en funksjon av fuktpreferanse til kjerneprøver [27]. Han lagde også en oversikt som er gjengitt i Tabell 5-1.

**Tabell 5-1: Effekt av fukt på fanget gass, Land konstant C. (Hentet fra [27])**

	Vann-fuktende	Svakt vann-fuktende
	C	C
Vannflømming	1,5	2,25
3.vannflømming	1- 2,5	2,5
WAG	1,5 - 2,5	>3,5

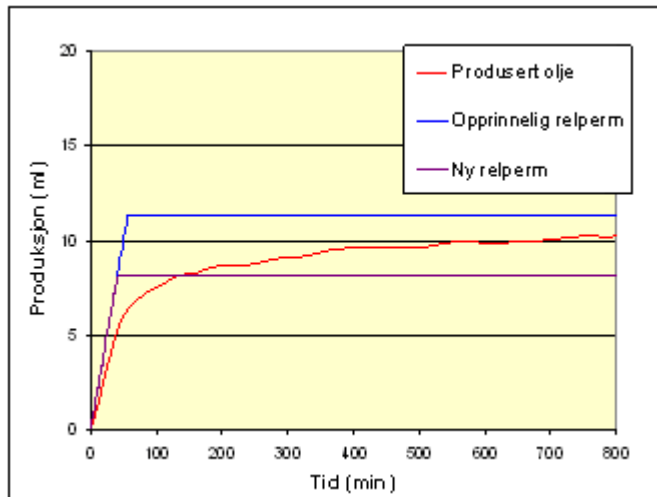
Tabell 5-2 viser en oversikt over gjenværende gassmetninger etter sekvensene hvor gass har blitt produsert ut av kjernen. De ekstremt lave verdiene av fanget gass i oversikten, kan nok i stor grad skyldes at det også har blitt injisert olje i tillegg til vann. I sekvensen IID-3 hvor injeksjonsraten til vann var mye høyere enn for olje, ser vi at restmetningen av gass er mer normal. Generelt er det en fordel med høy metning av fanget gass i en WAG-injeksjon, siden dette gir økt mobilisering av olje, og dermed lavere residuell oljemetning.

**Tabell 5-2: Oversikt over restmetning av fanget gass, etter hver sekvens hvor gassen har blitt produsert.**

	Serie#1 CID	Serie#4 IID-1	Serie#5 IID-2	Serie#6 IID-3
<b>Sgi</b>	0.685	0.465	0.502	0.532
<b>Sgt</b>	0.115	0.048	0.045	0.184
<b>C</b>	7.2	18.6	20.3	3.5

## **5.2 Simulering av injeksjon i stabil tilstand og ikke-stabil tilstand**

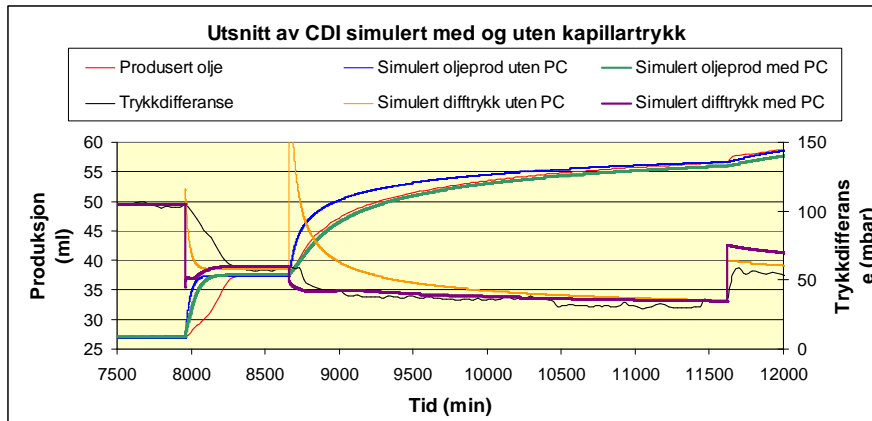
En av fordelene med å utføre injeksjon i stabil tilstand kontra ikke-stabil tilstand er at man unngår sjokkfronter av fortregende fase. Dette gir en lenger transientperiode og gjør resultatene mer pålitelige. Dette viste seg dog å være vanskelig å få historietilpasset i Eclipse. Istedenfor lange transiente perioder med langsom produksjon, viste simuleringresultatene en stempelfortregning og sjokkartet front. Produksjonen var raskt forsert og alle forsøk på å gjøre endringer i relpermkurvene for å bremse produksjonen gav isteden utslag i lavere produksjon ved stabil tilstand (Figur 5-7).



**Figur 5-7: I et forsøk på få bedre historietilpasning av transientperioden ble relpermkurvene endret. Istedenfor å smøre produksjonen i tid, ble vanngjennombruddet tidligere og gav lavere produksjon ved stabil tilstand.**

Dette medførte at relpermkurvene fra produksjonen av transientperiodene hadde liten troverdighet, siden de kunne ha veldig mange verdier som gav samme resultat (Figur 4-21). Dette ble også testet ved å lage tabell over relpermen fra ST-punktene og bruke dette som relpermverdier i Eclipse og la programmet interpolere for metningen i mellom. Resultatet ble like god match ved høye oljemetninger som i simuleringene med detaljerte beskrivelser av relpermen i transientperiodene. Derimot stemte det dårlig for den perioden hvor produksjonsraten falt i simuleringen.

Det ble liten forbedring av problemet når kapillartrykket ble inkludert i simuleringen. Fortsatt var fortregningen av stempelnatur for de tidligste ST-punktene, men vann og gassgjennombruddet kom derimot litt tidligere, slik at produksjonskurven krummet av ved et tidligere tidspunkt. Krumningen var også bedre i simuleringene med kapillartrykk når produksjonen gikk mot slutten (Figur 5-8).



Figur 5-8: Utsnitt av historietilpasningen av CDI, med og uten kapillartrykk.

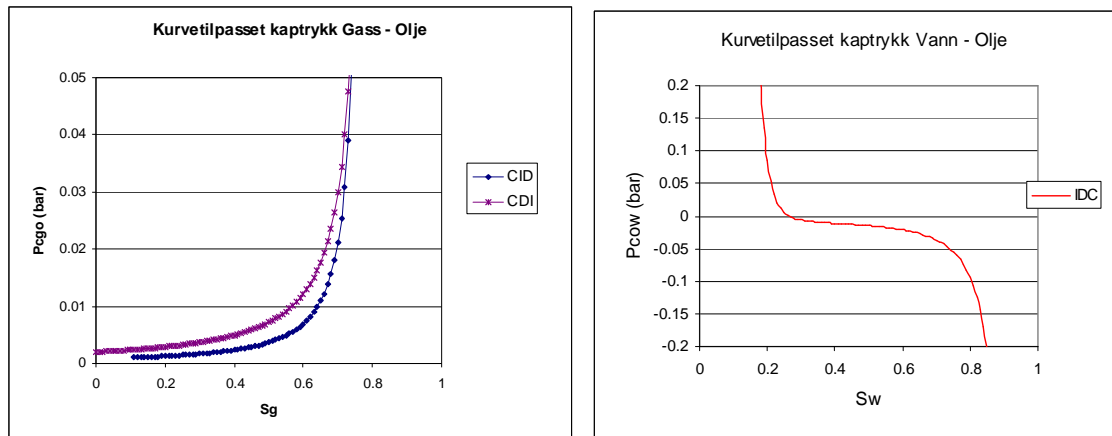
Det er vanskelig å finne en god forklaring på hvorfor simulatoren oppførte seg så forskjellig i transientene i forhold eksperimentene. Det er mulig at problembeskrivelsen ikke blir god nok i 1-D, og at fasene da får for få retninger å forflytte seg i. Dette ble så vidt testet ved å lage en versjon av modellen med 3x3 celler i x- og y-retning, men bortsett fra veldig mye lenger simuleringstid var det lite endringer i resultatet.

### 5.3 Simulering med og uten kapillartrykk

#### 5.3.1 2-fase

Seriene 1 og 3 var begge eksperimenter med kun 2 faser injisert. Serie#1 var en gass-olje flømming ved irreduisibel vannmetning og Serie#3 var en vann-olje flømming. Relpermkurvene ble funnet å historietilpasse simuleringene mot eksperimentene. Simuleringsresultatene fra begge seriene viste stor effekt ved å inkludere kapillartrykk. Det som var karakteristisk for begge, var at kapillartrykket ikke hadde stor betydning før metningene nærmet seg endepunktene, noe som også er naturlig i og med at kapillartrykket øker eksponentielt mot endepunktsmetningene.



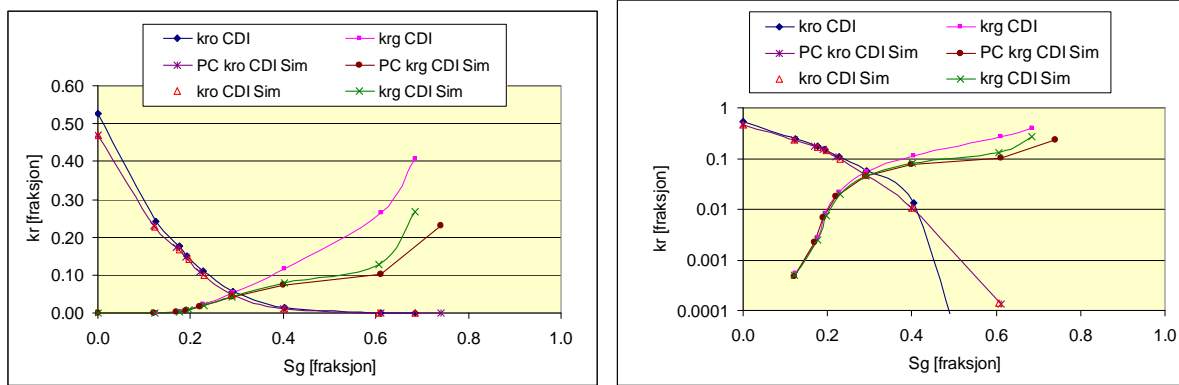


Figur 5-9: Kapillartrykkskurvene brukt i simuleringene av sekvensene CDI – CID og IDC.

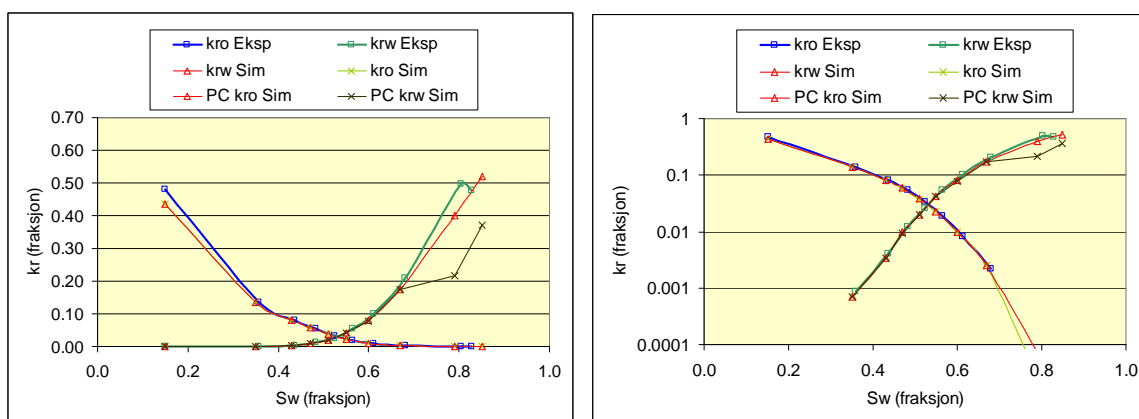
Fra relpermkurven til olje-gass (CDI) flømmingen i Figur 5-10 er kurvene for simulering med og uten kapillartrykk identisk frem til  $S_g=0,4$ . neste steg på kurven er  $S_g=0,6$  og da synker relperm til gass i simulering med kapillartrykk i forhold til simuleringen uten kapillartrykk. Det samme skjer for sekvensen IDC med vann-olje som er plottet i Figur 5-11. Der er relpermkurvene for vann og olje identiske frem til  $S_w=0,67$ . I det neste punktet hvor  $S_w=0,8$  synker relpermen til vann i simuleringen med kapillartrykk. Dette tilsvarer en lavere produksjon av olje i simuleringene med kapillartrykk, hvis simuleringene hadde blitt gjort med like relpermkurver. Dette indikerer at simuleringer uten kapillartrykk kan gi en overestimert av oljeproduksjon.

Figur 5-8 viser et utsnitt av noen av de siste ST-punktene i historietilpasningen av sekvensen CDI. Figuren viser hvordan simuleringen med kapillartrykk gir et brattere fall i produksjonen når produksjonen går mot slutten, noe som stemmer bedre med eksperimentet sammenlignet med simuleringen uten kapillartrykk. Det samme gjelder også for differansetrykket, som i simuleringen uten kapillartrykk får en høy topp i starten av transientperioden ved ca 8700 min.

Resultater fra et lignende studie utført av Dale og Skauge [28] viser lignende effekt av å inkludere kapillartrykk i simulering av eksperimenter med kjerneflømming. I deres tilfelle var eksperimentet en flømming ved ikke-stabil tilstand (eng. *unsteady-state*). For å få en best mulig historietilpasning ble størstedelen av justeringen gjort på oljerepermen til forskjell fra Figur 5-10 og Figur 5-11 hvor det meste av justeringene ble gjort på gass- og vannrelpermen. Resultatene deres indikerte også lavere og senere produksjon når kapillartrykket ble inkludert.



Figur 5-10: Relpermkurver fra ST-punktene i simuleringene av CDI.

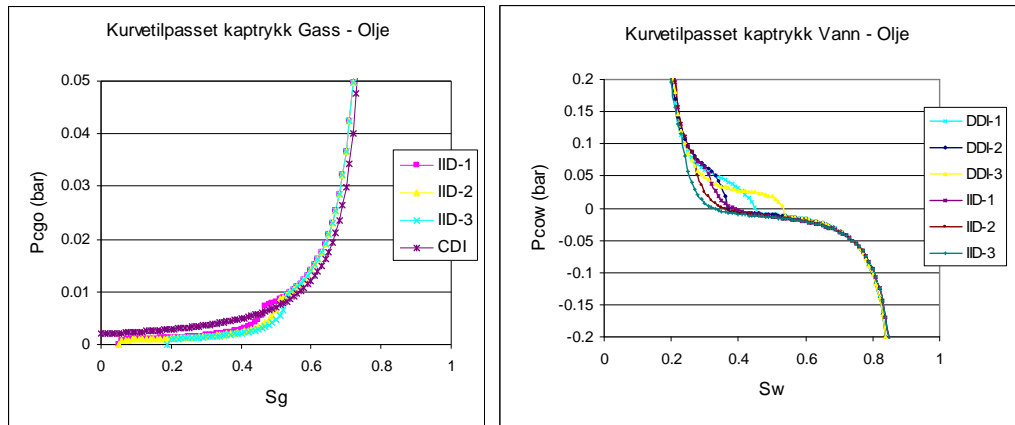


Figur 5-11: Relpermkurver fra ST-punktene i simuleringene av IDC.

### 5.3.2 3-fase

Seriene 4-6 inneholdt DDI og IID sekvenser og er de 3 seriene med injeksjon av 3-faser samtidig. Også for disse seriene ble relpermkurvene funnet ved å historietilpasse metning og differansetrykk med å prøve- og feile-metoden med ulike relpermkurver. Dette var noe mer krevende for 3-fase enn når det kun var 2-faser.

Å modellere kapillartrykk i 3-faser er ekstremt komplekst og krevende. Det eksisterer ingen gode modeller for å lage kapillartrykkskurver for 3 faser, derfor kombineres 2-fase data som representasjon av kapillartrykk ved 3 faser. Dette er også tilfellet i denne oppgaven, og kapillartrykkskurvene brukt i simuleringene av 3-faser er vist i Figur 5-12. Hysteresen i kapillartrykket er konstruert ved bruk av Killoughs metode.



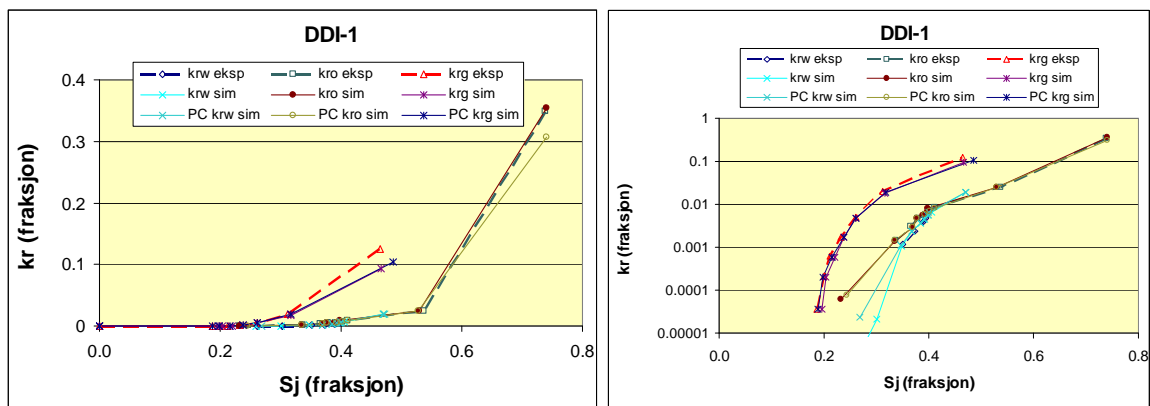
**Figur 5-12: Kapillartrykkskurvene bruke i simuleringene av Seriene 4-6. For alle DDI-sekvensene ble gass- oljekurven fra CDI benyttet.**

Simuleringsresultatene av seriene med 3 faser viste liten forskjell når det ble simulert med og uten kapillartrykk. Figur 5-13 og Figur 5-14 viser relpermkurver fra sekvensen DDI-1 og IID-2. Relpermkurvene er nesten identisk i simuleringene med kapillartrykk og uten kapillartrykk. Det er en liten forskjell i oljerepermen ved høy oljemetning for DDI-1, og en forskjell i vannrelpermen ved lav vannmetning i begge tilfellene. Forskjellen i oljerepermen i DDI-1 er fra initialiseringen av metningene før gassen ble injisert, slik at dette punktet egentlig er 2-fasereperm. Det var heller ikke en trend med denne forskjellen i oljerepermen ved høy oljemetning som gikk igjen i DDI-2 og 3. Grunnen til at kurvene ser identiske ut, skyldes at historietilpasningen av simuleringene med kapillartrykk ofte gav tilfredsstillende match ved bruk av samme relpermkurver som fra simuleringene uten kapillartrykk. Det ble gjort små justeringer for å bedre tilpasningen, men justeringene er vanskelig å se i plottene. Dermed blir forskjellene kun synlig i tabellene over resultatene fra tilpasningen av metning og trykk (Tabell 5-3) uten at det gir et entydig resultat.

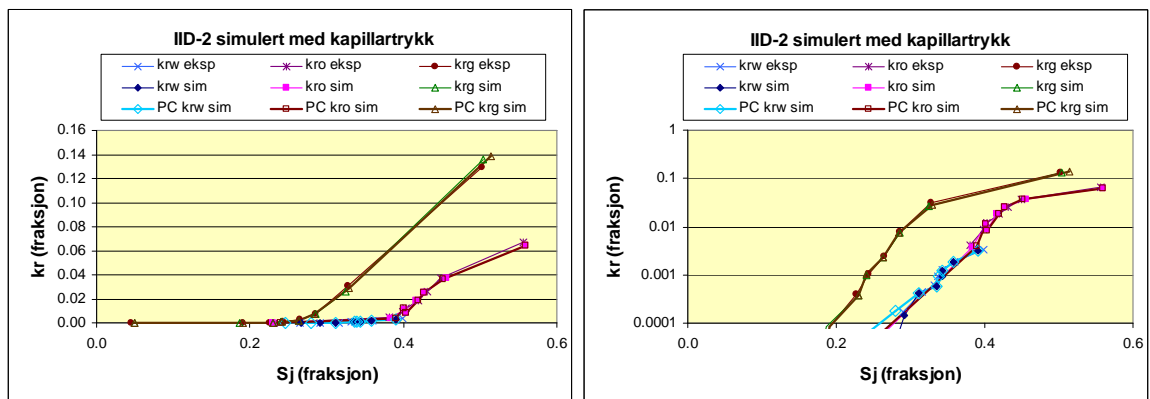
De små forskjellene i simuleringene kan skyldes at vann- og gassmetningene under alle 3-faseeksperimentene hele tiden holder seg innenfor metninger hvor det er små utslag i relpermkurvene ( $0 < S_g < 0.53$  og  $0,23 < S_w < 0,55$ ). De små utslagene kan også skyldes at kapillartrykkrepresentasjonen i modellen ikke stemmer med det reelle kapillartrykket. Eksperimenter indikerer høyere kapillartrykk for 3-fase system enn for 2-fase. Resultater fra arbeid utført av Kalaydijan og Dale [29, 30] med å måle 3-fase kapillartrykk indikerer at absoluttverdiene for 3-fase kapillartrykk er høyere i 3-fase enn i 2-fase. Killoughs metode for å beregne kapillartrykk i 3-faser gir kurver som ligger innenfor de begrensede kurvene, når de i virkeligheten sannsynligvis skulle vært utenfor. Kalaydijan fant også indikasjoner på at

kapillartrykket var en funksjon av alle 3 metningene samtidig. I Eclipse er det ikke mulig å modellere en slik kapillartrykksrepresentasjon.

Resultatene mine indikerer at slik kapillartrykket er representert i modellen har kapillartrykket liten effekt ved simulering av eksperimenter med ST-injeksjon av 3 faser. Siden det eksisterer lite med eksperimenter av injeksjon av 3 faser i stabil tilstand er det også lite materiale å sammenligne resultatene med.



Figur 5-13: Relpermkurvene fra DDI-1, med og uten kapillartrykk.



Figur 5-14: Relpermkurvene fra simuleringene av IID-2, med og uten kapillartrykk.

**Tabell 5-3: Avvik i simulering av DDI-1 med og uten kapillartrykk.**

DDI1 ST-punkt	Uten PC So sim (frak.)	Med PC So sim (frak.)	Avvik So sim (frak.)	Uten PC dp (sim) mBar	Med PC dp (sim) mBar	Avvik dp (sim) mBar
Initiell	0.739	0.739	<b>0.000</b>	172.8	177.1	<b>-4.3</b>
1	0.529	0.529	<b>0.000</b>	801.5	789.2	<b>12.3</b>
2	0.398	0.411	<b>-0.012</b>	2324.7	2297.1	<b>27.6</b>
3	0.398	0.402	<b>-0.004</b>	2202.8	2196.6	<b>6.2</b>
4	0.389	0.392	<b>-0.003</b>	1733.7	1724.6	<b>9.1</b>
5	0.377	0.376	<b>0.000</b>	1397.4	1412.4	<b>-15.0</b>
6	0.370	0.369	<b>0.001</b>	796.1	813.0	<b>-16.9</b>
7	0.335	0.334	<b>0.001</b>	385.6	390.8	<b>-5.2</b>
8	0.228	0.230	<b>-0.002</b>	71.3	75.6	<b>-4.3</b>

## 6 Konklusjon

Følgende kan konkluderes med etter å ha simulert og analysert ST-strømningseksperimenter for en intermediærfuktende kjerneprøve.

- Den relative permeabiliteten til gassfasen var lavere ved 3-fase enn i 2-fase. For oljefasen er den relative permeabiliteten litt lavere i flømming av 3-fase enn i 2-fase. For vannfasen er den relative permeabiliteten omtrent lik i 3-fase- som i 2-faseflømming.
- Det var lite hysteres i vann- og oljefasen etter andre syklus med drenering og imbibering. For gassfasen var hystereseffekten stor i første syklus, grunnet fanging.
- Restmetning av gass ( $S_{gt}$ ) ble lav når den ble flømmet ut med olje. Ved flømming av vann ble  $S_{gt}$  mye høyere og Lands konstant fikk en verdi rundt  $C=3,5$ , noe som er gunstig for WAG-injeksjon.
- Det var vanskelig å få god historietilpassing av riktig produksjon i transientene mellom hvert steg med ST. Dette gjaldt når den produserte fasen fortsatt hadde en høy metning. Når metningen til den produserte fasen nærmet seg residuell metning, var transientene i simuleringene mer lik som i eksperimentene.
- I simuleringer med kapillartrykk ble produksjonen dempet og forsinket. Dette gjaldt i stor grad for 2-fase eksperimentene og i mindre grad for strømningseksperimentene med 3-faser.
- Korrigering for kapillartrykk har stor betydning for de relative permeabilitetskurvene i 2-faseeksperimentene, men mindre betydning i 3-faseeksperimentene.

## Nomenklaturliste

$A$	-	Areal
$\alpha_w$	-	Sansynligheten for blokkering av vann ved et av alle potensielle blokkeringspunkter. (Stone I)
$\beta_w$	-	Sansynligheten for at en oljefylt kanal ikke er blokkert av vann (Stone I)
$\beta_g$	-	Sansynligheten for at en oljefylt kanal ikke er blokkert av gass (Stone I)
$C$	-	Lands konstant
$D_p$	-	Differansetrykk [mBar]
$g$	-	Tyngdens akselerasjon
$h$	-	Høyde
$f$	-	Gjennomsnittlig redusert strømningskapasitet i en kanal som følge av blokkering. (Stone I)
$\varepsilon$	-	$\frac{2}{\lambda} + 3$
$f_w$	-	fraksjonsstrøm vann [fraksjon]
$f_o$	-	fraksjonsstrøm olje [fraksjon]
$f_g$	-	fraksjonsstrøm gass [fraksjon]
$K$	-	Absolutt permeabilitet [mD]
$K$		
$k_{ro}$	-	Relativ permeabilitet til olje [fraksjon]
$k_{rw}$	-	Relativ permeabilitet til vann [fraksjon]
$k_{rg}$	-	Relativ permeabilitet til gass [fraksjon]
$k_{ro}(S_{wi})$	-	Relativ permeabilitet til olje ved metningen $S_{wi}$ [mD]
$k_{row}$	-	Relativ permeabilitet til olje i et system med kun vann og olje [fraksjon]
$k_{rog}$	-	Relativ permeabilitet til olje i et system med kun vann og gass [fraksjon]
$k_{ro}^0$	-	Endepunkts relativ permeabilitet for olje
$L$	-	Lengde [cm]
$\lambda$	-	Distribusjonsfaktor av porestørrelser
$m,g$	-	Corey-eksponent til relativ permeabilitetskurven til olje
$m,w$	-	Corey-eksponent til relativ permeabilitetskurven til vann
$n,g$	-	Corey-eksponent til relativ permeabilitet til gass
$n,w$	-	Corey-eksponent til relativ permeabilitet til vann

$\Delta P$	-	Differansetrykk
$P_c$	-	Kapillartrykk [mbar]
$\rho$	-	Massetetthet
$Q$	-	Strømningsrate [volum/tid]
$\mu$	-	Viskositet
Relperm	-	Relativ permeabilitet
$r$	-	Poreradius
$\sigma_{ow}$	-	Overflatespenning mellom vann og olje
$\theta$	-	Vætningsvinkel
$S_w$	-	Vannmetning [fraksjon]
$S_o$	-	Oljemetning [fraksjon]
$S_g$	-	Gassmetning [fraksjon]
$S_w^*$	-	Normalisert vannmetning, normalisert for mobile metninger [fraksjon]
$S_o^*$	-	Normalisert oljemetning, normalisert for mobile metninger [fraksjon]
$S_g^*$	-	Normalisert gassmetning, normalisert for mobile metninger [fraksjon]
$S_{wi}$	-	Immobil vannmetning
$S_{wc}$	-	Immobil vannmetning
$S_{or}$	-	Gjenværende oljemetning
$S_{ot}$	-	Fanget oljemetning
$S_{gt}$	-	Fanget gassmetning [fraksjon]
$S_{gr,max}$	-	Maksimalle residuelle gassmetning
$S_{gf}$	-	Fri gassmetning [fraksjon]
$S_{nw}$	-	Metning ikke-fuktende fase
$S_{nw}^*$	-	Normalisert metning for ikke-fuktende fase, normalisert for mobile metninger [fraksjon]
$S_{nwF}^*$	-	Fri mobile metning til ikke-fuktende fase
$S_{oF}^*$	-	Fri mobile oljemetning
$S_{nwr}$	-	Residuell metning for ikke-fuktende fase [fraksjon]
$S_{nwi}$	-	Initiell metning for ikke-fuktende fase [fraksjon]
ST	-	Stabil tilstand (eng. <i>steady-state</i> )
ST-punkt	-	Avleste punkt hvor systemet er i stabil tilstand



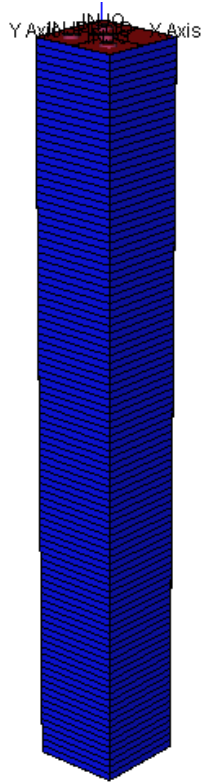
## Referanser

1. Marshak S., *Earth - Portrait of a Planet*, ed. J. Repcheck. 2001, New York: W. W. Norton & Company, Inc.
2. Willhite G.P., *Waterflooding*. 1986: Society of Petroleum Engineering.
3. Jr. F.F.C., *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*. 1971, New York: H. L. Doherty Memorial Fund of AIME.
4. Grader A.S. and D.J.O.M. Jr., *Dynamic Displacement Measurements of Three-Phase Relative Permeabilities Using Three Immiscible Liquids*. Presentert under 63rd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. Houston TX. Okt 1988., 1988.
5. Pashley R.M. and M.E. Karaman, eds. *Applied Colloid and Surface Chemistry*. 1 ed. 2004, John Wiley & Sons, Ltd: West Sussex, England.
6. Zolotukhin A.B. and J.R. Ursin, eds. *Introduction to Petroleum Reservoir Engineering*. 2000, Høyskoleforlaget AS - Norwegian Academic Press: Kristiansand.
7. G. A.W., *Wettability Literature Survey - Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure*. Journal of Petroleum Technology, Oct 1987, 1987.
8. J. B., *Dynamics of Fluids in Porous Media*. American Elsevier Publ. Co. New York, 1972.
9. Lien J.R., *Internt kompendie, PTEK 212, Reservoarteknikk 1*. 2007, Institutt for Fysikk og teknologi, UiB: Bergen.
10. <http://www.snl.no>. *Store Norske Leksikon*.
11. Chatzis I., N.R. Morrow and H.T. Lim, *Magnitude and Detailed Structure of Residual Oil Saturation*. SPE 10681, 1983.
12. Stone H.L., *Probability Model for Estimating Three-Phase Relative Permeability*. Journal of Petroleum Technology, 1970: p. 214-218.
13. Stone H.L., *Estimation of Three-Phase Relative Permeability and Residual Oil Data*. The Journal of Canadian Petroleum, 1973: p. 53-61.
14. Land C.S., *Calculation of Imbibition Relative Permeability for Two- and Three-Phase Flow From Rock Properties*. SPE 1942, 1968.
15. Killoughs J.E., *Reservoir Simulation With History-Dependent Saturation Functions*. SPE Journal, A.I.M.E., 1976: p. 37-48.
16. Carlson F.M., *Simulation of Relative Permeability Hysteresis to the Nonwetting Phase*. SPE 10157, 1981.
17. Larsen J.A. and A. Skauge, *Three-Phase Relative Permeabilities and Trapped Gas Measurements Related to WAG processes*. Presentert på The 1994 International Symposium of The Society of Core Analysis, Stavanger, 12-14 Sept 1994, 1994.
18. Corey A.T., *The Interrelation between Gas and Oil Relative Permeabilities*. 1954.
19. Zekri A.Y. and R.a. Almehaideb, *Relative Permeability Measurements of Composite Cores an Experimental Approach*. SPE 77939, Presentert på SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Melbourne, Australia, 8-10 okt 2002, 2002.
20. Leverett M.C., *Capillary Behaviour in Porous Solids*. A.I.M.E., 1941.
21. Petersen E.B., A. Lohne, K.O. Vatne, J.O. Helland, G. Virnovsky and P.-E. Øren, *Relative Permeabilities for Two- and Three Phase Flow Processes Relevant to the Depressurization of the Statfjord Field*. Society of Core Analysts, 2008.
22. AS R.I., *Sendra User guide 1.10*. 2007: Trondheim Norway.
23. Pettersen Ø., *Simulation of Two-Phase Flow in Porous Rocks on Laboratory Scale: Diffusion Operator Splitting and Consistency*. 1986.

24. Dale E.I. and A. Skauge, *Features concerning capillary pressure and the effect on two-phase and three-phase flow*, in *14th European Symposium on Improved Oil Recovery*. 2007, CIPR, University of Bergen: Cairo, Egypt.
25. Oak M.J., *Three-Phase Relative Permeability of Water-Wet Berea*. SPE 20183-MS, Presentert på SPE/DOE Seventh Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 22-25 April 1990., 1990.
26. Larsen J.A. and A. Skauge, *Methodology for Numerical Simulation With Cycle-Dependent Relative Permeabilities*. SPE Journal, 1998: p. 163-173.
27. Skauge A., *Influence of Wettability on Trapped Non-Wetting Phas Saturation in Three-Phase Flow*. Presentert på Fourth International Symposium on Wettability and it's Effect on Oil Recovery, Montpellier, France, Sept. 1996., 1996.
28. Dale E.I. and A. Skauge, *Influence of Capillary Pressure on Estimation of Relative Permeability for Immiscible WAG Processes*, in *Centre for Integrated Petroleum Research - University of Bergen*. 2007: Bergen.
29. Kalaydjian F.J.-M., *Performance and Analysis of Three-Phase Capillary Pressure Curves for Drainage and Imbibition in Porous Media* SPE 24878, 1992.
30. Dale E.I., M.I.J. van Dijke and A. Skauge, *Prediction of Three-Phase Capillary Pressure using a Network Model Anchored to Two-Phase Data*, in *Transport in porous media*. 2007, University of Bergen: Bergen.

## Vedlegg

### *Bilde av Eclipsemodellen*



**Figur 0-1: Modellen brukt i Eclipse simuleringene.**

## Datafil for simulering av 3-fase i Eclipse

```

--
*****
*****
-- Simulering av Serie#6 DDI-3 ST-punkt 2.
-----
-----
RUNSPEC
TITLE
  SERIE#6
DIMENS
-- Nx NY NZ
  1 1 102 /
OIL
WATER
GAS
LAB
TABDIMS
--NTSFUN NTPVT NSSFUN NPPVT NTFIP
NRPVT NTENDP
  3 1 90 2 8 1 /
EQLDIMS
  1 100 4 /
SATOPTS
HYSTER /
WELLDIMS
--Max#Wells      MaxConn/well      MaxGrp
MaxWell/Grp BS
  4      1      2      4 /
NUPCOL
  4 /
START
  1 'FEB' 2009 /
NSTACK
  40 /
FMTOUT
FMTIN
LGR
-- MAXLGR MAXCLS MCOARS MAMALG
MXLALG LSTACK INTERP NOINSTERP
NCHOR
  1 10 /
GRID
=====
=====
DZ
1*0.01 100*0.2729 1*0.01 /
EQUALS
--Array Value -----BOx-----
--          X1 X2 Y1 Y2 Z1 Z2
  DX      3.321  1 1 1 1 1 1 / Endestykke
injektor
  DY      3.321 /
'PORO' 0.1 /
'PERMX' 10000.0 /
'PERMY' 10000.0 /
'PERMZ' 10000.0 /
  DX      3.321  1 1 1 1 2 101 / Plugg1
  DY      3.321 /
'PORO' 0.30759
/
'PERMX' 873.0 /
'PERMY' 873.0 /
'PERMZ' 873.0 /
  DX      3.321  1 1 1 1 102 102 / Endestykke
produsent
  DY      3.321 /
'PORO' 0.1 /
'PERMX' 10000.0 /
'PERMY' 10000.0 /
'PERMZ' 10000.0 /
/
TOPS
  1*0.0
/
INIT
CARFIN
-- Name I1 I2 J1 J2 K1 K2 NX NY NZ MaxWells
  LGR1 1 1 1 1 1 1 2 2 1 4 /
ENDFIN

```

PROPS

=====

-- DEFINITION OF REL.PERM. AND PVT OF  
THE RESERVOIR FLUIDS

SOF3

-- SOF3 = Oljemetning i et 3 fase system

-- Krow: Sor=0.24, Swi=0.15, no=4.04

-- Krog: Sorg=0.05, Swi=0.15, no=4.4

-- So Krow Krog

0.05	0.00000000	0.00000000
0.06	0.00000000	0.00000000
0.07	0.00000000	0.00000000
0.08	0.00000000	0.00000000
0.09	0.00000000	0.00000000
0.10	0.00000000	0.00000000
0.11	0.00000000	0.00000000
0.12	0.00000000	0.00000004
0.13	0.00000000	0.00000047
0.14	0.00000000	0.00000212
0.15	0.00000000	0.00000615
0.16	0.00000000	0.00001403
0.17	0.00000000	0.00002755
0.18	0.00000000	0.00004873
0.19	0.00000000	0.00007987
0.20	0.00000000	0.00012350
0.21	0.00000000	0.00018237
0.22	0.00000000	0.00025949
0.23	0.00000000	0.00035804
0.24	0.00000000	0.00048145
0.25	0.00000002	0.00063334
0.26	0.00000009	0.00081753
0.27	0.00000026	0.00103803
0.28	0.00000064	0.00129905
0.29	0.00000141	0.00160499
0.30	0.00000282	0.00196043
0.31	0.00000526	0.00237014
0.32	0.00000922	0.00283906
0.33	0.00001541	0.00337231
0.34	0.00002471	0.00397518
0.35	0.00003827	0.00465313
0.36	0.00005749	0.00541180
0.37	0.00008413	0.00625699
0.38	0.00012031	0.00719465
0.39	0.00016856	0.00823092
0.40	0.00023190	0.00937209
0.41	0.00031386	0.01062460
0.42	0.00041856	0.01199505
0.43	0.00055075	0.01349021
0.44	0.00071590	0.01511699
0.45	0.00092025	0.01688247
0.46	0.00117086	0.01879385
0.47	0.00147571	0.02085850
0.48	0.00184377	0.02308396
0.49	0.00228503	0.02547787

0.50	0.00281066	0.02804807
0.51	0.00343301	0.03080249
0.52	0.00416575	0.03374925
0.53	0.00502394	0.03689659
0.54	0.00602409	0.04025290
0.55	0.00718431	0.04382670
0.56	0.00852434	0.04762667
0.57	0.01006570	0.05166160
0.58	0.01183177	0.05594045
0.59	0.01384786	0.06047230
0.60	0.01614138	0.06526636
0.61	0.01874189	0.07033199
0.62	0.02168124	0.07567868
0.63	0.02499368	0.08131605
0.64	0.02871596	0.08725385
0.65	0.03288745	0.09350198
0.66	0.03755029	0.10007045
0.67	0.04274946	0.10696941
0.68	0.04853296	0.11420914
0.69	0.05495190	0.12180005
0.70	0.06206064	0.12975268
0.71	0.06991694	0.13807769
0.72	0.07858207	0.14678588
0.73	0.08812094	0.15588816
0.74	0.09860230	0.16539559
0.75	0.11009880	0.17531933
0.76	0.12268721	0.18567067
0.77	0.13644850	0.19646105
0.78	0.15146806	0.20770199
0.79	0.16783579	0.21940518
0.80	0.18564629	0.23158239
0.81	0.20499902	0.24424554
0.82	0.22599844	0.25740666
0.83	0.24875417	0.27107791
0.84	0.27338120	0.28527156
0.85	0.30000000	0.30000000

/

0.11	0.00	0.00
0.85	0.300000	0.300000

0.05	0.00000000	0.00000000
0.06	0.00000000	0.00000000
0.07	0.00000000	0.00000000
0.08	0.00000000	0.00000000
0.09	0.00000000	0.00000000
0.10	0.00000000	0.00000000
0.11	0.00000000	0.00000000
0.12	0.00000000	0.00000004
0.13	0.00000000	0.00000047
0.14	0.00000000	0.00000212
0.15	0.00000000	0.00000615
0.16	0.00000000	0.00001403
0.17	0.00000000	0.00002755
0.18	0.00000000	0.00004873
0.19	0.00000000	0.00007987
0.20	0.00000000	0.00012350
0.21	0.00000000	0.00018237
0.22	0.00000000	0.00025949

0.23	0.00000000	0.00035804	0.83	0.24875417	0.27107791
0.24	0.00000000	0.00048145	0.84	0.27338120	0.28527156
0.25	0.00000002	0.00063334	0.85	0.30000000	0.30000000
0.26	0.00000009	0.00081753			
0.27	0.00000026	0.00103803	/		
0.28	0.00000064	0.00129905			
0.29	0.00000141	0.00160499	-- SGFN = metning hvor gass er tilstede		
0.30	0.00000282	0.00196043	SGFN		
0.31	0.00000526	0.00237014	-- Krg:Sorg=0.05, Swi=0.15, ng=2.45		
0.32	0.00000922	0.00283906	-- Sg Krg Pcog		
0.33	0.00001541	0.00337231	0.04	0.00000000	-22
0.34	0.00002471	0.00397518	0.05	0.00000001	0
0.35	0.00003827	0.00465313	0.06	0.00000008	0.000796522
0.36	0.00005749	0.00541180	0.07	0.00000036	0.000907667
0.37	0.00008413	0.00625699	0.08	0.0000101	0.000955674
0.38	0.00012031	0.00719465	0.09	0.0000225	0.000986588
0.39	0.00016856	0.00823092	0.10	0.0000433	0.001011889
0.40	0.00023190	0.00937209	0.11	0.0000754	0.001035327
0.41	0.00031386	0.01062460	0.12	0.0001219	0.001058391
0.42	0.00041856	0.01199505	0.13	0.0001863	0.001081772
0.43	0.00055075	0.01349021	0.14	0.0002722	0.001105849
0.44	0.00071590	0.01511699	0.15	0.0003836	0.001130861
0.45	0.00092025	0.01688247	0.16	0.0005247	0.001156989
0.46	0.00117086	0.01879385	0.17	0.0006999	0.001184387
0.47	0.00147571	0.02085850	0.18	0.0009139	0.0012132
0.48	0.00184377	0.02308396	0.19	0.0011716	0.001243577
0.49	0.00228503	0.02547787	0.20	0.0014780	0.001275675
0.50	0.00281066	0.02804807	0.21	0.0018385	0.001309665
0.51	0.00343301	0.03080249	0.22	0.0022585	0.001345737
0.52	0.00416575	0.03374925	0.23	0.0027437	0.001384105
0.53	0.00502394	0.03689659	0.24	0.0033001	0.001425009
0.54	0.00602409	0.04025290	0.25	0.0039338	0.001468725
0.55	0.00718431	0.04382670	0.26	0.0046509	0.001515569
0.56	0.00852434	0.04762667	0.27	0.0054580	0.001565905
0.57	0.01006570	0.05166160	0.28	0.0063617	0.00162016
0.58	0.01183177	0.05594045	0.29	0.0073687	0.00167883
0.59	0.01384786	0.06047230	0.30	0.0084861	0.001742502
0.60	0.01614138	0.06526636	0.31	0.0097211	0.001811873
0.61	0.01874189	0.07033199	0.32	0.0110808	0.001887781
0.62	0.02168124	0.07567868	0.33	0.0125728	0.001971237
0.63	0.02499368	0.08131605	0.34	0.0142048	0.002063477
0.64	0.02871596	0.08725385	0.35	0.0159845	0.002166029
0.65	0.03288745	0.09350198	0.36	0.0179199	0.002280808
0.66	0.03755029	0.10007045	0.37	0.0200191	0.002410241
0.67	0.04274946	0.10696941	0.38	0.0222903	0.002557463
0.68	0.04853296	0.11420914	0.39	0.0247420	0.00272659
0.69	0.05495190	0.12180005	0.40	0.0273828	0.002923153
0.70	0.06206064	0.12975268	0.41	0.0302214	0.00315476
0.71	0.06991694	0.13807769	0.42	0.0332666	0.003432202
0.72	0.07858207	0.14678588	0.43	0.0365274	0.003771338
0.73	0.08812094	0.15588816	0.44	0.0400130	0.004196521
0.74	0.09860230	0.16539559	0.45	0.0437327	0.004747306
0.75	0.11009880	0.17531933	0.46	0.0476959	0.005492785
0.76	0.12268721	0.18567067	0.47	0.0519121	0.007220604
0.77	0.13644850	0.19646105	0.48	0.0563912	0.007510501
0.78	0.15146806	0.20770199	0.49	0.0611429	0.007823906
0.79	0.16783579	0.21940518	0.50	0.0661772	0.008163551
0.80	0.18564629	0.23158239	0.51	0.0715042	0.008532586
0.81	0.20499902	0.24424554	0.52	0.0771342	0.008934662
0.82	0.22599844	0.25740666	0.53	0.0830776	0.009374032

0.54	0.0893448	0.009855674
0.55	0.0959465	0.010385449
0.56	0.1028935	0.010970301
0.57	0.1101967	0.011618508
0.58	0.1178671	0.012340009
0.59	0.1259158	0.013146831
0.60	0.1343541	0.014053643
0.61	0.1431934	0.015078508
0.62	0.1524452	0.016243879
0.63	0.1621212	0.017577984
0.64	0.1722331	0.01911673
0.65	0.1827928	0.020906419
0.66	0.1938123	0.023007659
0.67	0.2053037	0.025501128
0.68	0.2172793	0.028496313
0.69	0.2297514	0.032145091
0.70	0.2427324	0.036663561
0.71	0.2562351	0.042368485
0.72	0.2702720	0.049740837
0.73	0.2848560	0.059542675
0.74	0.3000000	0.073046312

```

/
  0.04  0.00  0.00
  0.74  0.300000  0

```

```

-- (Gammelt) som første datasett, hystereser er def
fra waghustr

```

0.04	0.0000000	0
0.05	0.0000001	0
0.06	0.0000008	0
0.07	0.0000036	0
0.08	0.0000101	0
0.09	0.0000225	0
0.10	0.0000433	0
0.11	0.0000754	0
0.12	0.0001219	0
0.13	0.0001863	0
0.14	0.0002722	0
0.15	0.0003836	0
0.16	0.0005247	0
0.17	0.0006999	0
0.18	0.0009139	0
0.19	0.0011716	0
0.20	0.0014780	0
0.21	0.0018385	0
0.22	0.0022585	0
0.23	0.0027437	0
0.24	0.0033001	0
0.25	0.0039338	0
0.26	0.0046509	0
0.27	0.0054580	0
0.28	0.0063617	0
0.29	0.0073687	0
0.30	0.0084861	0
0.31	0.0097211	0
0.32	0.0110808	0
0.33	0.0125728	0
0.34	0.0142048	0
0.35	0.0159845	0

0.36	0.0179199	0
0.37	0.0200191	0
0.38	0.0222903	0
0.39	0.0247420	0
0.40	0.0273828	0
0.41	0.0302214	0
0.42	0.0332666	0
0.43	0.0365274	0
0.44	0.0400130	0
0.45	0.0437327	0
0.46	0.0476959	0
0.47	0.0519121	0
0.48	0.0563912	0
0.49	0.0611429	0
0.50	0.0661772	0
0.51	0.0715042	0
0.52	0.0771342	0
0.53	0.0830776	0
0.54	0.0893448	0
0.55	0.0959465	0
0.56	0.1028935	0
0.57	0.1101967	0
0.58	0.1178671	0
0.59	0.1259158	0
0.60	0.1343541	0
0.61	0.1431934	0
0.62	0.1524452	0
0.63	0.1621212	0
0.64	0.1722331	0
0.65	0.1827928	0
0.66	0.1938123	0
0.67	0.2053037	0
0.68	0.2172793	0
0.69	0.2297514	0
0.70	0.2427324	0
0.71	0.2562351	0
0.72	0.2702720	0
0.73	0.2848560	0
0.74	0.3000000	0

```

/
-- SWFN = Metning når vann er tilstede
SWFN
-- Krw: Sor=0.24, Swi=0.37, nw =2.5, Krw*=0.25
-- Sw      Krw      Pcwo
0.25      0.0000000    0.087968349
0.26      0.0000009    0.079741688
0.27      0.00000131   0.073340772
0.28      0.00000636   0.0682199
0.29      0.00001953   0.063997547
0.30      0.00004662   0.060401287
0.31      0.00009493   0.057232
0.32      0.00017319   0.054340161
0.33      0.00029153   0.051609755
0.34      0.00046151   0.048947099
0.35      0.00069604   0.04627282
0.36      0.00100941   0.043515825
0.37      0.00141723   0.040608509

```

0.38	0.00193648	0.037482609	0.36	0.00100941	0.000000
0.39	0.00258544	0.034065289	0.37	0.00141723	0.000000
0.40	0.00338369	0.030275036	0.38	0.00193648	0.000000
0.41	0.00435213	0.026016964	0.39	0.00258544	0.000000
0.42	0.00551296	0.021177051	0.40	0.00338369	0.000000
0.43	0.00688965	0.015614638	0.41	0.00435213	0.000000
0.44	0.00850694	0.009152296	0.42	0.00551296	0.000000
0.45	0.01039086	0.001561663	0.43	0.00688965	0.000000
0.46	0.01256868	-0.008558485	0.44	0.00850694	0.000000
0.47	0.01506894	-0.00894861	0.45	0.01039086	0.000000
0.48	0.01792144	-0.009360705	0.46	0.01256868	0.000000
0.49	0.02115720	-0.009797446	0.47	0.01506894	0.000000
0.50	0.02480849	-0.010261673	0.48	0.01792144	0.000000
0.51	0.02890882	-0.010756444	0.49	0.02115720	0.000000
0.52	0.03349292	-0.011285094	0.50	0.02480849	0.000000
0.53	0.03859674	-0.011851294	0.51	0.02890882	0.000000
0.54	0.04425746	-0.012459119	0.52	0.03349292	0.000000
0.55	0.05051347	-0.01311312	0.53	0.03859674	0.000000
0.56	0.05740437	-0.013818416	0.54	0.04425746	0.000000
0.57	0.06497096	-0.014580789	0.55	0.05051347	0.000000
0.58	0.07325524	-0.015406809	0.56	0.05740437	0.000000
0.59	0.08230043	-0.016303972	0.57	0.06497096	0.000000
0.60	0.09215093	-0.017280873	0.58	0.07325524	0.000000
0.61	0.10285232	-0.01834741	0.59	0.08230043	0.000000
0.62	0.11445139	-0.019515038	0.60	0.09215093	0.000000
0.63	0.12699610	-0.020797076	0.61	0.10285232	0.000000
0.64	0.14053559	-0.022209088	0.62	0.11445139	0.000000
0.65	0.15512018	-0.023769359	0.63	0.12699610	0.000000
0.66	0.17080138	-0.025499487	0.64	0.14053559	0.000000
0.67	0.18763186	-0.027425137	0.65	0.15512018	0.000000
0.68	0.20566544	-0.029576996	0.66	0.17080138	0.000000
0.69	0.22495714	-0.031992003	0.67	0.18763186	0.000000
0.70	0.24556312	-0.034714946	0.68	0.20566544	0.000000
0.71	0.26754072	-0.037800554	0.69	0.22495714	0.000000
0.72	0.29094841	-0.041316265	0.70	0.24556312	0.000000
0.73	0.31584584	-0.045345947	0.71	0.26754072	0.000000
0.74	0.34229382	-0.049994943	0.72	0.29094841	0.000000
0.75	0.37035427	-0.055397029	0.73	0.31584584	0.000000
0.76	0.40009031	-0.061724145	0.74	0.34229382	0.000000
0.77	0.43156616	-0.069200249	0.75	0.37035427	0.000000
0.78	0.46484721	-0.078121411	0.76	0.40009031	0.000000
0.79	0.50000000	-0.088885585	0.77	0.43156616	0.000000
			0.78	0.46484721	0.000000
			0.79	0.50000000	0.000000

/

0.25	0.0	0.0
0.79	0.5	0

/

-- endret til lavere rel. perm for 3fase

0.25	0.00000000	0.000000
0.26	0.00000009	0.000000
0.27	0.00000131	0.000000
0.28	0.00000636	0.000000
0.29	0.00001953	0.000000
0.30	0.00004662	0.000000
0.31	0.00009493	0.000000
0.32	0.00017319	0.000000
0.33	0.00029153	0.000000
0.34	0.00046151	0.000000
0.35	0.00069604	0.000000

/

--SOMWAT

--0.36	0.05
--0.40	0.00
--0.50	0.00
--0.60	0.00
--0.70	0.10
--0.75	0.24
--/	
--0.36	0.0
--0.95	0.0
--/	
--0.36	0.05
--0.40	0.00



```

--0.50 0.00
--0.60 0.00
--0.70 0.10
--0.75 0.24
--/

STONE1

--WAGHYSTR
--3.4 4.9 'NO' 'NO' 'NO' 0.01 0.001 1.0 /
--3.4 4.9 'NO' 'NO' 'NO' 0.01 0.001 1.0 /
/

PVDG
-- Pg Bg MYG
  197.0 1.002 0.0218
  200.0 1.001 0.0218
/

PVDO
-- Psat FVF MYO
  197.0 1.001 0.423
  200.0 1.00 0.423
/

PVTW
-- PREF BW CW VISW CVISW
  200.0 1.0 .000046 0.336 1.0E-5
/

-- ROCK COMPRESSIBILITY
-- PREF CR
ROCK
  200.0 0.5E-5
/

-- SURFACE AND RESERVOIR DENSITIES OF
RESERVOIR FLUIDS
--
-- OIL WATER GAS
DENSITY
  0.6911 1.000 0.164
/

RPTPROPS
-- So Sw Sg PVT0 PVTw PVTg Dens Rock
Endp Tracer
  1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 /

REGIONS
=====
=====

SATNUM
1*2 100*1 1*2 /

IMBNUM
1*2 100*1 1*2 /

```

```

SOLUTION
=====

RPTRST
  BASIC=1 /

--EQUIL
--DatumD DDPres OWC PC@OWC GOC
PC@GOC
-- 39.7 200 1000. 0. -1000. 0. /

RESTART
'IID1_PC_1' 1 /

--INCLUDE
--'IID1_INIT.txt' /

RPTSOL
  FIP=1 RESTART=2 /
-- 1 1 1 /

SUMMARY
=====
=====

--FPR
--FOE
FOSAT
FWSAT
--FGSAT

--FOPR
FOPT
--FGPT
--FWPT
--FWIT
--FGIT
--FWIR
--FGIR
--FOIR
FOIT
--FWIR
--FGIR

--FWPRH
--FWPT
--WBHP
--/
--WWCT
--/
--WOPR
--/
--WGPR
--/
--WWPR
--/
BPR
1 1 2
1 1 102
/

```

```

--BWSAT
--/
--BGSAT
--/
--BOSAT
--/

FWPT
FWIT

RUNSUM

GRDECL

EXCEL

SCHEDULE
=====
=====

MESSAGES
3* 1000 5* 10000 /

TUNING
0.005 0.01 0.001 0.0005 /
/
30 1 50 1 20 20 /

--RPTSCHED
-- 1 1 1 1 0 0 2 2 1 0
-- 1 1 0 0 1 0 0 0 0 0
/

WELSPECL
-- WELLNAME Group LGR-name I J Z(BHP)
Phase DrainageR NA STOP/SHUT XFlow
  INJO   I   LGR1     1 1 1*   OIL   2*
SHUT /
  INJW   I   LGR1     1 2 1*   WATER 2*
SHUT /
  INJG   I   LGR1     2 2 1*   GAS   2*
SHUT /

```

```

/

COMPDATL
-- WName Lgr-Name I J K_hi K-lo Open/Shut
Satnum tfac wdiam Kh skin Dfac Direction r0
  INJO LGR1     1 1 1     1   OPEN   0   0
0.1  1000 0 0 /
  INJW LGR1     1 2 1     1   OPEN   0   0
0.1  1000 0 0 /
  INJG LGR1     2 2 1     1   OPEN   0   0
0.1  1000 0 0 /
/

WELSPECS
--wname grp   iwh jwh Z(bhp) prefPhase rPI/II
sp.Infl AutoShut X-flow Ptab densCalc FIPnr
'PROD' 'P'   1   1   102 'OIL' /
/

COMPDAT
--wname ic  jc  k_hi k_lo open/shut satnum tfac
wdiam Kh skin Dfac penDir r0
'PROD' 1 1 102 102 'OPEN' 0 0.0 0.2
1000.0 0.0 0.0 /
/

WCONINJE
-- 1wnm 2injtype 3open/shutflag 4Ctrlmode
5Rate 6Resv 7BHP 8THP 9N/A
  'INJO' 'OIL' 'OPEN'      RESV 1* 9 /
  'INJW' 'WATER' 'OPEN'    RESV 1*
9 /
  'INJG' 'GAS' 'OPEN'      RESV 1*
282 /
/

WCONPROD
--wname open/shut ctrlmode orat wrat grat lrat rvol
bhpmin thpmin vfptab artlift ...
'PROD' 'OPEN' 'BHP' 5* 200.0 /
/

TSTEP
25.7
/

END

```