



Skaleringskriterier for vannflømming i sandstein og tertiær oljeutvinning ved bruk av CO₂

Mastergradsoppgave i reservoarfysikk

Sigurd Nybø

Institutt for fysikk og teknologi

Universitetet i Bergen

Norge

2011

Sammenheng

I forbindelse med studier for økt oljeproduksjon utføres kjerneanalyse på kjerneprøver som representerer en liten fraksjon av oljereservoarer. I korte kjerneprøver vil de kapillære endeeffektene påvirke flømmingene, noe som ikke er representativt for flømminger i reservoarer og resultatene kan derfor ikke direkte overføres til reservoaret. På grunn av dette er det viktig å utføre kjerneanalyser under betingelser som er gyldige også under oljeproduksjon fra et oljereservoar.

På 1950-tallet ble det påvist at de kapillære endeeffektene ved ut-enden av kjerneprøver blir neglisjerbare dersom skaleringskoeffisienten ($L\mu_v V$), som er produktet av kjernens lengde, vannets viskositet og injeksjonsraten, overstiger en kritisk verdi. Over denne verdien vil vannflømmingen stabiliseres og utvinningen blir uavhengig av enkeltverdien på parameterne som inngår i skaleringskoeffisienten.

Den kapillære diskontinuiteten ved kjernens ut-ende fører til akkumulering av vann ved ut-enden frem til vanngjennombrudd. Dette gir en tidsdifferanse mellom når vannet ankommer ut-enden og vanngjennombrudd. Denne differansen avhenger av skaleringskoeffisienten og minker ettersom skaleringskoeffisienten økes. For skaleringskoeffisienter over en kritisk verdi vil effekten av de kapillære endeeffektene bli neglisjerbare og vannflømmingen stabiliseres.

Flere studier har i den senere tid ikke tatt tilstrekkelig hensyn til vannflømmingens avhengighet av skaleringskoeffisienten. Vannflømmingene foretas der i korte kjerneprøver med lav injeksjonsrate slik at flømmingen påvirkes av de kapillære kreftene. Under tolking av data fra slike ustabile vannflømminger er det viktig å ta hensyn til påvirkningen fra de kapillære kreftene. Vanngjennombruddet i reservoarer vil kunne overestimeres dersom dette ikke tas hensyn til.

Innvirkningen skaleringskoeffisienten har på vannflømminger i sterkt vannfuktete sandsteinsprøver studeres i denne oppgaven. Den teknologiske utviklingen siden 1950-tallet tillater oss nå å skaffe informasjon fra kjerneprøven *in-situ*. Ved bruk av NTI-metoden (*Nuclear Tracer Imaging*) fremskaffes informasjon om vannfrontens bevegelse i kjerneprøven og tidspunktet for når vannet ankommer ut-enden. Ved å variere injeksjonsrate og kjernelengde ble effekten skaleringskoeffisienten har på vannflømminger studert.

Lave skaleringskoeffisienter resulterte i sterk påvirkning av kapillære krefter under vannflømmingen, noe som ga stor differanse mellom tidspunktet vannet ankom ut-enden og vanngjennombrudd. Det ble observert en reduksjon av de kapillære kreftenes påvirkning ved økende skaleringskoeffisient. Ved en skaleringskoeffisient rundt $1 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$ var påvirkningen av de kapillære kreftene neglisjerbar og en stabil vannflømming oppstod. Resultatene fra studiene bekreftet teorien fremsatt på 1950-tallet om stabile vannflømminger.

En tertiær utvinning av olje i nøytralt fuktet Portland kalk ved bruk av CO_2 i både flytende og superkritisk tilstand er også studert i MRI. CO_2 oppnådde førstkontakts blandbarhet med oljefasen for begge disse tilstandene. Utvinningsgraden av olje ble 78,9 % for injeksjon av flytende CO_2 , mens superkritisk CO_2 nådde en utvinning på 82,6 %. Vannflømminger utført på samme kjerner viste en forbedret oljeutvinning ved økning av temperaturen fra 23 til 40 °C. Dette skyldes kjernes forbedrede imbibisjonsegenskaper ved økte temperaturer og den reduserte grenseflatespenningen mellom vann og dekan.

Høyoppløselig avbildning foretatt av Portland kjerneprøver i en industriell CT viste at kjernematerialet ikke er homogent på mikroskopisk nivå, på tross av at kjernematerialet blir ansett som homogent. Det ble også påvist at en sekundær oljeutvinning ved bruk av CO_2 vil oppnå tilfredsstillende kontrast dersom oljefasen som benyttes består av 18 vektprosent iodododekan og dekan. Studiene viste også at iodododekan ikke vil adsorbere forskjellig fra dekan på kjernens porevegger.

Anerkjennelse

Først og fremst vil jeg takke min veileder, Professor Arne Graue, for hans gode råd og motiverende samtaler. Jeg er også takknemmelig for å ha fått muligheten til å reise i løpet av studietiden min, noe som har vært svært lærerikt.

En stor takk må også rettes til de ansatte i gruppen, og spesielt til Dr. Martin Fernø, Dr. Åsmund Haugen og Dr. Geir Ersland for deres hjelpelighet på laboratoriet og konstruktive diskusjoner.

Takk til Dr. Phil Halleck ved Pennsylvania State University for hans bidrag og råd under oppholdene i State College.

Takk til Jim Stevens og Dr. James Howard ved forskningscenteret til ConocoPhillips i Bartlesville, Oklahoma.

Takk til medstudentene i gruppen, dere har vært fantastiske å jobbe med!

Takk til Statoil, ConocoPhillips og British Petroleum for økonomisk støtte.

Til slutt vil jeg også takke familie, venner og min kjæreste som har gitt støtte og motivasjon gjennom studiene.

Introduksjon

Laboratoriearbeid er en nøkkel til å forstå hva som foregår i oljereservoarer under produksjon og spiller en viktig rolle i oppstartsfasen av nye reservoarer og evalueringen av prosjekter for økt oljeutvinning. I arbeid på laboratoriet benyttes kjerneprøver som en analog til oljereservoarer. Kjerneprøver representerer en brøkdel av reservoarer og de kapillære endeeffektene påvirker en større del av flømmingsvolumet sammenlignet med reservoarer.

Den kapillære diskontinuiteten ved ut-enden av kjerneprøven fører til en akkumulering av vannet som ankommer ut-enden. Dette fører til en tidsforskjell mellom vannets ankomst ved ut-enden og vanngjennombruddet. Tidsforskjellen er mest fremtredende for sterkt vannfuktede kjerneprøver. Arbeid foretatt på 1950-tallet [1, 2] viste at påvirkningen av den kapillære diskontinuiteten ved ut-enden blir neglisjerbar dersom produktet av kjernelengden, vannets viskositet og injeksjonsraten overstiger en kritisk verdi, $X < L\mu_v V$ og det oppstår en stabil vannflømming. I stabile vannflømminger er oljeutvinningen uavhengige av parameterne som inngår i skaleringskoeffisienten ($L\mu_v V$).

I reservoarer er kriteriet for stabile vannflømminger, $X < L\mu_v V$, alltid oppfylt på grunn av reservoarets størrelse og den kapillære diskontinuiteten er derfor neglisjerbar. For å oppnå representative vannflømminger på kjerneprøver er det derfor viktig at stabilitet er oppnådd, eller at det tas hensyn til ustabiliteten under tolkninger av dataene.

I denne masteroppgaven studeres skaleringskoeffisientens påvirkning på vannflømminger i sterkt vannfuktede sandsteinsprøver. Skaleringskoeffisienten varieres ved å endre injeksjonsraten og kjernelengden. Vannets viskositet holdes uendret gjennom studiet.

Under flømming av kjerneprøver benyttes ofte avbildningsteknikker for å oppnå informasjon om flømmingen. For å oppnå tilfredsstillende tidsopløsning i avbildningene er det ofte nødvendig med en lav injeksjonsrate. Lav injeksjonsrate fører til lav skaleringskoeffisient, noe som igjen gir ustabilitet i flømmingen. Denne ustabiliteten er det viktig å ta hensyn til under evaluering av resultatene.

En vannflømming etterlater betydelige mengder olje i reservoaret. Ved å benytte tertiære utvinningsteknikker kan det restoljemetningen reduseres. Oljeproduksjon ved CO₂-injeksjon er en veldig lovende tertiær utvinningsmetode med stort potensial. Ved bruk av MRI er tertiær oljeutvinning ved injeksjon av flytende og superkritisk CO₂ studert på nøytralt fuktede kjerneprøver.

Injeksjonsraten som kreves for å oppnå tilfredsstillende tidsopløsning i avbildningen gir en ustabil vannflømming i forkant av CO₂-injeksjonen. For å minimere påvirkningen av den ustabile flømmingen foretas studiet i en nøytral fuktet kjerneprøve, hvor påvirkningen av den kapillære diskontinuiteten er neglisjerbar.

Innholdsfortegnelse

| | |
|---|-----|
| Sammendrag | III |
| Anerkjennelse | V |
| Introduksjon | VII |
| I Teori | 11 |
| 1 Grunnlegende reservoarfyssikk..... | 11 |
| 1.1 Porøsitet..... | 11 |
| 1.2 Permeabilitet..... | 12 |
| 1.2.1 Absolutt permeabilitet | 12 |
| 1.2.2 Relativ permeabilitet | 12 |
| 1.3 Metning | 15 |
| 1.4 Fukt..... | 16 |
| 1.4.1 Måling av fukt | 17 |
| 1.4.2 Fuktendring ved elding i råolje..... | 21 |
| 1.5 Kapillartrykk | 22 |
| 1.5.1 Kapillartrykkskurver..... | 23 |
| 1.5.2 Kapillære endeeffekter ved utløp i vannvåte medier..... | 24 |
| 1.5.3 Stabil vannflømming | 25 |
| 1.6 CO ₂ -injeksjon | 29 |
| 2 Avbildningsmetoder | 31 |
| 2.1 NTI | 31 |
| 2.2 CT – Computertomografi | 35 |
| 2.3 MRI | 36 |
| II Eksperimentelle prosedyrer | 37 |
| 3 Kjernemateriale | 37 |
| 3.1 Bentheimer sandstein..... | 37 |
| 3.2 Portland kalk..... | 37 |
| 3.3 Niobrara kalk..... | 38 |
| 3.4 Edwards <i>limestone</i> | 38 |
| 3.5 Preparering av kjernemateriale..... | 38 |
| 4 Fluider | 39 |
| 5 Porøsitets- og permeabilitetsmålinger | 41 |
| 6 Elding | 45 |
| 7 Bruken av avbildingsutstyr..... | 47 |
| 7.1 NTI | 47 |

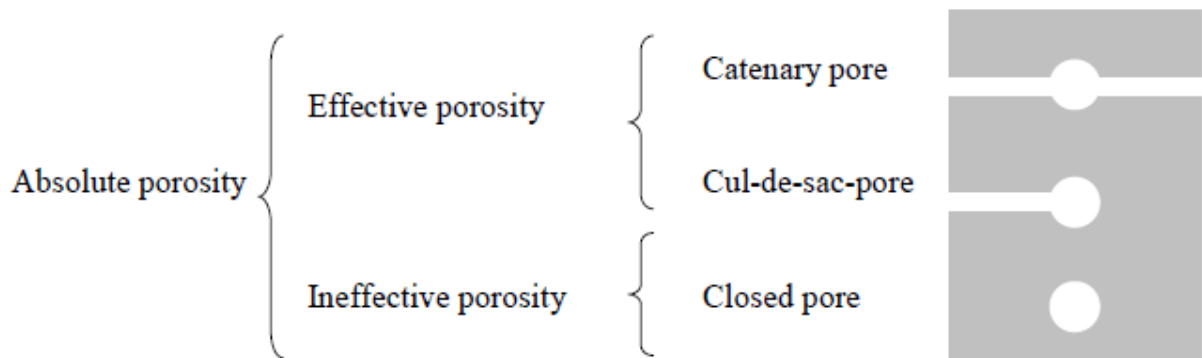
| | | |
|-------|--|-----|
| 7.2 | CT | 50 |
| 7.2.1 | CO ₂ -injeksjon | 50 |
| 7.2.2 | Høyoppløselig avbildning av kjernemateriell..... | 52 |
| 7.3 | MRI | 53 |
| III | Resultat og diskusjon..... | 55 |
| 8 | Vannflømmingsstudie – Kapillære endeffekter og stabilitet..... | 55 |
| 8.1 | Dreneringsstudie..... | 56 |
| 8.2 | Innflytelse av injeksjonsrate på skaleringskoeffisient | 57 |
| 8.2.1 | Vanninjeksjonsrater fra 3 – 12 ml/t | 58 |
| 8.2.2 | Vanninjeksjonsrater fra 24 – 192 ml/t | 61 |
| 8.2.3 | Utvinningsgrad og stabilitetskriterium ved ulike injeksjonsrater | 62 |
| 8.3 | Innflytelse av kjernelengde på skaleringskoeffisient..... | 66 |
| 8.3.1 | Kort kjerne..... | 66 |
| 8.3.2 | Lang kjerneprøve..... | 70 |
| 8.4 | Vannfront ved ulike skaleringskoeffisienter..... | 75 |
| 8.5 | Sammenligninger av resultater | 77 |
| 9 | Industriell CT | 81 |
| 9.1 | Høyoppløselig avbildning av kjernemateriale..... | 81 |
| 9.2 | Kalibreringsforsøk for CO ₂ -flømming | 83 |
| 9.2.1 | Sammensetting av oljefasen | 83 |
| 9.2.2 | Adsorbering under drenering..... | 84 |
| 10 | Tertiær utvinning av olje ved bruk av CO ₂ | 85 |
| 10.1 | Flytende CO ₂ | 86 |
| 10.2 | Superkritisk CO ₂ | 92 |
| 10.3 | Sammenligninger..... | 98 |
| 11 | Usikkerheter | 99 |
| IV | Konklusjon | 103 |
| V | Videre arbeid | 107 |
| VI | Litteratur | 109 |
| VII | Appendiks..... | 113 |

I Teori

1 Grunnleggende reservoar fysikk

1.1 Porøsitet

Porøsitet er definert som forholdet mellom volumet til hulrommet i en bergart og dennes totale volum. Generelt deles porer inn i tre hovedtyper; åpne (*catenary*) porer, *cul-de-sac* porer og lukkede porer [3]. Åpne porer har god kommunikasjon med andre porer via mer enn en kanal. *Cul-de-sac* porene har kun kontakt med porennettverket via en kanal, og har av denne grunn dårligere kommunikasjon enn åpne porer. De lukkede porene er totalt isolert fra resten av porennettverket, og er av liten interesse med tanke på fluidstrømninger.



Figur 1.1 - Illustrasjon av poretyper [3]

Porøsiteten til en bergart kan finnes ved formel (1.1):

$$\phi_t = \frac{V_{p,t}}{V_t} \times 100 \% = \frac{V_t - V_m}{V_t} \times 100 \% \quad (1.1)$$

Hvor ϕ_t er den totale porøsiteten, $V_{p,t}$ er det totale volumet av porer, V_t er det totale volumet og V_m er volumet av matriks.

Formel (1.1) tar for seg den totale (absolutte) porøsiteten i en prøve, men siden olje og gass sjeldent oppholder seg i de lukkede porene, studeres den effektive porøsiteten, ϕ_e . Dette er et forhold mellom volumet til de sammenkoblede porene og totalvolumet. De lukkede porene vil heller ikke påvirke strømningene i reservoaret.

$$\phi_e = \frac{V_p}{V_t} \quad (1.2)$$

Den effektive porøsiteten er den mest interessante for reservoaringeniører, siden denne kan gi en indikasjon på det maksimale volumet olje og gass reservoaret kan inneholde. Det kan også være ønskelig å finne den totale porøsiteten, da forholdet mellom total og effektiv porøsitet er direkte relatert til bergartens permeabilitet [3].

1.2 Permeabilitet

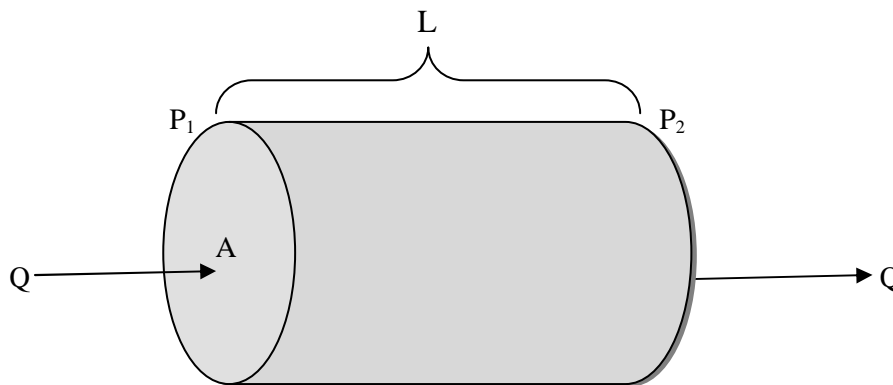
Permeabilitet er bergartens evne til å føre en fluidstrøm. Dersom to ikke-blandbare fluider er til stede vil den ene oppta porerom fra det andre og føre til en reduksjon i den effektive permeabilitet for begge fluidene.

1.2.1 Absolutt permeabilitet

Den absolutte permeabiliteten til en bergart beskriver det porøse mediets gjennomstrømmingsevne når porene er 100 % mettet med et enkelt fluid. For å finne permeabiliteten kan Darcys lov for fluidstrøm i et porøst medium benyttes:

$$q = \frac{K \cdot A \Delta P}{\mu L} \quad (1.3)$$

Hvor q er stømningsraten, K er permeabiliteten, A er tverrsnittet normalt på fluidstrømmingen, ΔP er trykkfallet over kjernen, μ er fluidets viskositet og L er lengden på kjernen.



Figur 1.2 - Parametere som inngår i Darcys lov for fluidstrøm i et porøst medium

Darcys lov for fluidstrøm er en empirisk lov og følgende betingelser må være overholdt dersom denne skal være gyldig: 1) Mediet er 100 % mettet av ett fluid, 2) det foregår ingen kjemisk reaksjon mellom bergarten og fluidet og 3) fluidstrømmen er laminær.

1.2.2 Relativ permeabilitet

I reservoarer med petroleumforekomster er mer enn ett fluid til stede. Dette fører til at det for hvert fluid må beregnes en effektiv permeabilitet. Fluidets effektive permeabilitet avhenger av metning, bergartsegenskaper, absolutt permeabilitet, fluidegenskaper og reservoarbetingelser (trykk, temperatur) [4].

For å finne fluidets effektive permeabilitet benyttes en utvidet versjon av Darcys ligning:

$$k_{ie} = \frac{q_i \cdot \mu_i}{A \Delta P} \quad (1.4)$$

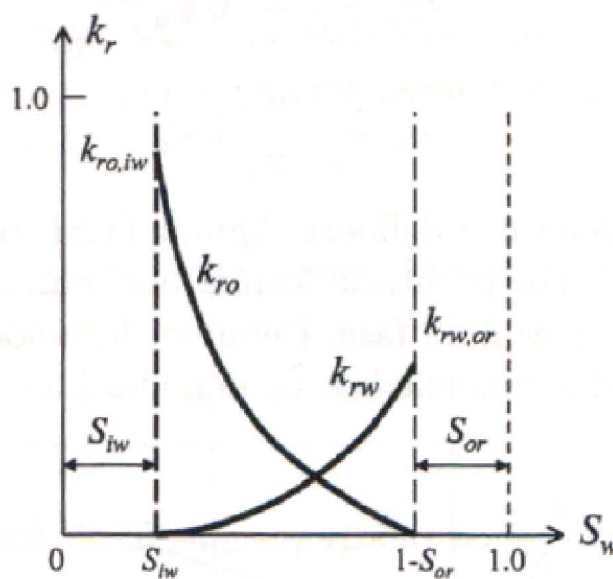
Hvor k_{ie} er fluidets effektive permeabilitet, q_i er fluidets strømningsrate og μ_i er fluidets viskositet. i er den gitte fasen, for eksempel olje, gass eller vann.

Forholdet mellom den effektive permeabiliteten til et fluid, k_{ie} , og bergartens absolutte permeabilitet, K , er fluidets relative permeabilitet, k_{ri} :

$$k_{ri} = \frac{k_{ie}}{K} \quad (1.5)$$

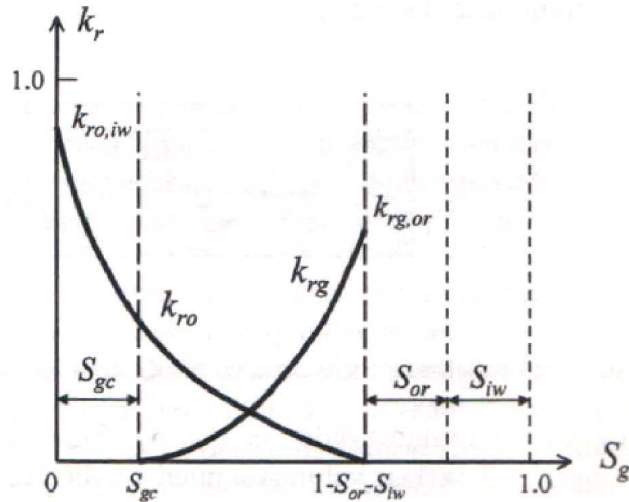
Relativ permeabilitet benyttes for å relatere den absolutte permeabiliteten i et porøst medium til et fluids effektive permeabilitet, når fluidet kun opptar deler det totale porevolumet [4].

I tillegg til å avhenge til det porøse mediet, er den relative permeabiliteten også påvirket av metningene til de involverte fluider og vekselvirkningene de imellom [5]. Relativ permeabilitet representeres oftest som funksjon av metningen til det fuktende fluidet, slike relativ permeabilitetskurver er illustrert i Figur 1.3 og Figur 1.4.



Figur 1.3 - Eksempel på relativ permeabilitetskurve for imbibisjon i et vann/oljesystem [5]

Figur 1.3 viser et eksempel på en relativ permeabilitetskurve for en imbibisjonsprosess i et vannfuktet vann/oljesystem. Under imbibisjon vil den fuktende fase fortrenge den ikke-fuktende fase, og metningen til den fuktende fase vil dermed øke. I starten av imbibisjonen er mediet ved ikke-reduserbar vannmetning, S_{iw} . Det vannet som er igjen i kjernen, vil ligge som en tynn film langs poreveggene. De kapillære kreftene holder igjen dette vannet, som vi sier er kapillært fanget. På dette tidspunktet er den relative permeabiliteten til olje på sitt høyeste, noe som forklares ved at oljemetningen er på sitt maksimale. Vannets metning og relative permeabilitet vil stige underveis i imbibisjonen, samtidig som det motsatte skjer med oljefasen. Etter hvert vil mediet nå residuell oljemetning, S_{or} , og oljen vil ikke lenger være mobil.



Figur 1.4 - Eksempel på relativ permeabilitetskurve for drenering i et gass/oljesystem [5].

Figur 1.4 skisserer en typisk relativ permeabilitetskurve for en dreneringsprosess i et gass/oljesystem hvor olje er den fuktende fase og en ikke-reduserbar vannfase er til stede. Under drenering fortrenses den fuktende fase av en ikke-fuktende fase. Gassens relative permeabilitet vil være null frem til en kritisk verdi for gassens metning, S_{gc} , er oppnådd. Ved denne metningen blir gassfasen kontinuerlig. Selv om den relative permeabiliteten for gass er null fram til den kritiske verdien for gassmetning er oppnådd, vil oljens relative permeabilitet synke mens gassmetningen bygger seg opp. Dette kommer av at gass, som fortsatt ikke kan strømme, opptar en større andel av porevolumet [6].

De maksimale verdiene for permeabilitetskurvene kalles endepunkt relativ permeabilitet. Disse verdiene for relativ permeabilitet oppnås når metningen til det fluidet som studeres ikke lenger endrer seg, og vi sier at fluidet nådd sin residuelle metning. Forholdet mellom endepunkt effektiv permeabilitet og fluidets viskositet kalles mobilitet, λ . For vannfasen er mobiliteten:

$$\lambda_{v,or} = \frac{k_{rv,or}}{\mu_v} K \quad (1.6)$$

Hvor $\lambda_{v,or}$ er mobiliteten til vann, $k_{rv,or}$ er endepunkts relativ permeabilitet, K er bergartens absolute permeabilitet og μ_v er viskositeten til vann.

Forholdet mellom mobiliteten til det innstrømmende og det fortrenge fluidet, kalles mobilitetsforholdet og er en viktig parameter med tanke på olje- og gassutvinning. Mobilitetsforholdet for imbibisjonsprosessen som er skissert i Figur 1.3 og dreneringsprosessen i Figur 1.4 blir dermed:

$$M_{vo} = \frac{\lambda_{v,or}}{\lambda_{o,iv}} = \frac{k_{rv,or}/\mu_v}{k_{ro,iv}/\mu_o} \quad (1.7)$$

$$M_{go} = \frac{\lambda_{g,or}}{\lambda_{o,iv}} = \frac{k_{rg,or}/\mu_g}{k_{ro,iv}/\mu_o} \quad (1.8)$$

Fra Figur 1.3 og Figur 1.4 fremgår det en tydelig forskjell i endepunkts relativ permeabilitet for det fortrengende fluid. Årsaken til dette er fluidfordelingen i porene (fuktpreferansen), som skal bli forklart mer i detalj senere.

1.3 Metning

En reservoarbergart er normalt mettet med både vann, olje og/eller gass. Porevolumet kan gis som summen av volumet av fluidene som opptar porene. I et reservoar som består av vann, olje og gass blir porevolumet gitt som:

$$V_p = V_v + V_o + V_g \quad (1.9)$$

Hvor v , o og g står for henholdsvis vann, olje og gass.

Metning er definert som den fraksjonen av porevolumet som et spesifikt fluid okkuperer, og kan skrives som:

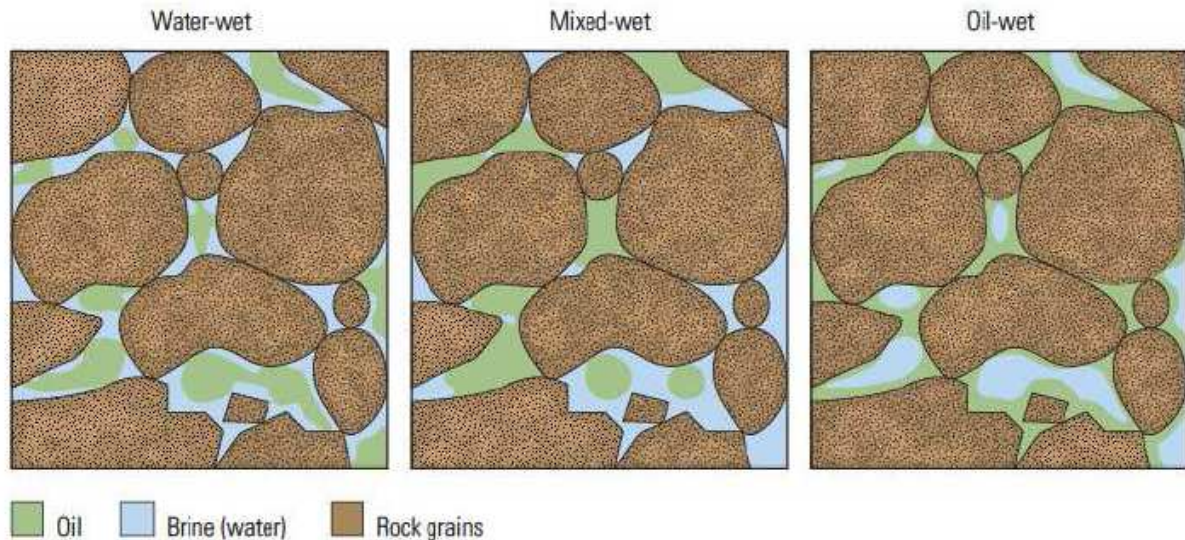
$$S_i = \frac{V_i}{V_p}, i = 1, \dots, n \quad (1.10)$$

Hvor S_i er metningen til fluid i , V_i er fluidets og n er antall fluider i reservoaret.

Summen av de individuelle metningene til fluidene som inngår i systemet vil alltid bli lik 1.

1.4 Fukt

I de fleste olje- og gassreservoarer er det mer enn et fluid til stede. Dersom fluidene er ikke-blandbare, vil som oftest et av fluidene legge seg langs poreveggene, mens de andre samler seg i midten av porene (Figur 1.5). Dette fenomenet, som kalles fuktpreferanse, skal gjennomgås i dette underkapittelet.

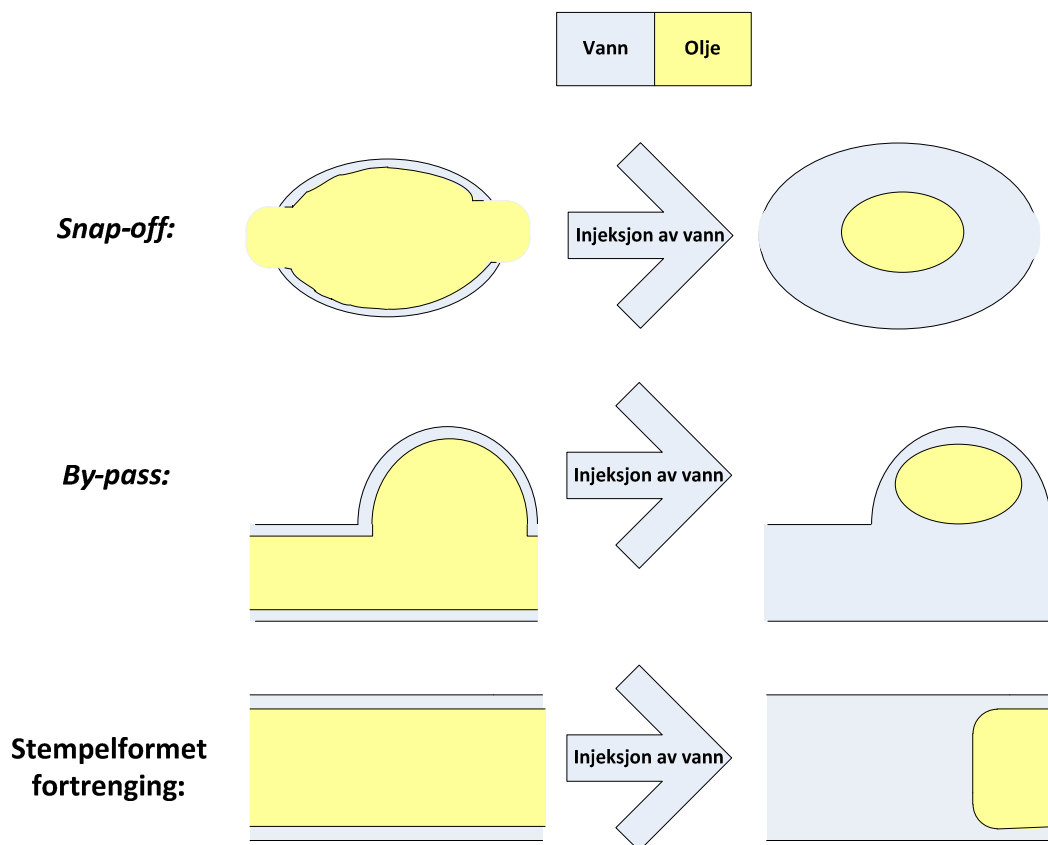


Figur 1.5- Påvirkningen fukt har på fluiddistribusjonen i porene [7].

Fukt er ifølge Craig definert som tendensen et fluid har til å klebe seg til en solid overflate dersom en eller flere ikke-blandbare fluider er tilstede [8]. Denne bergartsegenskapen avgjør i stor grad posisjonen, strømmingen og distribusjonen av fluider i reservoarer på porenivå. Fukt vil også påvirke kjerneanalyser, hvor både kapillartrykket, den relative permeabiliteten, vannflømningsmønster, elektriske egenskaper og simulert tertiær utvinning vil bli endret [9].

I tillegg til fuktpreferanser hvor et fluid fukter poreveggene (f. eks vann- og oljefuktede kjerneprøver) forekommer også prøver hvor kjernen ikke har en preferanse for fluidene som inngår i systemet. Dette kalles for nøytral fukt. Dersom kjernen ikke har uniform fukt vil fuktpreferansen variere i kjernen. Et eksempel på en slik ikke uniform fukt finnes i *mixed-wet* kjerner, hvor vanligvis de små porene er vannfuktet og de største porene er oljefuktet.

Under en drenering vil det ikke-fuktende fluidet fortrenge det fuktende. Det fuktende fluidet vil etter hvert som metningen reduseres danne en film langs poreveggene og fanges i de minste porene. I motsatt tilfelle når en imbibisjon foregår vil det fuktende fluidet fortrenge det ikke-fuktende. Her vil det ikke-fuktende etter hvert som metningen reduseres bli usammenhengende og danne isolerte øyer i midten av porene, dette fenomenet kalles *snap-off*. Disse isolerte øyene av ikke-fuktende fluid, vil være en større hindring for det fuktende fluids strømming, noe som gjenspeiles i endepunkts relativ permeabilitet jfr. Figur 1.3 og Figur 1.4. Fukt vil også påvirke de relative permeabilitetskurvene ved å forskyve krysningpunktet mellom grafene avhengig av fuktpreferansen. Dersom kjernen er vannfuktet vil krysningpunktet være ved en vannmetning over 50 % og under 50 % dersom kjernen er oljefuktet [10].



Figur 1.6 – Illustrasjon av to typer fangning av oljedråper i et vannfuktet system og illustrasjon av stempelformet fortrengning.

Figur 1.6 skisserer to vanlige metoder for fangning av den ikke-fuktende fasen (olje i eksempelet) på porenivå under imbibisjon, *snap-off* og *by-pass*. I tillegg er stempelformet fortrengning illustrert. Begge typer fangning, *snap-off* og *by-pass* oppstår på grunn av kapillære krefter. I situasjonen med *by-pass* vil oljen bli fanget i poren (eksempel *cul-de-sac porer*) fordi vannet som strømmer gjennom poren går minste motstands vei. Hvilke av de illustrerte tilfeller som oppstår under imbibisjonen avhenger mellom annet av fuktregimet, porestrukturen, trykket og injeksjonsraten som benyttes. Dersom lave injeksjonsrater benyttes vil prosessen domineres av kapillære krefter, mens viskøse krefter vil dominere ved høye rater. De viskøse kreftene reduserer forekomsten av *snap-off* og forekomst av *by-pass* og stempelfortrengning vil dominere.

En mer detaljert innføring i fukt og påvirkningen fuktpreferanse har på andre parametere finnes i Andersons litteraturstudie av fukt [9, 11-15].

1.4.1 Måling av fukt

Det fins mange metoder for måling av fukt. Anderson [11] har utgitt en artikkel hvor han gir en gjennomgang av både kvalitative og kvantitative målemetoder for fukt. Nedenfor gis en kort innføring i de mest brukte kvantitative målemetodene. En av disse metodene tar for seg fuktpreferansen på en spesifikk mineraloverflate, mens de to andre måler kjernens gjennomsnittlige fuktpreferanse.

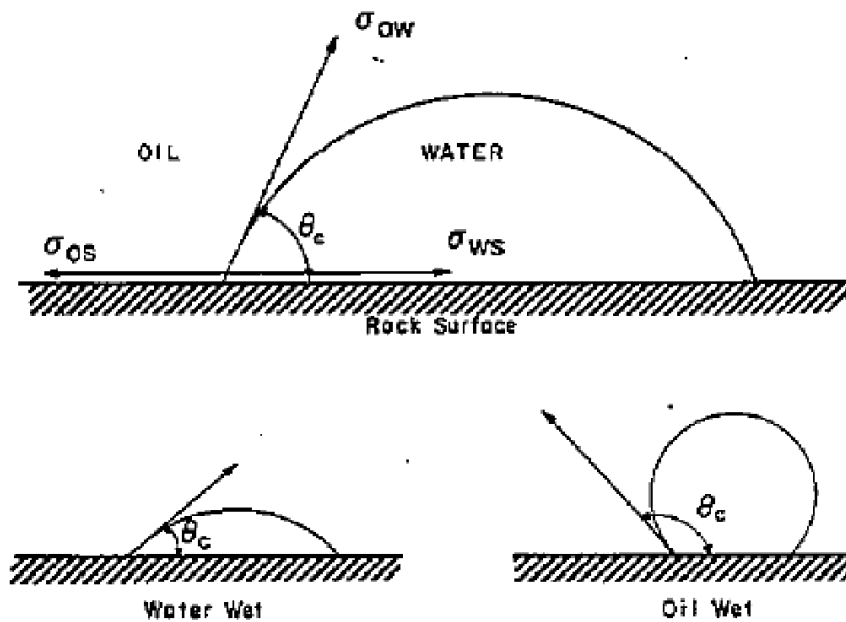
Kontaktvinkel

Kontaktvinkelmetoden for måling av fukt benyttes hovedsakelig i forsøk med kunstige kjernepøver og rene fluider, hvor verken surfaktanter eller andre komponenter kan påvirke fukten. Metoden kan også benyttes for å studere om en spesifikk råolje vil endre fukten på spesifikke mineraloverflater og effekten temperatur, trykk og formasjonsvannssammensetning har på fukt [11].

Dersom vi har et system som består av olje, vann og kjerneprøven vil grenseflatespenningene (grenseflateenergien) i systemet være gitt av Youngs ligning[16]:

$$\sigma_{ov} \cos \theta = \sigma_{os} - \sigma_{vs} \quad (1.11)$$

Hvor σ_{ov} , σ_{os} og σ_{vs} er grenseflatespenningen mellom henholdsvis olje og vann, olje og kjerneveggen, og vann og kjerneveggen. θ er kontaktvinkelen. Det er blitt vedtatt at kontaktvinkelen måles gjennom vannfasen.



Figur 1.7 - Illustrasjon av kontaktvinkler for et olje/vann/bergart-system [17].

I litteraturen er det mange forslag til hvordan klassifisering av fukt ved hjelp av kontaktvinkelen og mange forslag til grenser mellom de forskjellige fuktregimene er foreslått.

Tabell 1.1 - Klassifisering av fukt fra kontaktvinkel [18].

| Kontaktvinkel, θ | Fukt |
|-------------------------|--------------|
| $0 < \theta < 75$ | Vannfuktet |
| $75 < \theta < 105$ | Nøytral fukt |
| $105 < \theta < 180$ | Oljefuktet |

Under måling av kontaktvinkel kan hysteresse oppstå. Eksperimentelle resultater har påvist at kontaktvinkelhysteresse oppstår på grunn av at væskedråper kan ha flere stabile kontaktvinkler på en spesifikk overflate [11]. Det er tre årsaker til at det oppstår kontaktvinkelhysteresse [16, 19], disse er

1. Ujevnheter på overflaten
2. Overflateheterogenitet
3. Overflateimmobilitet på makromolekylsk skala

Amott-Harvey

Amott-Harvey metoden [20, 21] benytter spontanimbibisjon og tvungen imbibisjon for å måle den gjennomsnittlige fukten til en kjerneprøve. Denne metoden baserer seg på at det fuktende fluid vil spontant imbibere inn i kjernen og fortrenge det ikke-fuktende [11].

Kjernen prepareres ved å sentrifugere den først i vann og så i olje, slik at kjernen er ved restvannmetning. Dette steget er en påbygning av Amott metoden, som originalt kun sentrifugerte prøven i vann til restoljemetning var oppnådd. Etter dette består Amott metoden av fire steg:

1. Senk kjernen ned i olje og mål volumet av fortrenget vann ved spontan oljeimbibisjon etter 20 timer
2. Sentrifuger kjernen i olje til restvannmetning er oppnådd og mål det totale volumet av fortrenget vann (inkludert det i del 1).
3. Senk kjernen ned i vann og mål volumet av fortrenget olje ved spontan vannimbibisjon etter 20 timer.
4. Sentrifuger kjernen i vann til residuell oljemetning er oppnådd og mål det totale volumet av fortrenget olje (inkludert det i del 3).

Det er også mulig å flømme kjernen til restvannmetningen og residuell oljemetning, noe som gjør til at bruken av sentrifuge ikke er nødvendig for å måle fukt med Amott-Harvey metoden.

Oljefortrenningsforholdet, δ_o , er forholdet mellom det spontant fortrenget vannvolumet og det totale volumet av fortrenget vann:

$$\delta_o = \frac{V_{v,sp}}{V_{v,tot}} \quad (1.12)$$

Tilsvarende er vannfortrenningsforholdet, δ_v , forholdet mellom det spontant fortrenget oljevolumet og det totale volumet av fortrenget olje:

$$\delta_v = \frac{V_{o,sp}}{V_{o,tot}} \quad (1.13)$$

Amott-Harvey relativ fortrenningsindeks er vannfortrenningsforholdet minus oljefortrenningsforholdet:

$$I_{AH} = \delta_v - \delta_o = \frac{V_{o,sp}}{V_{o,tot}} - \frac{V_{v,sp}}{V_{v,tot}} \quad (1.14)$$

Amott-Harvey indeksen varierer fra 1 til -1, hvor 1 er sterkt vannfuktet og -1 er sterkt oljefuktet. Cuiec forslår følgende fuktfordeling for indeksen:

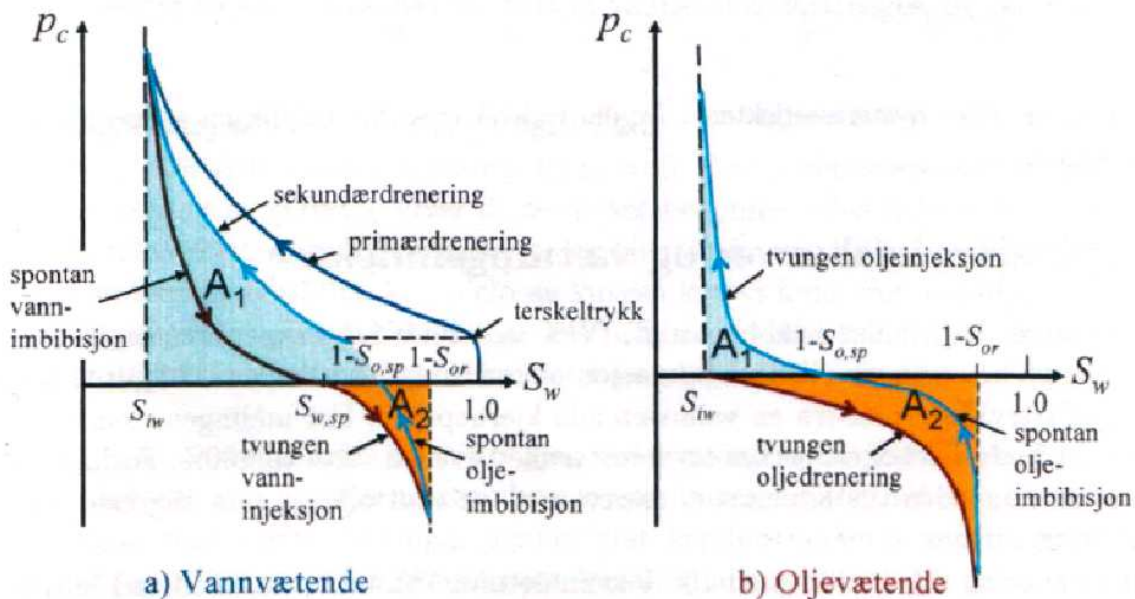
Tabell 1.2 - Cuiecs forslag til fuktinndeling av Amott-Harvey indeksen [21].

| Amott-Harvey indeks, I_{AH} | Fukt |
|-------------------------------|--------------|
| $0,3 < I_{AH} < 1$ | Vannfuktet |
| $-0,3 < I_{AH} < 0,3$ | Nøytral fukt |
| $-1 < I_{AH} < 0,3$ | Oljefuktet |

Amott-Harvey metodens største svakhet er metodens ufølsomhet i området rundt nøytral fukt. Siden metoden kan benyttes uten sentrifuge, er det ingen begrensninger på kjerneprøvens størrelse og form.

USBM

United States Bureau of Mines (USBM) har utviklet en metode for måling av gjennomsnittlig fuktpreferanse i kjerneprøver [22, 23]. Prinsippet i metoden er å sammenligne arbeidet som må til for at et fluid skal fortrenge et annet. Arbeidet som kreves dersom det ikke-fuktende fluidet fortrenger det fuktende er større enn arbeidet det fuktende fluidet må gjøre for å fortrenge det ikke-fuktende. Tidligere publikasjoner har vist at arbeidet som behøves for å fortrenge et fluid er proporsjonalt med arealet under kapillartrykkskurven [24, 25].



Figur 1.8 – Kapillartrykkurve og inntegnede areal for bruk i USBM metoden [10].

Forholdet mellom arealene skissert i Figur 1.8 benyttes for å kalkulere fuktindeksen:

$$W_{USBM} = \log \left(\frac{A_1}{A_2} \right) \quad (1.15)$$

Hvor W_{USBM} er fuktindeksen for USBM metoden, A_1 og A_2 er arealet under henholdsvis olje- og vanddrivskurvene.

Dersom W_{USBM} er positiv er kjernen vannfuktet, i motsatt tilfelle når W_{USBM} er negativ er kjernen oljefuktet. I området rundt 0 er kjernen nøytralt fuktet.

Kapillartrykkskruvene genereres ved sentrifugering, noe som gir begrensninger på kjerneprøvens størrelse. Målinger av fukt med USBM metoden går relativt fort, og flere prøver kan testes i løpet av noen døgn. Den største fordel med metoden er at den er sensitiv i området rundt nøytral fukt. Den kan imidlertid ikke avdekke ikke-uniform fuktpreferanse i (*fractional* eller *mixed* fukt). På dette området er Amott-Harvey metoden mer sensitiv og kan i enkelte tilfeller skille mellom uniform og ikke-uniform fuktpreferanse.

Det er positive og negative sider til både Amott-Harvey og USBM metoden når fukt måles. Sharma og Wunderlich [26] utviklet en metode hvor Amott-Harvey og USBM metoden kombineres. En kombinasjon av disse to metodene vil være å foretrekke, da dette vil gi mer nøyaktige resultater.

1.4.2 Fuktendring ved elding i råolje

Ved å elde prøven kan fuktpreferansen til kjerneprøven endres. Kjerneprøver hentet fra dagbruddsbergarter er vanligvis svært vannfuktende. Mange forsøk som gjøres er feltspesifikke, hvor det er ønskelig at kjernematerialet har like egenskaper som reservoaret. Over 60 % av verdens oljereserver finnes i karbonatbergarter og av disse har studier vist at mellom 80 og 90 % er oljefuktet [27, 28].

I sterkt vannfuktete reservoarer vil positivt kapillartrykk drive imbibisjon av vann og produsere oljen. Dersom reservoaret blir mindre vannfuktet vil imbibisjonsraten og totalproduksjonen reduseres betraktelig [29]. Det er derfor vesentlig å benytte kjerneprøver som gjenspeiler reservoarets fuktpreferanse under feltspesifikke forsøk.

Ved Universitetet i Bergen benyttes en egenutviklet dynamisk eldingsmetode [30]. Denne metoden har vist seg å gi reproducerbare resultater og en uniform fuktfordeling gjennom hele kjerneprøven, noe som mellom annet oppnås fordi injeksjonsretningen byttes halvveis i eldingen [31]. I de fleste reservoarer er det forskjell i fuktpreferansen til store og små porer. For at kjernematerialet som benyttes i oppgaven også skal oppnå denne forskjellen mellom store og små porer eldes kjernene ved residuell vannmetning. På denne måten vil de små porene bli mer vannfuktende enn de store på grunn av kapillærkreftene, som vil hindre oljen i å trenge inn i de små porene.

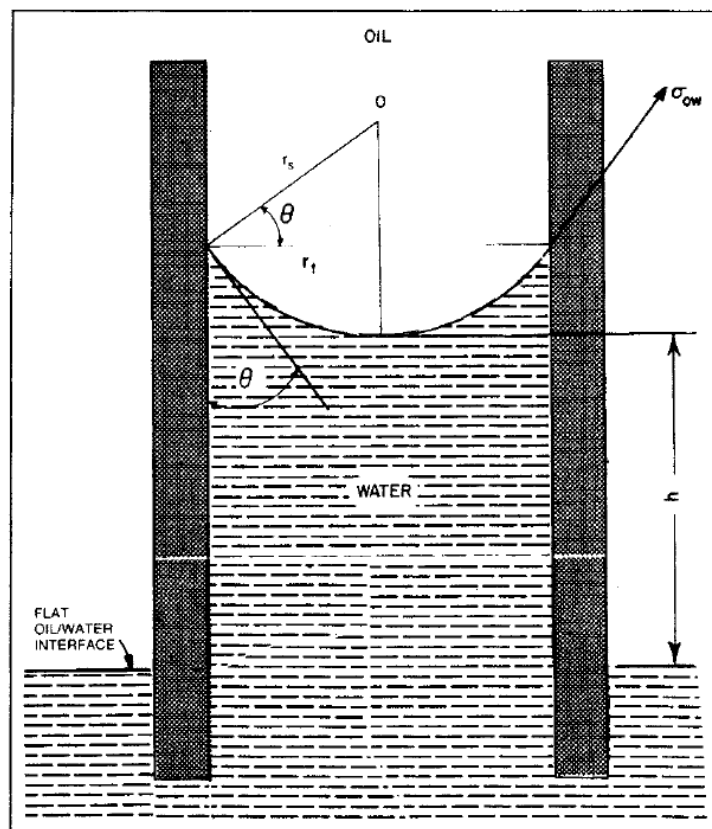
1.5 Kapillartrykk

Når mer enn et fluid er til stede i et medium vil molekylærtiltrekningen avgjøre om fluidene er blandbare eller ikke-blandbare. Dersom intramolekylært tiltrekningen er vesentlig større enn intermolekylært tiltrekningen vil fluidene være ikke-blandbare. I det motsatte tilfellet, hvor intermolekylært tiltrekningen er størst vil fluidene være blandbare [4].

I et system med to ikke-blandbare fluider vil fluidene skilles av en grenseflatespenning. Grenseflatespenningen mellom fluidene vil ha form som en menisk, siden den fuktende fasen vil trekkes langs systemets overflate. De kapillære kreftene fører til en trykkforskjell over menisken. Denne trykkforskjellen kalles kapillartrykk og er definert som den molekylære trykkdifferansen mellom fluidene. I et system som består av olje og vann kan kapillartrykket finnes ved Laplaces ligning [16, 32]:

$$P_c \equiv p_o - p_v = \sigma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad (1.16)$$

Hvor P_c er kapillartrykket, p_o og p_v er henholdsvis trykket i oljen og vannet, r_1 og r_2 er kurvaturradiusen til menisken målt vinkelrett på hverandre.



Figur 1.9 - Olje/vann-kontakt i kapillarrør [13].

I et kapillarrør (Figur 1.9) kan kapillartrykket kalkuleres som funksjon av geometri, fukt og grenseflatespenningen. Menisken mellom olje- og vannfasen vil kunne ses på som en del av en sfære med radius r_s når kapillærrøret er under en viss størrelse. Når menisken er en del av en sfære, vil begge kurvaturradiusene bli lik sfæreradiusen. Av figuren fremgår det at sfæreradiusen, r_s , er større enn radiusen til kapillærrøret, r_t . Forholdet mellom disse er:

$$\frac{1}{r_s} = \frac{\cos \theta}{r_t} \quad (1.17)$$

Ved å kombinere (1.16) og (1.17) oppnås et uttrykk for kapillartrykk som funksjon av grenseflatespenning, fukt og radius:

$$P_c = \frac{2 \sigma \cos \theta}{r} \quad (1.18)$$

Det er verdt å merke seg at ligning (1.18) kun er gyldig for det skisserte kapillarrøret, noe som gjør at det ikke kan benyttes direkte i reservoarsammenheng hvor porene har utallige størrelser. Når kapillartrykk studeres på porenivå eller i kapillarrør vil alltid trykket være høyest i det fluidet hvor origo for kurvaturradiene finnes (hvor menisken krummer innover) [33]. I reservoarsammenheng benyttes kapillartrykkskurver for å oppnå informasjon om reservoarets fuktpreferanse, poredistribusjon og fluidmetning.

Dersom det inngår andre fluider enn olje og vann i systemet defineres kapillartrykket etter følgende formel:

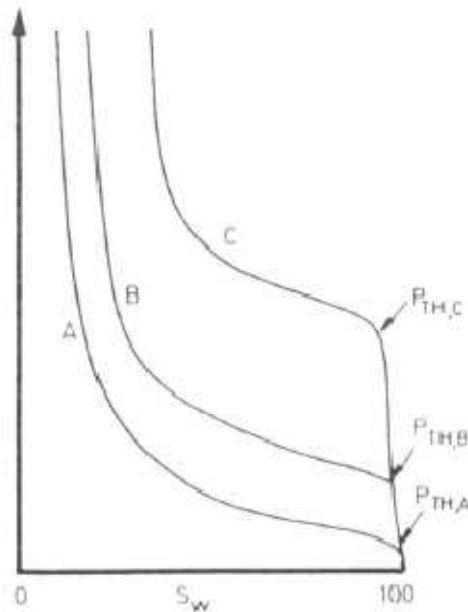
$$P_c = p_{IV\text{\ae}} - p_{V\text{\ae}} \quad (1.19)$$

Hvor $p_{IV\text{\ae}}$ og $p_{V\text{\ae}}$ er trykket til henholdsvis den ikke-fuktende og fuktende fasen.

1.5.1 Kapillartrykkskurver

Konseptet med drenering og imbibisjon er allerede forklart tidligere i oppgaven og er sammen med fuktpreferansens påvirkning på kapillartrykkskurvene skissert i Figur 1.8. I del a) av figuren er terskeltrykket skissert for primærdreneringen. Terskeltrykket er det trykket som må overvinnes før dreneringen starter.

Terskeltrykket avhenger i hovedsak av porefordelingen til reservoaret. Det ikke-fuktende fluidet vil lettere kunne overvinne terskeltrykket dersom reservoaret består av store porer (jmfør ligning(1.18)).



Figur 1.10 - Bergartsegenskapers påvirkning på terskeltrykk [34].

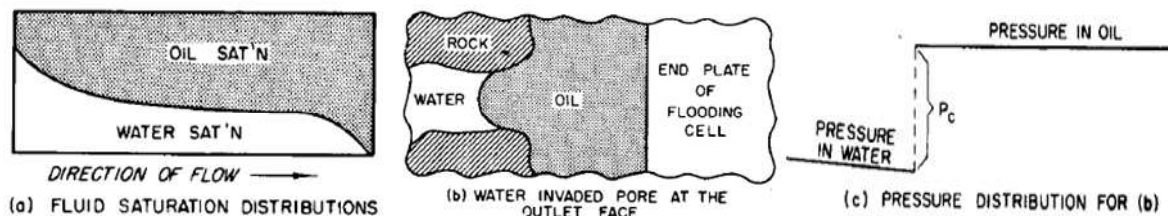
I Figur 1.10 er porestørrelsens påvirkning på terskeltrykket illustrert. Her består reservoar A for det meste av store porer, reservoar B av middels store porer og reservoar C av små porer. I tilfellet hvor det ikke-fuktende fluidet opptar porevolumet og det fuktende fortrenger, vil det oppstå et tilsvarende negativt terskeltrykk som fører til spontan imbibisjon.

Spredningen i porestørrelse i reservoaret vil også påvirke formen på kapillartrykkskurven. Dersom spredningen av porestørrelser i reservoaret minker vil kapillartrykkskurven jevne seg ut.

1.5.2 Kapillære endeeffekter ved utløp i vannvåte medier

Kapillære endeeffekter er en oppsamling av det fuktende fluid ved kjernens ut-løp under forsøk med ikke-blandbare fluider. Denne oppsamlingen ved utløpet skjer på grunn av den kapillære diskontinuiteten ved ut-enden av kjernen.

I denne oppgaven vil den kapillære diskontinuiteten ved kjernens ut-ende studeres i vannfuktete systemer. Samtidig som den kapillære diskontinuiteten fører til en oppsamling av vann ved ut-enden, utsetter den også tiden for vanngjennombrudd [1, 35]. Det vil med andre ord oppstå en differanse i tidspunktet for når vannet ankommer ut-enden og tidspunktet for vanngjennombruddet.

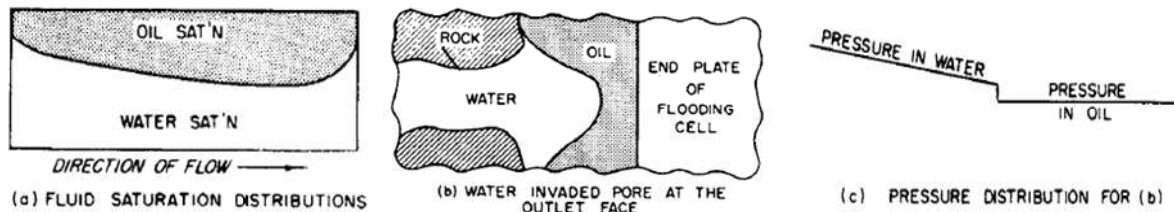


Figur 1.11 - Forholdene i en vannfuktet kerne når vannet ankommer utløpet [2].

Figur 1.11 viser forholdene i den vannfuktete kjernen på det tidspunktet vannet ankommer utløpet. Fra (a) fremgår det at metningsfordelingen ikke har endret seg som følge av den kapillære diskontinuiteten på dette tidspunktet. (b) viser at det ligger olje mellom kjernen og endestykket. Kjernens fuktpreferanse fører til at fluidenes grenseflatespenning krummer mot oljen. Trykket er størst

i oljefasen og vannet må bygge opp trykk for å overvinne oljetrykket og snu grenseflatespenningen. I (c) er trykkdifferansen mellom de to fasene illustrert.

Fram til trykket i oljefasen overvinnes vil kun olje produseres fra kjernen. Dette fører til at vannet som når ut-enden av kjernen akkumuleres og bygger opp trykket i vannfasen. I det vannfasen overvinner oljetrykket vil menisken snus og vannproduksjonen vil starte. Ingen olje vil produseres etter dette [2]. Dette er skissert i Figur 1.12.



Figur 1.12 – Forholdene i en vannfuktet kjerne ved vanngjennombrudd [2].

Differansen mellom tidspunktet for vannets ankomst ved ut-enden av kjernen og vanngjennombrudd oppstår på grunn av den kapillære diskontinuiteten ved kjernens ut-ende. Både i oljefuktede og nøytralt fuktede kjerneprøver vil disse to tidspunktene inntreffe samtidig, siden de kapillære kreftene ikke motarbeider vannet ved disse fuktpreferansene. Den kapillære diskontinuiteten ved utløpet til kjernen er et lokalt fenomen og teoretiske kalkulasjoner tilsier at påvirkningen til diskontinuiteten vil reduseres dersom kjernelengden, injeksjonsraten eller vannets viskositet økes. Dersom påvirkningen av den kapillære diskontinuiteten blir så liten at den kan neglisjeres oppnår vi en stabil, lineær, vannflømming [2].

1.5.3 Stabil vannflømming

En flømming er stabil dersom den er uavhengig av injeksjonsrate, lengde og viskositeten til injeksjonsvannet. Et system sies å være homogent dersom det kan deles vilkårlig inn i et uendelig antall volumelement, som alle har lik, uniform distribusjon av poreåpninger. Bevegelsen til to inkompressible og ikke-blandbare fluider kan i slike systemer beskrives med en omformet versjon av ligning (1.4) [1]:

$$V_o = -k \frac{K_o}{\mu_o} \frac{\delta P_o}{\delta x} \quad (1.20)$$

$$V_v = -k \frac{K_v}{\mu_v} \frac{\delta P_v}{\delta x} \quad (1.21)$$

Hvor V_o og V_v er henholdsvis strømningsraten av olje og vann per tverrsnittareal (cm/sek), μ_o , μ_v er viskositeten til olje og vann (cp), δ er endring og x er distanse (cm). I tillegg til antagelsene i avsnittet over antas det at kun vann og olje er tilstedeværende i mediet og at gravitasjonskreftene er neglisjerbare. Rapoport og Leas benytter de overstående formler og antagelser videre i følgende utledning[1]:

Kapillartrykket mellom de to fluidene er gitt ved:

$$P_v = P_o + P_c \quad (1.22)$$

Skrevet på en annen måte:

$$\frac{\partial P_v}{\partial x} = \frac{\partial P_o}{\partial x} + \frac{\partial P_c}{\partial x} \quad (1.23)$$

Massen er bevart for hvert av fluidene i systemet:

$$\varphi \frac{\delta S_v}{\delta t} - \frac{\delta V_o}{\delta x} = 0 \quad (1.24)$$

$$\varphi \frac{\delta S_v}{\delta t} - \frac{\delta V_v}{\delta x} = 0 \quad (1.25)$$

De 5 ligningene i avsnitt 1.5.3 (ligning (1.20) til (1.25)) gir et system av 5 ligninger for de avhengige variablene V_o , V_v , P_v , P_o og S_v , som kan reduseres til denne ligningen:

$$\varphi \frac{\delta S_v}{\delta t} + V \cdot \frac{dF}{dS_v} \cdot \frac{\delta S_v}{\delta x} - \frac{k}{c\mu_v} \cdot \frac{\delta}{\delta x} \left[K_o \cdot F \cdot \frac{dP_c}{dS_v} \cdot \frac{\delta S_v}{\delta x} \right] = 0 \quad (1.26)$$

Hvor V er totalraten (V_o+V_v), c er viskositetsforholdet mellom olje og vann (μ_o/μ_v) og F er en funksjon av de relative permeabilitetene og viskositetsforholdet ($1 + \frac{K_o}{c \cdot K_v}$).

Under konvensjonelle flømminger vil kun vann injiseres. En gyldig grensebetingelse for et slikt system er da at det til enhver tid kun vil strømme vann gjennom inngangen i systemet($x=0$), og at denne strømmingen vil være lik den totalte strømningsraten i systemet. Grensebetingelsen blir da:

$$K_o \left[V + \frac{k}{\mu_v} \cdot K_v \cdot \frac{dP_c}{dS_v} \cdot \frac{\delta S_v}{\delta x} \right] = 0 \quad \text{ved } x=0 \text{ for alle } t \quad (1.27)$$

Ligning (1.28) og (1.29) benyttes for å normalisere parameterne som inngår i ligning (1.26) og (1.27), slik at disse blir dimensjonsløse. De dimensjonsløse ligningene er gitt i ligning (1.30) og (1.31).

$$X = \frac{x}{L} \quad (1.28)$$

Hvor X representerer distansen som en fraksjon av den totale lengden til systemet.

$$T = \frac{tV}{L\varphi} \quad (1.29)$$

Hvor T er den totale injeksjonen som en fraksjon av det fullstendige porevolumet til systemet.

$$\frac{\delta S_v}{\delta T} + \frac{dF}{dS_v} \cdot \frac{\delta S_v}{\delta X} - \frac{k}{c} \cdot \frac{1}{L\mu_v V} \cdot \frac{\delta}{\delta X} \left[K_o \cdot F \cdot \frac{dP_c}{dS_v} \cdot \frac{\delta S_v}{\delta X} \right] = 0 \quad (1.30)$$

$$K_o \left[1 + \frac{k}{L\mu_v V} \cdot K_v \cdot \frac{dP_c}{dS_v} \cdot \frac{\delta S_v}{\delta X} \right] = 0 \text{ ved } x=0 \text{ for alle } t \quad (1.31)$$

Fra ligning (1.30) og (1.31) fremgår det at flømmingen er avhengig av systemets lengde, viskositeten til det injiserte vannet og injeksjonsraten i tillegg til det porøse mediet og fluidsystemet. Det fremgår også at disse tre parameterne har lik rolle i systemet, siden ingen endringer forekommer i ligningene så lenge produktet av disse tre parametrene er uforandret.

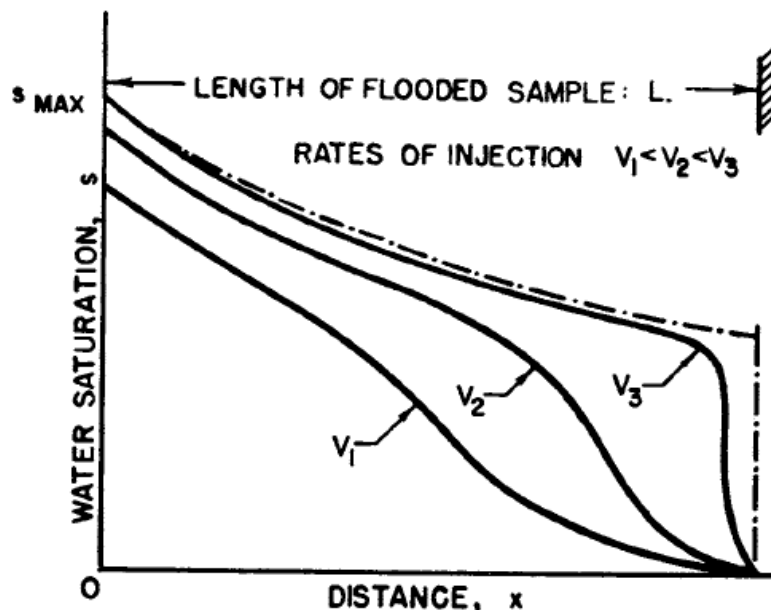
Produktet av de tre parametrene, $L\mu_v V$, kan ses på som en skaleringskoeffisient siden vannflømminger i et gitt porøst medium hvor viskositetsforholdet holdes konstant vil føre til lik oljeutvinning og flømmingsoppførsel.

Ved lave skaleringskoeffisienter vil leddet med de kapillære kreftene dominere flømmingsligningen (ligning (1.30)), og flømmingen vil være avhengig av parameterne som inngår i skaleringskoeffisienten. Påvirkningen de kapillære kreftene har på flømmingen reduseres for økende skaleringskoeffisienter og vil bli neglisjerbar ved høye verdier. Når leddet med de kapillære kreftene er neglisjerbart oppnås en stabil vannflømming og flømmingsligningen reduseres til:

$$\frac{\delta S_v}{\delta T} + \frac{dF}{dS_v} \cdot \frac{\delta S_v}{\delta X} = 0 \quad (1.32)$$

I stabile vannflømminger forenkles grensebetingelsen til:

$$K_o = 0 \text{ ved } X=0 \text{ for alle } T \quad (1.33)$$



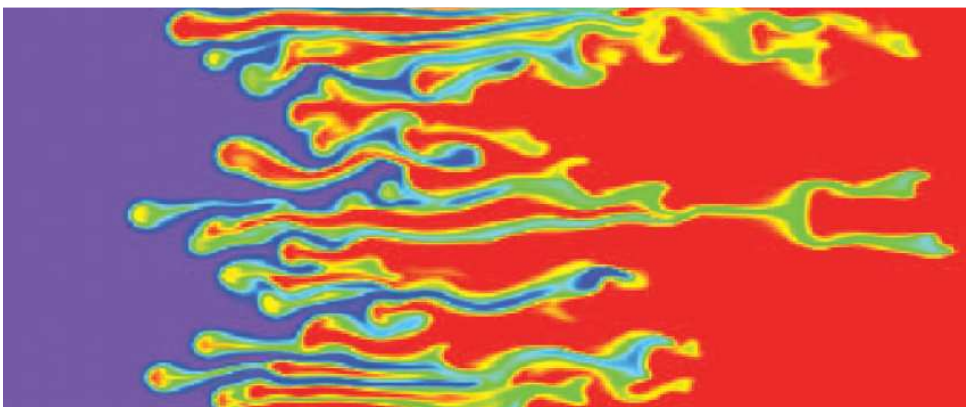
Figur 1.13 – Stabilisering av vannflømming ved øking av injeksjonshastighet [1].

Figur 1.13 viser vannmetningen plottet mot av avstanden vannet har bevegde seg i kjernen. Figuren er et stillbilde av forholdet i det vannet ankommer ut-enden av kjernen. Den stiplede linjen er vannmetningsfordelingen beregnet ut i fra den forenklete flømmingsligningen (ligning (1.32)), mens v_1 , v_2 og v_3 er beregnet fra den fullstendige flømmingsligningen (ligning (1.30)). Fra figuren fremgår det at effekten av de kapillære endeeffektene reduseres etter hvert som injeksjonsraten økes, noe som fører til at ligningene blir mer og mer like.

1.6 CO₂-injeksjon

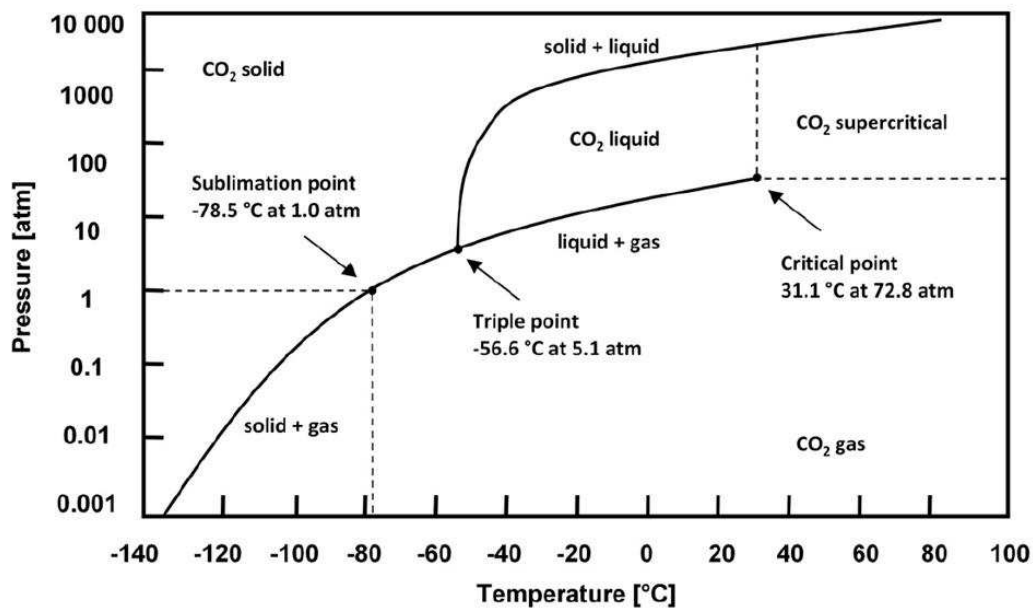
CO₂-injeksjon er mest effektiv dersom det oppstår en blandbar fortregning av oljen. Om en fortreningsprosess er blandbar eller ikke-blandbar avhenger av oljens egenskaper og reservoærens trykk og temperatur. Det minste trykket nødvendig for at en blandbar fortregning skal oppstå kalles *Mean Miscibility Pressure* (MMP) og varierer med temperatur [6].

Teoretiske beregninger tilsier at en blandbar fortregning vil fortrenge all tilgjengelig olje og gi en utvinningsgrad på 100 %. I praksis vil ikke en fullstendig utvinning oppnås, noe som skyldes mellom annet lokale heterogeniteter i systemet og muligheten for at viskøs fingering oppstår. Viskøs fingering vil si at gassen, som har høyere mobilitet enn oljen, strømmer forbi oljen i systemet. I Figur 1.14 er viskøs fingering illustrert for gass med lav viskositet (lilla) og olje med høyere viskositet (rød). Viskøs fingering fører til at det oppstår usveipede soner hvor olje ikke kommer i kontakt med gass. En restoljemetning på 5-10 % er typisk for blandbare prosesser [6].



Figur 1.14 - Illustrasjon av viskøs fingering [36].

I tilfeller hvor det ikke oppstår en blandbar fortregning mellom CO₂ og oljen, vil utvinningsgraden reduseres vesentlig. Siden denne formen for CO₂-injeksjon ikke er del av oppgaven, vil temaet ikke utdypes videre.



Figur 1.15 - Fasediagram for CO₂ [37].

Figur 1.15 viser fasediagrammet for CO₂. Denne figuren viser hvilke temperaturer og trykk som må benyttes under forsøk for at CO₂ injiseres i flytende og superkritisk form. Under eksperimenter på laboratoriet benyttes dekan ofte som oljefase. Arbeid gjort på dekan/CO₂-systemer rapporterer MMP til 73,29 bar ved 35 °C [38] og 78,94 bar ved 37,8 °C [39].

I tillegg til den økte oljeutvinningen vil injeksjon av CO₂ føre til en reduksjon av CO₂-konsentrasjonen i atmosfæren, noe som vil kunne gi en miljøeffekt. Utførelse på reservoarskala krever store tilgjengelige mengder injeksjonsgass. Slike mengder CO₂ er vanskelig å skaffe konstant tilgang til offshore på den norske kontinentalsokkelen, noe som fører til at det ofte benyttes andre metoder for økt oljeutvinning istedenfor. Mellom annet reinjiseres ofte deler av den produserte HC-gassen for trykkstøtte og økt oljeutvinning.

2 Avbildningsmetoder

Ved konvensjonell kjerneanalyse oppnås informasjon porøsitet, permeabilitet og fluidsammensetninger. For å skaffe informasjon om strømningsmønstre og metningsvariasjoner i kjerneprøven må avbildningsmetoder benyttes. De forskjellige avbildningsmetodene muliggjør en visualisering av fluidstrømmen i kjerneprøven. I arbeidet med oppgaven er flere avbildningsmetoder benyttet og en kort presentasjon av disse vil bli presentert i dette kapitlet.

Valg av avbildningsmetode avhenger av både tilgjengelighet, kostnader og ønsket oppløsning. Alle avbildningsmetodene gjør det mulig å studere fluidenes strømningsmønster under forsøk. Høy oppløsning i resultatene vil gi mer detaljert informasjon om fluidbevegelsene, men utgiftene tilknyttet metoder med høy oppløsning er ofte vesentlig høyere.

2.1 NTI

De fleste av dataene tilknyttet oppgaven er generert ved hjelp av *Nuclear Tracer Imaging* (NTI) [40]. I denne metoden måles intensiteten av γ -stråling fra de oppløste isotopene i ett av de tilstedeværende fluidene. Strålingens intensitet er proporsjonal med metningen av fluidet traceren er oppløst i (jfr. lign. (2.1)). Dersom det er n antall tilstedeværende fluider, må det benyttes $n-1$ tracere. Siden forsøkene i denne oppgaven kun tar for seg et vann/olje-system er det ikke nødvendig med mer enn en traser.

For å bestemme hvilken traser som er best egnet, er det viktig at traseren oppfyller følgende krav [41]:

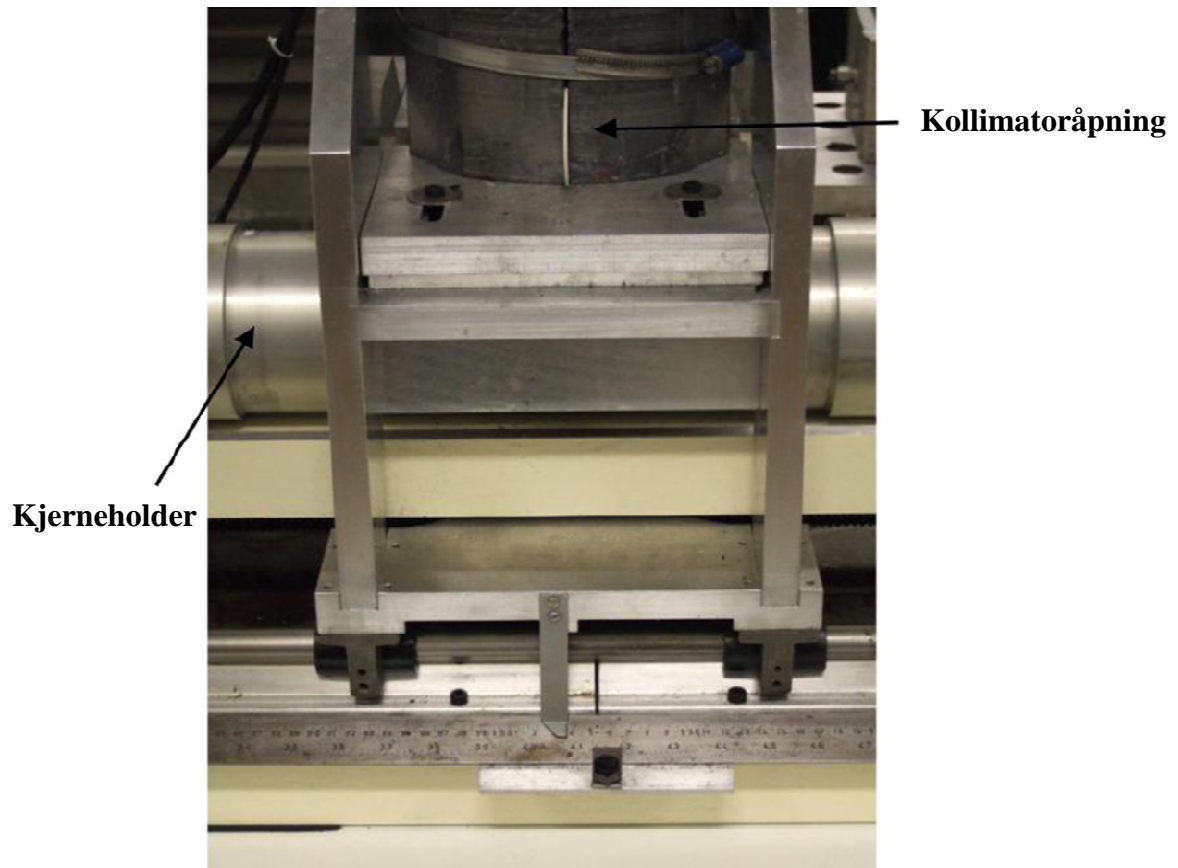
1. Traseren må ha høy nok energi til å kunne penetrere kjerneprøven og kjerneholderen.
2. Den må ha lang halveringstid i forhold til lengden på forsøket, slik at halveringstiden ikke virker inn på resultatene.
3. Traseren må kun være blandbar med et av de tilstedeværende fluidene.

I oppgaven ble følgende radioaktive traser benyttet:

Tabell 2.1 - Egenskaper til Na22-isotopen.

| Isotop | Halveringstid [år] | Energi, γ_1 [KeV] | Energi, γ_2 [KeV] | Oppløst i |
|------------------|--------------------|--------------------------|--------------------------|-----------|
| Na ²² | 2,6 | 511 | 1275 | Vannfasen |

Intensiteten til traseren blir detektert av en Germanium detektor, som beveger seg fram og tilbake over prøven under forsøkene (Figur 2.1).

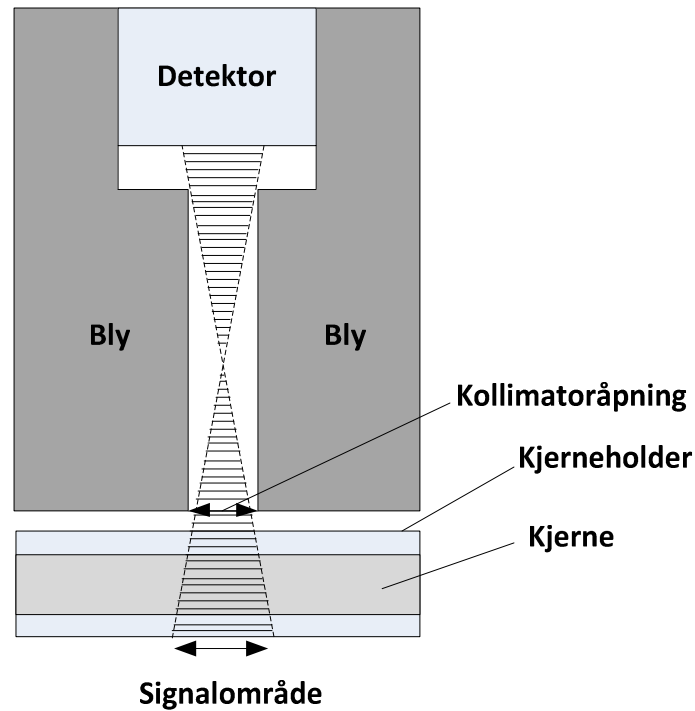


Figur 2.1- Detektorens plassering over kjerneprøven [37].

$$S_w = \frac{N - B}{N_{100\%} - B} \quad (2.1)$$

Hvor S_w er vannmetningen, N er den radioaktive intensiteten (antall tellinger per sekund), B er bakgrunnsstrålingen og $N_{100\%}$ er den radioaktive intensiteten når prøven er 100 % mettet med radioaktivt formasjonsvann.

Siden bruken av radioaktive tracere ikke har noen innvirkning på egenskapene til bergarten og fluidene, er det mulig å utføre flere eksperimenter på den samme kjerneprøven. I denne oppgaven kan dermed skaleringskoeffisienten (jfr. Kapittel 1.5.3) endres ved å justere injeksjonsraten. Oppløsningen på denne 1-dimensjonale metoden er forholdsvis lav, og avhenger av kollimatoråpningen. Kollimatoråpningen er satt til 5 millimeter under avbildningene, noe som gir en oppløsning på omtrent 1 cm.



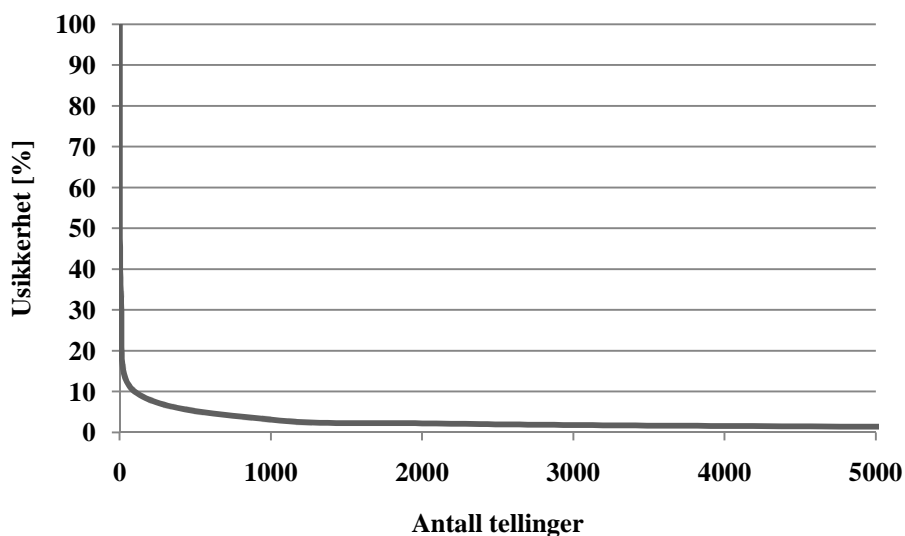
Figur 2.2 – Illustrasjon av kollimatoråpningens påvirkning på signalområdet.

Figur 2.2 illustrerer hvordan størrelsen på kollimatoråpningen påvirker signalområdet. Dersom åpningen økes vil en større del av kjernen inngå i signalområdet til detektoren, noe som vil øke antall tellinger. Selv om en stor kollimatoråpning gir et større antall tellinger, holdes åpningen normalt sett liten. Dette kommer av at liten åpning vil gi en bedre oppløsning i avbildningen.

Usikkerheten i målingene avhenger kun av antall tellinger, og er uavhengig av temperatur og trykk (ligning (2.2)). Nøyaktigheten i målingene vil dermed kunne forbedres ved å øke konsentrasjonen av radioaktiv tracer eller talletiden.

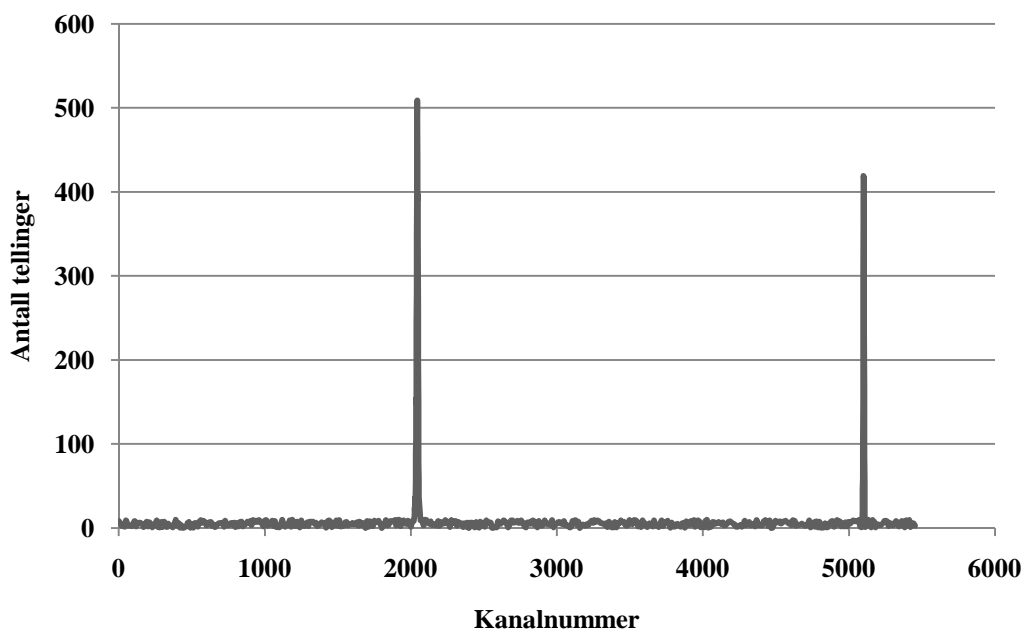
$$\Delta N = \frac{1}{\sqrt{N}} \times 100 \% \quad (2.2)$$

Faktorer som påvirker antall tellinger, og dermed også nøyaktigheten i forsøket, er avstanden mellom kjerneprøven og detektoren, størrelsen på kollimatoråpningen og materialet kjerneholderen består av.



Figur 2.3 - Prosentvis usikkerhet som funksjon av antall tellinger (beregnet fra ligning (2.2)).

En akseptabel verdi for usikkerheten er rundt 3-4 % og oppnås dersom antall tellinger overstiger 1000 (se Figur 2.3). Dersom avbildningen blir foretatt under flømming av kjernen, vil metningen endre seg underveis. Denne endringen i metning er som oftest lav og vil dermed ha liten innvirkning på resultatene [41].



Figur 2.4 – Energispekter for Na²²-isotopen.

Figur 2.4 viser energispekteret for Na²²-isotopen. Strålingsenergien til γ -strålingen er representert som kanaler i energispekteret. Energispekteret er karakteristisk for Na²²-isotopen, med to definerte energitopper (511 KeV og 1275 KeV). LabView programmets *Region of Interest* (ROI) konsentreres om spektertoppene. Programmet danner også en bakgrunn av ROI-informasjonen slik at støyen i signalet reduseres.

2.2 CT – Computertomografi

Computertomografi (CT) gir oss muligheten til å studere porestrukturen og fluidfordelingen i kjerneprøven i tre dimensjoner. Vi har to typer CT, medisinske og industrielle. Industriell CT har mulighet til å bevege seg nærmere prøven og dermed gi høyere oppløsning. I tillegg kan det benyttes høy spenning siden den ikke brukes på mennesker.

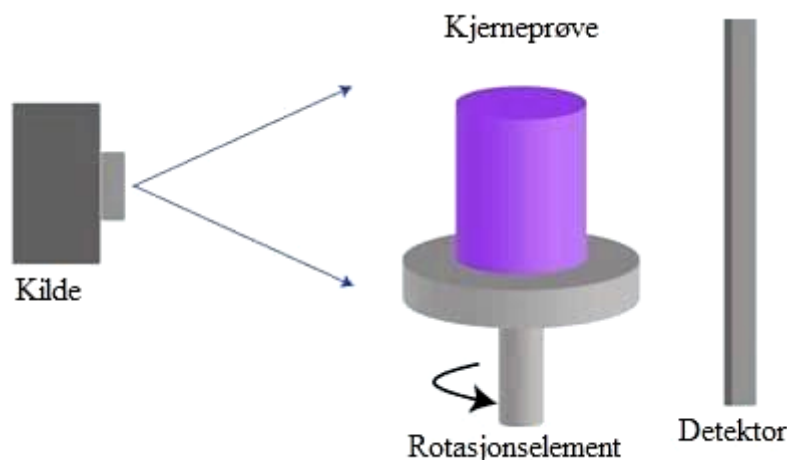
En industriell CT består av en røntgenstrålekilde, en detektor og et rotasjonselement som roterer kjerneprøven. Detektoren måler adsorberingen av røntgenstrålingene igjennom kjerneprøven.

Bildene som genereres fra CT-resultatene er en visualisering av en tabell av tall, som har blitt tildelt en farge ut i fra adsorberingen av røntgenstråler i det individuelle arealet eller volumet av det skannede objektet [42].

Røntgenstrålingen reduseres av to årsaker når det passerer gjennom et medium. Den ene årsaken er Compton-spredning, som i stor grad kun avhenger av massetettheten til objektet røntgenstrålen passerer. Den andre årsaken til reduksjonen av røntgenstråler avhenger av det gjennomsnittlige (effektive) atomnummeret til atomene objektet som skannes består av.

Under skanningen vil kjerneprøven roteres, noe som gjør til at det blir dannet et 2-dimensjonalt bilde av hvert lag. For å få et 3-dimensjonalt bilde, må enten kilden eller kjerneprøven beveges vertikalt.

Industrielle CT-bilder har svært høy oppløsning, normalt ligger de i området rundt 5 mikroner (1 mikron = 1×10^{-6} m). Oppløsningen til bildene er avhengig av spenningen som benyttes under forsøkene. Dersom forsøk kjøres med høy spenning, vil røntgenstrålingene være mer energiske, noe som igjen fører til at oppløsningen blir høy. Det negative ved å foreta avbildning med høy spenning er at kontrasten i bildene reduseres når spenningen økes.



Figur 2.5- Illustrasjon av komponentene i en industriell CT. [43]

Avbildningen fra CT gir brukeren kvantitativ informasjon om kjerneprøvens tetthet og geometri uten å påvirke kjerneprøven. De høyoppløselige bildene gjør det mulig å skille mellom små variasjoner i tetthet. Materialer med en tetthetsforskjell på under 1 % kan skilles i CT-avbildninger. Tetthetssensitiviteten gjør CT i stand til å identifisere strukturelle heterogeniteter i kjerneprøven.

En ulempe med CT, i tillegg til begrensninger på størrelsen på kjerneprøven, er at eksperimentelle artefakter kan oppstå i bildene. Eksperimentelle artefakter er detaljer som ikke er tilstedeværende i prøven, men som oppstår i bildene.

2.3 MRI

Magnetresonanstomografi, MRI, gjør det mulig å kartlegge hydrogenatomene i kjerneprøven. Hydrogen er til stede i både vann- og oljefasen, så forberedelser må gjøres med kjerneprøven og fluidene før avbildingen starter. Ved å benytte D_2O i vannfasen istedenfor H_2O vil hydrogen kun være tilstedeværende i oljefasen og det er mulig å skille mellom fasene. Gass kan også benyttes så lenge den ikke inneholder hydrogenmolekyler (f. eks CO_2).

MRI-maskinen som benyttes i denne oppgaven er lokalisert ved ConocoPhillips forskningscenter i Bartlesville, Oklahoma, USA. Oppløsningen på denne maskiner er i størrelsesorden 1000 mikroner. For en innføring i prinsippet bak MRI henvises det til Dunn, Bergman og Latorracas bok om emnet [44].

II Eksperimentelle prosedyrer

Denne delen av oppgaven tar for seg materialene og prosedyrene som ble benyttet i arbeidet med oppgaven. Her blir det gitt en kort innføring i de forskjellige kjernematerialene og fluidene som har blitt anvendt i oppgaven. Utføringen av forsøkene som er blitt gjort i oppgaven blir også gjennomgått.

3 Kjernemateriale

Tilstanden til kjerneprøver som hentes opp fra reservoarer deles inn i tre hovedtyper [9]:

1. *Native state*
2. *Cleaned state*
3. *Restored state*

Å fremskaffe kjerner i *native state* er en svært komplisert prosess. Dette er kjerneprøver hvor reservoarbetingsene er bevart i kjernen. Derfor må hensyn tas under valget av boreslam, samt spesialutstyr må benyttes for å transportere boreprøvene til overflaten. Dette utstyret hindrer at kjernen blir påvirket av temperatur og trykkendringene på veien opp til overflaten. Kjernene må heller ikke eksponeres for luft og sollys. Prosessen involverer også stopp i drillingen på plattformen siden kjernene må fraktes til overflaten, noe som gjør til at det blir en dyr prosess. På grunn av dette benyttes ikke *native state* kjerner i oppgaven.

Cleaned state kjerner er når kjernen har blitt renses slik at alle fluider og adsorbent organisk materiale er fjernet. Rensede kjerner er vanligvis sterkt vannfuktete, noe som gjør at de kun bør benyttes dersom reservoaret er sterkt vannfuktet eller på målinger hvor fukt ikke har betydning (porøsitet og luft permeabilitet).

I *restored state* gjenopprettes den originale tilstanden til kjerneprøven. Dette gjøres ved å først renses kjernen, slik at *cleaned state* er oppnådd før kjernens fuktpreferanse endres ved å elde prøven (delkapitel 1.4.2).

Kjerneprøvene som er benyttet i oppgaven er dagbruddsbergarter. Kjerneprøver hentet fra dagbrudd tilsvarer kjerner som er i *cleaned state* siden hverken inneholder fluider eller adsorbent organisk materiale, og er sterkt vannfuktet. Sandsteinsprøvene som benyttes i oppgaven er alle sterkt vannfuktet, mens noen av kalkprøvene har blitt preparert slik at kjernens tilstand er representativ for oljereservoarer på den norske kontinentalsokkelen.

3.1 Bentheimer sandstein

Arbeidet i oppgaven er hovedsakelig gjort på Bentheimer sandstein. Denne typen sandstein benyttes på grunn av sin homogenitet, uniforme porøsitet og høye permeabilitet. Porøsiteten i Bentheimer sandstein er normalt i området rundt 22-24 %, mens permeabiliteten er omtrent 1,0-1,5 D. Tettheten er oppgitt til 2,64 g/cm³ og sandsteinen er sammensatt av 99 % kvarts og spor av leiremineralet kaolinit [45].

Prøvene som benyttes i oppgaven er hentet fra et dagbruddsuttak i Tyskland.

3.2 Portland kalk

Porøsiteten til Portland kalk ligger rundt 45-48 % og permeabiliteten varierer fra 1-4 mD. Portland kalk består av 99 % kalsitt og 1 % kvarts. Kalken er hentet fra Portland sementfabrikk i Rørdal, Danmark. Bergartsformasjonen kjernene stammer fra er av maastricht tidsalder og består hovedsakelig av coccolitt avsetninger [46].

3.3 Niobrara kalk

Niobrara kalk er en finkornet kalk med høy porøsitet (40-50 %), som består av calcareous, organiske og terrigenous komponenter, hvor mellom 70 og 80 % er karbonat. Niobrara er en lavpermeabel kalk hvor permeabiliteten varierer mellom 0,1 og 3 mD [47] og er hentet fra et dagbruddsuttak i Kansas, USA [33].

3.4 Edwards limestone

Edwards *limestone* består av kalsittmineraler og har en porøsitet som varierer fra 18-26 %, mens permeabiliteten ligger mellom 5 og 20 mD. Kjernematerialet er hentet fra området rundt Garden City, Texas, USA. Mer informasjon om kjernematerialet finnes i [48].

3.5 Preparering av kjernemateriale

Det første som gjøres med en kjerneprøve etter at den er drillet ut og saget til ønsket lengde er at den vaskes for å fjerne løse partikler. Deretter legges prøven til tørk i romtemperatur i 24 timer før tørkingen fullføres med 48 timer i varmeskap ved 80 °C. Hensikten med denne tørkeprosessen er å fjerne all fuktighet fra porene.

Den tørre kjerneprøven veies og på dette tidspunktet bør også diameter og lengde måles. Det neste steget, vakuumering og metting av kjernen, vil bli gjennomgått i kapittel 5.

4 Fluider

Tabell 4.1 viser en oversikt over fluidene som ble benyttet i oppgaven og egenskapene disse fluidene innehar.

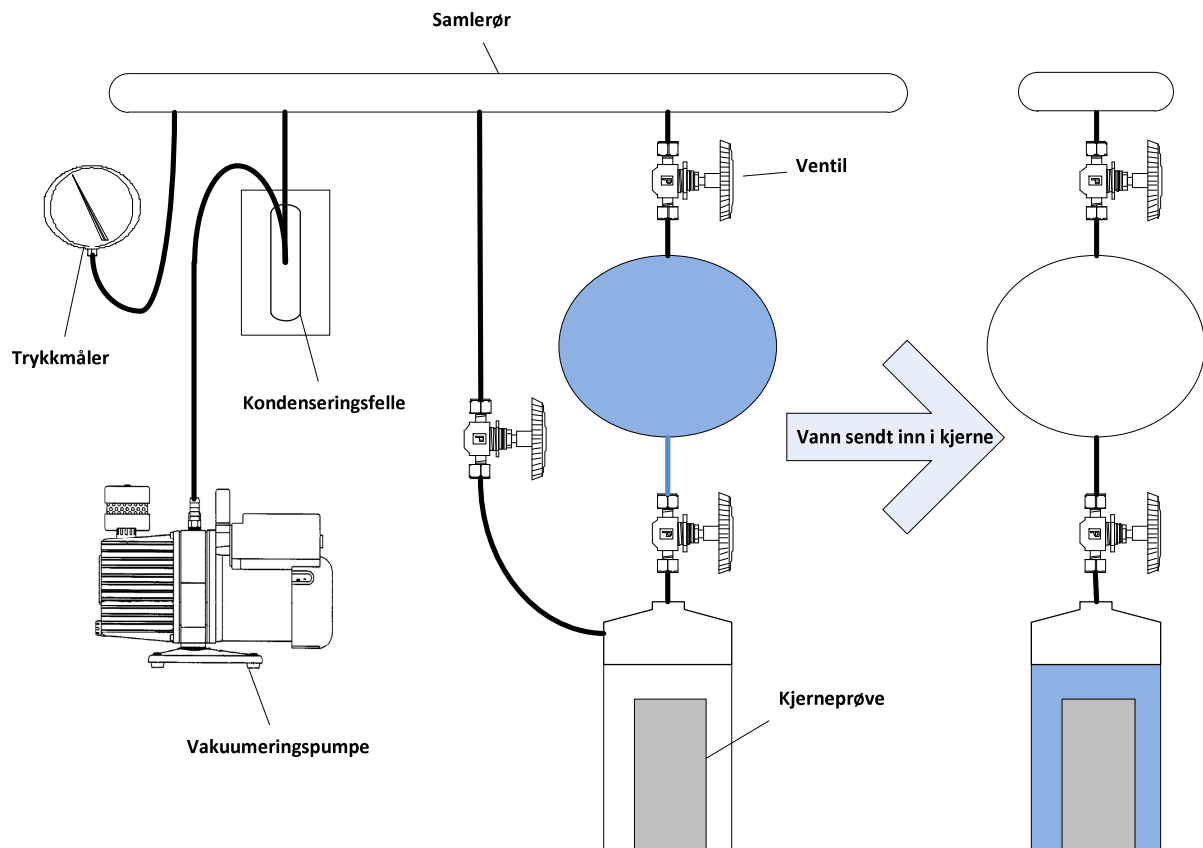
Tabell 4.1 - Oversikt over benyttede fluider

| Navn | Innhold/type | Tetthet [g/cm ³] | Viskositet, 20 °C [cP] | Kommentarer |
|------------------------------|--|---------------------------------|------------------------|---|
| Sandsteinsvann | - Destillert vann - 5 vekt % NaCl - 0,0005 vekt % NaN ₃ | 1,03 | 1,07 | NaN ₃ tilsettes for å hindre bakterievekst |
| Kalksteinsvann | - Destillert vann - 5 vekt % NaCl - 5 vekt % CaCl ₂ - 0,0005 vekt % NaN ₃ | 1,05 | 1,09 | NaN ₃ tilsettes for å hindre bakterievekst |
| Lampeolje | Mineralolje | 0,74 | 1,43 | Renhet: ~ 95 % |
| Deuteriumoksid | Komposisjon: D ₂ O | 1,11 | 1,25 | Tungtvann |
| Mobil DTE FM 46 | Høy viskøs mineralolje | 0,868 | 112,84 | |
| Flytende CO ₂ | | 0,77 | 0,14 [-18 °C] | |
| Superkritisk CO ₂ | | N/A | N/A | |
| n-Dekan | Mineralolje Komposisjon: C ₁₀ H ₂₂ | 0,73 | 0,92 | Renhet: ~ 95 % |
| 1-Iodododekan | Mineralolje Komposisjon: C ₁₂ H ₂₅ I | 1,201 [25°C] | N/A | Renhet: > 98 % Stabilisert med kopper |
| Dekalin | Mineralolje Komposisjon: C ₁₀ H ₁₈ | 0,89 | 0,85 | Renhet: ~ 95 % |
| Ekofisk råolje | - 53 vekt % mettede hydrokarbon - 35 vekt % aromatiske forbindelser - 12 vekt % resiner - 0,9 vekt % asfaltener | 0,85 | 14,3 2,7 [80 °C] | Syretall: 0,09 Basetall: 1,79 |

Termen formasjonsvann benyttes i oppgaven for å antyde hvilken bergart det syntetiske saltvannet er blandet med hensyn på.

5 Porøsitets- og permeabilitetsmålinger

Ved å vakuumere kjerneprøver skapes et undertrykk, slik at vannet lettere kan imbibere. Oppsettet for vakuumering og metting av kjerneprøver er vist i Figur 5.1:



Figur 5.1 – Skjematisk oppsett for vakuumering og metting av kjerner.

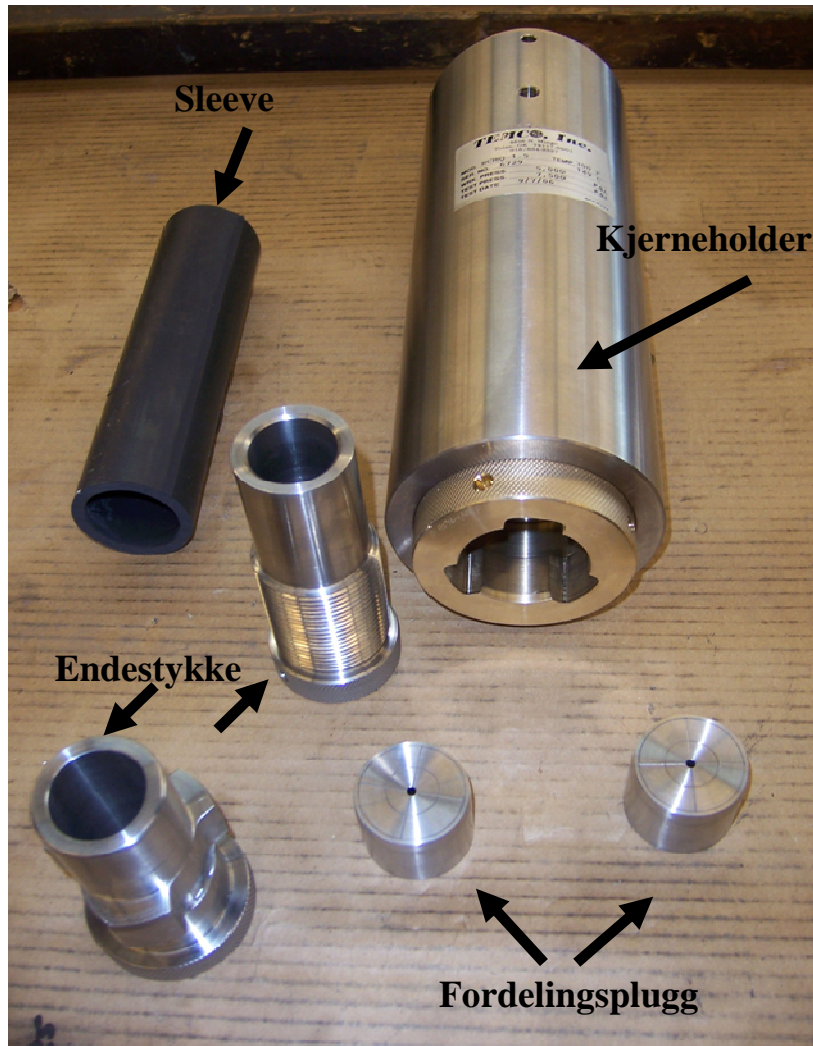
For å oppnå en fullstendig mettet kjerneprøve er det viktig med lavt vakuumtrykk (under 0,1 mBar). Porøsitets- og permeabilitetsmålingene påvirkes dersom det ikke oppnås fullstendig vannmetning. Forekomsten av luftbobler under permeabilitetsmålingene fører til at den absolute permeabiliteten ikke måles. Kjerneprøven er da mettet med to fluider og den absolute permeabiliteten vil underestimeres. Porøsitetsmålingene vil også påvirkes dersom vannmetningen ikke er fullstendig siden dette forutsettes i utregningen. Tettheten til luft er lavere enn tettheten til vann, noe som fører til at porøsiteten underestimeres i utregningen dersom luft er til stede i kjerneprøven. Fluidet som injiseres i kjerneprøven ble også vakuumert for å fjerne den tilstedeværende luften.

Når tilfredsstillende lavt vakuumtrykk ble oppnådd i kjernen, ble ventilen mellom kjernen og formasjonsvannet åpnet, slik at kjernen ble mettet med formasjonsvann. Kjernen vil imbibere formasjonsvann frem til det oppnås likevekt mellom bergartsoverflaten og vannmolekylene. Tiden det tar for å oppnå likevekt avhenger av bergarten og dens permeabilitet. Etter å ha lagt i formasjonsvann over natten ble kjerneprøvene veid og den effektive porøsiteten beregnet ut i fra formel (5.1):

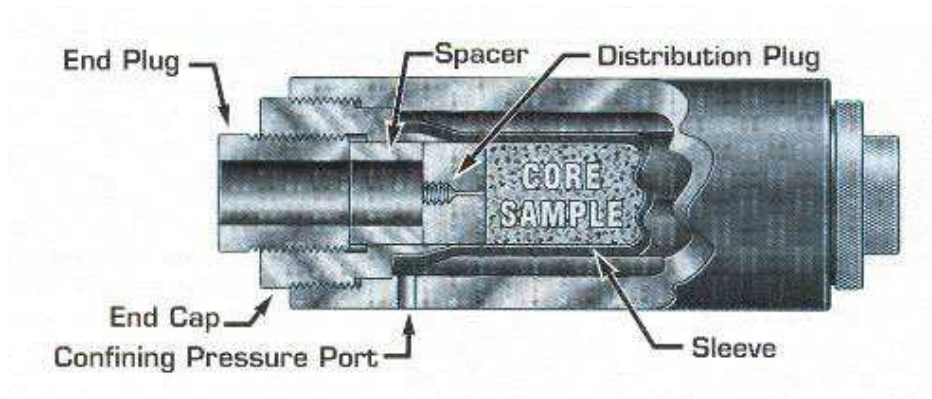
$$\varphi_{eff} = \frac{(m_m - m_t)}{\rho V_b} \times 100 \% \quad (5.1)$$

Hvor φ_{eff} er den effektive porøsiteten, m_m og m_t er vekten til kjerneprøven når den henholdsvis er mettet og tørr, ρ er tettheten til formasjonsvannet og V_b er bulkvolumet til kjerneprøven.

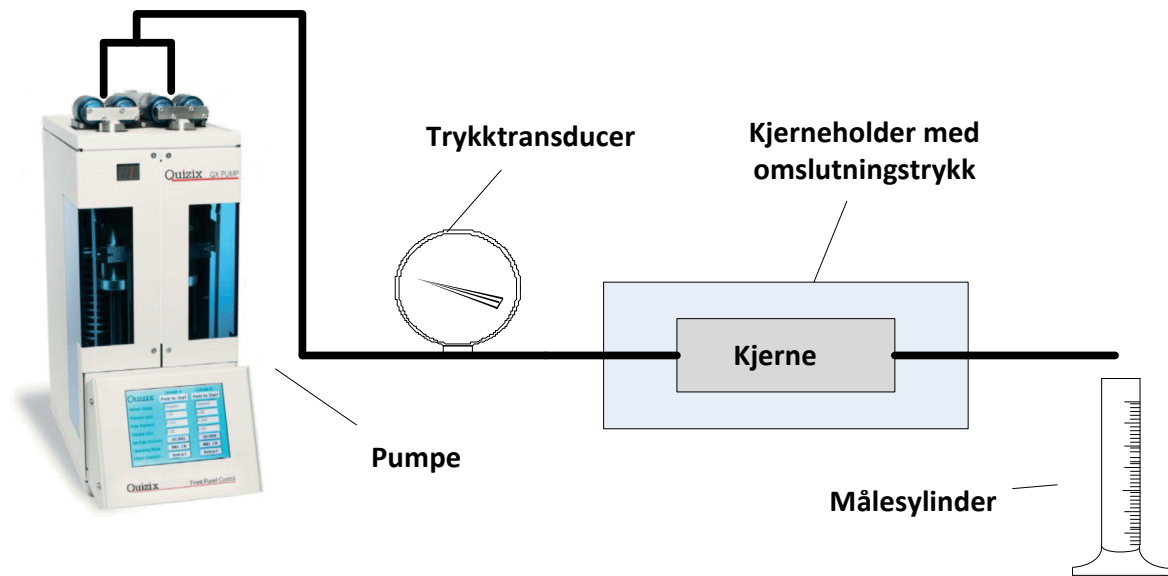
Kjerneprøven monteres i en Hassler kjerneholder (Figur 5.2 og Figur 5.3) og den absolutte permeabiliteten til kjerneprøven måles i oppsettet som er illustrert i Figur 5.4. For å unngå at det injiserte vannet strømmer på siden av kjerneprøven settes omslutningstrykket 10 bar høyere enn linjetrykket. Under injeksjonen av formasjonsvann måles trykkdifferansen over kjerneprøven og den absolutte permeabiliteten kan beregnes ved hjelp av Darcys lov for fluidstrøm i et porøst medium (ligning (1.3)). Når trykket stabiliseres økes injeksjonsraten, en prosess som gjentas frem til ønsket antall målinger er oppnådd.



Figur 5.2 - Demontert Hassler kjerneholder prinsipielt likt den benyttet i forsøkene.



Figur 5.3 - Skjematisk tegning av Hassler kjerneholder [49].



Figur 5.4 – Skjematisk oppsett for måling av absolutt permeabilitet.

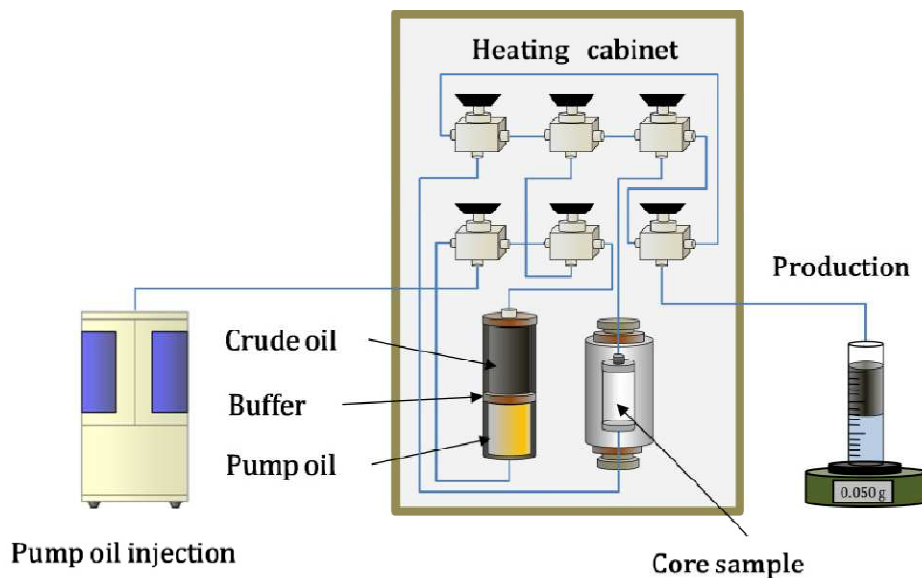
6 Elding

Denne stegvise framgangsmåten ble benyttet under eldingen:

1. Råoljen som benyttes under eldingen filtreres igjennom en kort kjerneprøve av samme materiale som skal eldes. Den filtrerte råoljen oppbevares etter dette alltid ved 80 °C for å hindre voksutfelling.
2. Kjerneprøven flømmes med 5 porevolum råolje under konstant differensialtrykk på 1,5 bar/cm ved 80 °C. Halvveis i prosessen snus injeksjonsretningen for å få en uniform vannmetning gjennom prøven.
3. Injeksjonen av råolje endres til en rate på 3 ml/t. Denne raten holdes konstant resten av eldingstiden. Halvveis i prosessen snus injeksjonsretningen for å sikre en uniform elding og vannmetning i prøven. Eldingstiden varierer ut i fra hvilken fukt som ønskes, prøvene benyttet i oppgaven hadde en eldetid på 6 dager.
4. 2,5 PV dekalin injiseres i hver retning.
5. 2,5 PV dekan injiseres i hver retning.
6. Temperaturen senkes og kjerneprøvene er ferdig eldet.

Mineraloljen dekan benyttes som oljefase i de påfølgende forsøkene siden mobilitetsforholdet ved romtemperatur korrelerer godt med oljereservoarer på den norske kontinentalsokkelen. Siden dekan er en mineralolje vil den heller ikke endre fuktpreferansen til kjernematerialet. Dekalin injiseres før dekan for å hindre at dekan kommer i kontakt med råoljen, noe som kan føre til utfelling av asfaltener [33].

Eldingsoppsettet er skissert i Figur 6.1. Amott-Harvey metoden (delkapittel 1.4.1) benyttes for å kontrollere kjerneprøvenes fuktpreferanse etter elding.



Figur 6.1 - Skjematisk skisse av eldingsoppsettet [37].

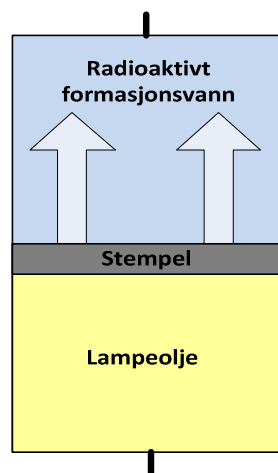
7 Bruken av avbildingsutstyr

7.1 NTI

Alle forsøk som involverer radioaktive tracere er utført på 1-D riggen på Institutt for Fysikk og Teknologi, Universitetet i Bergen (se Figur 7.2). Avbildingsutstyret på riggen tillater oss å følge frontbevegelsen under vannflømminger slik at skaleringskoeffisientens innvirkning på vannflømminger kan studeres. Ved å foreta avbildninger av vannfrontens bevegelse gjennom kjernen kan differanser i tidspunktet for når vannet ankommer ut-enden av kjerneprøven og vanngjennombrudd detekteres.

Oppsettet gir mulighet til å avbilde kjerneprøver på opptil 1,5 meter. En Germanium detektor er montert på skinner, slik at detektoren kan bevege seg fram og tilbake over kjerneprøven og måle strålingen fra kjerneprøven. Detektoren er omkranset av bly for å minske bakgrunnsstøyen og øke systemets oppløsning. Kollimatoråpningen er satt til 5 millimeter.

Den radioaktive isotopen blandes inn i formasjonsvannet som benyttes i forsøket. Det radioaktive formasjonsvannet injiseres etter at porøsits- og permeabilitetsmålinger er gjort på prøven. 1,7 PV radioaktivt formasjonsvann injiseres og en blandbar fortrenging bytter ut formasjonsvannet i kjerneprøven [50]. Prøven antas da å være 100 % mettet med radioaktivt formasjonsvann. For å forhindre at radioaktivt formasjonsvann kommer i kontakt med pumpen benyttes en buffer (illustrert i Figur 7.1).



Figur 7.1 - Illustrasjon av buffer.

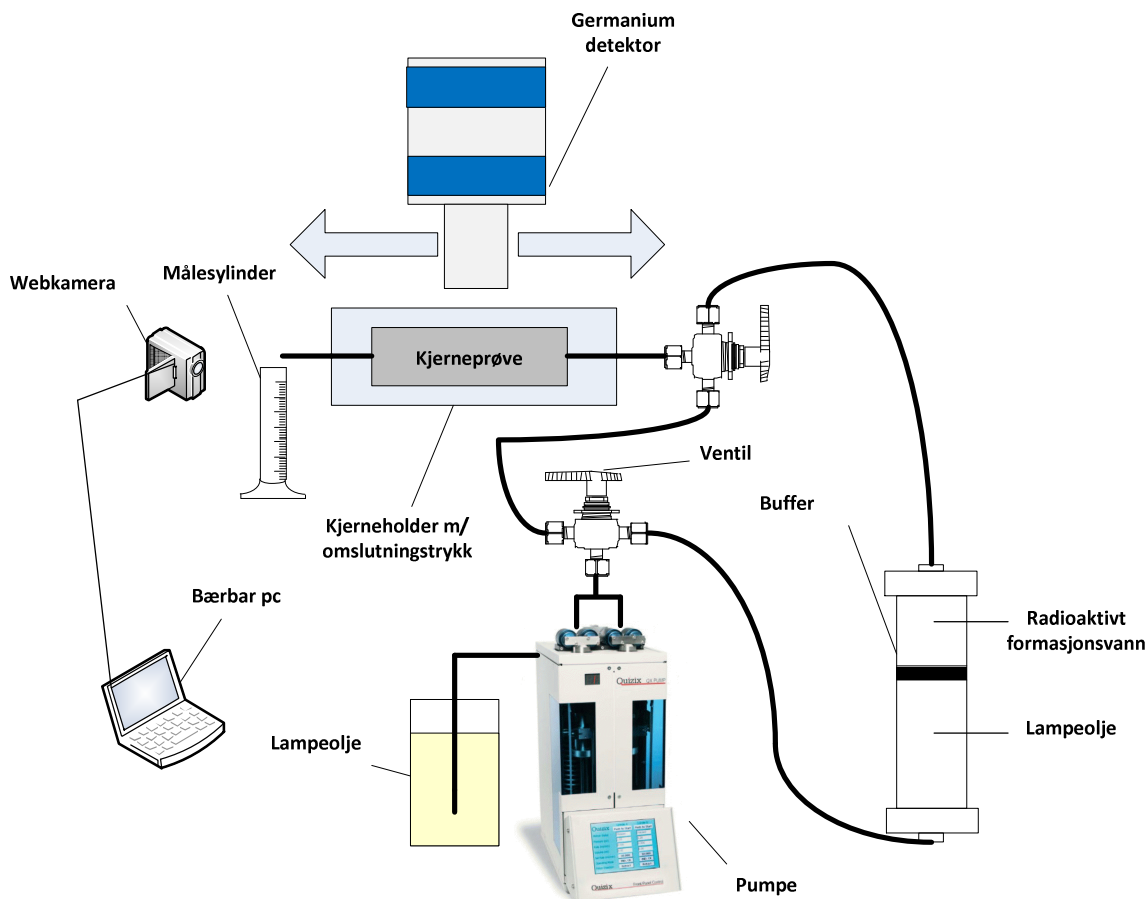
Vannflømminger på samme kjerneprøve utføres ved forskjellige injeksjonsrater. For å oppnå restvannmetning dreneres kjerneprøven med 5 PV lampeolje i hver retning med en injeksjonsrate på 2500 ml/t. Ideelt sett vil kjernen oppnå samme restvannmetning hver gang med denne prosessen. Alternativt kan dreneringen utføres med konstant trykk. Denne metoden benyttes ikke i forsøkene på grunn av at den høye permeabiliteten i sandstein fører til et lite differensialtrykk over kjernen som er vanskelig å kontrollere.

Under forsøkene varieres telle tiden for å oppnå ønsket sikkerhet i målingene. Antall punkter og profiler er også parametere som justeres i hvert forsøk. Skaleringsforsøk på sandstein med tre forskjellige kjernelengder på prøven ble igangsatt med metoden forklart over. Avbildninger ble tatt før, under og etter vannflømmingene.

Ujevnheter i formen til den ene sandsteinsprøven førte til at vannflømmingene på denne ble utført uten bruken av kjerneholder. Siden trykket under vannflømmingen og dreneringen av kjernen er

henholdsvis lavt (under 6 bar), er det mulig å dekke kjerneprøven med epoxy for å hindre fluidstrømning rundt kjernen. For denne kjerneprøven ble vakuumeringen gjort direkte på riggen.

Produksjonen under alle vannflømmingene ble overvåket av et webkamera. Alternativt kan fraksjonsteller benyttes, men den økte usikkerheten i volumberegningene for denne metoden førte til at kamera ble foretrukket.



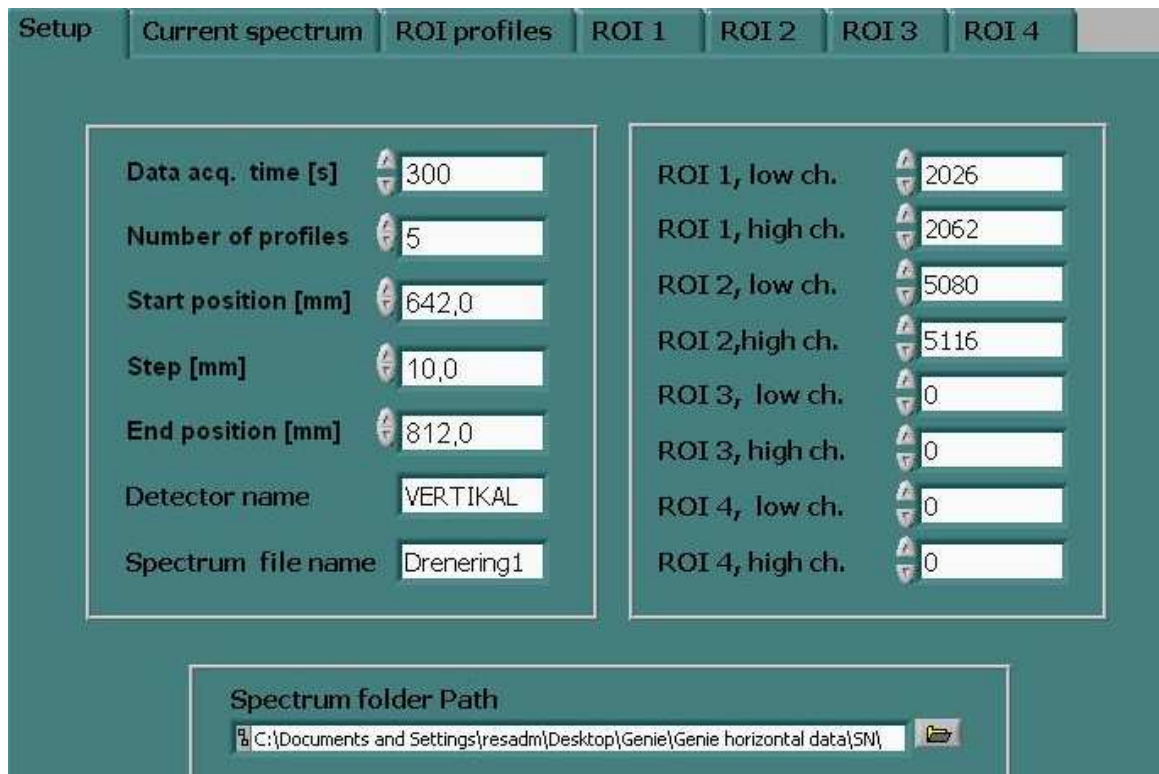
Figur 7.2 – Skjematisk oppsett for ID-riggen.

Dataene fra detektoren innehenes med et LabView program laget ved Universitet i Bergen og Genie 2000 Gamma Acquisition and Analysis. Inputskjermen i LabView-programmet er avbildet i Figur 7.3 og viser typiske inputdata benyttet under avbildingen. Før forsøkene startet ble *Region Of Interest* (ROI) fastsatt. Disse finnes ved å plassere natriumtraceren under detektoren og evaluere energispekteret (eksempel i Figur 2.4) i Genie 2000 Gamma Acquisition and Analysis. 511 KeV-toppen (ROI-1) benyttes for beregninger av resultat i NTI-metoden.

Følgende ROIer ble benyttet under forsøkene:

Tabell 7.1 - ROI-verdier for bruk i forsøkene.

| ROI-nummer | Lav Kanal | Høy Kanal |
|------------|-----------|-----------|
| ROI-1 | 2026 | 2062 |
| ROI-2 | 5080 | 5116 |



Figur 7.3 - Inputsider for styring av detektor.

7.2 CT

Forsøk i CT ble utført ved Center for Quantitative X-Ray Imaging (CQI) ved Penn State University, USA høsten 2010 og vår 2011. Under oppholdene ble det foretatt en avbildning av sekundær oljeutvinning ved bruk av CO₂-injeksjon, i tillegg til at høyoppløselige avbildninger av kjernemateriell ble gjort.



Figur 7.4 - Den industrielle CTen ved Penn State University.

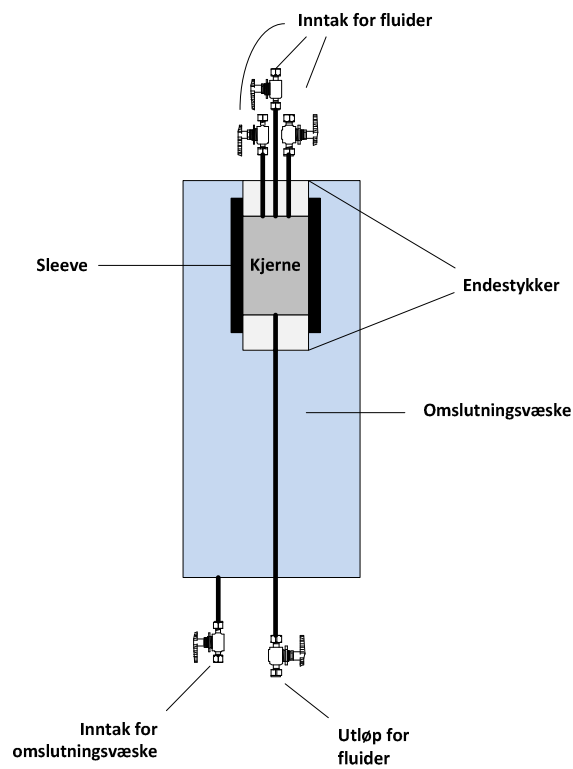
7.2.1 CO₂-injeksjon

Avbildning av CO₂-injeksjonen krever grundig forarbeid. Følgende prosedyre ble benyttet før og under CO₂-injeksjonen:

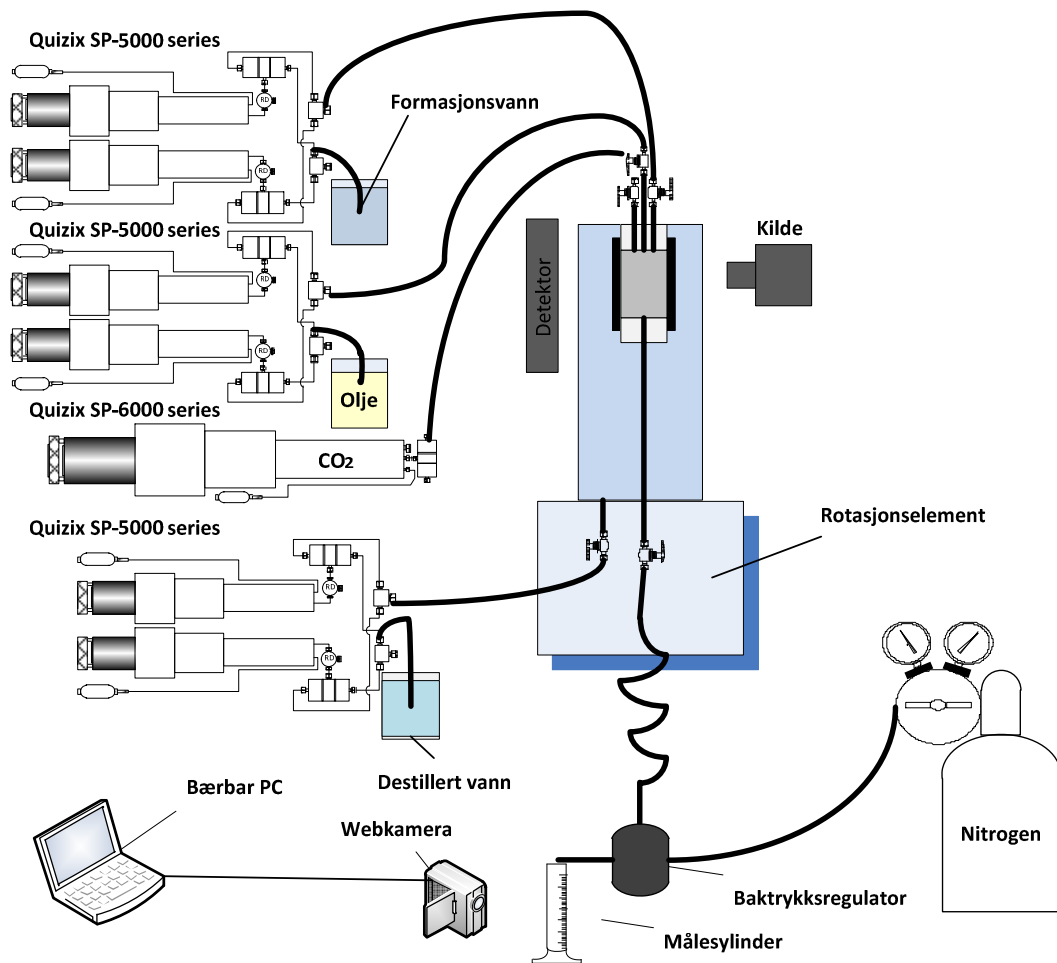
1. Den tørre kjernen festes til kjerneholderen og monteres opp på rotasjonselementet (Figur 2.5). Kjerneholderen som benyttes er laget av aluminium og glassfiber for å minimere påvirkningen kjerneholderen har på strålingen. Illustrasjon av kjerneholderen finnes i Figur 7.5.
2. En avbildning av den tørre kjernen foretas.
3. Formasjonsvann injiseres under baktrykk for å fortrenge all luft i kjernen. Denne prosessen gjøres over natten for å forsikre at kjernen er tilfredsstillende mettet med formasjonsvann.
4. En avbildning av den vannmettede kjernen foretas.
5. Kjernen dreneres ved injeksjon av olje. Dreneringen gjøres ved 9 bars trykkfall over kjernen.
6. Ved restvannmetning blir det foretatt en avbildning av den nå (for det meste) oljemettede kjernen og systemet trykkes opp til ønsket trykk, som i dette tilfellet er omtrent 90 bar.
7. CO₂-injeksjonen startes, avbildninger blir tatt gjennom hele injeksjonstiden.

Ideelt sett burde kjerneprøven avbildes når den er 100 % mettet med hvert fluid som benyttes, men på grunn av de praktiske komplikasjoner og tiden dette medfører gjøres fullskann for olje og gass ved metninger hvor det er mer enn ett fluid til stede. Avbildningsutstyret er på grunn av sin høye oppløsning svært sensitiv for forflytninger under forsøket. Etter at første avbildning er tatt er det svært viktig å unngå bevegelse på kjernen. Omslutningstrykket bør ligge mellom 10 og 15 bar over linjetrykk for å unngå at fluider strømmer rundt kjernen.

Under det andre oppholdet ved Penn State University ble det foretatt et testforsøk uten skanning i starten av prosjektet. Dette ble gjort for å kontrollere at rørsystemet og kjerneholderen var tett og i stand til å rotere.



Figur 7.5 - Skisse av kjerneholder benyttet i CT forsøk.



Figur 7.6 - Skjematisk oppsett av CT-riggen ved Penn State University.

Figur 7.6 viser et skematisk oppsett av CT-riggen ved Penn State University. Mellom fluidutløpet og baktrykksregulatoren er røret tegnet i spiral. Det er verdt å merke seg at alle rør som er koblet til kjerneholderen må være i spiral eller på en annen måte tillate rotasjonselementet å rotere prøven. Under skanningen vil kjerneprøven og de tilkoblede ledningene bli rotert 360°.

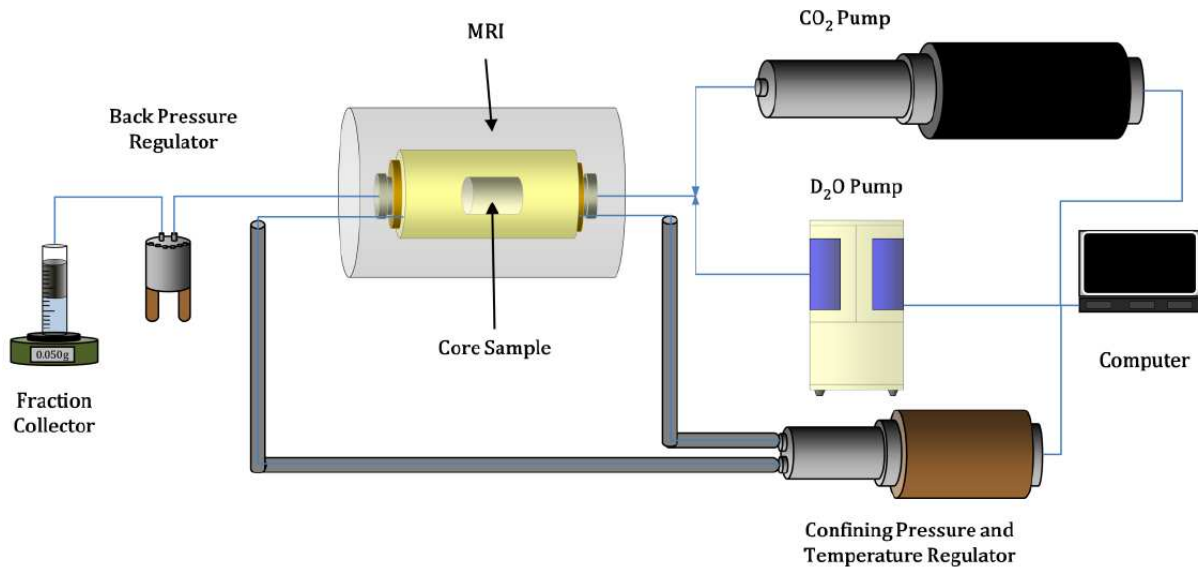
Oljefasen som benyttes er en blanding av iodododekan og dekan. Det benyttes en blanding av disse for å oppnå akseptabel differanse i CT-nummer mellom oljeblandingen og de andre fasene som inngår i systemet.

7.2.2 Høyoppløselig avbildning av kjernemateriell

Høyoppløselige avbildninger av kjernemateriell ble gjort ved plassere kjerneprøven i CT-riggen (Figur 7.6) og avbilde den tørre kjerneprøven. Prøven ble så mettet med formasjonsvann og en ny avbildning ble utført. For å mette kjerneprøven injiseres formasjonsvann i kjernen under baktrykk, alternativt kan kjerneprøven vakuimeres etterfulgt av imbibisjon av formasjonsvann.

7.3 MRI

Før forsøket ble igangsatt på den eldede Portland kalkprøven ble H₂O byttet ut med D₂O. På denne måten er det mulig å skille mellom vann og oljefasen i kjerneprøven siden D₂O ikke inneholder hydrogen. For å forhindre påvirkninger på resultatene, ble en kjerneholder av fiberglass og plast benyttet i forsøkene. Rundt kjernen ble det også montert *shrinkage tubing* for å hindre at omslutningsvæsken kommer i kontakt med kjerneprøven. Omslutningsvæsken kan ikke inneholde hydrogenmolekyler siden disse vil påvirke resultatene. På grunn av den høye kostnaden vil bruken av D₂O minimeres, så valget av omslutningsvæske falt på *fluorinert* (C₆F₁₄). Dekan benyttes som oljefase under forsøkene.



Figur 7.7 - Skjematisk skisse av MRI-oppsettet [37].

CO₂-injeksjon ble foretatt på to kjerneprøver. Betingelsene for CO₂-injeksjonen ble variert mellom forsøkene. I den første kjerneprøven ble superkritisk CO₂ injisert, mens flytende CO₂ ble benyttet i den andre kjerneprøven. For å oppnå superkritisk CO₂ ble kjerneprøven trykket opp til 82,7 bar og temperaturen økt til 40 °C. Temperaturen ble holdt konstant ved hjelp av sirkulering av oppvarmet omslutningsvæske. Omslutningstrykket under forsøkene er ca 20 bar over linjetrykket. Under injeksjonen av flytende CO₂ benyttes samme metode, men temperaturen holdes konstant på 23 °C.

III Resultat og diskusjon

8 Vannflømmingsstudie – Kapillære endeffekter og stabilitet

Under evalueringer av utvinningsmetoder er laboratoriearbeid svært viktig i planleggingsfasen. Resultatene som oppnås i laboratoriet benyttes under evaluering av prosjekters økonomiske rammer og som inputdata i reservoarsimulatorer. Kjerneprøvene representerer bare en brøkdel av reservoaret og vannflømminger i kjerneprøver vil derfor kunne oppleve en annen relativ påvirkning av krefter sammenlignet med vannflømmingen i et reservoar, noe som er viktig å være oppmerksom på under analyser av resultatene.

Spesielt kapillære endeffekter vil kunne påvirke resultatene i kjerneanalyser. Under en vannflømning vil kapillære endeffekter ved kjernens ut-enden føre til at det oppstår en tidsforskjell mellom når vannet ankommer ut-enden og vanngjennombruddet. Eksperimenter har vist at effekten av denne kapillære diskontinuiteten kan neglisjeres dersom skaleringskoeffisienten ($L\mu_v V$), produktet av kjernens lengde, vannets viskositet og injeksjonsraten overstiger en kritisk verdi [1, 2].

En stabil vannflømning oppnås dersom utvinningsgraden av olje er uavhengig av parameterne som inngår i skaleringskoeffisienten. Kriteriet for stabil vannflømning vil alltid være oppfylt for reservoarer, siden reservoarstørrelsen fører til høye skaleringskoeffisienter. For å oppnå stabil vannflømning under arbeid med kjerneprøver må kjernens lengde, vannets viskositet og injeksjonsraten tilpasses slik at skaleringskoeffisienten blir høy nok.

Dersom vannflømminger foregår ved for lave skaleringskoeffisienter vil resultatene påvirkes av ustabiliteten i flømningen. Under flømningen vil den kapillære diskontinuiteten ved ut-enden føre til en utsettelse av vanngjennombruddet, en effekt som er neglisjerbar i reservoarer. Dette må tas hensyn til ved videre bruk av dataene, siden blant annet den økonomiske utvinningsgraden vil kunne overestimere dersom det ikke tas hensyn til stabiliteten under vannflømning av kjerneprøven.

På 1-D riggen ved Institutt for Fysikk og Teknologi, Universitetet i Bergen ble vannfasen merket med radioaktive tracere for å studere stabiliteten og de kapillære endeffektene ved ut-ende for sterkt vannfuktede sandsteinsprøver med varierende lengder under vannflømminger med forskjellige rater. Det benyttes sterkt vannfuktede kjerneprøver under studiene siden de kapillære endeffektene er mest tydelige for denne fuktpreferansen. Lampeolje ble benyttet som oljefase. Følgende kjerner ble benyttet under forsøkene med radioaktive tracere:

Tabell 8.1 - Kjernedata for NTI-forsøk.

| Kjernenavn | Bergart | Lengde [cm] | Diameter [cm] | Porøsitet [%] | Porevolum [cm ³] | Permeabilitet [D] | Amott indeks |
|------------|----------------------|-------------|---------------|---------------|------------------------------|-------------------|--------------|
| SN1 | Bentheimer sandstein | 15,220 | 5,178 | 24,55 | 78,69 | - | 1 |
| SN6 | Bentheimer sandstein | 4,950 | 5,170 | 23,43 | 24,35 | 1,02 | 1 |
| SN7 | Bentheimer sandstein | 4,890 | 5,170 | 22,27 | 22,86 | - | 1 |
| SN12 | Bentheimer sandstein | 45,2 | 5,178 | 22,0 | 208,0 | - | 1 |

Alle kjerneprøvene er tatt fra samme parti av bergartsmateriale, noe som gjør at permeabiliteten for en kjerneprøve også vil være representative for de andre. Permeabiliteten til kjerneprøve SN6 antas derfor å være representativ for de andre kjerneprøvene.

8.1 Dreneringsstudie

Effekten av stegvis økning av injeksjonsrate under drenering ble studert på sandsteinsprøve SN6. Dreneringsraten ble gradvis økt fra 500 ml/t til 3000 ml/t og vannproduksjon for hver injeksjonsrate ble registrert. Effekten av antall PV injisert på restvannmetningen, samt bruken av høyviskøs olje ble også studert. Resultatene fra denne prøven finnes Tabell 8.2.

Tabell 8.2 - Dreneringsdata for sandsteinsprøve SN6.

| Injisert [PV] | Rate [ml/t] | Oljetype | Vannprod. [ml] | Tot. Vannprod [ml] | Restvannmetning [%] |
|---------------|-------------------------|--------------------|----------------|--------------------|---------------------|
| 2,5 | 500 | Lampeolje | 12,0 | 12,0 | 50,7 |
| 2,5 | 1000 | Lampeolje | 0,5 | 12,5 | 48,7 |
| 2,5 | 2200 | Lampeolje | 0,0 | 12,5 | 48,7 |
| 2,5 | 3000 | Lampeolje | 0,0 | 12,5 | 48,7 |
| 103 | 250 | Lampeolje | 0,0 | 12,5 | 48,7 |
| 5 | N/A (Konstant trykk) | Mobil DTE FM 46 | 2,5 | 15,0 | 38,4 |

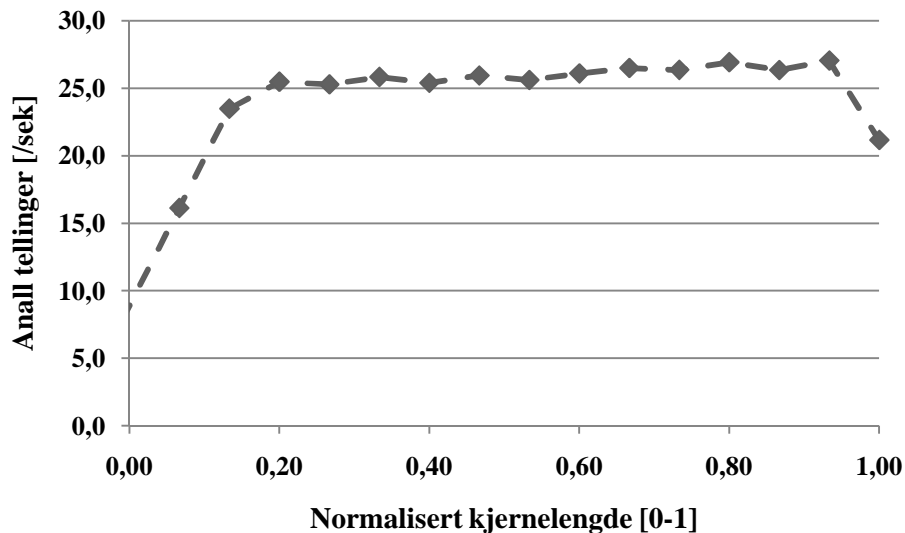
Ut i fra Tabell 8.2 kan det konkluderes at en stegvis økning av dreneringsraten ikke vil gi en reduksjon av restvannmetningen. Den observerte reduksjonen i restvannmetningen fra 500ml/t til 1000ml/t er ikke et resultat av økt dreneringsrate, men en følge av at ikke tilstrekkelig med lampeolje var injisert før 500 ml/t injeksjonsrate ble avsluttet. Det oppnås ingen reduksjon i restvannmetningen under injeksjonen av over 100 PV lampeolje ved lav rate. Den høyviskøse oljen, som ble injisert med konstant trykk på 10 bar ga en reduksjon av restvannmetningen som en følge av forbedret mobilitetsforholdet.

Resultatene som er funnet under arbeidet med SN6 tilsier at en høy dreneringshastighet bør benyttes gjennom hele dreneringe for å oppnå en lav vannmetning. Høye rater er også rapportert til å gi en mer uniform restvannmetning igjennom kjerneprøven [51].

8.2 Innflytelse av injeksjonsrate på skaleringskoeffisient

På sandsteinsprøve SN1 ble skaleringskoeffisientens effekt på stabiliteten i vannflømminger studert ved bruk av økende injeksjonsrate. Restvannmetningen i kjerneprøven var 28 % før vannflømmingene ble igangsatt. Tabell 8.3 og Tabell 8.4 viser injeksjonsratene og skaleringskoeffisientene som ble benyttet under vannflømmingene.

For å kunne beregne metningsendringene under vannflømmingene er det nødvendig å ha informasjon om kjernen når den er 100 % vannmettet. Denne avbildningen refereres til som kjernens fullskann, og er for kjerneprøve SN1 illustrert i Figur 8.1.



Figur 8.1 - Fullskann for kjerneprøve SN1(15,22 cm).

Figur 8.1 viser lavere tellinger ved kjerneprøvens ender. Grunnen til dette er at detektoren ikke vil motta tilleggsstråling (telling) fra begge sider av målepunktet, noe den gjør ellers i kjerneområdet. Fullskannet er jevnt gjennom hele kjerneprøven, noe som tyder på uniform fordeling av porevolum i det avbildede materialet.

For å oppnå god nøyaktighet er fullskannet detektert med en telletid på 300 sekunder, noe som i snitt ga rundt 7500 tellinger på hvert punkt. Feilmarginen i tellingene er da, ved bruk av ligning (2.2), rundt 1 %. Statistisk forbedres også fullskannet ved å avbilde den 100 % vannmettede kjernen flere ganger og benytte snittet av avbildningene.

Ved å avbilde vannfrontens utvikling under vannflømmingene oppnås informasjon om tidspunktet vannet ankommer ut-enden, dette kombinert med informasjon fra den avleste produksjonen gir mulighet til å regne ut utvinningsgraden for dette tidspunktet. Denne informasjonen, samt informasjon om tidspunkt og utvinningsgrad for vanngjennombrudd er oppført i Tabell 8.3 og Tabell 8.4.

Tabell 8.3 - Vannflømmingsdata SNI (15,22 cm) del I.

| Rate [ml/t] | 3 | 6 | 12 | 14 | 24 | 48 |
|--|------|------|------|------|------|------|
| L_{μv}V [cm²·cP/min] | 0,04 | 0,08 | 0,15 | 0,18 | 0,31 | 0,62 |
| Vann ved ut-ende [PV injisert] | 0,18 | 0,19 | 0,23 | 0,25 | 0,27 | 0,28 |
| Vanngjennombrudd [PV injisert] | 0,29 | 0,29 | 0,29 | 0,30 | 0,30 | 0,29 |
| Utvinningsgrad vann ved ut-ende [0-1] | 0,26 | 0,28 | 0,31 | 0,36 | 0,38 | 0,39 |
| Utvinningsgrad vanngjennombrudd [0-1] | 0,43 | 0,43 | 0,40 | 0,41 | 0,42 | 0,40 |

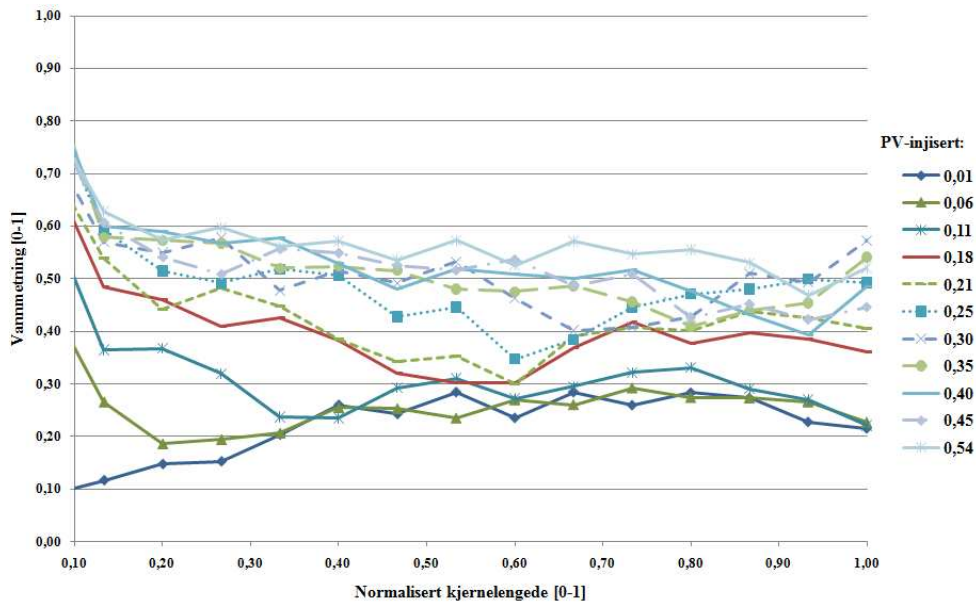
Tabell 8.4 - Vannflømmingsdata SNI (15,22 cm) del II.

| Rate [ml/t] | 96 | 192 | 384 | 768 | 1536 | 3000 |
|--|------|------|-------|-------|-------|-------|
| L_{μv}V [cm²·cP/min] | 1,24 | 2,47 | 4,95 | 9,90 | 19,80 | 38,67 |
| Vann ved ut-ende [PV injisert] | 0,29 | 0,30 | 0,30* | 0,30* | 0,30* | 0,30* |
| Vanngjennombrudd [PV injisert] | 0,29 | 0,30 | 0,30 | 0,32 | 0,33 | 0,33 |
| Utvinningsgrad vann ved ut-ende [0-1] | 0,39 | 0,39 | 0,40* | 0,41* | 0,42* | 0,42* |
| Utvinningsgrad vanngjennombrudd [0-1] | 0,40 | 0,40 | 0,40 | 0,41 | 0,42 | 0,42 |

* er estimerte verdier for de stabile vannflømmingene.

8.2.1 Vanninjeksjonsrater fra 3 – 12 ml/t

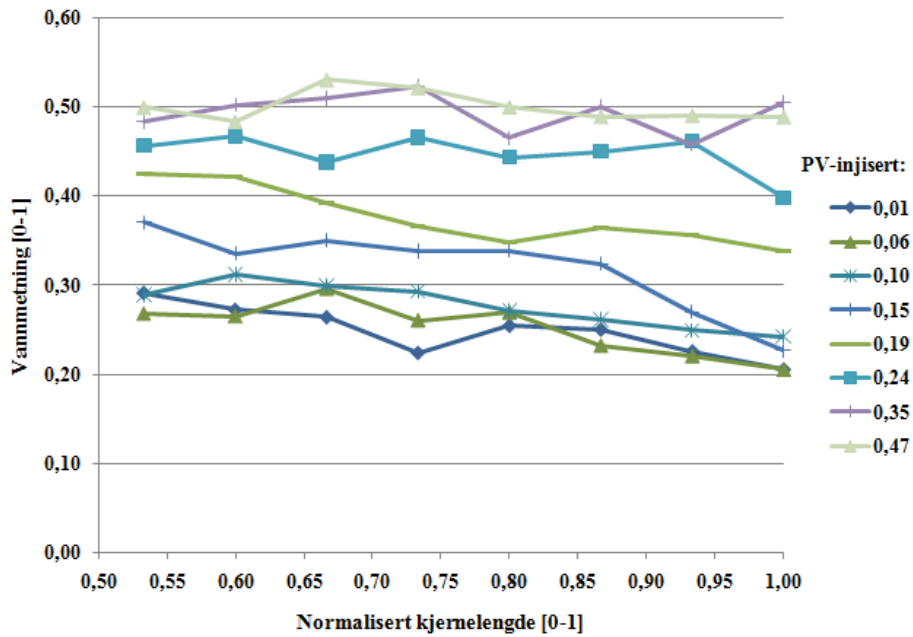
For lave injeksjonsrater er det mulig å studere vannfrontens utvikling. Vannfrontens bevegelse detekteres ved å avbilde deler av kjerneprøven. Avbildningen av metningsprofilene foregår samtidig som vann injiseres, noe som fører til at antall porevolum injisert vil endre seg under avbildningen av en profil. Avbildningstidspunktet for hver metningsprofil settes til middeltiden for profilen (halvparten av tiden det tar å fremskaffe profilen).



Figur 8.2 – Metningsprofiler under vannflømming av SN1 (15,22 cm) ved 3 ml/t.

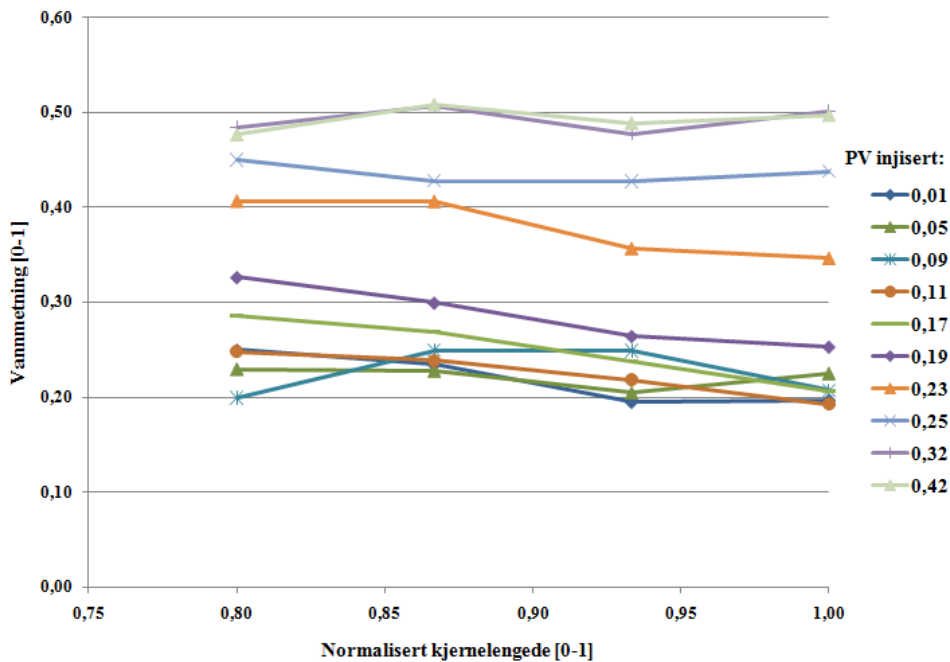
Figur 8.2 viser vannfrontens bevegelse gjennom kjerne SN1 under vannflømmingen ved injeksjonsrate 3 ml/t. Avbildningen viser en dispergerende front som strekker seg gjennom store deler av kjerneprøven. Denne formen for utspredelse av vannfronten kommer på grunn av den lave raten som benyttes under vannflømmingen. Injeksjonsraten er for lav til at de viskøse kreftene som oppstår kan overvinne de kapillære kreftene i kjerneprøven.

Etter injeksjon av 0,18 PV observeres det en endring i vannmetningen ved ut-enden av kjerneprøven. Dette er en indikasjon på at vannet har nådd enden av kjernen. Vanngjennombrudd er listet i Tabell 8.3. Ved sammenligning av tidspunktene for når vannet ankommer ut-enden og vanngjennombrudd observeres en tydelig differanse. Denne differansen er som forventet, og i samsvar med teorien diskutert i delkapittel 1.5.2, siden vannflømmingen kun oppnår en skaleringskoeffisient på $0,04 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$.



Figur 8.3 - Metningsprofiler under vannflømming av SN1 (15,22cm) ved 6 ml/t. Merk at kun halve kjernelengden er avbildet.

Figur 8.3 viser vannfrontens bevegelse gjennom kjerneprøve SN1 under vannflømmingen ved injeksjonsrate 6 ml/t. Dette gir en skaleringskoeffisient på 0,08 cm²·cP/min. For å få tilstrekkelig tidsopløsning mellom profilene ble kun siste halvdel av kjernen avbildet. Den avbildede delen av kjerneprøven viser at det fortsatt oppstår en dispergerende vannfront under flømmingen av kjernen, så de kapillære kreftene dominerer de viskøse kreftene under vannflømming ved denne raten også. Etter 0,19 PV injisert forekommer det en endring i vannmetningen ved ut-enden av kjernen som indikerer at vannet har nådd ut-enden av kjerneprøven.

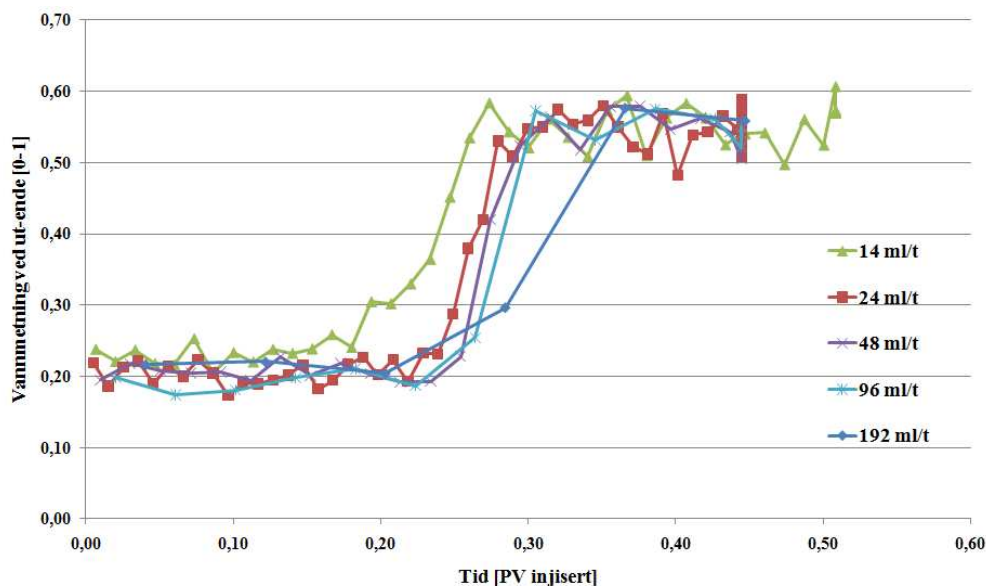


Figur 8.4 – Metningsprofiler for ut-enden av kjerne SN1 (15,22 cm) under vannflømming ved 12 ml/t. Merk at kun den siste fjerdedel av kjernens lengde er avbildet.

Figur 8.4 viser vannfrontens bevegelse gjennom kjerne SN1 under vannflømmingen ved injeksjonsrate 12 ml/t. Merk at kun den siste fjerdedel av kjernens lengde er avbildet slik at tidspunktet vannet ankommer ut-enden av kjernen kan beregnes. Skaleringskoeffisienten er nå 0,15 cm²·cP/min. Vannet når ut-enden etter 0,23 PV injisert.

8.2.2 Vanninjeksjonsrater fra 24 – 192 ml/t

For vanninjeksjon ved høye rater blir tidsoopløsningen for detektoren for lav til å kunne følge vannfrontens bevegelse igjennom kjerneprøven. Dette kommer av telletiden som må benyttes for å oppnå akseptabel usikkerhet i målingene (jmfør ligning (2.2)). For å skaffe informasjon om tidspunktet vannet når ut-enden av kjernen avbildes kun et punkt ved ut-enden av kjernen.



Figur 8.5 – Vannmetning for punkt ved ut-enden mot tid i SN1 (15,22 cm).

Figur 8.5 viser metningsutviklingen i ut-enden som funksjon av antall pore volum injisert for fem vannflømmingsforsøk med økende injeksjonsrater. Figuren illustrerer tydelig hvordan tidspunktet for vannets ankomst ved ut-enden forflytter seg mot økende porevolum injisert ettersom skaleringskoeffisienten øker, noe som samsvarer med teorien om stabile vannflømminger (delkapittel 1.5.2). Fra figuren er tidspunktet vannet ankommer ut-enden avlest, disse er gitt i Tabell 8.5.

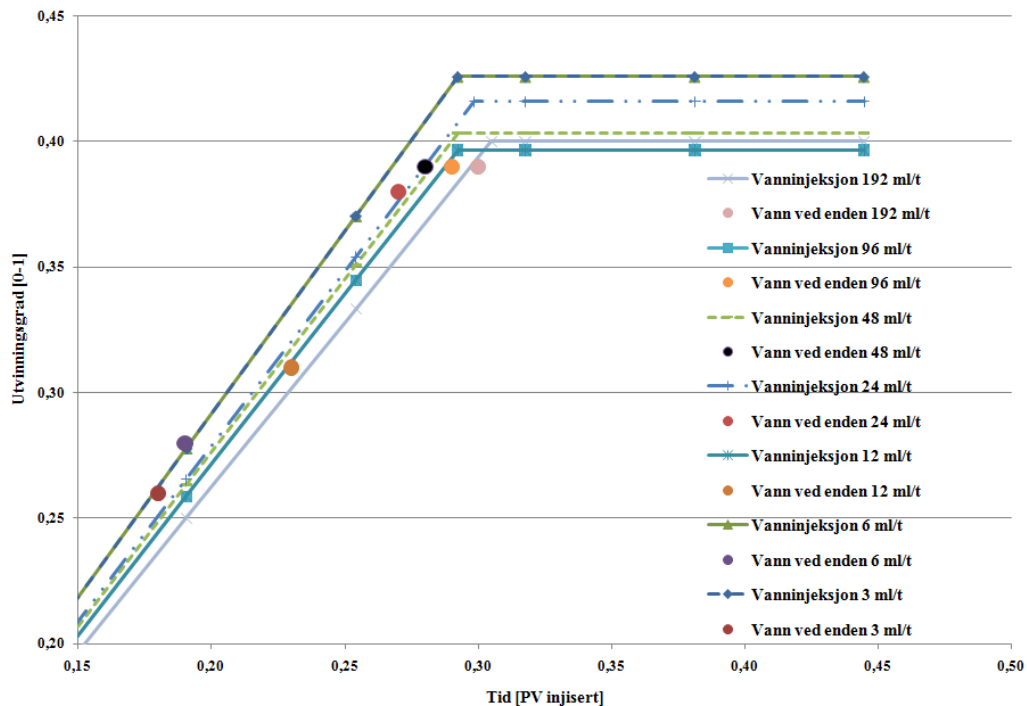
Tabell 8.5 – Tidspunkt vannet når ut-enden av kjernen fra Figur 8.5.

| Rate [ml/t] | Skaleringskoeffisient [cm ² ·cP/min] | Tidspunkt vannet når ut-enden [PV injisert] |
|-------------|--|---|
| 14 | 0,18 | 0,25 |
| 24 | 0,31 | 0,27 |
| 48 | 0,62 | 0,28 |
| 96 | 1,24 | 0,29 |
| 192 | 2,47 | 0,30 |

Avbildningen av vannmetningen ved ut-enden for injeksjonsraten på 192 ml/t vil i Figur 8.5 gi et feil bilde av differansen i forhold til de andre injeksjonsratene. Under denne vannflømmingen er tidsoopløsningen mye lavere, noe som er årsaken til den slakke kurven som observeres i figuren.

8.2.3 Utvinningsgrad og stabilitetskriterium ved ulike injeksjonsrater

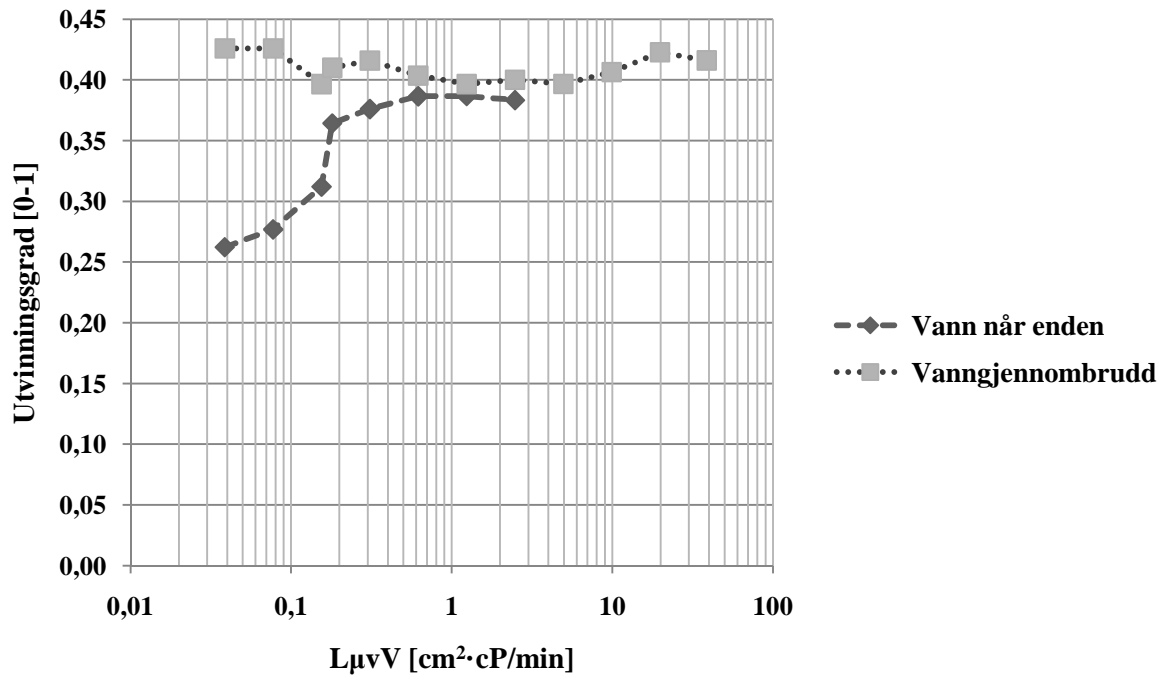
Figur 8.6 viser utvinningsgrad, tidspunktet vannet ankommer ut-enden og vanngjennombrudd for alle injeksjonsrater studert på kjerneprøve SN1. Produksjonskurvene er tilnærmet like for alle vannflømmingene uavhengig av skaleringskoeffisienten. Dette kommer av at den kapillære diskontinuiteten ved ut-enden utsetter vanngjennombruddet frem til trykket i vannfasen overstiger trykket i oljefasen. Dersom det ikke hadde vært en kapillær diskontinuitet til stede ville det oppstått en tofase produksjon i det vannet ankommer ut-enden.



Figur 8.6 – Utvinningsgrad og tidspunkt for når vannet er ved ut-enden og vanngjennombrudd for vannflømminger på SN1 (15,22 cm).

Fra Figur 8.6 fremgår det en klar trend hvor differansen i tidspunkt for vannets ankomst ved ut-enden og vanngjennombrudd minker opp til en rate hvor dette stabiliseres. Det observeres at påvirkningen av den kapillære diskontinuiteten ved ut-enden av kjernen gjør seg mest gjeldende for lave injeksjonsrater og ikke vil virke inn på flømminger hvor injeksjonsraten overstiger 48 ml/t.

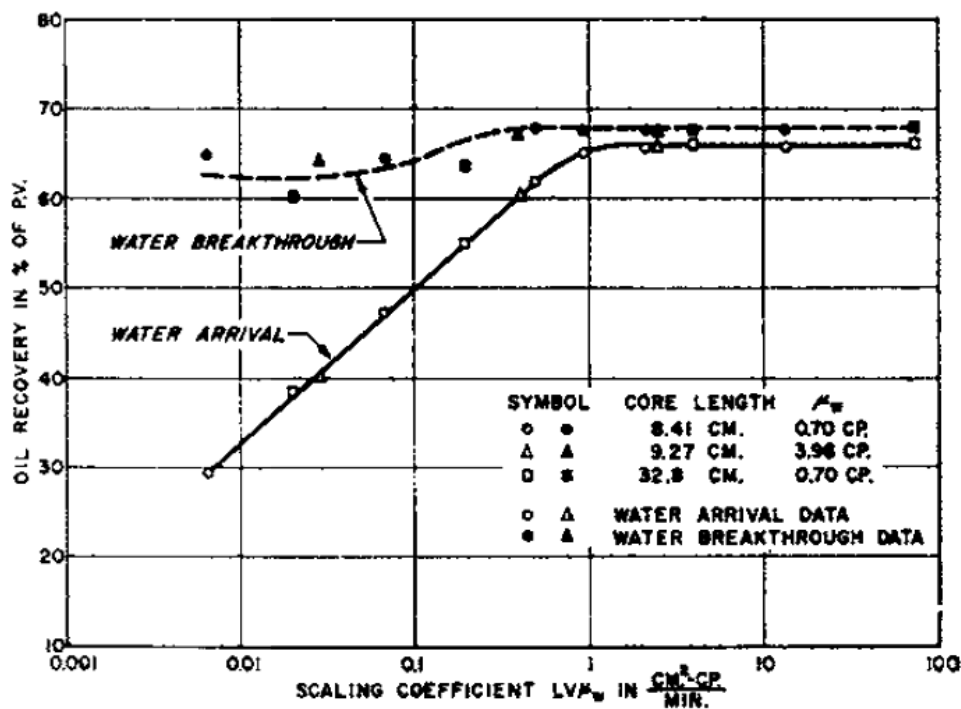
For plott av utvinningsgrad mot tid for vannflømminger hvor injeksjonsraten overstiger 192 ml/t se Appendix.



Figur 8.7 - Utvinningsgrad mot skaleringskoeffisient for SN1 (15,22 cm).

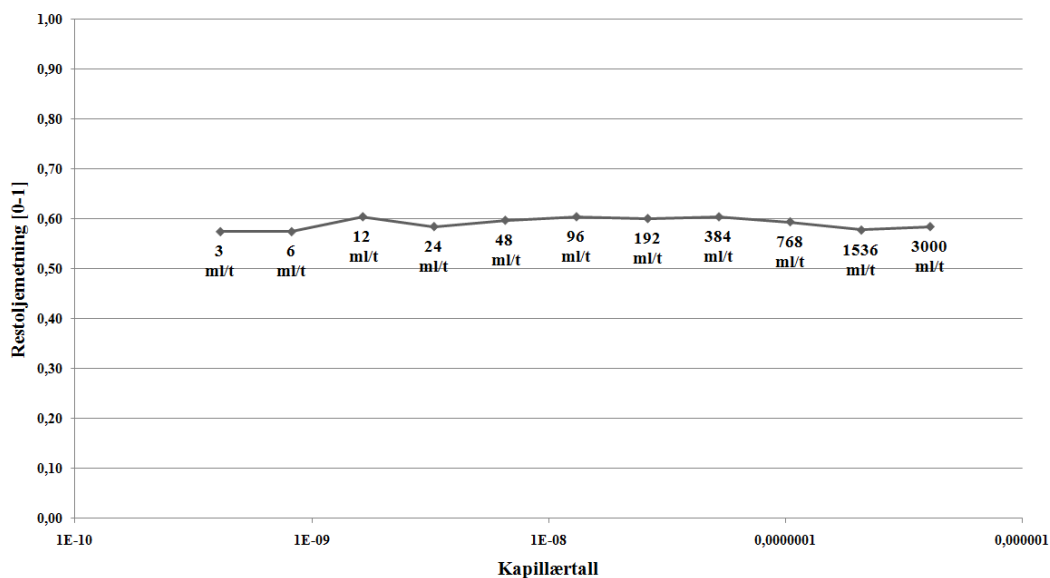
Figur 8.7 viser utvinningsgraden av olje plottet mot skaleringskoeffisienten for kjerneprøve SN1. Fra figuren fremgår det at påvirkningen fra den kapillære diskontinuiteten reduseres frem til punktet hvor vannflømmingen stabiliseres og påvirkningen er neglisjerbar. Vannflømmingen vil etter dette være uavhengig av skaleringskoeffisienten. Figur 8.7 viser at stabilitet i vannflømmingen oppnås ved en skaleringskoeffisient større enn 0,7 cm²·cP/min. Endringene som oppstår i utvinningsgraden etter dette skyldes eksperimentelle usikkerheter.

Trenden som vises i Figur 8.7 er i samsvar med resultatene Rapoport og Kyte [2] oppnådde i sine studier av vannflømminger i sterkt vannfuktede kjerner. Rapoport og Kyte benyttet alundumkjerner hvor skaleringskoeffisienten ble endret ved å variere kjernelengden og det injiserte vannets viskositet. De benyttet et viskositetsforhold på 1,61:1 under vannflømmingene. Påvirkningen endringer i skaleringskoeffisienten hadde på resultatene deres er gitt i Figur 8.8.



Figur 8.8 – Resultater fra Rapoport og Kytes vannflømningsstudier [2].

Figur 8.8 viser innvirkningen endringer i skaleringskoeffisienten har på tidspunktet vannet ankommer ut-enden av kjernen og vanngjennombrudd. Disse tidspunktene sammenfaller ved en skaleringskoeffisient rundt $1 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$. Den kapillære diskontinuiteten ved ut-enden vil for skaleringskoeffisienter over dette ikke ha innvirkning på vannflømmingen, og stabilitet i vannflømmingen er oppnådd.



Figur 8.9 - CDC-kurve for vannflømmingene på SN1 (15,22 cm).

Figur 8.9 viser *capillary desaturation curve* (CDC) for vannflømmingene ved de ulike injeksjonsratene brukt for kjerneprøve SN1. Kapillærtallet er et dimensjonsløst uttrykk for forholdet mellom de viskøse og kapillære kreftene og er beregnet ut i fra følgende ligning:

$$N_c = \frac{u_v \mu_v}{\sigma_{ov}} \quad (8.1)$$

Studier har vist at restoljemetningen reduseres dersom kapillærtallet overstiger en kritisk verdi. Frem til denne verdien for kapillærtallet er oppnådd vil det ikke forekomme reduksjoner i restoljemetningen [6]. Fra Figur 8.9 fremgår det at vannflømmingene foretatt på kjerneprøve SN1 ikke har nådd det kritiske kapillærtallet siden ingen endring i restoljemetningen har oppstått.

8.3 Innflytelse av kjernelengde på skaleringskoeffisient

I vannflømmingene utført på kjerneprøve SN1 fremgår det at endringer i injeksjonsraten vil stabilisere vannflømmingen dersom skaleringskoeffisienten er større enn $0,7 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$. Siden skaleringskoeffisienten kun avhenger av kjernens lengde, injeksjonsraten og det injiserte vannets viskositet, skal også en endring i kjernelengde, i følge teorien, kunne stabilisere vannflømmingen. På bakgrunn av dette ble vannflømminger på både kort og lang kerne utført.

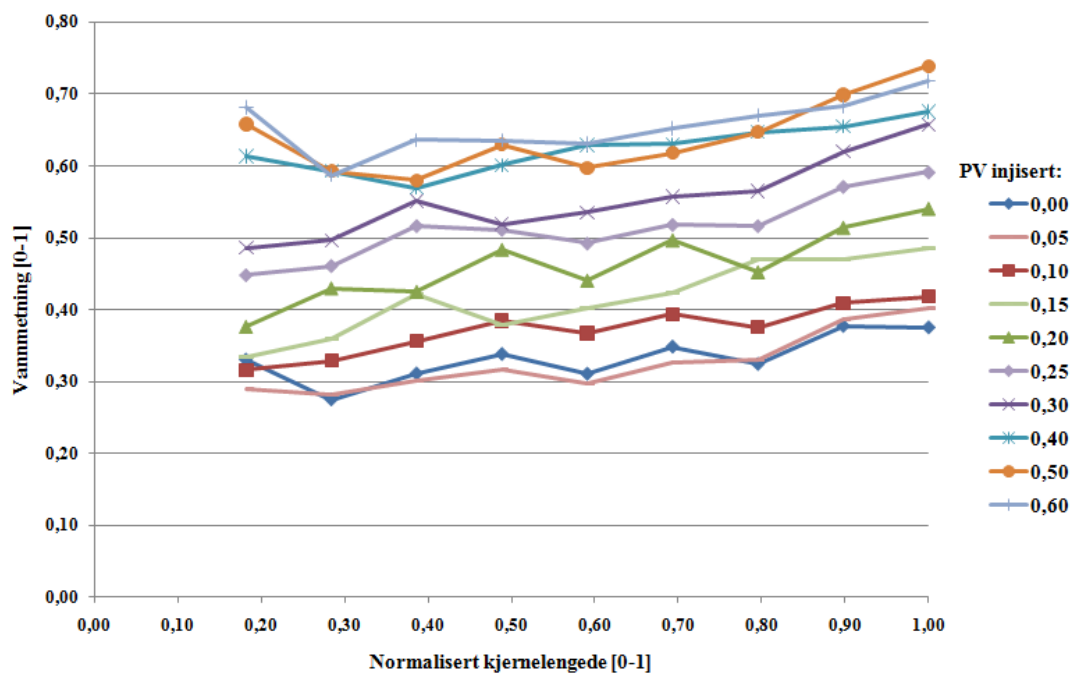
8.3.1 Kort kerne

Tabell 8.6 gir en oversikt over hvilke injeksjonsrater som ble benyttet under vannflømmingene på kjerneprøve SN7. Restvannmetningen i kjernen før vannflømmingene ble igangsatt var 29 %. Lengden på kjerneprøve SN7 er 4,89 cm, noe som fører til at skaleringskoeffisienten har en verdi på 1/3 av den som oppnås i kjerneprøve SN1 (15,22 cm) dersom samme injeksjonsrate benyttes. Fullskann for kjerneprøve SN7 finnes i Appendix.

Tabell 8.6- Vannflømningsdata SN7 (4,89 cm).

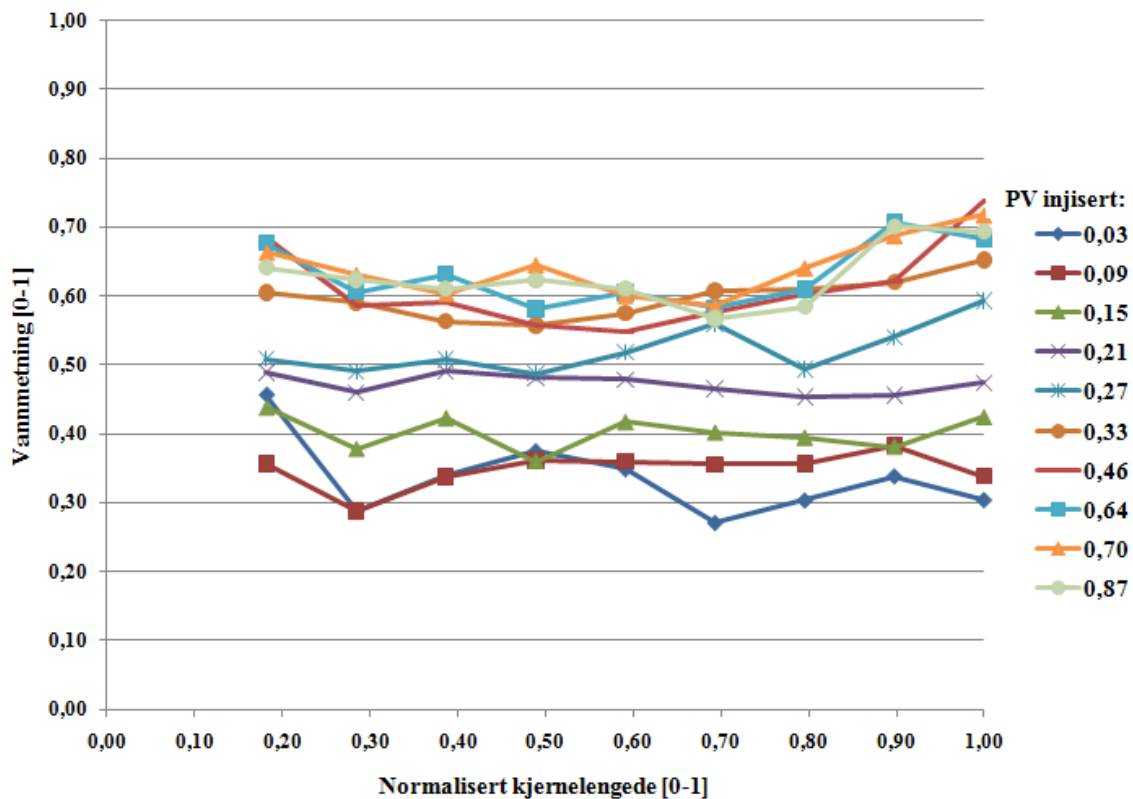
| Rate [ml/t] | 0,3 | 5 | 6 | 10 | 50 | 250 | 500 | 1000 | 1500 | 3000 |
|--|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $L\mu_v$ [$\text{cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$] | 0,00 | 0,02 | 0,02 | 0,04 | 0,21 | 1,04 | 2,08 | 4,15 | 6,23 | 12,46 |
| Vann ved ut-ende [PV injisert] | 0,15 | 0,21 | 0,26 | - | - | 0,31* | 0,33* | 0,33* | 0,31* | 0,35* |
| Vanngjennombrudd [PV injisert] | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,28 | 0,31 | 0,33 | 0,33 | 0,31 | 0,35 |
| Utviningsgrad vann ved ut-ende [0-1] | 0,21 | 0,30 | 0,37 | - | - | 0,45* | 0,45* | 0,45* | 0,42* | 0,48* |
| Utviningsgrad vanngjennombrudd [0-1] | 0,47 | 0,47 | 0,47 | 0,47 | 0,42 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,42 | 0,48 |

* er estimerte verdier for de stabile vannflømmingene.



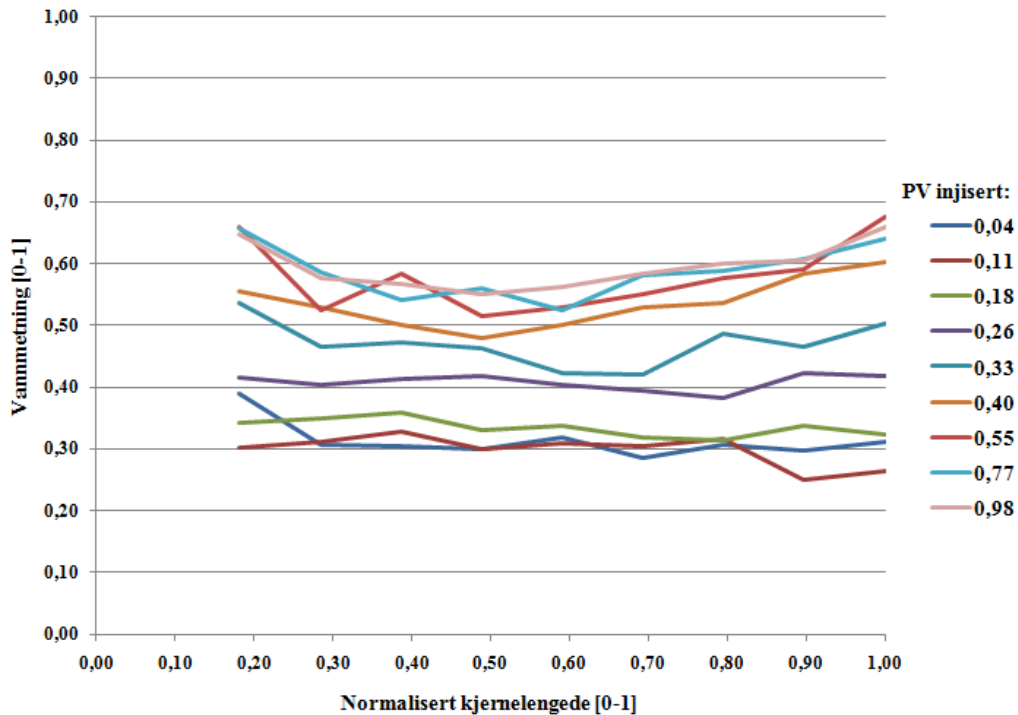
Figur 8.10 – Metningsprofiler under vannflømming av SN7 ved 0,3 ml/t.

Figur 8.10 viser metningsprofiler av vannflømming ved 0,3 ml/t i kjerneprøve SN7. Denne raten gir en skaleringskoeffisient på $0,001 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$. Profilene viser at det på grunn av den lave raten oppstår en svært uniform metningsendring gjennom hele kjerneprøven under vannflømmingen. Vannet ankommer kjernens ut-ende etter injeksjon av 0,15 PV.



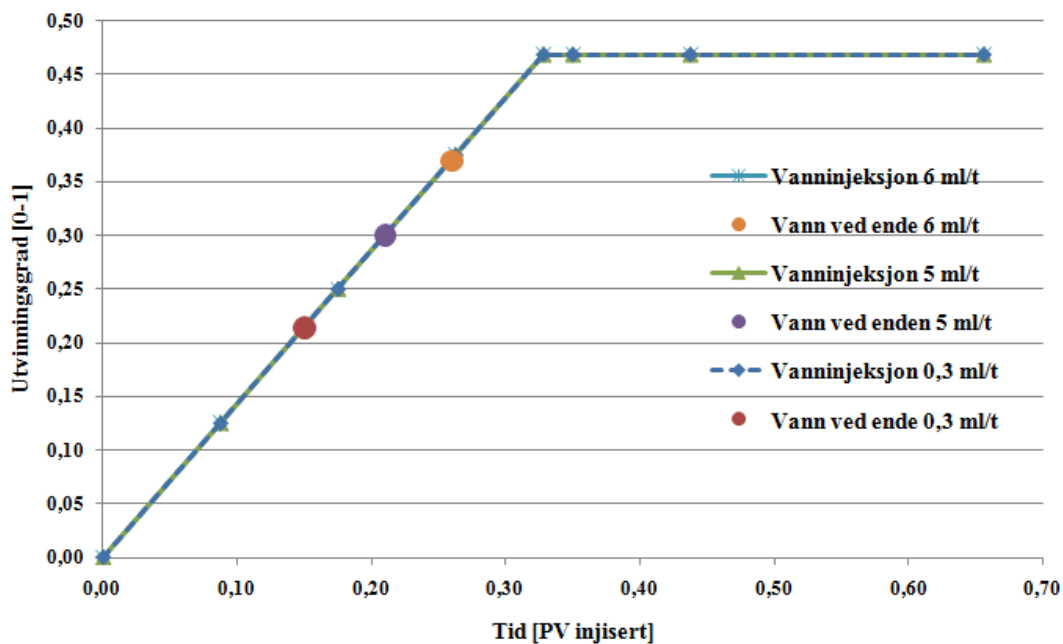
Figur 8.11 - Metningsprofiler under vannflømming av SN7 (4,89 cm) ved 5 ml/t.

Når injeksjonsraten økes til 5 ml/t blir den nye skaleringskoeffisienten $0,02 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$. I Figur 8.11 detekteres en endring i vannmetningen ved ut-enden av kjernen etter injeksjon av 0,21 PV vann. Etter 0,15 PV injisert oppstår det en metningsendring i det ytterste målepunktet. Siden dette punktet sannsynligvis ligger like utenfor kjernen oppnås lavere nøyaktighet (antall tellinger) her. Trenden til metningsprofilen tilsier at vannet, ved dette tidspunktet, ikke har nådd ut-enden, så målingen i ytterste punkt forkastes for denne figuren.



Figur 8.12 - Metningsprofiler under vannflømming av SN7 (4,89 cm) ved 6 ml/t.

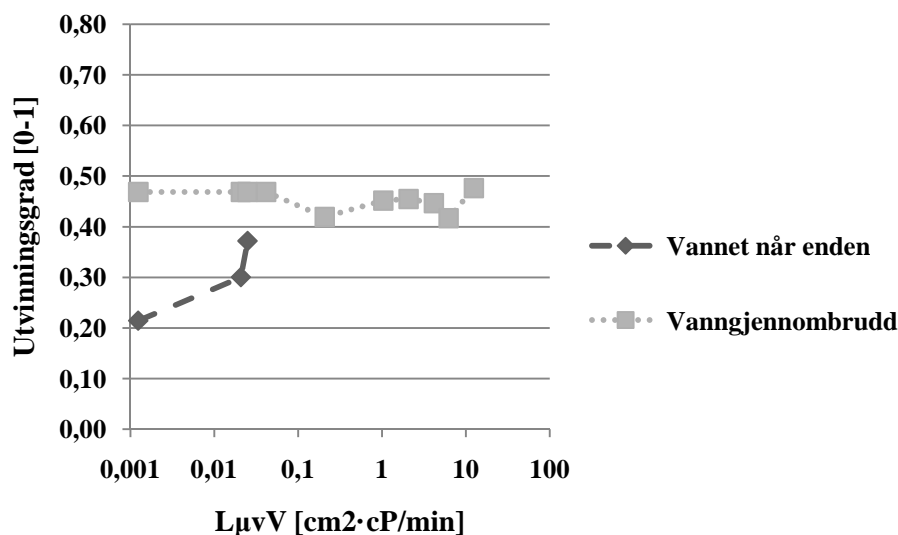
Figur 8.12 viser metningsprofilene under vannflømmingen ved 6 ml/t, hvor skaleringskoeffisienten er på 0,02 cm²·cP/min. Fra figuren er det tydelig at vannet har nådd ut-enden etter 0,26 PV vann injisert. Dette er en betydelig økning i forhold til vannflømmingen ved 5 ml/t, noe som ikke er forventet. Sannsynligvis ankommer vannet ut-enden av kjernen på et tidligere tidspunkt, men på grunn av at tidsopløsningen i avbildningen ble for høy oppstod det unøyaktigheter i tidspunktet for vannets ankomst ved ut-enden.



Figur 8.13 - Utvinningsgrad og tidspunkt for når vannet er ved enden og vanngjennombrudd for vannflømminger på SN7(4,89 cm).

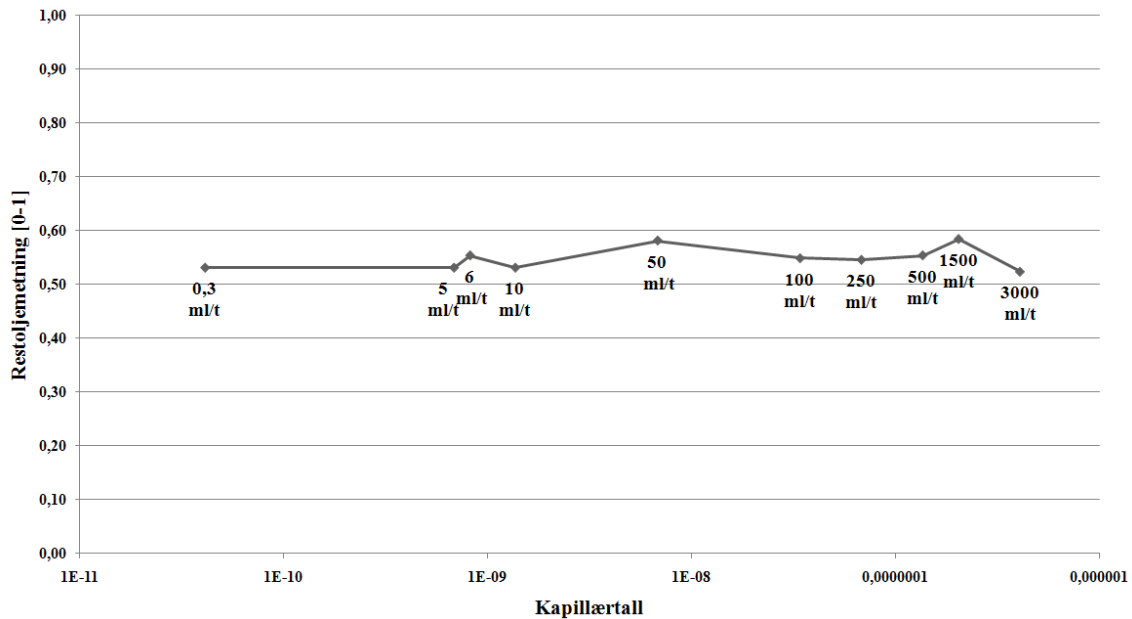
I Figur 8.13 vises utvinningsgrad og tidspunkt for når vannet ankommer ut-enden og vanngjennombrudd for kjerneprøven. Figuren viser at økninger i raten gir mindre differanse mellom de to tidspunktene. Det observeres en stor differanse i tidspunktet vannet når ut-enden for injeksjon ved 5 og 6 ml/t. Denne observerte differansen kommer som en følge av at avbildningen ikke har hatt god nok tidsoppløsning og tidspunktet for når vannet ankommer ut-enden under injeksjon ved 6 ml/t har sannsynligvis blitt registrert senere enn det reelle tidspunktet.

Plott av utvinningsgrad mot tid for vannflømmingene med injeksjonsrate over 6 ml/t er vist i Appendix.



Figur 8.14 – Utvinningsgrad mot skaleringskoeffisient for SN7 (4,89 cm).

Fra Figur 8.14 fremgår det at differansen i utvinningsgrad mellom når vannet ankommer ut-enden og vanngjennombrudd reduseres ved økende skaleringskoeffisient. Dette samsvarer med resultatene fra kjerneprøve SN1 (Figur 8.7). På grunn av at skaleringskoeffisientene som ble oppnådd innen detektoren ikke lenger klarte å avbilde fronten var lave, er det på kjerneprøve SN7 ikke mulig å si ved hvilken skaleringskoeffisient stabil vannflømming oppnås.



Figur 8.15 – CDC-kurve for vannflømmingene på SN7 (4,89 cm).

Figur 8.15 viser CDC-kurven for vannflømmingene utført på kjerneprøve SN7. Som for kjerneprøve SN1 (Figur 8.9) observeres ingen reduksjon av restoljemetningen (knekk i kurven) og dette forstås som at det kritiske kapillærtallet ikke er oppnådd.

8.3.2 Lang kjerneprøve

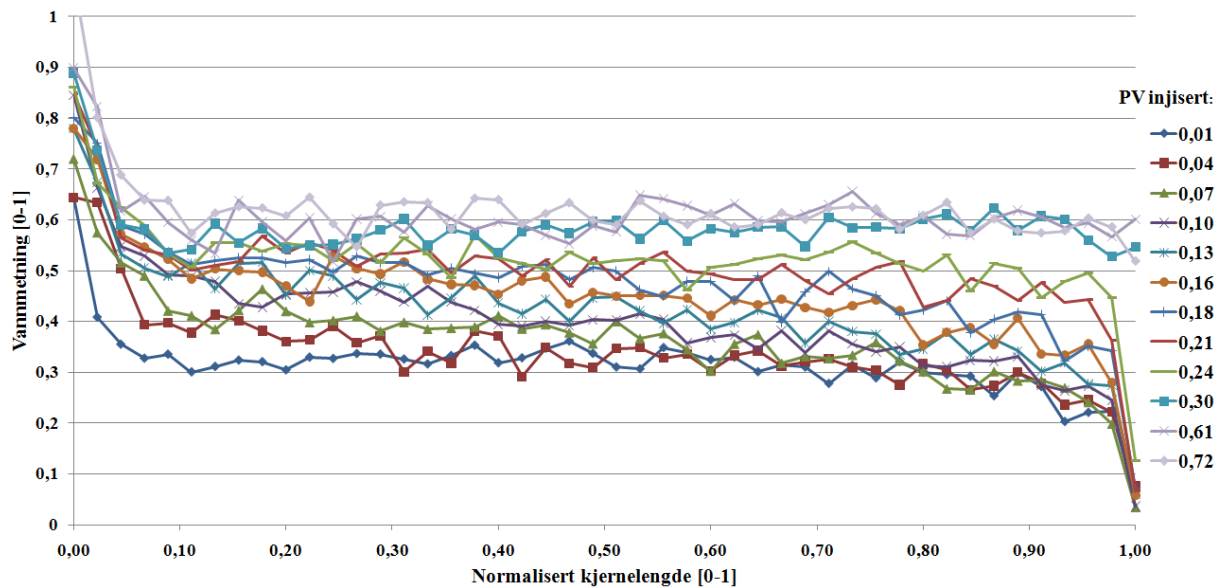
Skaleringskoeffisientens påvirkning på vannflømminger ble også studert på kjerneprøve SN12. Denne kjerneprøven er relativt lang (45,2 cm) og høye skaleringskoeffisienter vil dermed oppstå ved lavere rater. En restvannmetning på 30 % ble oppnådd før vannflømmingene ble utført på kjernen. Tabell 8.7 viser informasjon om vannflømmingene som ble gjort på kjerneprøve SN12.

Tabell 8.7 – Vannflømningsdata SN12 (45,2 cm).

| Rate [ml/t] | 3 | 6 | 12 | 14 | 20 | 50 | 100 | 250 | 500 | 1000 |
|---|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|
| L_{μv}V [cm²·cP/min] | 0,11 | 0,23 | 0,46 | 0,54 | 0,77 | 1,53 | 3,83 | 9,57 | 19,14 | 38,28 |
| Vann ved ut-ende [PV injisert] | 0,21 | 0,25 | 0,28 | 0,28 | 0,29 | 0,33 | 0,33* | 0,33* | 0,34* | 0,35* |
| Vanngjennombrudd [PV injisert] | 0,32 | 0,32 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,34 | 0,35 |
| Utviningsgrad vann ved ut-ende [0-1] | 0,30 | 0,37 | 0,36 | 0,36 | 0,40 | 0,44 | 0,44* | 0,44* | 0,44* | 0,43* |
| Utviningsgrad vanngjennombrudd [0-1] | 0,46 | 0,45 | 0,45 | 0,46 | 0,45 | 0,45 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,43 |

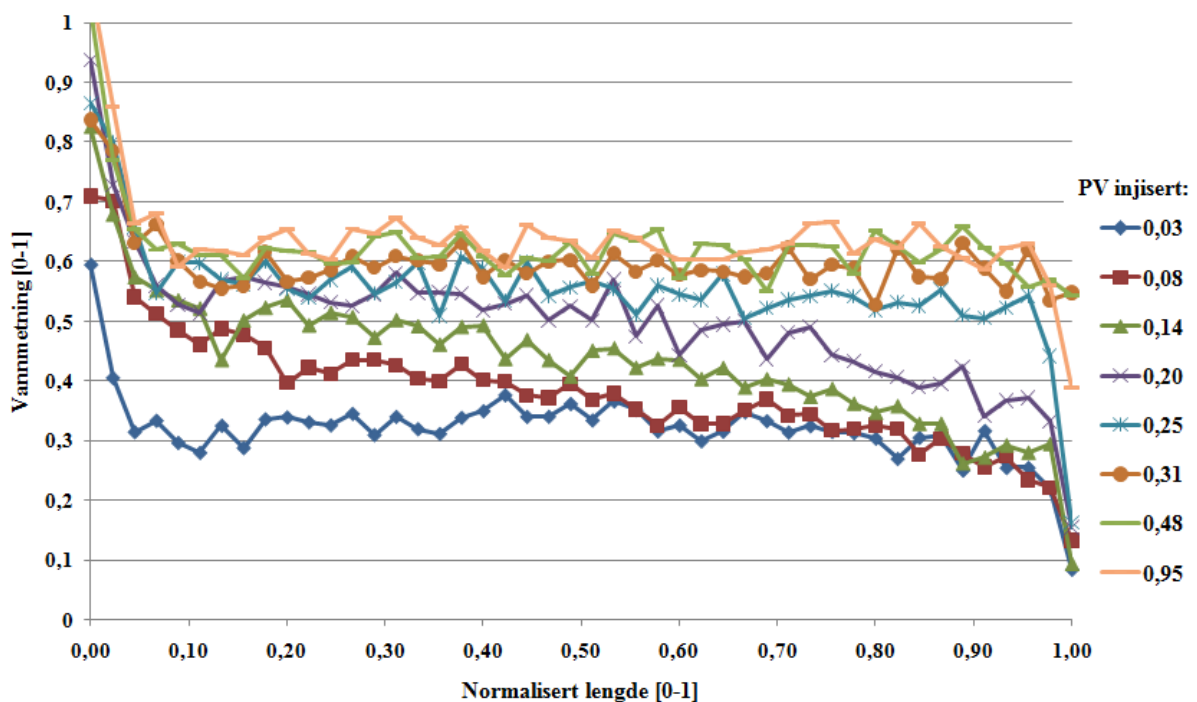
* er estimerte verdier for de stabile vannflømmingene.

Metningsprofiler for vannflømmingen med injeksjonsrate 14ml/t, er ikke tatt med i dette delkapittelet, men kan finnes sammen med fullskannet for kjerneprøve SN12 i Appendix.



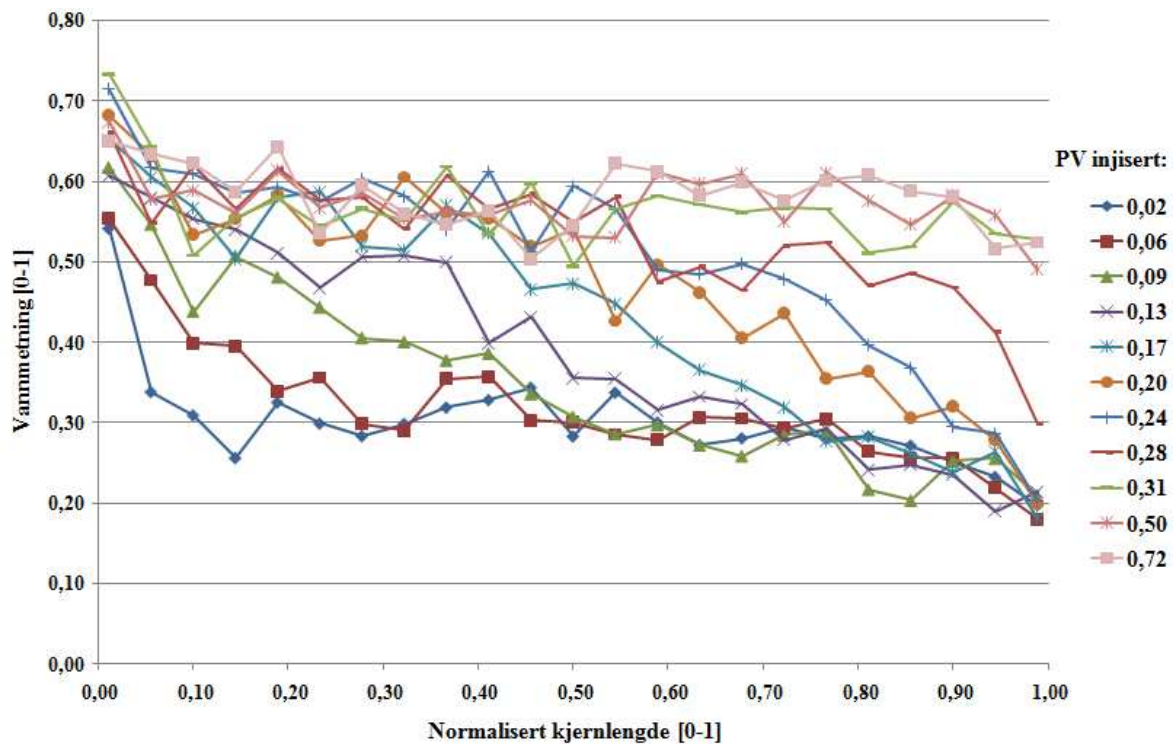
Figur 8.16 - Metningsprofiler under vannflømming av SN12 (45,2 cm) ved 3 ml/t.

Figur 8.16 viser metningsprofilene under vannflømming av SN12 ved en injeksjonsrate på 3 ml/t. Skaleringskoeffisienten blir $0,11 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$ ved denne injeksjonsraten. Fra figuren fremgår det at vannet når ut-enden etter injeksjon av 0,21 PV. Under vannflømmingen ved denne injeksjonsraten endrer metningen seg uniformt gjennom kjerneprøven på grunn av de lave viskøse kreftene som oppstår.



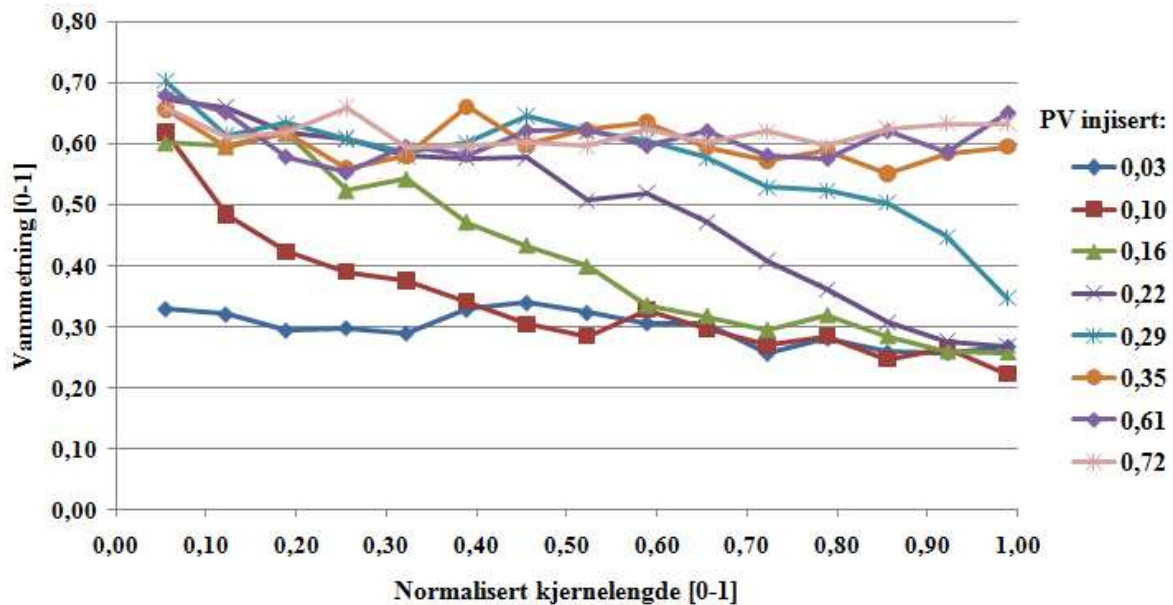
Figur 8.17 - Metningsprofiler under vannflømming av SN12 (45,2 cm) ved 6 ml/t.

I Figur 8.17 er utviklingen av vannmetningen under vannflømming av SN12 ved 6 ml/t vist. Ved denne injeksjonsraten oppnås en skaleringskoeffisient på $0,11 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$. Vannfronten er fortsatt dispersert under vannflømmingen. Vannet når ut-enden av kjernen etter injeksjon av 0,25 PV vann.



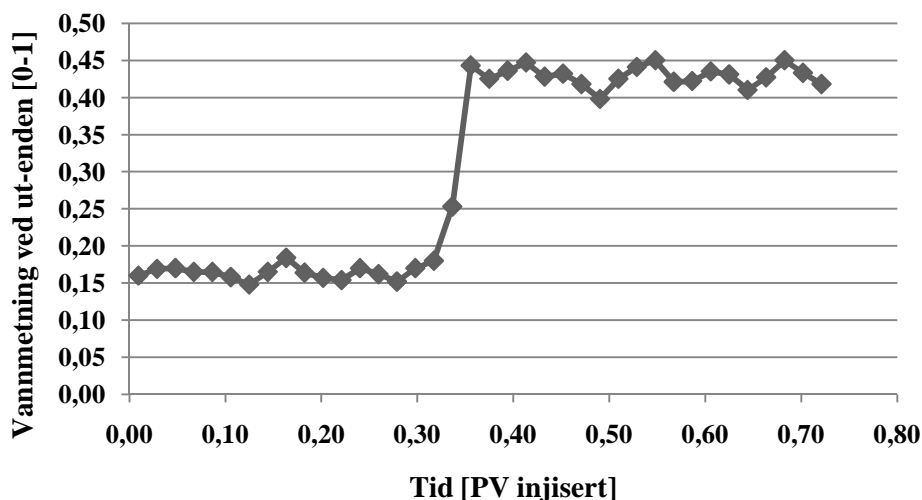
Figur 8.18 - Metningsprofiler under vannflømming av SN12 (45,2 cm) ved 12 ml/t.

Fra metningsprofilene for vannflømmingen ved 12 ml/t, vist i Figur 8.18, er det tydelig at vannfronten er blitt mindre dispergert. De viskøse kreftene under vannflømmingen er nå så store at de påvirker flømmingen og overstiger de kapillære kreftene i kjernen. Dette fører til at vannfronten som beveger seg igjennom kerneprøven er mye skarpere. Skaleringskoeffisienten under denne vannflømmingen er $0,46 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$. Ved å studere metningsprofilene observeres det at vannet ankommer ut-enden etter 0,28 PV injisert.



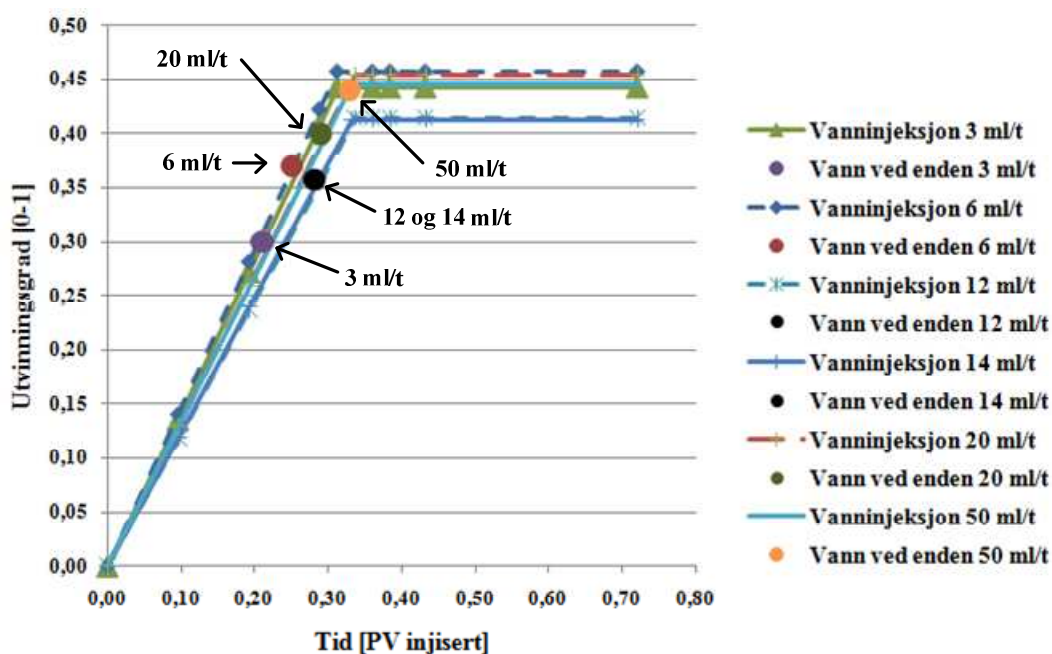
Figur 8.19 - Metningsprofiler under vannflømming av SN12 (45,2 cm) ved 20 ml/t.

En økning av injeksjonsraten til 20 ml/t gir en vannfront som fortsatt blir skarpere og mindre dispergert som vist i Figur 8.19. Skaleringskoeffisienten under denne vannflømmingen er 0,77 cm²·cP/min, og vannet når ut-enden etter 0,29 PV injisert vann.



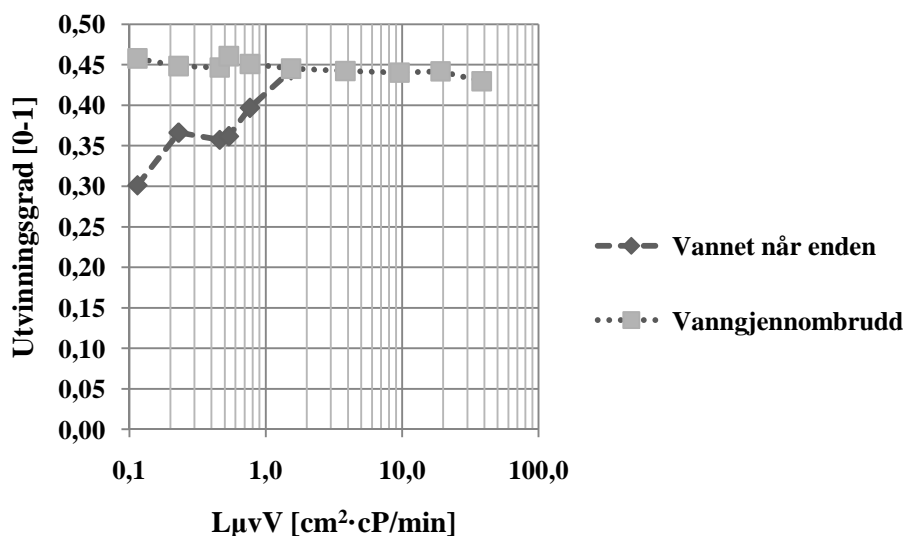
Figur 8.20 – Vannmetning ved ut-enden mot tid for vannflømming av SN12 (45,2 cm) ved 50 ml/t.

For å oppnå tilstrekkelig tidsoppløsning avbildes kun et punkt ved ut-enden av kjernen når injeksjonsraten økes til 50 ml/t. Under denne vannflømmingen oppnås en skaleringskoeffisient på 1,53 cm²·cP/min. Vannet ankommer ut-enden etter injeksjon av 0,33 PV.



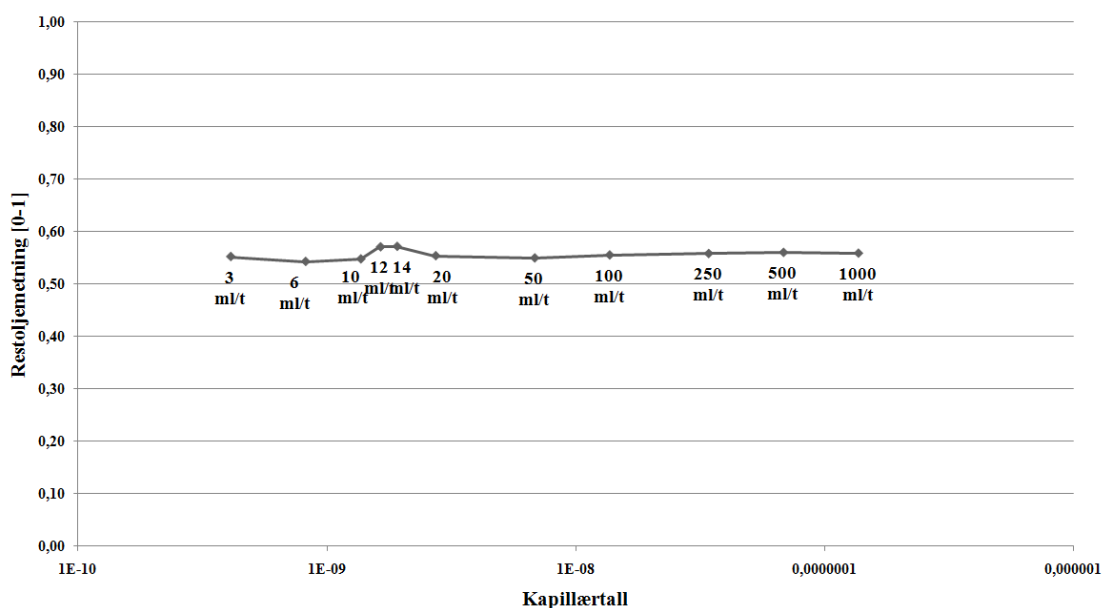
Figur 8.21 – Utvinningsgrad mot tid for kjerneprøve SN12 (45,2 cm).

Figur 8.21 viser utvinningsgraden for de avbildede vannflømmingene av SN12 mot tid. Fra figuren observeres det at differansen i tid og utvinningsgrad mellom vannets ankomst ved ut-enden av kjernen og vanngjennombrudd reduseres ved økning av raten. Dette er i samsvar med teorien om stabile vannflømminger (delkapittel 1.5.2).



Figur 8.22 – Utvinningsgrad mot skaleringskoeffisient for kjerneprøve SN12 (45,2 cm).

Figur 8.22 viser en trend hvor differansen i utvinningsgrad i det vannet ankommer ut-enden av kjernen og vanngjennombrudd reduseres etter hvert som skaleringskoeffisienten økes. Ved en skaleringskoeffisient lik 1,5 er utvinningsgraden for disse to tidspunktene like og vannflømmingen er stabil. Stabil vannflømming av kjerneprøven kan ha blitt oppnådd før dette, siden vannflømminger for skaleringskoeffisienter i området mellom 0,8 og 1,5 ikke er studert for kjerneprøven.



Figur 8.23 - CDC-kurve for vannflømmingene på SN12 (45,2 cm).

Fra Figur 8.23 fremgår det at restoljemetningen holder seg stabil for alle flømningsratene som benyttes på kjernen. Dette er som forventet siden SN1(Figur 8.9) og SN7 (Figur 8.15) heller ikke oppnådde det kritiske kapillærtallet og høyere injeksjonsrater ble benyttet under vannflømming av disse kjerneprøvene.

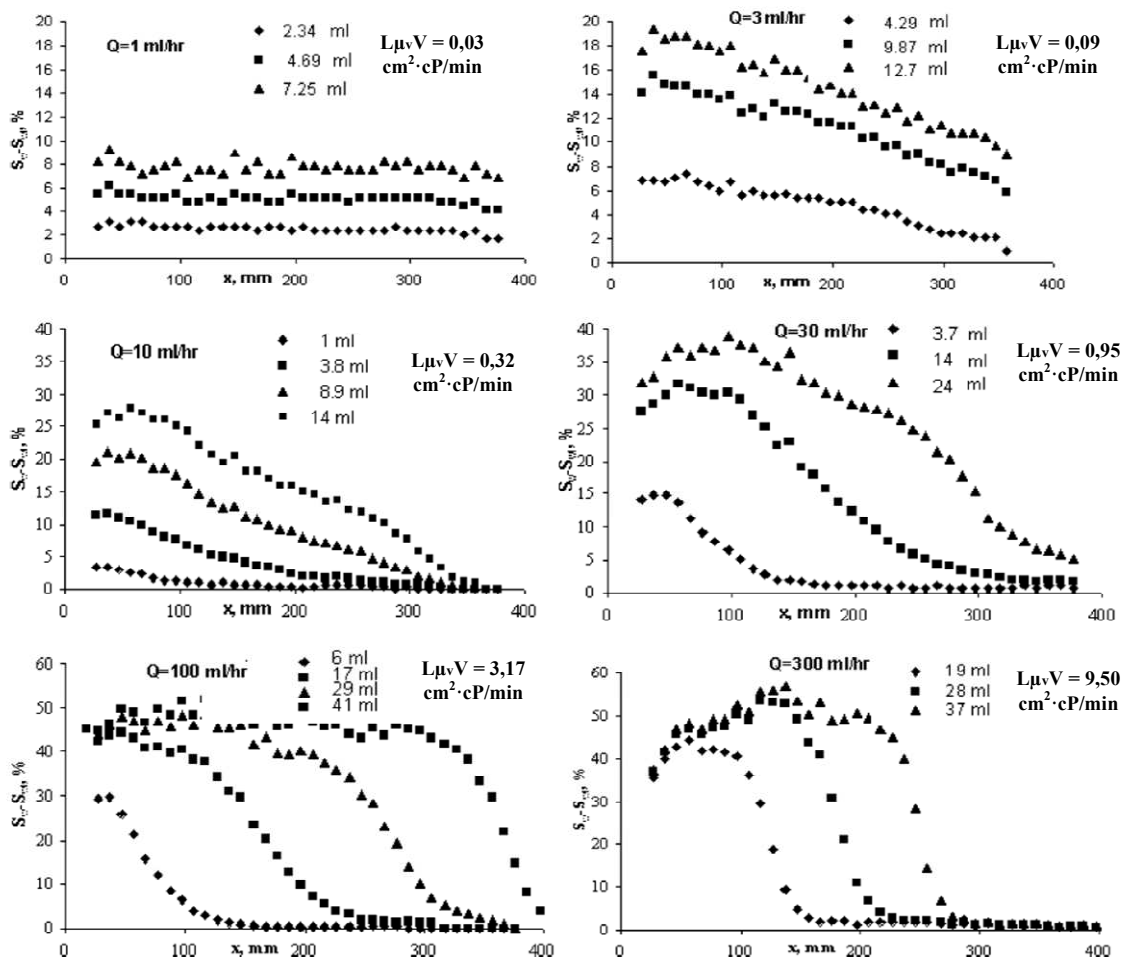
8.4 Vannfront ved ulike skaleringskoeffisienter

Under avbildningen av vannflømmingene på kjerneprøve SN12 observeres endringer på vannfrontens form og utbredelse. Ved lave rater oppstår det lite viskøse krefter i kjerneprøven, noe som gir en dispergert vannfront som strekker seg igjennom store deler av kjerneprøven. Denne relativt uniforme endringen av vannmetning i kjerneprøven oppstår på grunn av at de kapillære kreftene er større enn de viskøse kreftene vannflømmingen gir. Figur 8.16 viser hvordan den dispergerte fronten strekker seg igjennom kjerneprøven ved lav rate. Etter hvert som injeksjonsraten øker vil de viskøse kreftene påvirke flømmingen i større grad enn de kapillære kreftene og det vil dannes en skarpere vannfront som ved høye nok rater vil bli stempelformet.

De observerte endringene i vannfrontens utbredelse samsvarer godt med resultatene Meleán *et al.* [52] fant i sine studier av imbibisjonsfronter i porøse medier. Studiene deres ble utført i et svært vannfuktet medium hvor vann ble injisert for å fortrenge den ikke-fuktende oljefasen som bestod av dekan. Informasjon om det porøse mediet er gitt i Tabell 8.8.

Tabell 8.8 – Data for det porøse mediet benyttet av Meleán *et al.*

| Lengde [cm] | Diameter [cm] | Porøsitet [%] | Permeabilitet [D] |
|-------------|---------------|---------------|-------------------|
| 40 | 3 | 36 | 10 |



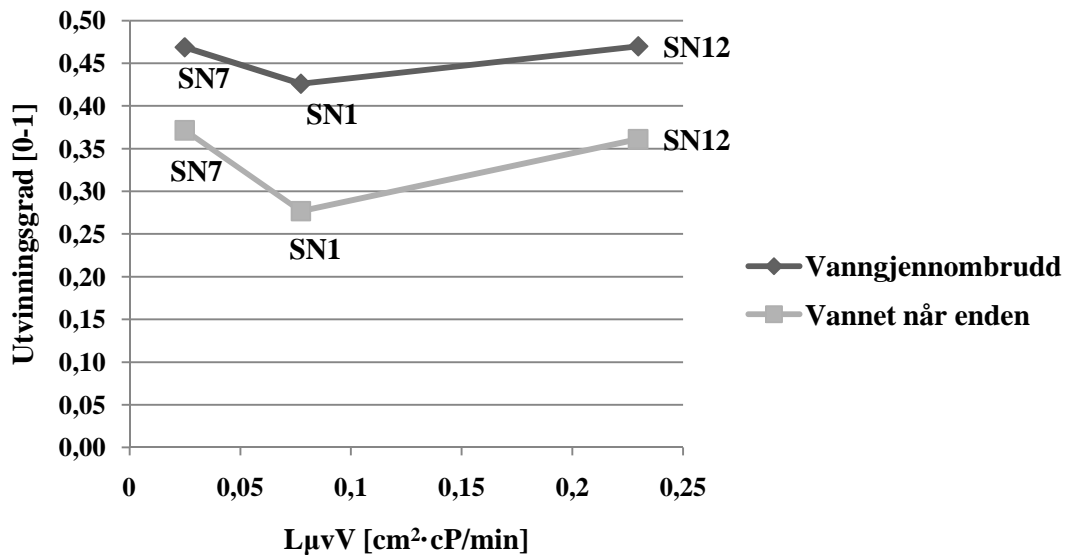
Figur 8.24 – Utvikling av imbibisjonsfronter [52].

Figur 8.24 viser utvikling av vannfrontene under Meleán et al. sine studier. I grafene er den initielle vannmetningen trukket fra slik at kun endringene i vannmetning er illustrert. Studiene deres konkluderte med at formen til vannfronten avhenger av injeksjonsrate og initiell vannmetning [52].

Sammenligning av utviklingen av vannfrontene under vannflømming av SN12 (Figur 8.16 - Figur 8.19) viser en klar likhet med resultatene fra Meleán et al. sine studier. Vannfrontens bevegelse igjennom kjerneprøve SN12 var ikke mulig å avbilde etter 20 ml/t, men en utvikling lik den som observeres i Figur 8.24 forventes for kjerneprøve SN12 også.

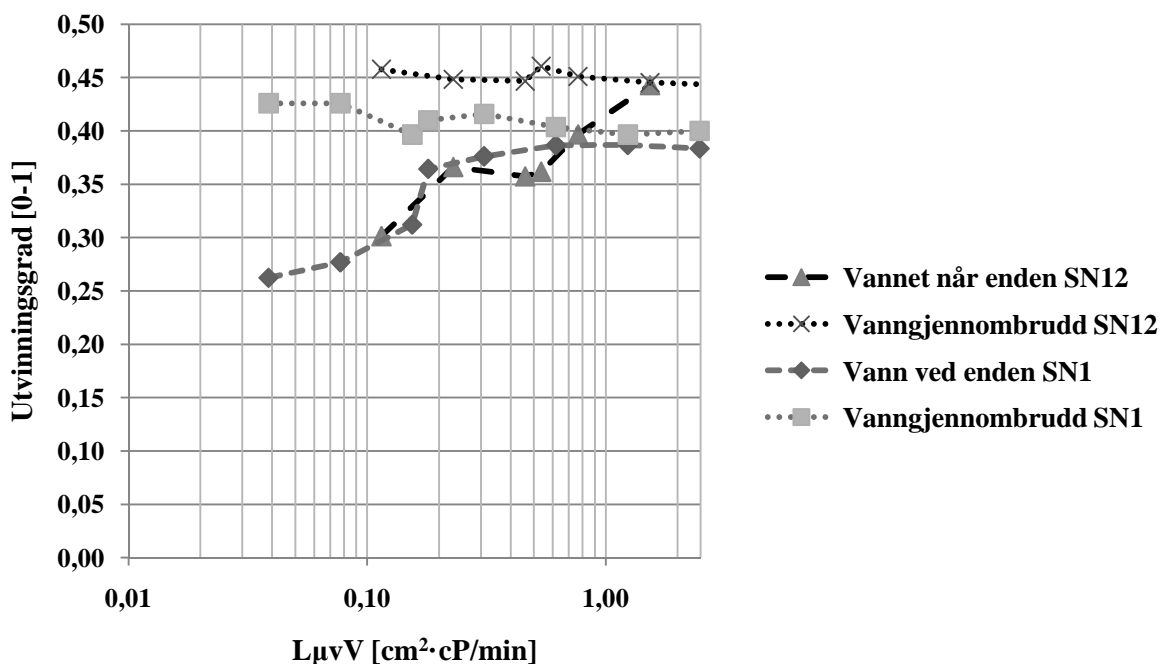
8.5 Sammenligninger av resultater

Vannflømningsstudier er utført på tre sandsteinsprøver av ulik lengde, SN1 (15,22 cm), SN7 (4,89 cm) og SN12 (45,2 cm) ved vanninjeksjonsrater varierende fra 0,3-3000 ml/t. Vannfrontens bevegelse igjennom kjernene er avbildet ved hjelp av radioaktive tracere. I dette delkapittelet sammenlignes dataene fra de foregående delkapittler.



Figur 8.25 - Utvinningsgrad mot skaleringskoeffisient ved injeksjonsrate på 6 ml/t.

I Figur 8.25 er utvinningsgraden plottet mot skaleringskoeffisienten for en injeksjonsrate på 6 ml/t i hver kjerneprøve. I følge teorien om stabile vannflømminger (delkapittel 1.5.3) burde differansen mellom utvinningsgraden for tidspunktet vannet ankommer ut-enden og vanngjennombrudd reduseres ettersom kjernelengden økes. Denne trenden observeres mellom kjerneprøve SN1 og SN12, men SN7 avviker fra dette. Den sannsynlige grunnen til dette er at tidsopløsningen under avbildningen av SN7 er for lav og at vannet har nådd ut-enden før den detekteres. Det er derfor rimelig å anta at differansen mellom utvinningsgraden i det vannet ankommer ut-enden og vanngjennombrudd er større for SN7 enn det som er illustrert i Figur 8.25.



Figur 8.26 – Utvinningsgrad mot skaleringskoeffisient for kjerneprøve SN1 (15,22 cm) og SN12 (45,2 cm).

Figur 8.26 viser utvinningsgrad som funksjon av skaleringskoeffisient for de avbildede vannflømmingene på kjerneprøve SN1 og SN12. Resultatene fra SN7 er unnlatt siden skaleringskoeffisientene oppnådd under avbildningen på denne kjernen var for lave til å stabilisere vannflømmingene.

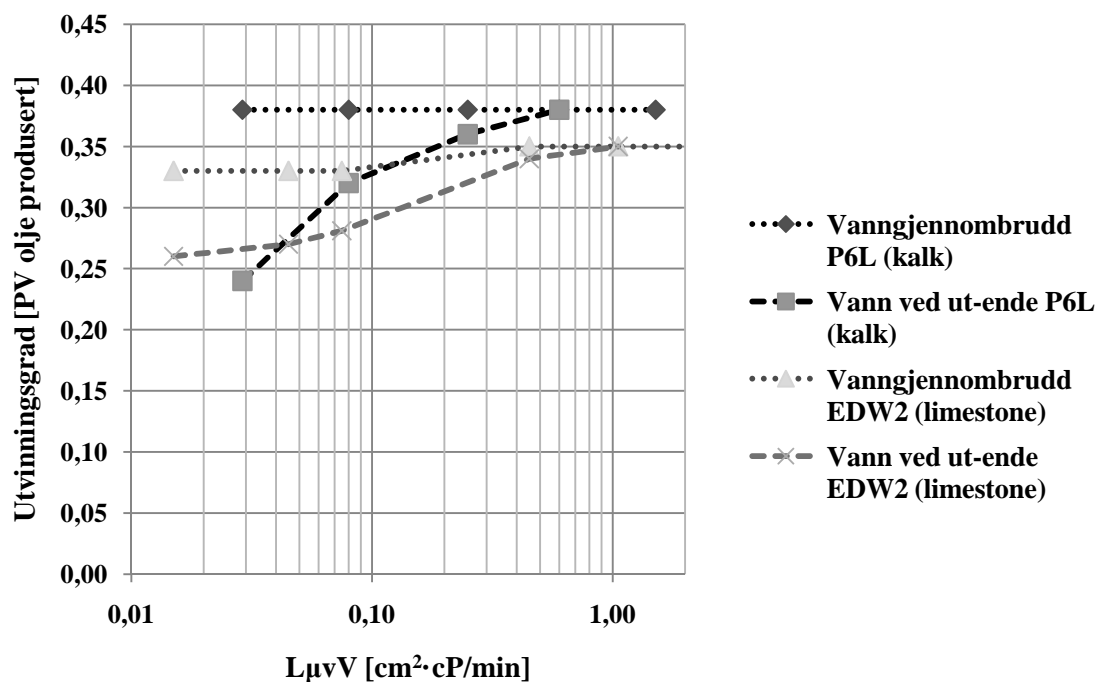
Ut i fra figuren observeres det at kjerneprøve SN1 oppnår stabile vannflømminger ved en skaleringskoeffisient høyere enn $0,7 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$, mens SN12 ikke oppnår stabilitet før skaleringskoeffisienten når $1,5 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$. Som diskutert i delkapittel 8.3.2 er det sannsynlig at SN12 vil oppnå stabil vannflømming for lavere verdier enn $1,5 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$. Dette ville samsvart med teorien om at størrelsen til de enkelte parametrene som inngår i skaleringskoeffisienten ikke innvirker på resultatet så lenge produktet holdes konstant [1].

Kjerneprøve SN1 viser, som Rapoport og Kyte rapporterte [2], at videre økning av skaleringskoeffisienten etter at stabil vannflømming er oppnådd ikke vil påvirke vannflømmingen. Når stabilitet oppnås i vannflømmingen dannes et plata i plottet med utvinningsgrad mot skaleringskoeffisient (Figur 8.26) ved økning av sistnevnte.

Medstudent Øyvind Eide har i sin oppgave studert stabiliteten for vannflømminger i Portland kalk og Edwards *limestone*. Skaleringskoeffisientene for disse kjernene ble justert ved endring av injeksjonsrate. Informasjon om kjernene Eide benyttet er gitt i Tabell 8.9 og utvinningsgraden som funksjon av skaleringskoeffisienten er plottet i Figur 8.27.

Tabell 8.9 – Kjernedata for Eides prøver [53].

| Kjernenavn | Bergart | Lengde [cm] | Diameter [cm] | Porøsitet [%] | Permeabilitet [mD] | Amott indeks |
|------------|--------------------------|-------------|---------------|---------------|--------------------|--------------|
| P6L | Portland kalk | 13,92 | 5,54 | 46,0 | 4,6 | 1 |
| EDW2 | Edwards <i>limestone</i> | 14,94 | 4,80 | 21,0 | 11,8 | 1 |



Figur 8.27 – Utvinningsgrad mot skaleringskoeffisient for Portland kalk og Edwards limestone [53].

Fra Figur 8.27 fremgår det at stabile vannflømminger oppnås for kalk ved skaleringskoeffisienter over $0,6 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$, mens skaleringskoeffisienten må overstige 1,0 for å oppnå stabilitet i *limestone*.

Studiene i oppgaven på vannflømminger av sandsteinsprøver viser at flømmingen er avhengig av en skaleringskoeffisient opp til en spesifikk verdi som stabiliserer vannflømmingen. Når denne verdien er oppnådd vil videre økning av skaleringskoeffisienten ikke påvirke vannflømmingen. For sandsteinsprøver viser resultatene i Figur 8.26 at en skaleringskoeffisient i området mellom 0,7 og $1,5 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$ vil stabilisere vannflømmingen.

Skaleringskoeffisienten funnet for sandsteinsprøvene korrelerer godt med Rapoport og Kytes arbeid (Figur 8.8) og arbeid gjort på annet kjernematerial (Figur 8.27). Resultatene viser at stabiliteten til vannflømminger avhenger av verdien på skaleringskoeffisienten opp til en verdi hvor vannflømmingen stabiliseres og flømmingen blir uavhengig av skaleringskoeffisienten. For å avgjøre hvilken eksakt skaleringskoeffisient som gir stabilitet i vannflømmingen må det innhentes mer datamateriale, men arbeidet hittil viser at vannflømminger stabiliseres for skaleringskoeffisienter rundt $1 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$.

Arbeidet gjort av Eide antyder at verdien skaleringskoeffisienten behøver for å oppnå stabilitet i vannflømmingen avhenger av permeabiliteten til kjerneprøven. Vannflømmingen utført på Portland kalk (4,6 mD) stabiliseres ved en skaleringskoeffisient på $0,6 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$, mens Edwards *limestone* (11,8 mD) først stabiliseres når skaleringskoeffisienten når $1,0 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$. Resultatet fra Bentheimer sandsteinsprøvene, hvor permeabiliteten er mellom omtrent 1 D, avviker fra denne trenden.

Under vannflømmingene av sandsteinsprøvene oppnås det ikke store nok endringer i kapillærtallet til å redusere restoljemetningen. I figurene som viser restoljemetning mot kapillærtall (Figur 8.9, Figur 8.15 og Figur 8.23) er det tydelig at endringen i kapillærtall ikke er stor nok til å bevege seg vekk fra platået og redusere restoljemetningen.

9 Industriell CT

9.1 Høyoppløselig avbildning av kjernemateriale

Høyoppløselig avbildning ble utført på en Portland kalkkerne for å få informasjon om porestruktur og distribusjon av porestørrelser i kjernen. Porøsitet ble ikke målt på kjernen men antas å være 46 %. Energien benyttet under avbildningen er 160 keV og oppløsningen er 40 x 40 mikroner, med en tykkelse på 42 mikroner for hvert lag. Figurene fra avbildningene består av 1200 x 1200 volumelementer og hvert volumelement er 40 x 40 x 42 mikroner. I CT-bildene vil mørke farger representere lave CT-nummer, mens lyse farger representerer høye CT-nummer.

Tabell 9.1 - Kjernedata P3.

| Bergart | Lengde [cm] | Diameter [cm] | Porøsitet [%] | Permeabilitet [mD] |
|---------------|----------------|------------------|------------------|-----------------------|
| Portland kalk | 6,00 | 3,76 | 46* | - |

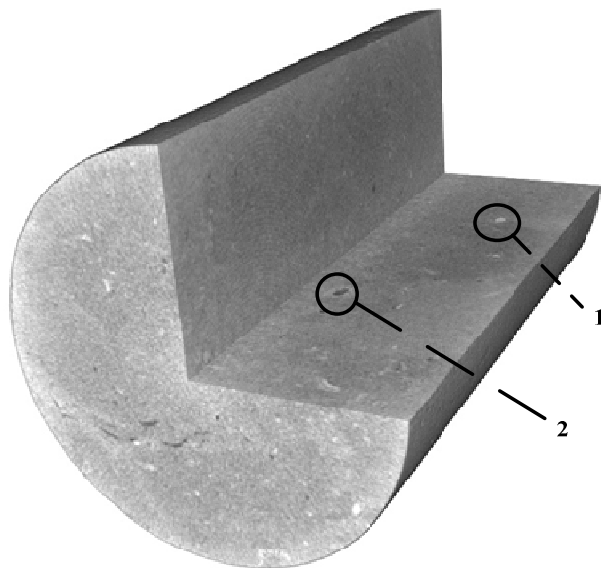
* *antatt verdi*



Figur 9.1 - 3D bilde av den tørre kjerneprøven [53].

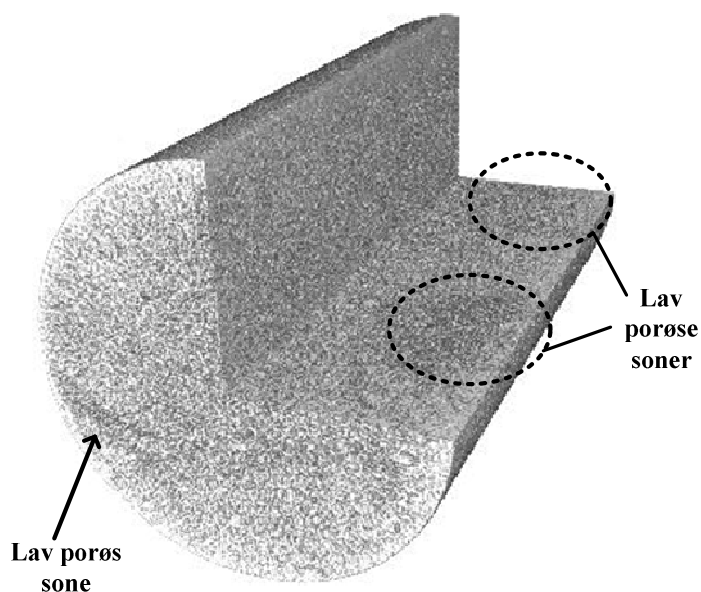
Figur 9.1 viser en avbildning av den tørre kjerneprøven. Portland kalk regnes som en homogen bergart, men avbildningen avdekker tydelige variasjoner i tettheten (CT-nummer) innad i kjernen. De lyse fargene indikerer at det er høyere tetthet og dermed lavere porøsitet i dette området.

Hvert volumelement vil kunne bestå av både porer og fast materiale, noe som gir et spekter av CT-nummer. Dette spekteret forteller noe om distribusjonen av porestørrelser i kjerneprøven. For eksempel vil et volumelement som kun består av porerom ha mye lavere CT-nummer enn et volumelement som inneholder både porerom og fast materiale. Når det tørre skannet er utført mettes kjerneprøven med vann og avbildes på nytt.



Figur 9.2 – 3D bilde av den mettede kjerneprøven [53].

Figur 9.2 viser et 3D bilde av den vannmettede kjerneprøven. Vannet har høyere tetthet enn luft, noe som fører til at CT-nummerene i kjernen nå blir høyere i porene. Sammenligning med Figur 9.1 viser at enkelte områder har veldig lav porøsitet, og får høye CT-nummer i begge figurene. Et slikt område er vist i punkt 1 på Figur 9.2. Punkt 2 viser porer som ikke har blitt flømmet av vannet.



Figur 9.3- 3D bilde av den effektive porøsiteten i kjerneprøven [53].

Figur 9.3 viser et 3D bilde av den effektive porøsiteten i kjernen. Dette er fremskaffet ved å trekke CT-nummerene fra det tørre skannet fra skannet når kjernen er mettet med vann. CT-nummerene fra det faste materialet og de ikke mettede porene vil være like for disse to avbildningene, og kun porene som inngår i den effektive porøsiteten vil oppleve endringer.

Figuren viser en differanse i porefordelingene igjennom kjernen og det er tydelig at selv om Portland kalk regnes som en homogen bergart på kjernenivå, er den ikke nødvendigvis dette på mikroskopisk nivå. Områder med lav porøsitet er illustrert i figuren.

9.2 Kalibreringsforsøk for CO₂-flømming

Avbildning av en kjerneprøve som inneholder 3 faser krever grundig forarbeid. Hensyn må tas for å forsikre at kontrasten mellom fluidene er tilstrekkelig. Dette kan gjøres ved å foreta kalibreringsforsøk i forkant av selve forsøket. Under kalibreringsforsøket studeres blandingsforholdet som må benyttes i oljefasen for å oppnå tilstrekkelig kontrast i avbildningene, samt iodododekans adsorbering i forhold til dekan.

9.2.1 Sammensetting av oljefasen

For å forsikre at differansen i CT-nummer (kontrast) er tilstrekkelig mellom fluidene under forsøket kjørt det først skann av de involverte fluidene i aluminiumsbeholdere. Resultatet av disse undersøkelsene er gitt i Tabell 9.2.

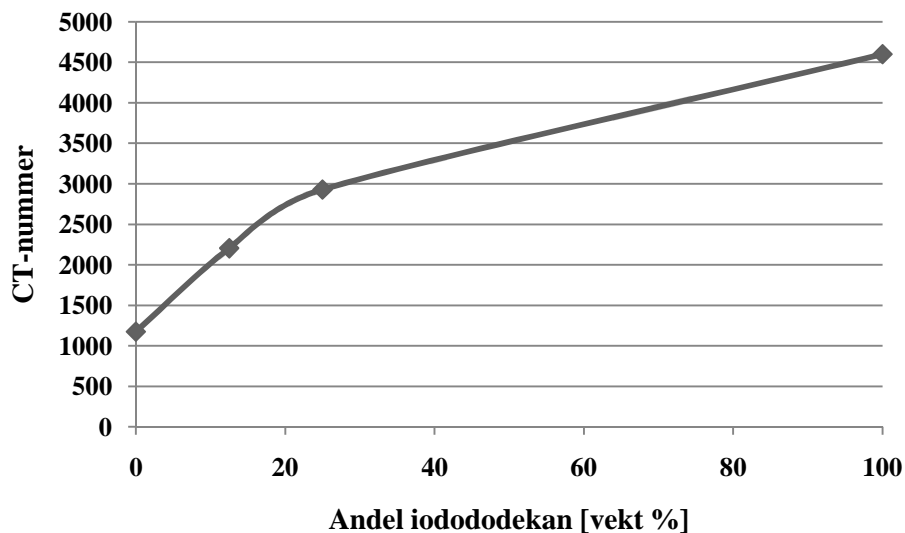
Tabell 9.2 - CT-nummer for fluider i aluminiumsbeholdere.

| Fluid | CT-nummer |
|-----------------------|-----------|
| CO ₂ | 1149 |
| Dekan | 1176 |
| Formasjonsvann (kalk) | 1570 |

Tabell 9.2 viser at differansen mellom CT-nummer for CO₂ og dekan er minimal. Ved å benytte en oljefase bestående av iodododekan og dekan kan CT-nummeret for oljefasen økes. Forskjellige konsentrasjoner av iodododekan blandes og skannes i aluminiumsbeholdere. CT-nummerene som måles for disse er gitt i Tabell 9.3 og er også plottet i Figur 9.4.

Tabell 9.3 – CT-nummer for oljeblandinger i aluminiumsbeholdere.

| Fluid | CT-nummer |
|-------------------------|-----------|
| Dekan | 1176 |
| 12,5 vekt % Iodododekan | 2205 |
| 25,0 vekt % Iodododekan | 2930 |
| Iodododekan | 4600 |



Figur 9.4 - CT-nummer som funksjon av andel iodododekan tilsatt dekan i aluminiumsbeholder.

Fra Figur 9.4 går det frem at konsentrasjonen av iodododekan har størst påvirkning på CT-nummeret ved lave konsentrasjoner. Dersom blandingen av dekan og iodododekan inneholder 18 vektprosent av

sistnevnte vil CT-tallet (målt i aluminiumssylinder) bli omtrent 2500. Dette vil gi en akseptabel differanse fra de andre fasene som inngår i forsøket.

En større fraksjon av iodododekan kunne også blitt benyttet, men usikkerhet tilknyttet hvordan en høyere andel av iodododekan påvirker oljefasens egenskaper fører til at bruken bør minimaliseres.

9.2.2 Adsorbering under drenering

Det er uvisst hvordan blandingen av iodododekan og dekan vil oppføre seg i kjernen i forhold til en oljefase som består av ren dekan. Et potensielt problem med oljefasen som inneholder 18 vektprosent iodododekan er at iodododekanen vil kunne adsorberes til poreveggene i større grad enn dekan. Dersom mer adsorbering av iodododekan forekommer vil konsentrasjonen av iodododekan, og dermed CT-nummeret til blandingen, endre seg gjennom prøven.

Den potensielle endringen av iodododekankonsentrasjonen igjennom kjernen vil måtte tas hensyn til under tolking av CT-resultater dersom adsorbering oppstår. Adsorberingen av iodododekan ble studert ved å drenere en vannmettet kjerne med oljeblanding som inneholdt 18 vektprosent iodododekan. Etter dreneringen sammenlignes den produserte oljen med injeksjonsoljen i CT-målinger. Under sammenligningen ble fluidprøvene plassert i hver sin glassbeholder. En glassbeholder som inneholdt ren dekan ble også avbildet for sammenligningsgrunnlag.

Tabell 9.4 - Sammenligning av injisert og produsert olje.

| Type olje | CT-nummer |
|-----------|-----------|
| Injisert | 1993 |
| Produsert | 2016 |
| Dekan | 1035 |

Resultatene i Tabell 9.4 påviser at iodododekan ikke har adsorbent (i større grad enn dekan) på overflaten til kjerneprøven og endret sammensetningen av den injiserte oljeblanding. Differansen mellom den injiserte og den produserte oljen er minimal og neglisjerbar sammenlignet med differansen til CT-nummeret for ren dekan.

En sekundær oljeutvinning ved CO₂-injeksjon ble også avbildet i industriell CT. Resultatene fra denne flømningen vil bli gitt i fremtidig arbeid.

10 Tertiær utvinning av olje ved bruk av CO₂

Etter vannflømming av et oljereservoar er det betydelige mengder olje igjen i reservoaret. I det vannet ankommer produksjonsbrønnen vil en tofaseproduksjon oppstå, hvor brønnen produserer både vann og olje. Vann/olje forholdet vil stige og føre til at produksjon fra brønnen ikke lenger er lønnsomt og en lav økonomisk utvinningsgrad vil oppnås.

For å øke utvinningen fra reservoaret kan CO₂ injiseres. I dette kapitlet studeres effekten av tertiær utvinning av olje ved injeksjon av CO₂. Ved gitte trykk og temperaturer oppstår det blandbarhet mellom olje og CO₂, noe som kan gi en teoretisk utvinningsgrad på 100 %

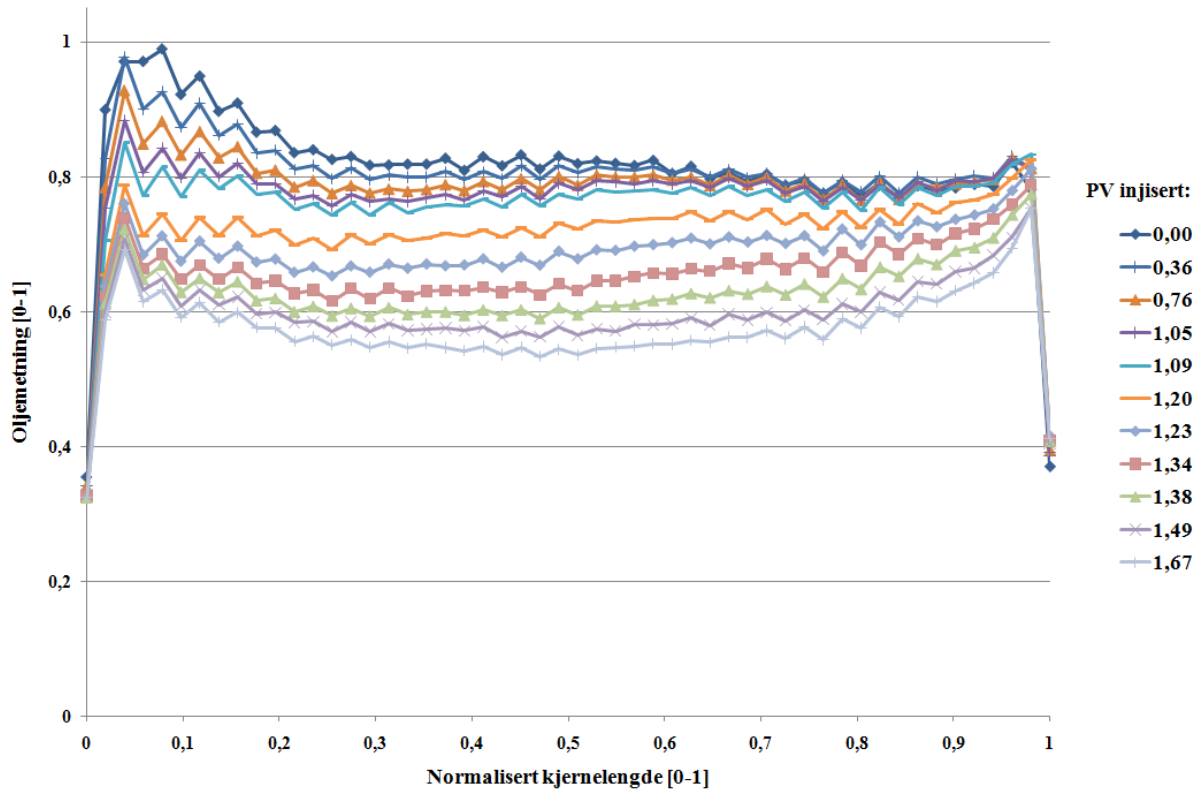
CO₂-injeksjon ble foretatt på to eldede kjerneprøver av Portland kalk, P1 og P2. Disse ble først vannflømmet til det ikke lenger produsertes olje, før injeksjonen av CO₂ ble igangsatt. Injeksjon av flytende CO₂ ble utført på P2, mens superkritisk CO₂ ble injisert på P1. Kjernerdata for prøvene er gitt i Tabell 10.1. Avbildninger av flømmingen ble foretatt av MRI og en injeksjonsrate på 2 ml/t ble benyttet for begge kjerneprøvene ved både vann- og CO₂-injeksjon. Raten på 2 ml/t korresponderer til en fronthastighet på omtrent 0,2 fot/dag og vil minimere fingeringeffekten [54].

Tabell 10.1 – Informasjon om kjerner benyttet under MRI-avbildning.

| Kjerneprøve | Bergartstype | Initiell vannmetning [%] | Lengde [cm] | Diameter [cm] | Porøsitet [%] | Permeabilitet [mD] | Amott indeks |
|-------------|---------------|--------------------------|-------------|---------------|---------------|--------------------|--------------|
| P1 | Portland kalk | 82,7 | 6,1 | 3,8 | 46,3 | 5,4 | 0 |
| P2 | Portland kalk | 81,4 | 6,0 | 3,8 | 48,5 | 5,9 | 0 |

10.1 Flytende CO₂

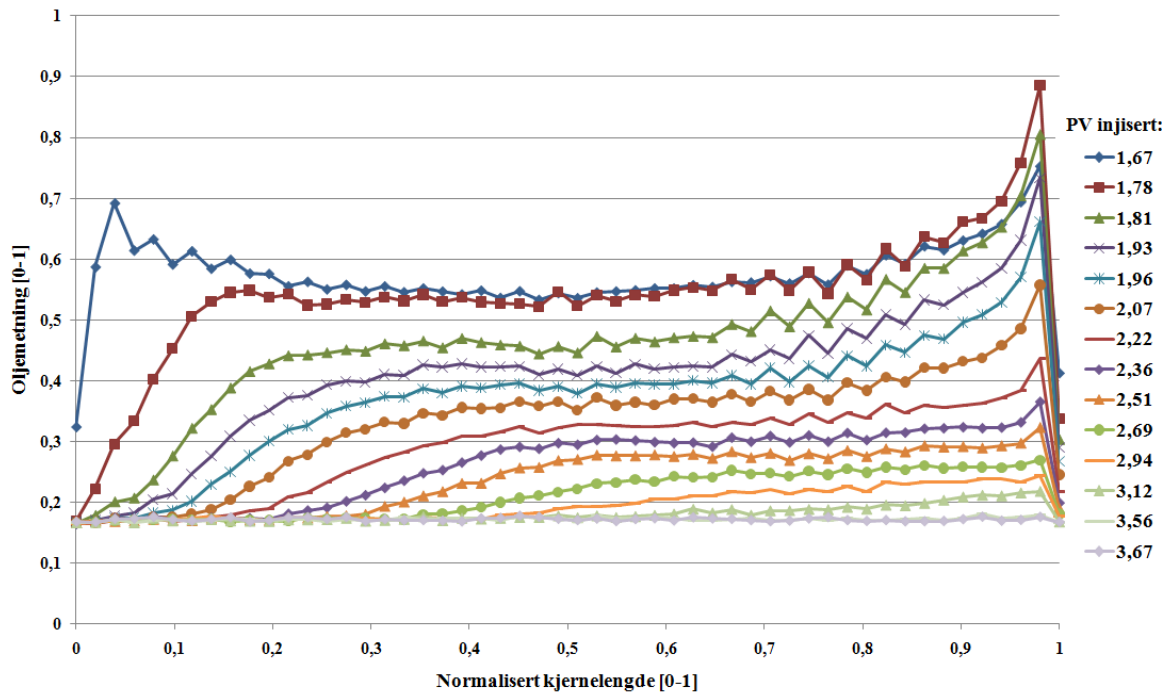
Under injeksjon av flytende CO₂ er trykket i kjernen 82,7 bar, mens temperaturen holdes konstant på 23 °C. Fra Figur 1.15 fremgår det at betingelsene for flytende CO₂ er oppfylt (1 bar ≈ 1 atm). I delkapittel 1.6 fremgår det at MMP øker ettersom temperaturen øker. Den flytende CO₂-injeksjonen foregår ved lavere temperaturer og høyere trykk enn det som er oppgitt som MMP og det vil oppstå en førstekontakts blandbar fortrenging.



Figur 10.1 – Metningsprofiler under vannflømming (D₂O) av P2.

Figur 10.1 viser metningsprofilene under vannflømming av kjerneprøve P2. Det observeres en høyere oljemetning i starten av kjerneprøven, noe som sannsynligvis skyldes påvirkning fra endestykket eller andre deler av oppsettet. Ut-enden av kjernen er mindre påvirket, men også her observeres en økning av oljemetningen. Den høye oljemetningen ved inn-enden av kjernen kan også skyldes en høyere porøsitet i denne delen av prøven. Dette ansees som lite sannsynlig da resultatene fra kjerneprøve P1 også viser en høyere oljemetning ved kjernens inn-ende (Figur 10.7). Siden kjernen er nøytralt fuktet skal ikke kapillære endeeffekter ved ut-enden påvirke flømmingen i stor grad.

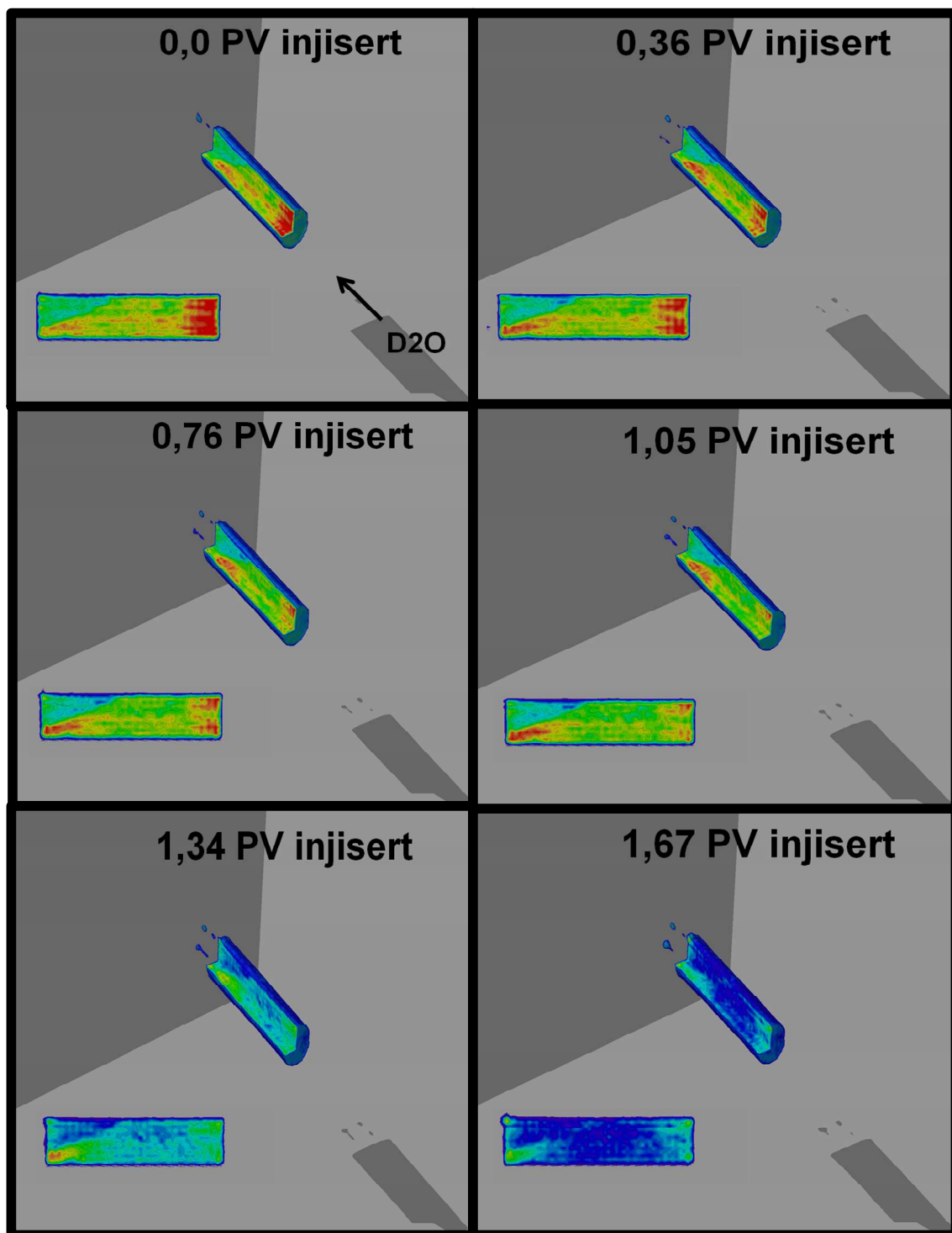
Påvirkningen fra omgivelsene kunne blitt redusert ved å normalisere MRI resultatene ut i fra antagelsen om at den initielle oljemetningen er uniform igjennom kjernen. Dette blir ikke gjort siden potensielle variasjoner av porefordeling og metningen gjennom kjernen ville gått tapt ved denne normaliseringen. Metningsprofilene i dette kapitlet er plottet som oljemetning som funksjon av den normaliserte kjernelengden. Oljen i kjerneprøven blir utvinnet ved både vann- og CO₂-injeksjon og det faller da naturlig å plote oljemetningen som funksjon av tid og normalisert kjernelengde.



Figur 10.2 – Metningsprofiler under injeksjon av flytende CO₂ på P2.

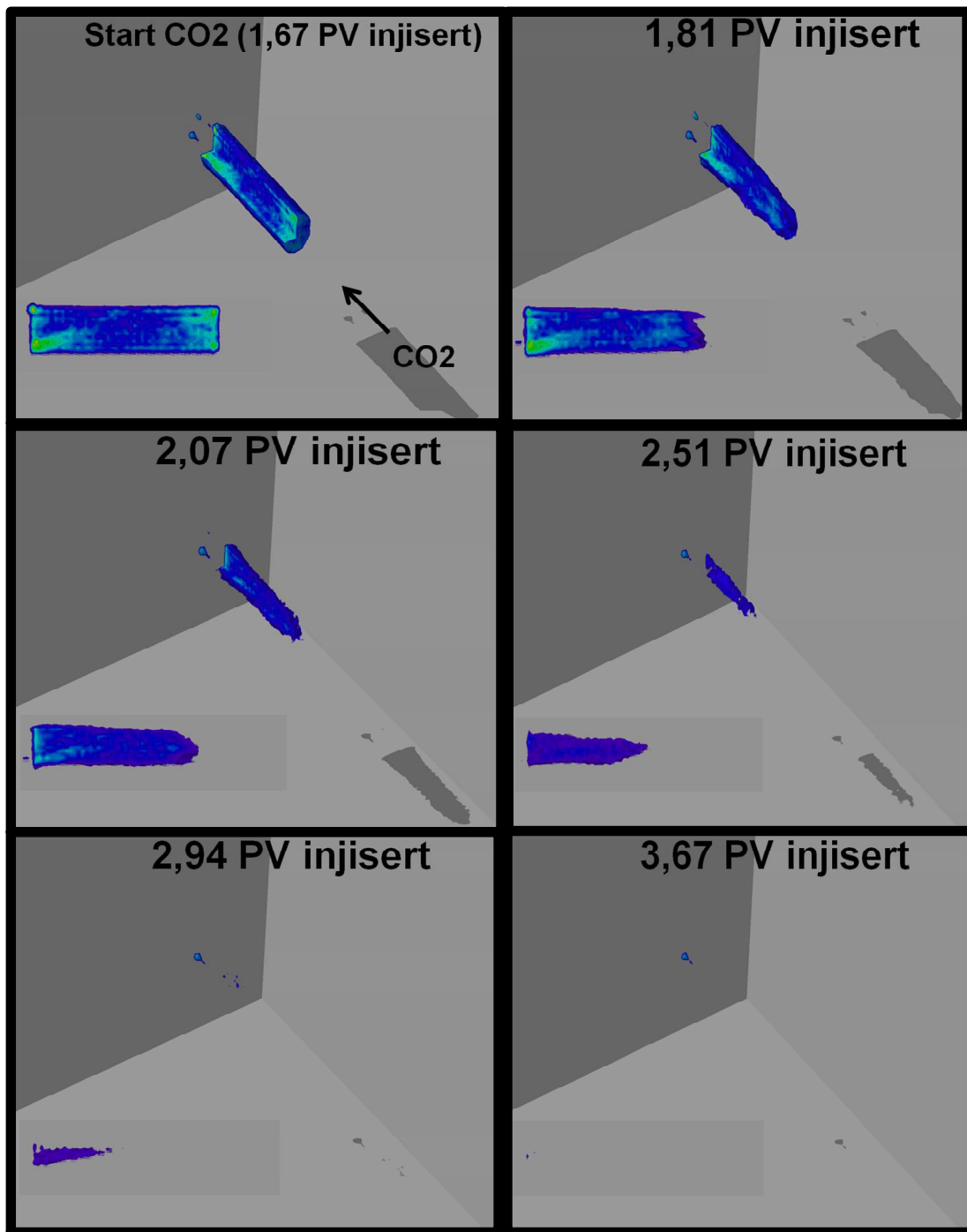
Figur 10.2 viser metningsendringene i kjernen under injeksjonen av flytende CO₂. Før injeksjonen starter er det ikke CO₂ til stede i kjerneprøven (ingen residuell metning). Mellom CO₂ og oljefasen oppstår det førstkontakts blandbarhet. CO₂ er også til en viss grad blandbar med vannfasen. Dette fører til at CO₂ kan blandes inn i vannfasen og dispergere igjennom kjerneprøven på grunn av metningsforskjeller. Det kumulative porevolumet (vann- og CO₂-flømming) injisert for kjernen er benyttet for tidsbestemmelsen av profilene.

I starten av CO₂-injeksjonen reduseres oljemetningen i begynnelsen av kjerneprøven betraktelig. Resten av kjerneprøven oppnår en uniform metningsendring. Denne uniforme metningsendringen kan skyldes at flømmingen domineres av dispersjon. I Figur 10.2 fremkommer det også at oljemetningen ved ut-enden av kjerneprøven blir påvirket av CO₂-flømmingen allerede etter injeksjon av 0,14 PV CO₂, noe som også indikerer dispersjon. CO₂-flømmingen gir et høyt, ugunstig mobilitetsforhold, noe som kan føre til at det oppstår fingering i systemet (selv om fortrengingen er blandbar). Fingering kan også være en årsak til denne uniforme metningsendringen. MRI-bildene (Figur 10.4) kan gi en indikasjon på hvilke av disse fenomenene som er årsaken til metningsutviklingen observert i Figur 10.2.



Figur 10.3 – 2D og 3D bilder fra MRI som viser vannflømming (D_2O) av P2.

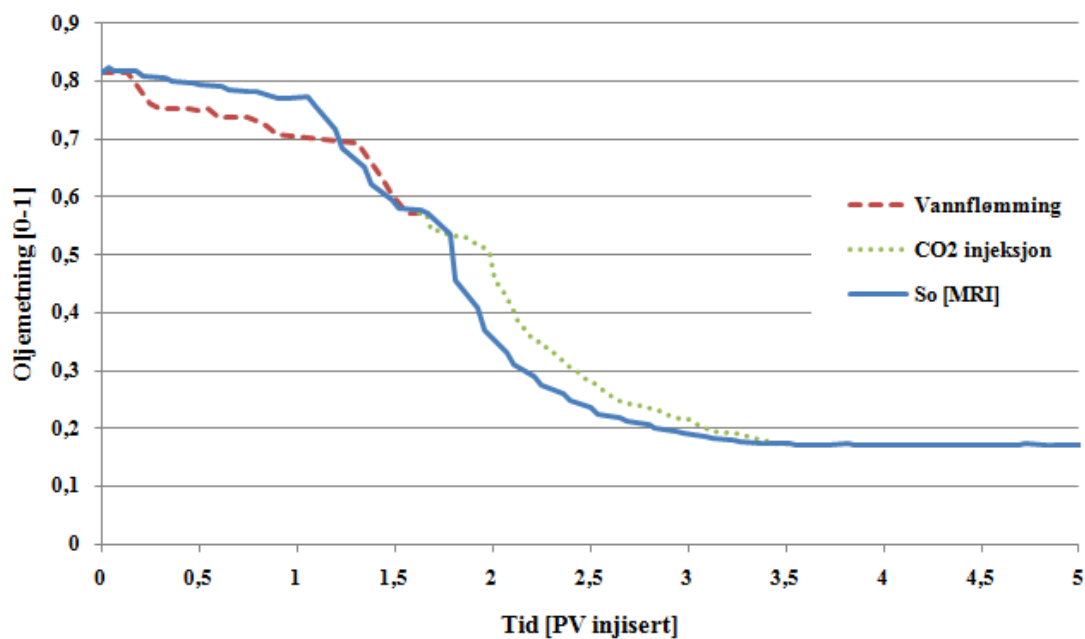
Figur 10.3 viser 2D og 3D bildene fra MRI avbildning av vannflømmingen i kjerneprøve P2. Høye oljekonsentrasjoner gir en rødfarge i bildene og fargene kjølnes etter hvert som oljekonsentrasjonen reduseres. Det oppstår ingen klar vannfront under flømmingen og oljemetningen reduseres uniformt igjennom hele kjernen. Dette er som forventet, siden skaleringskoeffisienten under vannflømmingen er $0,012 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$, og vannflømminger ved slike lave skaleringskoeffisienter er ustabil.



Figur 10.4 - 2D og 3D bilder fra MRI som viser injeksjonen av flytende CO₂ i P2.

Figur 10.4 viser 2D og 3D bildene under injeksjon av flytende CO₂. I begynnelsen av CO₂-injeksjonen observeres en klar frontbevegelse, som dispergerer utover i flømmingen og fører til en avtagende effektivitet i fortrengingen. Fra bildene er det tydelig at CO₂ etter en stund vil bevege seg langs *sleeven*, noe som gir en vesentlig reduksjon i utvinningseffektiviteten siden CO₂ beveger seg rundt den tilstedeværende oljen. Dette forklarerer den effektive oljefortrengingen observert i Figur 10.2 for starten av kjernen. 2D og 3D bildene generert fra MRI-resultatene gir en misvisende visualisering av kjernen ved lave oljemetninger. I disse tilfellene vil bildene gi inntrykk av at det ikke er olje tilstede i kjerneprøven. Dette kommer av at grensene for visualisering i MRI-bildene er oppjustert, slik at endringer underveis i flømmingene skal være mer synlige.

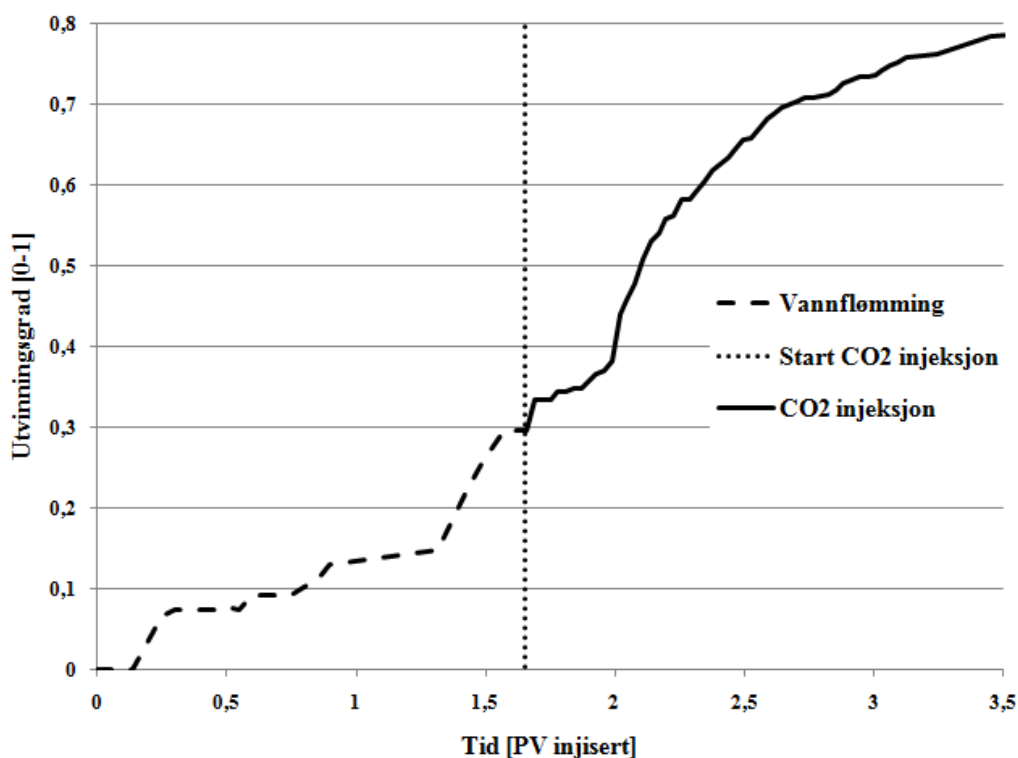
Den observerte bevegelsen av CO₂ langs *sleeven*, bekreftes også av funn av CO₂ i omslutningsvæsken. CO₂s tærende effekt på materialer, samt den høye mobiliteten gjør arbeid med CO₂ utfordrende siden *bypass* av kjernen fort kan oppstå under flømmingene. Selv om deler av den injiserte CO₂ beveger seg langs *sleeven* og ikke igjennom kjernen, fortrenkes store deler av den tilstedeværende oljen. Dersom det ikke hadde oppstått *bypass* av kjernen ville sannsynligvis denne utvinningen blitt oppnådd forttere. Utenom *bypass* langs *sleeven* observeres ingen fingering i bildene, noe som tyder på at dispersjon styrer flømmingen.



Figur 10.5 – Oljemetning mot tid beregnet fra MRI og materialbalanse.

Figur 10.5 viser oljemetningene beregnet fra materialbalansen og MRI-intensiteten som funksjon av tid. For kalibreringen og formlene benyttet for å beregne oljemetningen fra MRI-intensiteten under vann- og CO₂-flømming se Appendix. MRI-intensiteten ble antatt å ha en lineær sammenheng med oljemetningen under både vannflømming og CO₂-injeksjon, noe som viste seg å gi god overensstemmelse.

Oljemetningen fra MRI-intensiteten sammenfaller bra med den beregnede oljemetningen fra materialbalansen. Under vannflømmingen vil materialbalansen underestimere oljemetningen i forhold til metningen fra MRI. Dette kan skyldes at den produserte oljen i begynnelsen stammer fra dødvolum og at dødvolumberegningene er unøyaktige. Under CO₂-injeksjonen observeres en forskyvning av metningsendringene mellom MRI og materialbalansen. Dette kan tyde på at dødvolumet mellom kjernen og produksjonsoppsamleren er større enn antatt, noe som vil føre til en utsettelse av produksjonen.



Figur 10.6 – Utvinningsgrad mot tid for kjerneprøve P2.

Utvinningsgrad mot tid er vist for vannflømmingen og CO₂-injeksjonen i Figur 10.6. Data fra figuren er gitt i Tabell 10.2.

Tabell 10.2 - Produksjonsdata for kjerneprøve P2.

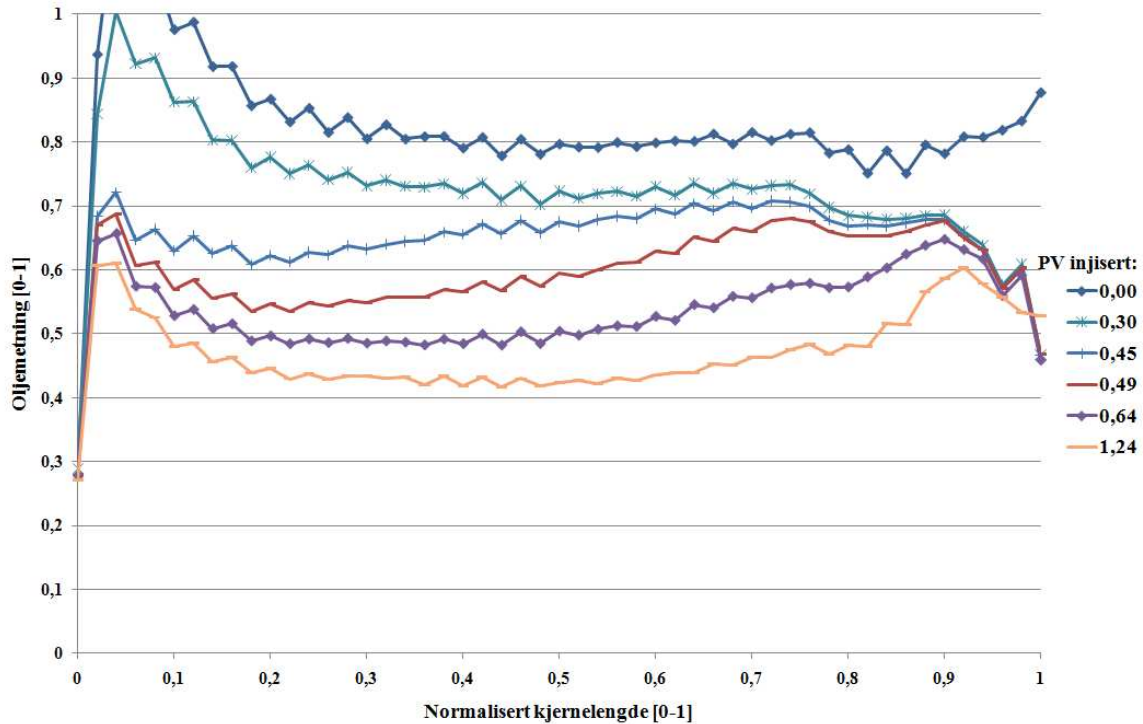
| S_{oi} [% PV] | $S_{or, D2O}$ [% PV] | $S_{or, CO2}$ [% PV] | $E_{R, D2O}$ [% OIP] | $E_{R, CO2}$ [% OIP] | $E_{r, tot}$ [% OOIP] |
|--------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| 81,4 | 57,3 | 17,2 | 29,6 | 49,3 | 78,9 |

I Tabell 10.2 er produksjonsdataene fra kjerneprøve P2 oppsummert. Ved avslutning av vannflømmingen er det oppnådd en utvinningsgrad på 29,6 % av den tilstedeværende oljen (OIP). CO₂-flømming av kjernen utviner 49,3 % av oljen, noe som gir en total utvinning på 78,9 % av den originalt tilstedeværende oljen (OOIP).

CO₂-flømmingen ga en blandbar fortregning av oljen i kjerneprøven og det produsertes fortsatt olje i det flømmingen ble avsluttet. Dette betyr at den endelige utvinningsgraden for kjerneprøven ikke er oppnådd.

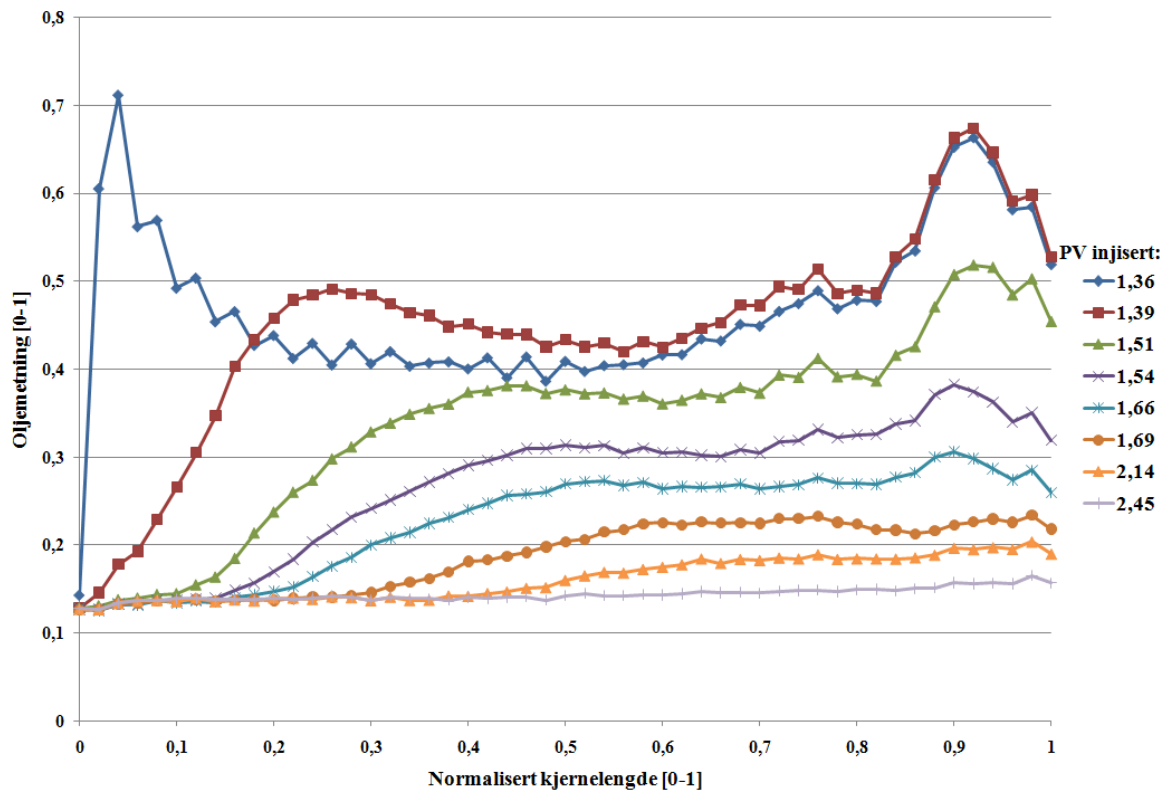
10.2 Superkritisk CO₂

Ved å øke temperaturen under injeksjonen til 40 °C vil den injiserte CO₂ være superkritisk (Figur 1.15). Denne temperaturen blir også benyttet under vannflømmingen av kjernen. Siden MMP øker med økende temperatur, er det ikke sikkert at det oppstår blandbarhet under CO₂-flømmingen. Sammenligning med resultatene fra delkapittel 10.1 vil kunne gi svar på dette.



Figur 10.7 - Metningsprofiler under vannflømming (D₂O) av P1.

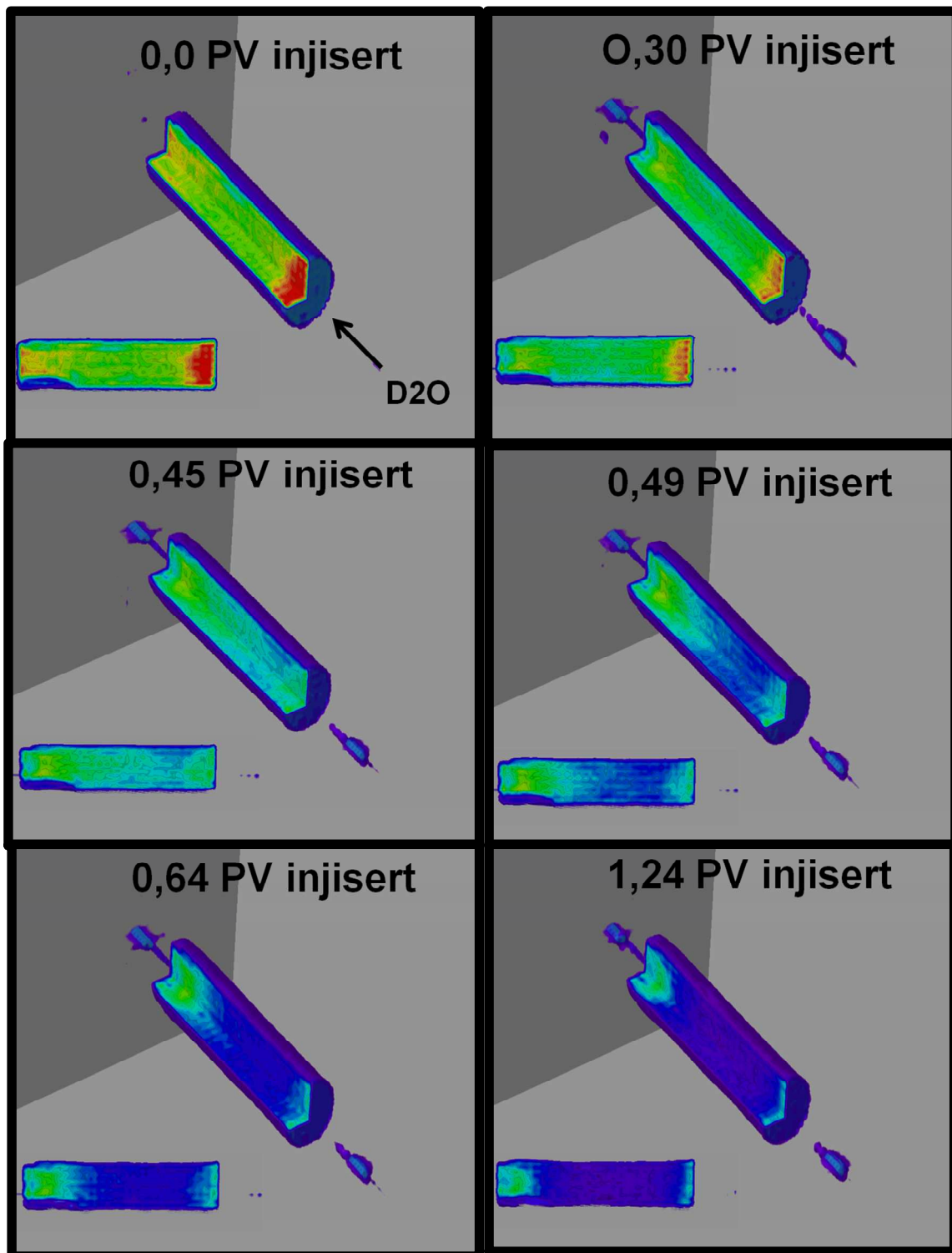
I Figur 10.7 vises utviklingen av metningsprofilene under vannflømmingen av kjerneprøve P1. Innenden av kjernen er sterkt påvirket av metaller i omgivelsene, og gir derfor en overestimert oljemetning. Dette ble også observert for kjerneprøve P2 (Figur 10.1). Ut-enden av kjernen virker også å være påvirket av omgivelsene. Under vannflømmingen av kjernen observeres en rimelig uniform metningsendring igjennom prøven.



Figur 10.8 - Metningsprofiler under injeksjon av superkritisk CO₂ på P1.

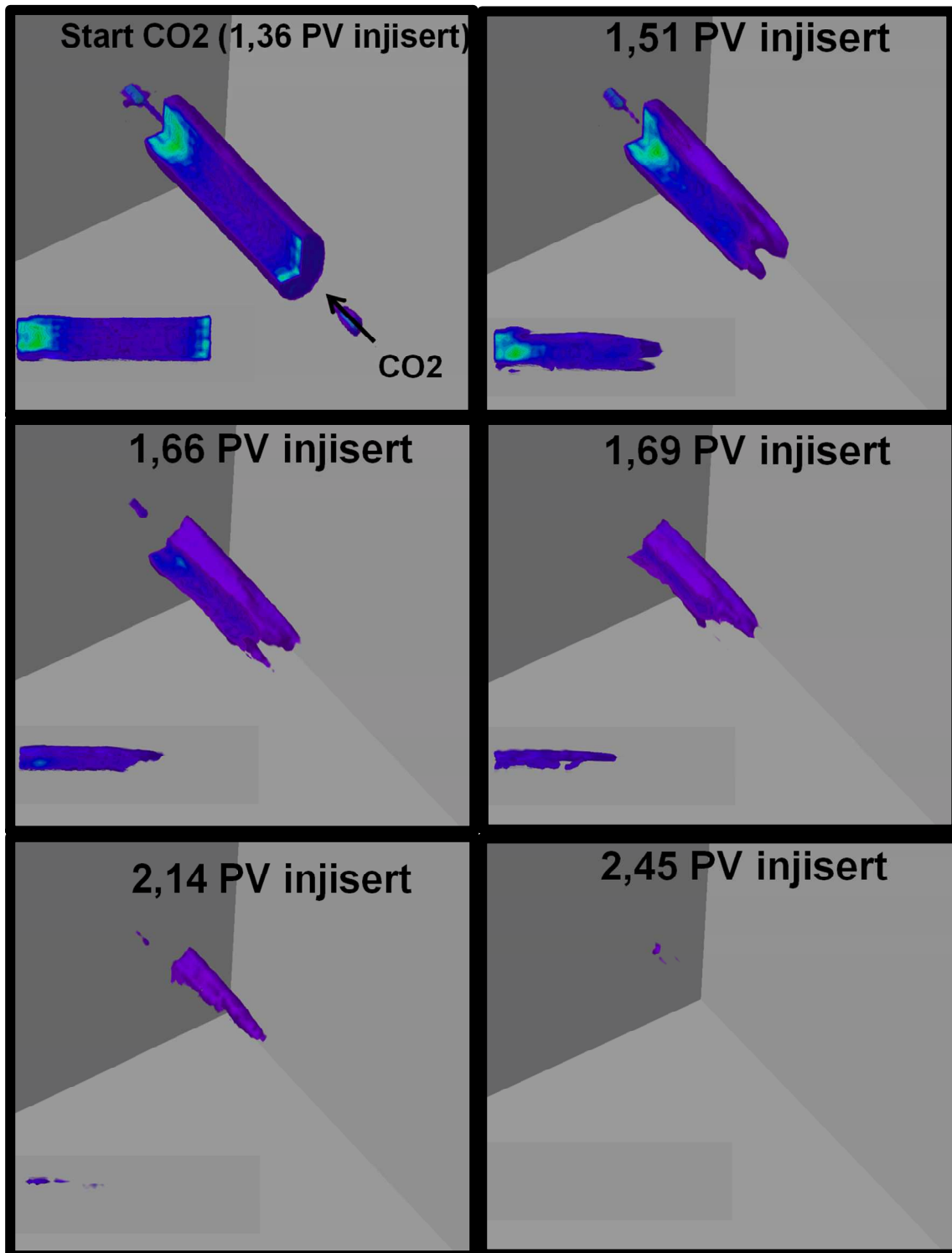
Figur 10.8 viser metningsprofilene under injeksjon av superkritisk CO₂. Som i vannflømmingen er endene fortsatt påvirket av omgivelsene, noe som gir en overestimert av oljemetningen i disse områdene.

I likhet med kjerneprøve P2 (Figur 10.2) observeres en hurtig utvinning ved inn-enden av kjerneprøven. I resten av kjernen oppstår det en uniform metningsendring, som antyder at dispersjon dominerer flømmingen. CO₂ påvirker ut-enden av kjernen allerede etter injeksjon av 0,15 PV CO₂.



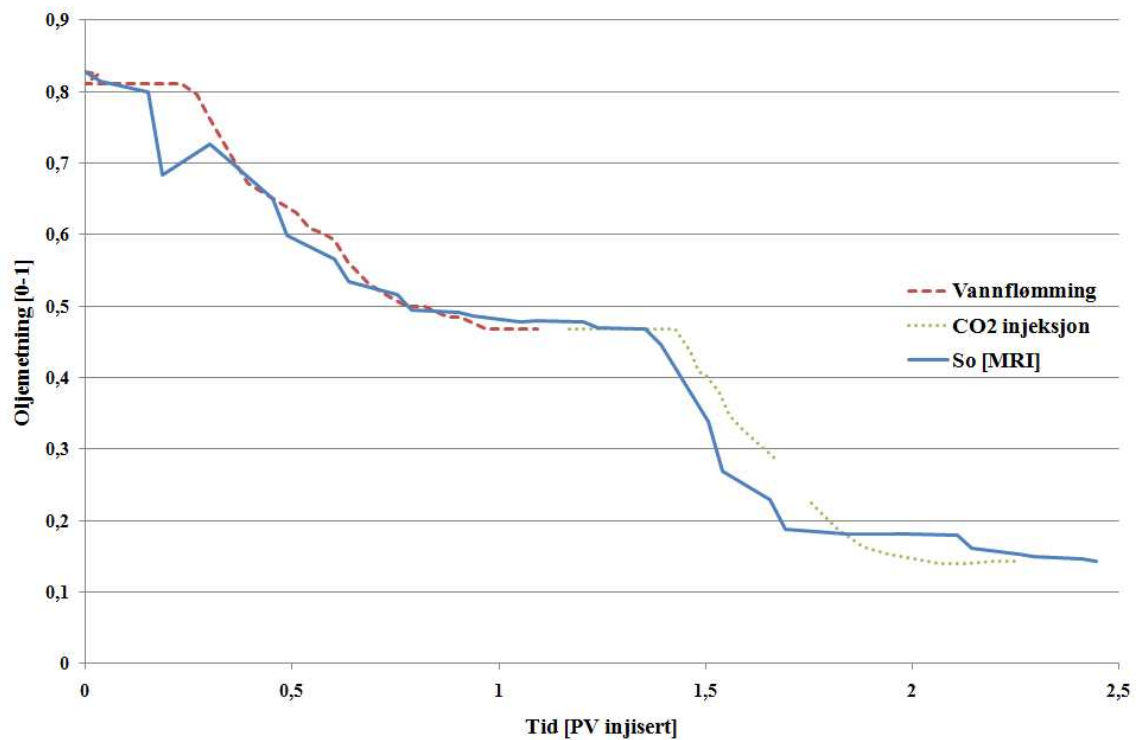
Figur 10.9 - 2D og 3D bilder fra MRI som viser vannflømming (D₂O) av P1.

Figur 10.9 viser 2D og 3D bildene fra MRI under vannflømming av P1. Det oppstår ingen skarp vannfront og metningsendringene virker å være uniforme igjennom kjernen. Dette er som forventet siden skaleringskoeffisienten i denne flømmingen er lavere enn vannflømmingen av P2 fordi viskositeten til vannet nå er redusert på grunn av den opphøyede temperaturen.



Figur 10.10 - 2D og 3D bilder fra MRI som viser injeksjonen av superkritisk CO₂ i P1.

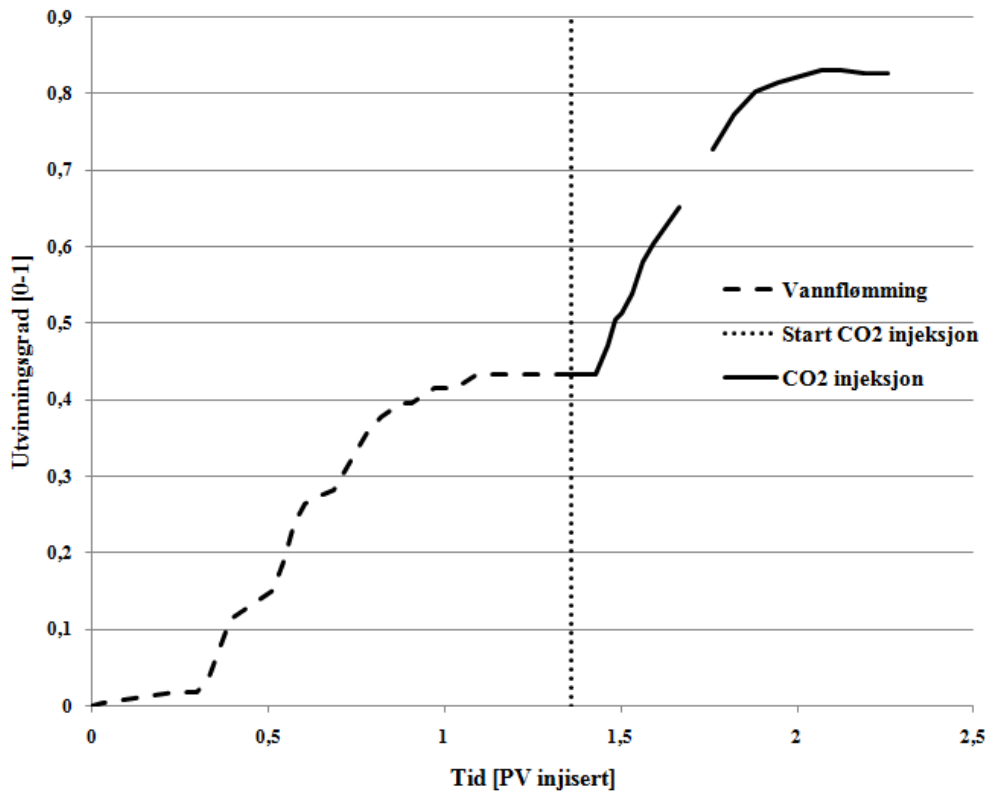
I Figur 10.10 forekommer det en frontbevegelse i begynnelsen av CO₂-injeksjonene. Etter hvert som injeksjonen foregår dispergeres denne fronten. *Bypass* av kjernen, hvor CO₂ strømmer langs *sleeven* observeres også for denne kjerneprøven, slik som tidligere observert for P2 (Figur 10.4). 2D bildene viser at utvinningen i kjernen er mer effektiv i nedre del av kjernen. Dette indikerer at den relative permeabiliteten i den nedre delen av kjernen er gunstig under CO₂-flømningen.



Figur 10.11 - Oljemetning mot tid beregnet fra MRI og materialbalanse.

Figur 10.11 viser at det er god korrelasjon mellom den beregnede oljemetningen fra MRI-intensiteten og materialbalansen både under vann- og CO₂-flømming. Antagelsen om at det er en lineær sammenheng mellom MRI-intensiteten og oljemetningen under både vannflømming og CO₂-injeksjon viste god nøyaktighet også for denne kjerneprøven. Kalibreringen og formler benyttet for beregninger av oljemetning fra MRI-intensiteten finnes i Appendix.

Differansene mellom metningene beregnet fra MRI-intensiteten og materialbalansen har samme trend som observert for kjerneprøve P2 (Figur 10.5). Disse flømmingene ble foretatt i samme oppsett, noe som antyder at unøyaktighet i dødvolumsberegningene for oppsettet.



Figur 10.12 - Utvinningsgrad mot tid for kjerneprøve P1.

Utvinningsgrad mot tid er vist for vannflømmingen og CO₂-injeksjonen i Figur 10.12. Data fra figuren er gitt i Tabell 10.3.

Tabell 10.3 - Produksjonsdata for kjerneprøve P1.

| S_{oi} [% PV] | $S_{or, D2O}$ [% PV] | $S_{or, CO2}$ [% PV] | $E_{R, D2O}$ [% OIP] | $E_{R, CO2}$ [% OIP] | $E_{R, tot}$ [% OOIP] |
|--------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| 82,7 | 46,8 | 14,5 | 43,4 | 39,2 | 82,6 |

I Tabell 10.3 er produksjonsdataene fra kjerneprøve P1 oppsummert. Ved avslutning av vannflømmingen er det oppnådd en utvinningsgrad på 43,4 % av den tilstedeværende oljen (OIP). CO₂-flømming av kjernen utvinner 39,2 % av oljen, noe som gir en total utvinning på 82,6 % av den originalt tilstedeværende oljen (OOIP).

Siden CO₂-flømmingen av P1 oppnådde omtrent samme utvinningsgrad som kjerneprøve P2 (Tabell 10.2) er det sannsynlig at den superkritiske CO₂-injeksjonen også førte til en blandbar fortrenging av oljen. Kjerneprøve P1 produserte fortsatt olje i det flømmingen ble avsluttet, slik at den endelige utvinningsgraden for kjerneprøven ikke ble oppnådd.

10.3 Sammenligninger

Tabell 10.4 - Sammenligning av produksjonsdata.

| Kjerneprøve | CO ₂ tilstand | S _{oi} [% PV] | S _{or, D2O} [% PV] | S _{or, CO2} [% PV] | E _{R, D2O} [% OIP] | E _{R, CO2} [% OIP] | E _{r, tot} [% OOIP] |
|-------------|--------------------------|------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| P2 | Flytende | 81,4 | 57,3 | 17,2 | 29,6 | 49,3 | 78,9 |
| P1 | Superkritisk | 82,7 | 46,8 | 14,5 | 43,4 | 39,2 | 82,6 |

Tabell 10.4 viser en sammenligning av produksjonsdataene til kjerneprøvene som ble benyttet under CO₂-injeksjon. Tabellen viser at den totale utvinningsgraden av olje i pluggene er tilnærmet like, 78,9 % (P2) og 82,8 % (P1). Dette antyder at begge CO₂-flømmingene oppnådde førstekontakts blandbarhet med oljen.

En annen interessant observasjon er den store forskjellen i utvinningsgrad for vannflømming av kjernene (se Tabell 10.4). Vannflømmingen av kjerneprøve P2 oppnår en utvinningsgrad på 29,6 %, mens vannflømmingen av P1 oppnår 43,4 %. Under vannflømming av kjerneprøve P1 økes temperaturen til 40 °C. Økning av temperaturen har vist å gi mer vannfuktete kjerner, noe som igjen vil øke effektiviteten av vannflømminger ved å forbedre imbibisjonsegenskapene til kjerneprøven [55]. Temperaturøkningen fører også til en reduksjon i grenseflatespenningen mellom vann og dekan, noe som vil øke oljeutvinningen [56]. Det antas at disse to effektene av temperaturøkningen er årsaken til den økte utvinningsgraden for kjerneprøve P1.

Begge CO₂-injeksjonene ble avsluttet mens kjernene fortsatt produserte olje. Dermed er den endelige oljeutvinningen ikke oppnådd for kjernene. Under produksjon av oljereservoarer vil denne utvinningsgraden aldri oppnås på grunn av økonomiske føringer i prosjektene. Injeksjon av mer enn omtrent 1 PV CO₂ er ikke vanlig på reservoarskala, og utvinningen etter dette er henholdsvis 69,6 % og 82,6 % for kjerneprøve P2 og P1 etter vannflømming og injeksjon av 1 PV CO₂. Utvinningsgraden for CO₂-flømmingen alene ga en utvinningsgrad på omtrent 40 % for begge kjerneprøvene etter 1 PV CO₂ injisert.

11 Usikkerheter

Verdier og resultater fra eksperimentelle forsøk vil alltid være tilknyttet usikkerhet. Instrumentene som benyttes under forsøk innehar en usikkerhet som kan beregnes. Denne instrumentusikkerheten finnes fra følgende formel:

$$\Delta f(x_1, x_2, x_3) = \sqrt{\left(\frac{\delta f}{\delta x_1}\right)^2 \cdot (\Delta x_1)^2 + \left(\frac{\delta f}{\delta x_2}\right)^2 \cdot (\Delta x_2)^2 + \left(\frac{\delta f}{\delta x_3}\right)^2 \cdot (\Delta x_3)^2} \quad (11.1)$$

I tillegg til usikkerheten i instrumentene oppstår også eksperimentelle usikkerheter under arbeid på laboratoriet. De eksperimentelle usikkerhetene påvirker den totale usikkerheten i mye større grad enn de instrumentelle usikkerhetene, og er vanskelig å tallfeste. På bakgrunn av dette er beregningen av instrumentelle usikkerheter ikke vektlagt under arbeidet med oppgaven.

Under vannflømmingsstudiene er imbibisjon og drenering foretatt flere ganger på hver kjerne. Dette fører til en økt usikkerhet i materialbalansen underveis i forsøkene. I tillegg vil lekkasjer og unøyaktige avlesninger forekomme.

Et eksempel på usikkerheter (uten hensyn til lekkasjer osv) er vist for vannflømmingene på kjerneprøve SN1:

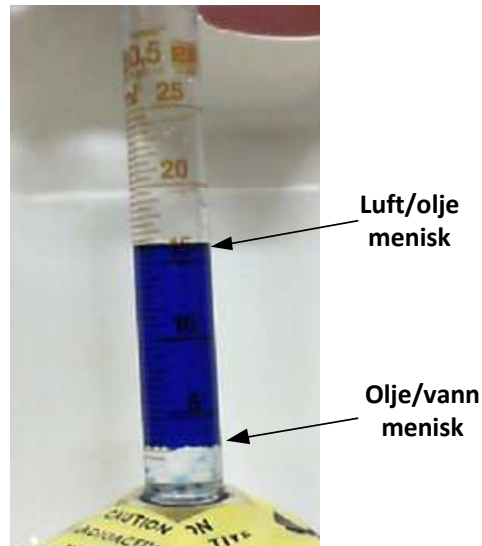
Endringer i utvinningsgrad

Under vannflømmingene av SN1 forekommer det en endring i utvinningsgraden av olje ved de forskjellige ratene. De observerte endringene i oljeutvinningen har ingen klar sammenheng med økning av injeksjonsraten, det vil derfor være naturlig å anta at endringen i oljeutvinning skyldes andre årsaker. Potensielle grunner for differansene i oljeutvinningen er diskutert i de påfølgende avsnitt.

Informasjon om hvor mye olje som er produsert fra kjernen under hver vannflømming avleses fra en målesylinder som samler opp de produserte fluidene. Under arbeid med kjerneprøve SN1 benyttes en 50 ml målesylinder, denne har en avlesningsusikkerhet på $\pm 0,5$ ml tilknyttet seg. Når avlesningen av målesylinderen foretas må menisken mellom både olje/vann og luft/olje leses av (illustrert i Figur 11.1), noe som fører til økning av usikkerheten (ligning (11.1)). For at webkameraet som overvåker produksjonen skal kunne skille mellom vann- og oljefasen, tilsettes farget olje målesylinderen før vannflømmingen startes. Den fargede oljen tilsettes med måleutstyr hvor usikkerheten er $\pm 0,1$ mL.

Kjerneprøven gjennomgår flere vannflømminger, noe som vil gi en økende usikkerhet i materialbalansen, siden hver vannflømming er tilknyttet en ny usikkerhet.

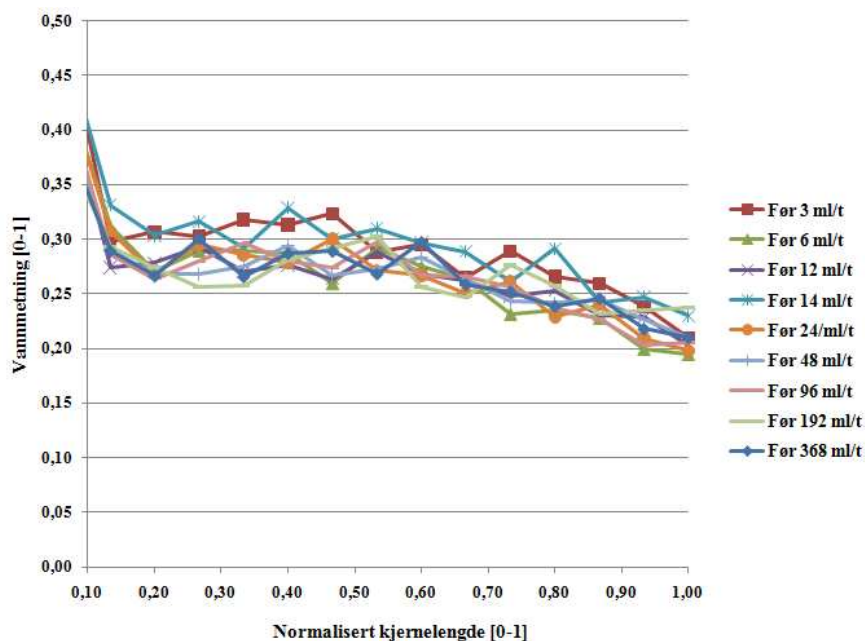
Kjerneprøve SN1 inneholder i starten av hver vannflømming rundt 60 ml olje. Dersom totale usikkerheten i avlesning er 1 ml, noe som tilsvarer i underkant av 2 % av den totale mengden olje i pluggen. Når det tas hensyn til en usikkerhet på 2 % under sammenligning av utvinningsgraden av olje for de forskjellige vannflømmingene vil resultatene bli mer konsise.



Figur 11.1 – Illustrasjon av avleste menisker etter vannflømming.

Dreneringer

Dreneringene ble utført med konstant rate på grunn av det lave trykkfallet som oppstår over kjerneprøven. For å kontrollere om vannflømmingene ble startet ved lik initiell vannmetning sammenlignes avbildninger av kjernen før hver vannflømming, disse er vist i Figur 11.2.



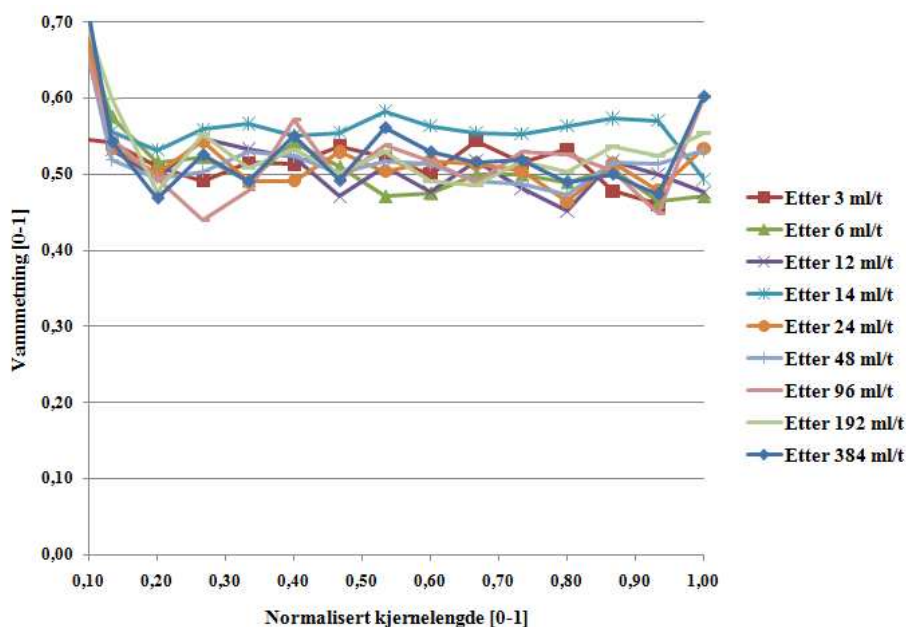
Figur 11.2 - Vannmetning i kjerneprøve SNI før vannflømminger.

Figur 11.2 viser vannmetningen i kjerneprøven før hver vannflømming opp til 368 ml/t. På grunn av feil på detektoren ble avbildningen stoppet for rater over denne. Fra figuren fremgår det at omtrent samme restvannmetning blir oppnådd etter hver drenering. Avbildningen av vannmetningen har en usikkerhet på omtrent 3 %, noe som gjør det vanskelig å bestemme om forskjellen mellom grafene skyldes ulik restvannmetning eller unøyaktighet i avbildningen.

I begynnelsen av kjernen (Figur 11.2) observeres det en høyere vannmetning enn i resten av kjernen. Dreneringen av kjerneprøven ble foretatt begge veier for å gi en mer homogen vannmetning gjennom kjernen, og dermed forhindre forekomsten av høyere vannmetning i inn-enden av kjernen. Denne observerte effekten (Figur 11.2) skyldes mest sannsynlig at det første punktet som avbildes ligger like utenfor kjernen, slik at ekstrapoleringen mellom punktene gir feil inntrykk av metningsfordelingen i området.

Vannflømminger

Figur 11.3 viser vannmetningen i kjernen etter vannflømmingene. Også her fremgår det at vannflømmingene oppnår tilnærmet like metninger selv om injeksjonsraten endres. Vannflømmingen ved 14 ml/t oppnår en konsistent høyere vannmetning gjennom kjernen enn de andre vannflømmingene. Differansen mellom vannmetningen for vannflømming ved 14 ml/t i forhold til de andre vannflømmingene er ikke større enn at den kan skyldes usikkerhetene i avbildningen. Ved sammenligning med Figur 11.2 observeres det at dreneringen før vannflømmingen ved 14 ml/t gir forholdsvis høy vannmetning sammenlignet med de andre dreneringene. Dette kan være en årsak til at vannmetningen etter vannflømmingen er høyere ved denne injeksjonsraten.



Figur 11.3 - Vannmetning i kjerneprøve SN1 etter vannflømminger.

I Tabell 11.1 er de utregnede vannmetningene før og etter vannflømmingene vist. Denne viser at hver vannflømming gir en endring i vannmetning som strekker seg fra 0,21 – 0,25. Sett i lys av usikkerheten tilknyttet avbildningene ($\pm 3\%$), er dette relativt konsistente data. Problemene og usikkerhetene tilknyttet kjerneprøve SN1 oppstår også for kjerneprøve SN7 og SN12, men er ikke tatt med for disse kjernene siden de samme trendene blir observert for disse kjerneprøven.

Tabell 11.1 – Utregnede vannmetninger før og etter vannflømminger for kjerneprøve SN1.

| Rate [ml/t] | 3 | 6 | 12 | 14 | 24 | 48 | 96 | 192 | 384 |
|--------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Vannmetning før vannflømming [0-1] | 0,32 | 0,30 | 0,30 | 0,33 | 0,30 | 0,29 | 0,30 | 0,29 | 0,29 |
| Vannmetning etter vannflømming [0-1] | 0,54 | 0,52 | 0,52 | 0,57 | 0,53 | 0,53 | 0,53 | 0,54 | 0,54 |
| Differanse | 0,21 | 0,22 | 0,23 | 0,25 | 0,23 | 0,24 | 0,23 | 0,25 | 0,25 |

IV Konklusjon

En vannflømmingsstudie med hovedvekt på kapillære endeeffekter og stabilitet er foretatt på sterkt vannfuktede Bentheimer sandsteinsprøver. Avbildning av vannflømmingene ble foretatt ved NTI-metoden og følgende konklusjoner kan trekkes fra resultatene:

- En effektiv drenering av sterkt vannfuktet sandstein oppnås ved å benytte en høy injeksjonsrate gjennom hele dreneringen. Ved å drenere kjernen begge veier oppstår en uniform metningsfordeling i kjernen.
- I vannflømminger ved lave skaleringskoeffisienter observeres en klar påvirkning av kapillære endeeffekter ved ut-enden. Påvirkningen til den kapillære diskontinuiteten avtar med økende skaleringskoeffisient opp til en kritisk verdi hvor påvirkningen er neglisjerbar. For sterkt vannfuktede sandsteinsprøver oppnås stabil vannflømming for skaleringskoeffisienter rundt $1 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$.
- Lave injeksjonsrater fører til en dispergert vannfront gjennom kjernen. Ettersom injeksjonsraten økes vil vannfronten utvikle seg mer stempelformet.
- I en stabil vannflømming ankommer vannet ut-enden ved samme tidspunkt som vanngjennombrudd og utvinningsgraden er uavhengig av skaleringskoeffisienten.
- Sammenligninger med to andre bergarter som også er sterkt vannfuktet viser at stabile vannflømminger oppnås for forskjellige skaleringskoeffisienter avhengig av kjernematerialet.
- Mer statistikk er nødvendig for å avgjøre om stabiliteten i vannflømminger er uavhengig av enkeltparameterens verdi i skaleringskoeffisienten.
- Ingen av sandsteinskjernene opplevde *capillary desaturation*, noe som antyder at injeksjonsrater på 3000 ml/t ikke er nok for å oppnå reduksjon av restoljemetningen i sterkt vannfuktede sandsteinsprøver.

Resultatene viser at de kapillære endeeffektene påvirker vannflømmingen i sterkt vannfuktede kjerneprøver ved lave skaleringskoeffisienter. Dersom skaleringskoeffisienten overstiger en kritisk verdi vil påvirkningen av den kapillære diskontinuiteten ved ut-enden bli neglisjerbar. Stabile vannflømminger oppnås for skaleringskoeffisienter rundt $1 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$ i sterkt vannfuktet sandstein og utvinningsgraden for høyere verdier enn dette uavhengig av skaleringskoeffisienten. Direkte målinger foretatt i oppgaven bekrefter teorien fremsatt på 1950-tallet om stabile vannflømminger.

MRI ble benyttet for å avbilde vannflømming og CO₂-injeksjon i to nøytralt fuktede Portland kalkprøver. Arbeidet på kjerneprøvene ble utført ved 23 °C og 40 °C, noe som ga injeksjon av henholdsvis flytende og superkritisk CO₂. Injeksjonsraten var 2 ml/t under både vannflømming og CO₂-injeksjon for begge kjerneprøver. Fra resultatene er følgende observert:

- Vannflømming ved 40 °C opplevde høyere oljeutvinning sammenlignet med vannflømmingen ved 23 °C. Denne økningen i oljeutvinning kommer som en følge av kjernens forbedrede imbibisjonsegenskaper og den reduserte grenseflatespenningen mellom vann og dekan når temperaturen økes.
- Injeksjon av flytende og superkritisk CO₂ nådde omtrent lik utvinningsgrad, noe som skyldes at begge oppnådde førstekontakts blandbarhet med oljefasen.
- Under begge CO₂-injeksjonene oppstod det *bypass* rundt kjerneprøven. Dette skyldes den høye mobiliteten til CO₂, samt dens tærende effekt på materialer som førte til at omslutningen rundt kjerneprøven ga etter og tillot CO₂ å strømme rundt prøven.

Oljeutvinningen for vannflømminger økte ved høyere temperatur, forbedret imbibisjonsegenskaper i kjernen og redusert grenseflatespenning mellom fasene forårsaket den økte oljeutvinningen. Både flytende og superkritisk CO₂ oppnådde førstekontakts blandbarhet med oljefasen.

Ved bruk av industriell CT ble høyoppløselig avbildning av en sterkt vannfuktet Portland kjerneprøve foretatt. I tillegg ble det utført kalibreringsforsøk for CO₂-flømming i CT. Følgende bemerkninger ble gjort:

- Selv om Portland kalkprøver regnes som homogene er de ikke nødvendigvis det på mikroskopisk nivå. Variasjoner i kjernens porefordeling ble observert under avbildningen.
- En oljefase bestående av 18 vektprosent iodododekan og dekan vil gi tilfredsstillende kontrast mellom fasene som inngår i en sekundær CO₂-injeksjon. Det ble påvist at andelen iodododekan som benyttes har størst påvirkning på CT-nummeret ved lave konsentrasjoner.
- Iodododekan vil ikke adsorberes forskjellig fra dekan på kjernens porevegger.

Tilfredsstillende kontrast ble oppnådd under avbildning av CO₂-flømming ved å benytte en oljefase bestående av 18 vektprosent iodododekan og dekan. Andelen iodododekan i oljefasen ble ikke påvirket av adsorbering i kjerneprøven.

V Videre arbeid

Videre studier av skaleringskoeffisientens effekt på vannflømminger bør foretas. Dette vil gi økt statistikk og redusere usikkerheten i resultatene. Følgende studier foreslås:

- Enkeltparameterne i skaleringskoeffisientens innvirkning på stabiliteten til vannflømminger. En bredere studie er nødvendig for å bekrefte at parameterne som inngår i skaleringskoeffisienten har lik påvirkning på vannflømmingens stabilitet.
- Fuktpreferansens innvirkning på kapillære endeeffekter og stabilitet i vannflømminger.
- Kjernematerialets effekt på stabiliteten til vannflømminger. Arbeidet hittil har vist at den nødvendige verdien på skaleringskoeffisienten for å oppnå stabilitet er avhengig av kjernematerialet.

Framtidig arbeid bør også inkludere bearbeiding og analyser av den sekundære CO₂-injeksjonen som er avbildet i CT. Det vil også være av interesse å forbedre omslutningen som benyttes under CO₂-injeksjoner slik at flømming rundt kjerneprøven forhindres.

VI Litteratur

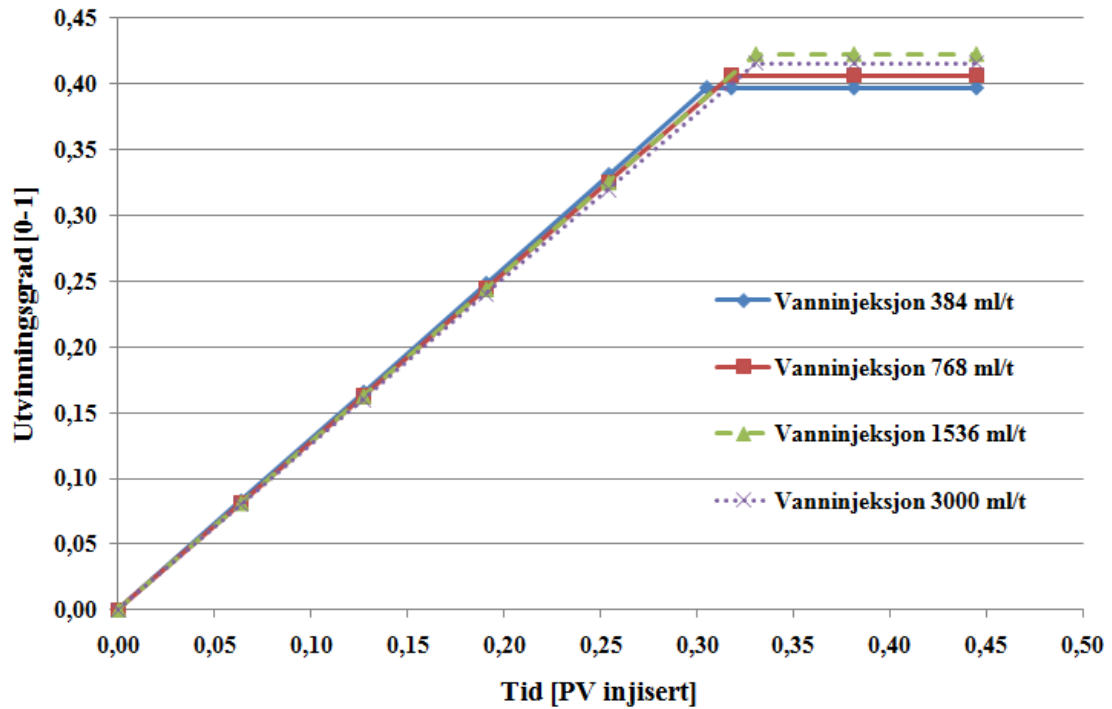
1. Rapoport, L.A. and W.J. Leas, *Properties of Linear Waterfloods*. Transactions of the American Institute of Mining and Metallurgical Engineers, 1953. **198**: p. 139-148.
2. Kyte, J.R. and L.A. Rapoport, *Linear Waterflood Behavior and End Effects in Water-Wet Porous Media*. SPE Journal of Petroleum Technology, 1958. **10**(10).
3. Selley, R.C., *Elements of Petroleum Geology Second Edition* 1998: Academic Press.
4. Zolotukhin, A.B. and J.-R. Ursin, *Introduction to Petroleum Reservoir Engineering* 2000, Kristiansand: Høyskoleforlaget.
5. Lien, J.R., *PTEK 211 - Grunnleggende Reservoarfysikk* 2004, Bergen.
6. Skarestad, M. and A. Skauge, *PTEK213 - Reservoarteknikk II* 2009, Bergen.
7. Anderson, M., et al., *Fundamentals of Wettability*. Oilfield Review, 2007. **19**(2).
8. Craig, F.F., *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding* 1971.
9. Anderson, W.G., *Wettability Literature Survey .1. Rock-Oil-Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability*. Journal of Petroleum Technology, 1986. **38**(11): p. 1125-1144.
10. Lien, J.R., *PTEK212 - Reservoarteknikk I* 2009, Bergen.
11. Anderson, W.G., *Wettability Literature Survey .2. Wettability Measurement*. Journal of Petroleum Technology, 1986. **38**(12): p. 1246-1262.
12. Anderson, W.G., *Wettability Literature Survey .3. The Effects of Wettability on the Electrical-Properties of Porous-Media*. Journal of Petroleum Technology, 1986. **38**(13): p. 1371-1378.
13. Anderson, W.G., *Wettability Literature Survey .4. Effects of Wettability on Capillary-Pressure*. Journal of Petroleum Technology, 1987. **39**(10): p. 1283-1300.
14. Anderson, W.G., *Wettability Literature Survey .5. The Effects of Wettability on Relative Permeability*. Journal of Petroleum Technology, 1987. **39**(11): p. 1453-1468.
15. Anderson, W.G., *Wettability Literature Survey .6. The Effects of Wettability on Waterflooding*. Journal of Petroleum Technology, 1987. **39**(12): p. 1605-1622.
16. Adamson, A.W., *Physical Chemistry of Surfaces*. fourth ed 1982, New York City: John Wiley and Sons Inc.
17. Raza, S.H., L.E. Treiber, and D.L. Archer, *Wettability of reservoir rocks and its evaluation*. Journal Name: Prod. Mon.; (United States); Journal Volume: 32:4, 1968: p. Medium: X; Size: Pages: 2-4, 6-7.
18. Treiber, L.E. and W.W. Owens, *A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil-Producing Reservoirs*. 1972. **12**(6).
19. Johnson, R.E. and R.H. Dettre, *Wettability and Contact Angles in Surface and Colloid Science* E. Matijevic, Editor 1969, Wiley Interscience: New York City. p. 85-133.
20. Amott, E., *Observations Relating to the Wettability of Porous Rock*. Transactions of the American Institute of Mining and Metallurgical Engineers, 1959. **216**: p. 156-162.
21. Cuiec, L., et al., *Determining Wettability of a Reservoir-Rock Sample*. Revue De L Institut Francais Du Petrole, 1978. **33**(5): p. 705-728.
22. Donaldson, E.C., et al., *Equipment and procedures for fluid flow and wettability tests of geological materials*, 1980. p. Medium: X; Size: Pages: 43.
23. Donaldson, E.C., *Oil-water-rock wettability measurement* 1981. Medium: X; Size: Pages: 110-122.
24. Morrow, N.R., *Physics and Thermodynamics of Capillary Action in Porous Media*. Industrial and Engineering Chemistry, 1970. **62**(6): p. 32-&.
25. Leverett, M.C., *Capillary Behavior in Porous Solids*. 1941.
26. Sharma, M.M. and R.W. Wunderlich, *The Alteration of Rock Properties Due to Interactions With Drilling Fluid Components in SPE Annual Technical Conference and Exhibition* 1985: Las Vegas, Nevada.
27. Hognesen, E.J., S. Strand, and T. Austad, *Waterflooding of preferential oil-wet carbonates: Oil recovery related to reservoir temperature and brine composition*, in *SPE Europec/EAGE Annual Conference* 2005: Madrid, Spain.
28. Schlumberger, *Market Analysis*. 2007.

29. Morrow, N.R. and G. Mason, *Recovery of oil by spontaneous imbibition*. Current Opinion in Colloid & Interface Science, 2001. **6**(4): p. 321-337.
30. Graue, A., et al., *Alteration of wettability and wettability heterogeneity*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2002. **33**(1-3): p. 3-17.
31. Aspenes, E., A. Graue, and J. Ramsdal, *In situ wettability distribution and wetting stability in outcrop chalk aged in crude oil*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2003. **39**(3-4): p. 337-350.
32. Dullien, F.A.L., *Porous Media: Fluid Transport and Pore Structure* 1979, New York City: Academic Press.
33. Grønsdal, R., *Økt oljeutvinning i kalk basert på vannkjemi og potensialbestemmende ioner for endring av fukt*, 2010, Universitetet i Bergen.
34. Van Golf-Racht, T.D., *Fundamentals of fractured reservoir engineering* 1982, New York City: Elsevier.
35. Douglas, J.J., P.M. Blair, and R.J. Wagner, *Calculation of Linear Waterflood Behavior Including the Effects of Capillary Pressure*, 1958.
36. Christie, M.A., et al., *Error analysis and simulations of complex phenomena*. Los Alamos Sci., 2005. **29**.
37. Brautaset, A., *In situ fluid dynamics and CO₂ injection in porous rocks*, in *Department of Physics and Technology* 2009, University of Bergen: Bergen.
38. Asghari, K. and F. Torabi, *Effect of Miscible and Immiscible CO₂ Injection on Gravity Drainage: Experimental and Simulation Results*, in *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery* 2008: Tulsa, Oklahoma, USA.
39. Ayirala, S.C., W. Xu, and D.N. Rao. *Interfacial behavior of complex hydrocarbon fluids at elevated pressures and temperatures*. in *MEMS, NANO and Smart Systems, 2005. Proceedings. 2005 International Conference on*. 2005.
40. Bailey, N.A., P.R. Rowland, and D.P. Robinson, *Nuclear Measurements of Fluid Saturation in EOR Flood Experiments*. 1981.
41. Ersland, G., et al., *Complementary imaging of oil recovery mechanisms in fractured reservoirs*. Chemical Engineering Journal, 2010. **158**(1): p. 32-38.
42. University, P.S. *Volumetric X-ray CT for Academic and Industrial Research*. 2009; Available from: <http://www.cqi.psu.edu/index.html>.
43. NDT-Validation. *The NDT-Validation Centre*. 2010; Available from: http://www.ndt-validation.com/technologies/pr_3.jsp?menu_pos=0.
44. Dunn, K.J., D.J. Bergman, and G.A. Latorraca, *Nuclear Magnetic Resonance - Petrophysical and Logging Applications*, Elsevier.
45. Dr. Ersland, G., *Personlig samtale*, 2011.
46. Ferno, M.A., et al., *Dynamic Laboratory Wettability Alteration*. Energy & Fuels, 2010. **24**: p. 3950-3958.
47. Lynn Watney, W. *Geological Overview of the Niobrara Chalk Natural Gas Play*. 2005; Available from: http://microtech.thepttc.org/gas_technology/watney_niobrara7a.pdf.
48. Seth, S. and N.R. Morrow, *Efficiency of the Conversion of Work of Drainage to Surface Energy for Sandstone and Carbonate*. Spe Reservoir Evaluation & Engineering, 2007. **10**(4).
49. Temco. *Hassler Type Core Holder - RCHR Series*. 2011; Available from: http://www.temcoinstruments.com/products_detail.asp?ProductID=34.
50. Dr. Fernø, M., *Personlig samtale* 2010.
51. Graue, A., et al., *Imaging Fluid Saturation Development in Long-Core Flood Displacements*. SPE Formation Evaluation, 1990. **5**(4).
52. Meleán, Y., D. Broseta, and R. Blossey, *Imbibition fronts in porous media: effects of initial wetting fluid saturation and flow rate*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2003. **39**(3-4): p. 327-336.
53. Eide, Ø., *Integrated EOR and waterflood stability criteria in carbonate rock*, in *Institutt for Fysikk og Teknologi* 2011, Universitetet i Bergen: Bergen.
54. Rathmell, J.J., F.I. Stalkup, and R.C. Hassinger, *A Laboratory Investigation of Miscible Displacement by Carbon Dioxide*, in *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME* 1971: New Orleans, Louisiana.

55. Tong, Z. and N.R. Morrow, *Wettability Control by Adsorption From Crude Oil - Aspects of Temperature and Increased Water Saturation*. International Symposium of the Society of Core Analysts, Toronto, Canada., 2005.
56. Michaels, A.S. and E.A. Hauser, *Interfacial Tension at Elevated Pressure and Temperature. II. Interfacial Properties of Hydrocarbon–Water Systems*. The Journal of Physical Chemistry, 1951. **55**(3): p. 408-421.

VII Appendiks

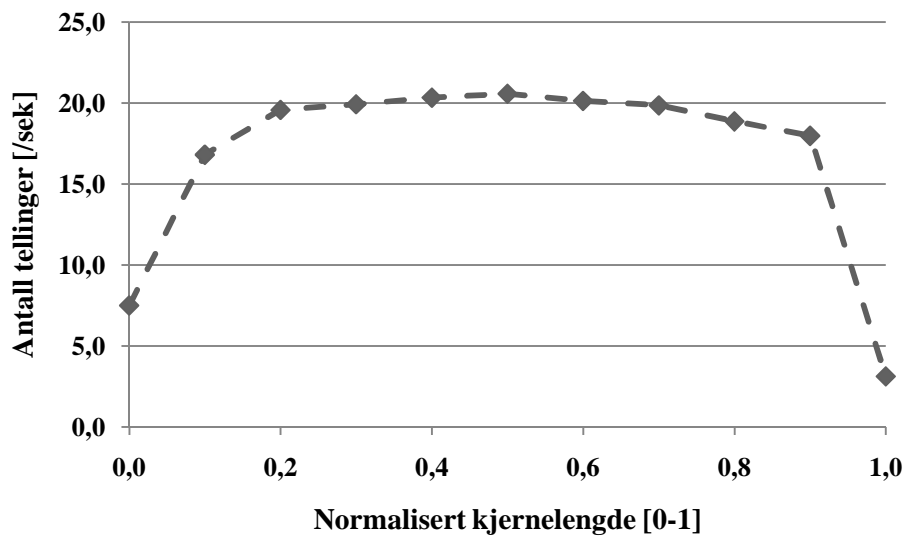
A1 - Utvinningsgrad og stabilitetskriterium ved ulike injeksjonsrater



Figur A1.1 – Utvinningsgrad mot tid for injeksjonsrater over 192 ml/t i kjerneprøve SN1.

A2 – Innflytelse av kjernelengde på skaleringskoeffisient

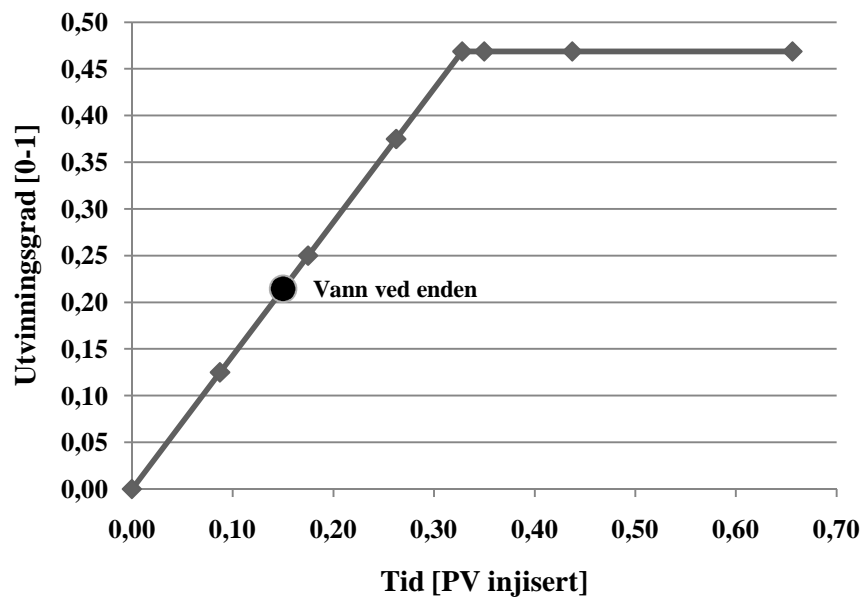
A2.1 - Kort kjerne



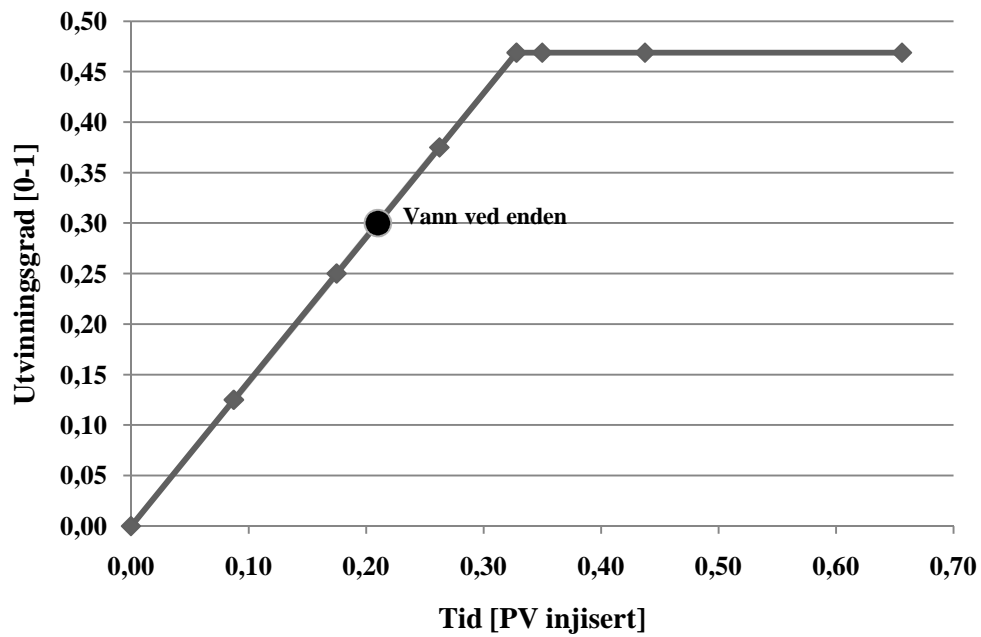
Figur A2.1 - Fullskann for kjerneprøve SN7

Figur A2.1 viser fullskannet for kjerneprøve SN7. Mellom de to siste punktene på grafen oppleves et stort fall i antall tellinger. Når tellinger gjøres på enden av kjernen vil ikke detektoren motta ekstra stråling fra kjernematerialet fra begge sider av målingspunktet, dette kan være en årsak til at antall tellinger er vesentlig lavere her. En annen, mer naturlig årsak, er at målingspunktet ligger like utenfor kjernen, noe som vil redusere antall tellinger betraktelig.

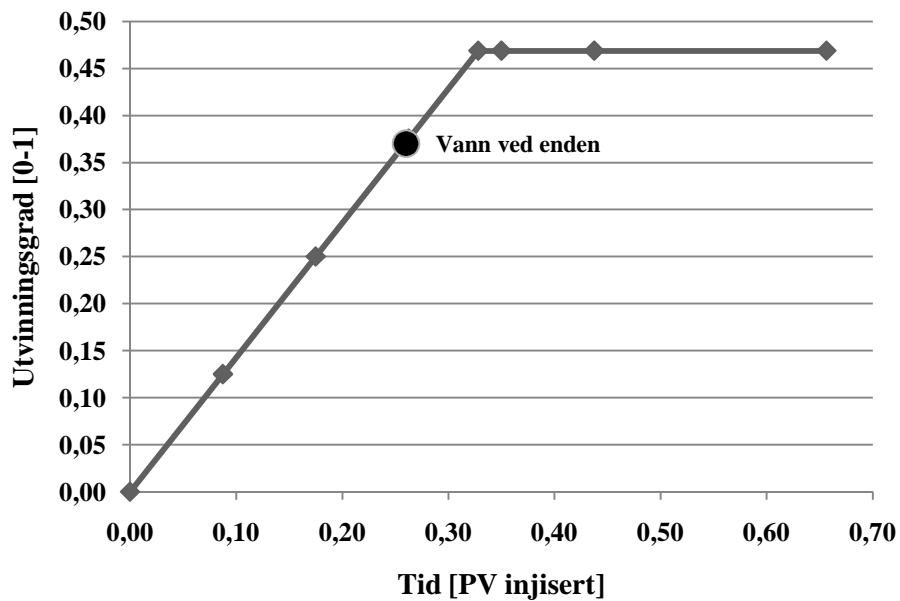
Fullskannet i Figur A2.1 antyder at porefordelingen i kjerneprøven er uniform, noe som også ble observert for samme kjernemateriale i Figur 8.1.



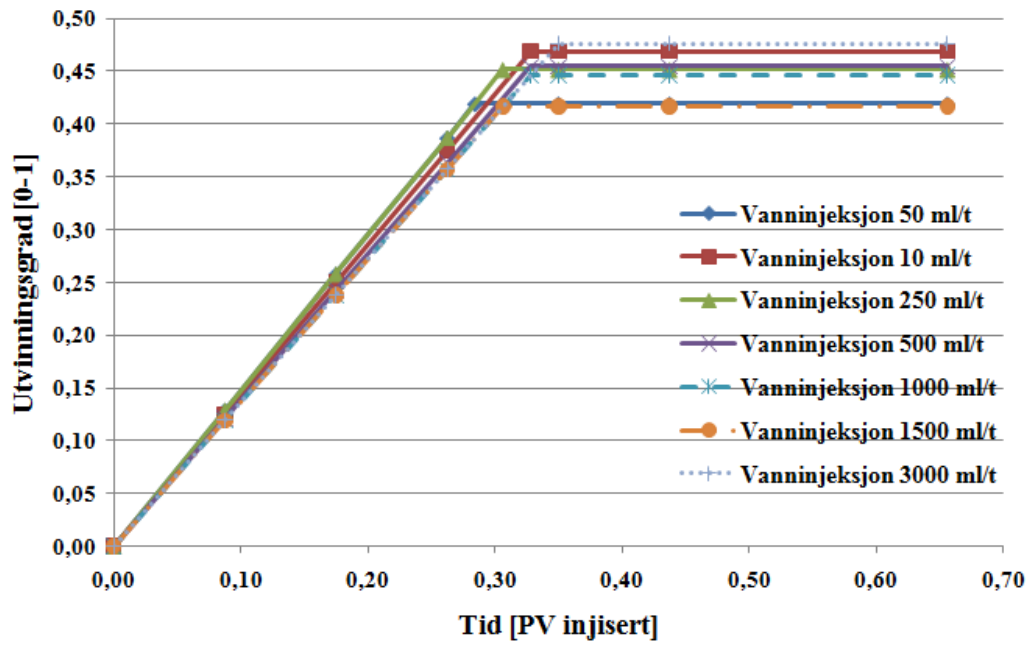
Figur A2.2 – Utvinningsgrad som funksjon av tid ved en injeksjonsrate på 0,3 ml/t.



Figur A2.3 - Utvinningsgrad som funksjon av tid ved en injeksjonsrate på 5 ml/t.

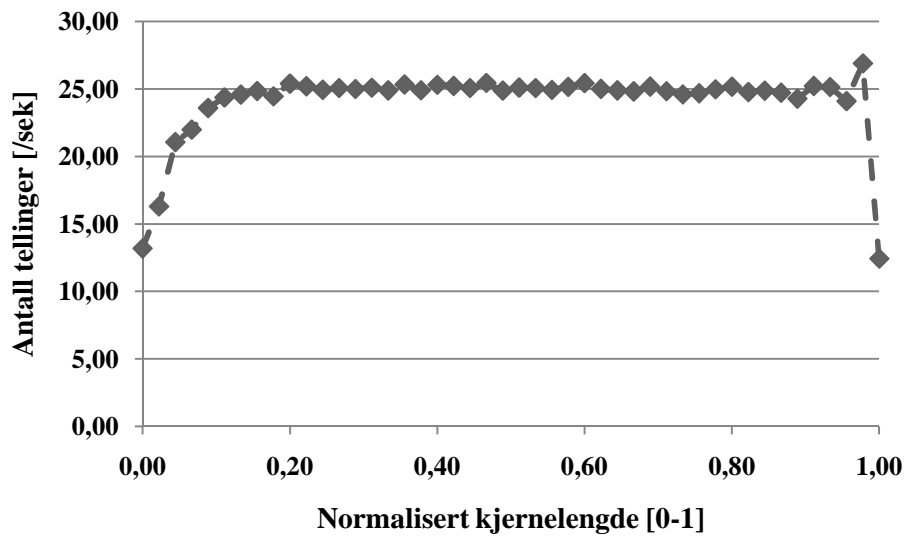


Figur A2.4 - Utvinningsgrad som funksjon av tid ved en injeksjonsrate på 6 ml/t.



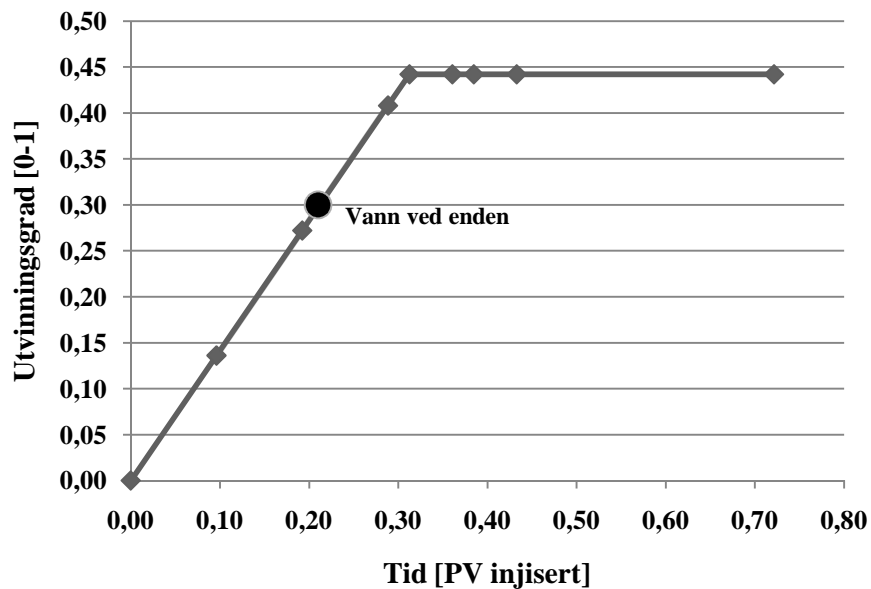
Figur A2.5 – Utvinningsgrad mot tid for injeksjonsrater over 6 ml/t i kjerneprøve SN7.

A3 - Lang kjerneprøve

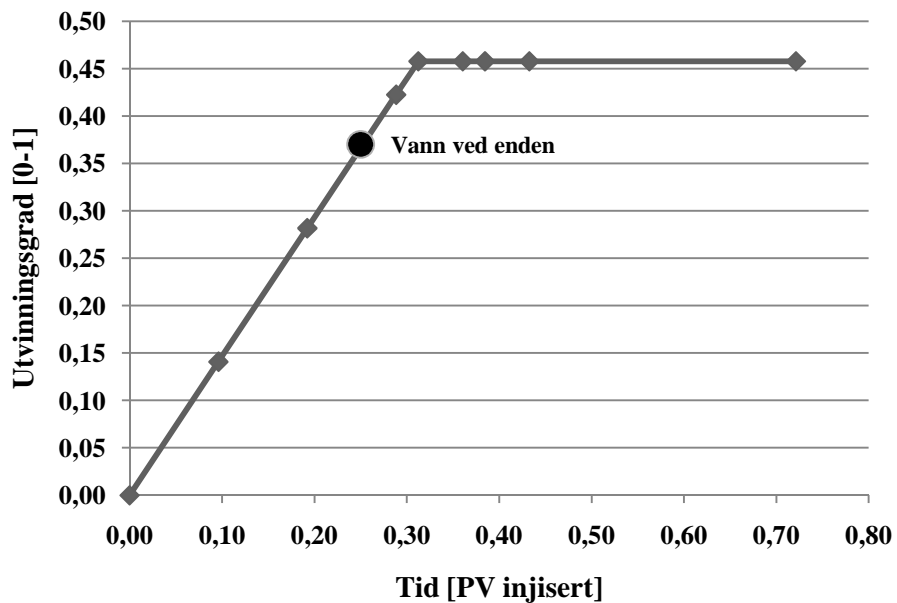


Figur A3.1 - Fullskann for kjerneprøve SN12.

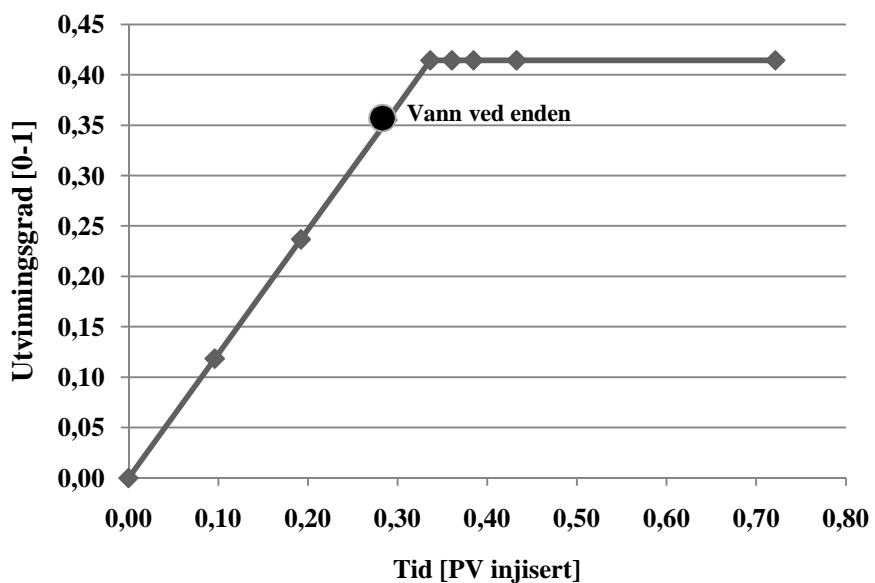
Figur A3.1 viser fullskannet for kjerneprøve SN12. Fra figuren er det tydelig at det er likt antall tellinger gjennom hele kjerneprøven, noe som antyder en uniform porefordeling. Dette ble også observert for de andre sandsteinsprøvene i Figur 8.1 og Figur A2.1.



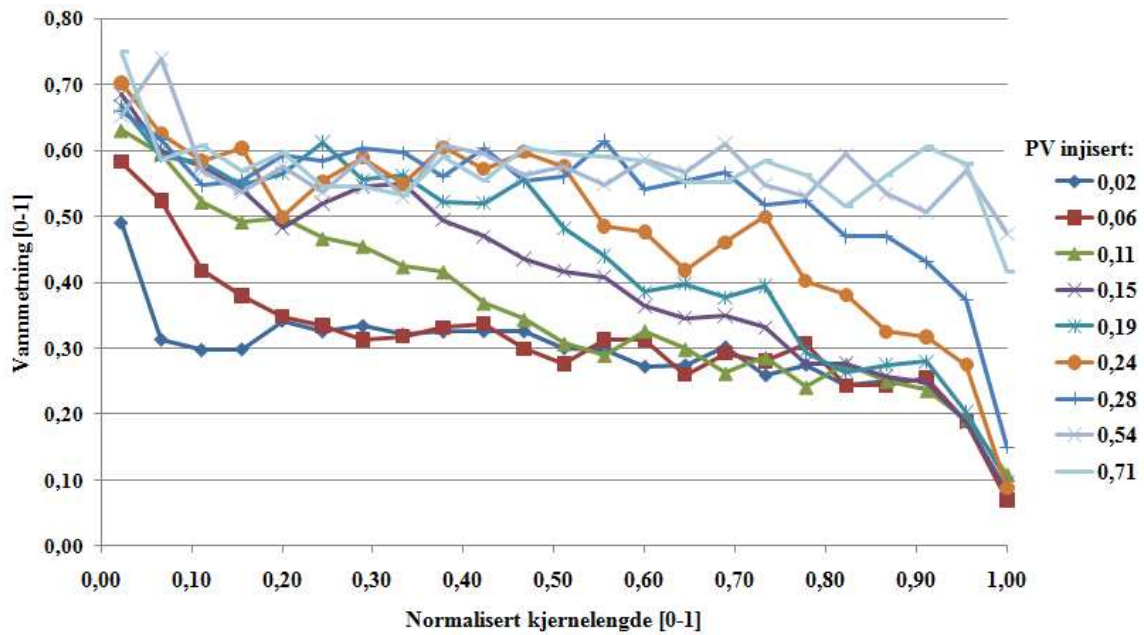
Figur A3.2 - Utvinningsgrad som funksjon av tid ved en injeksjonsrate på 3 ml/t.



Figur A3.3 - Utvinningsgrad som funksjon av tid ved en injeksjonsrate på 6 ml/t.

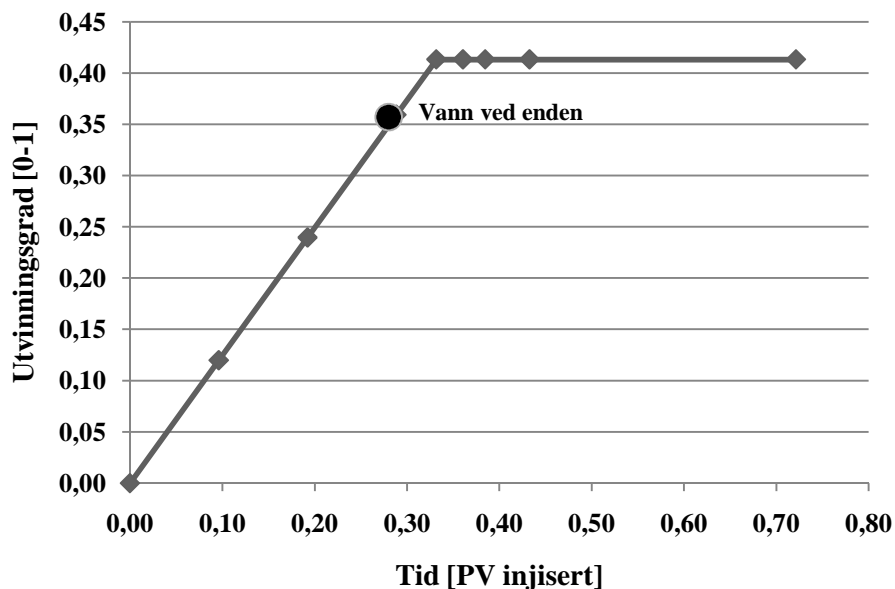


Figur A3.4 - Utvinningsgrad som funksjon av tid ved en injeksjonsrate på 12 ml/t.

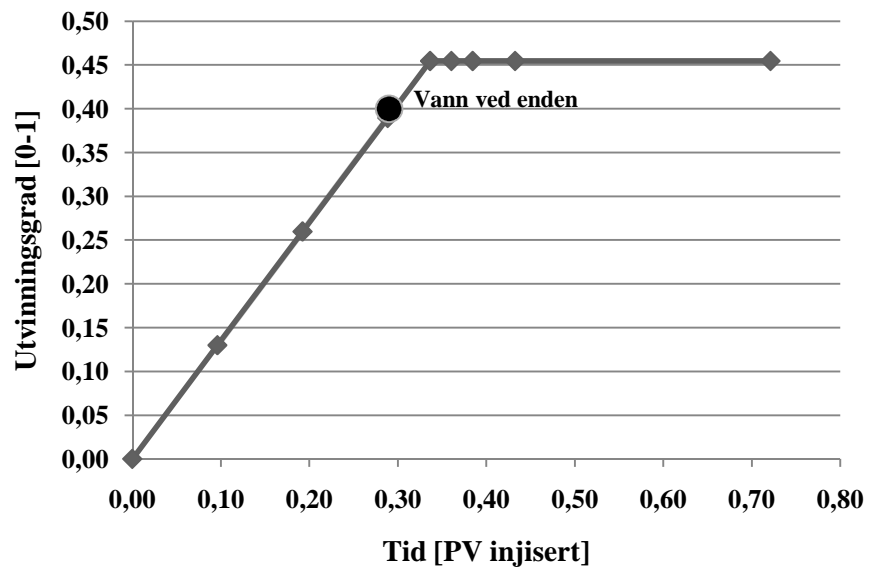


Figur A3.5 - Metningsprofiler under vannflømming av SN12 ved 14 ml/t.

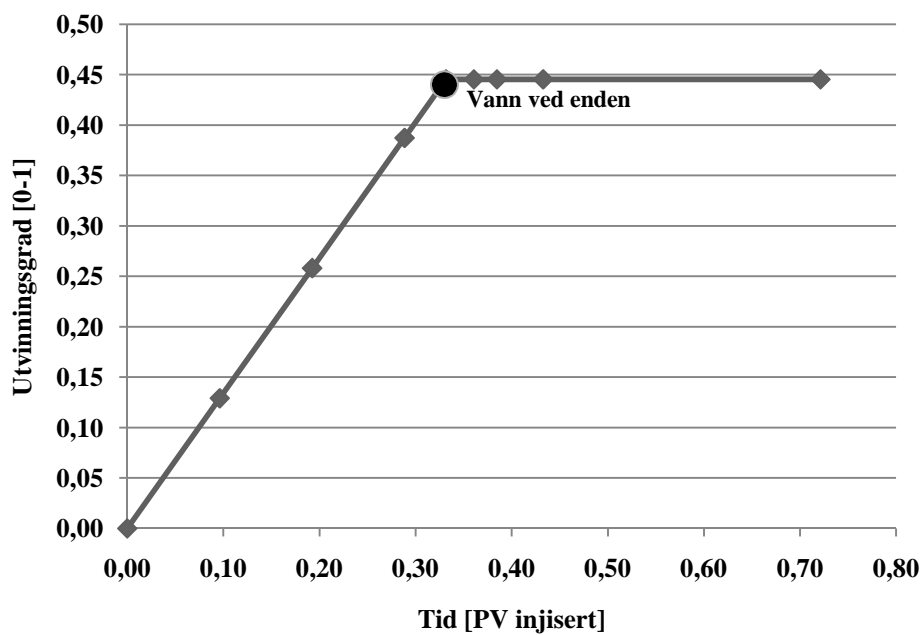
Figur A3.5 viser metningsprofilene under en vannflømming ved 14 ml/t. Ved denne injeksjonsraten oppnås en skaleringskoeffisient på $0,54 \text{ cm}^2 \cdot \text{cP}/\text{min}$. Sammenlignet med vannflømmingen ved 3 ml/t (Figur 8.16) er det tydelig at de viskøse kreftene gjør seg mer gjeldene for flømmingen ved 14 ml/t. Vannfronten er mye skarpere og mindre dispergert når injeksjonsraten økes. Vannmetningen ved utenden av kjernen endrer seg etter 0,28 PV injisert, og vannet har nådd ut-enden ved dette tidspunktet.



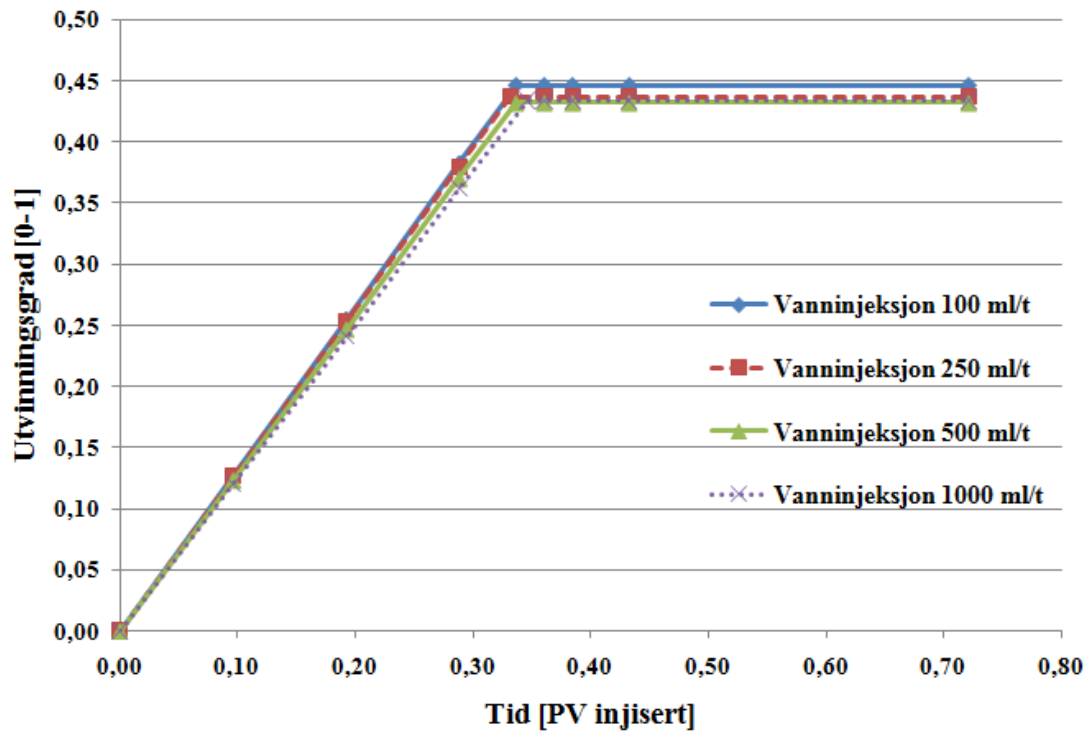
Figur A3.6- Utvinningsgrad som funksjon av tid ved en injeksjonsrate på 14 ml/t.



Figur A3.7 - Utvinningsgrad som funksjon av tid ved en injeksjonsrate på 20 ml/t.

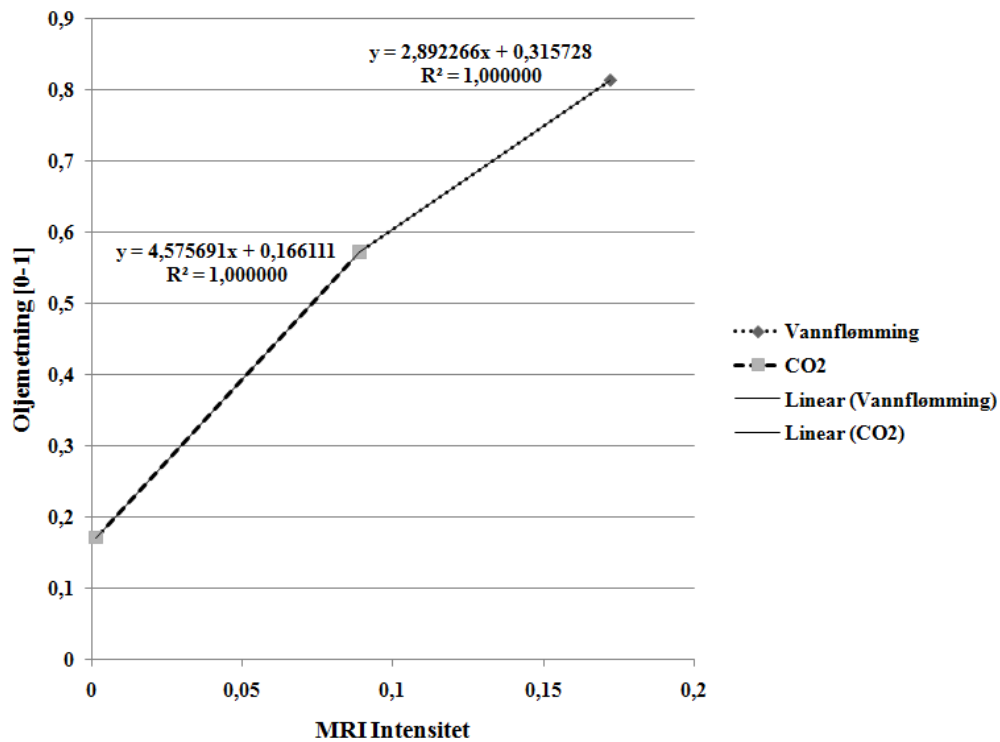


Figur A3.8 - Utvinningsgrad som funksjon av tid ved en injeksjonsrate på 50 ml/t.

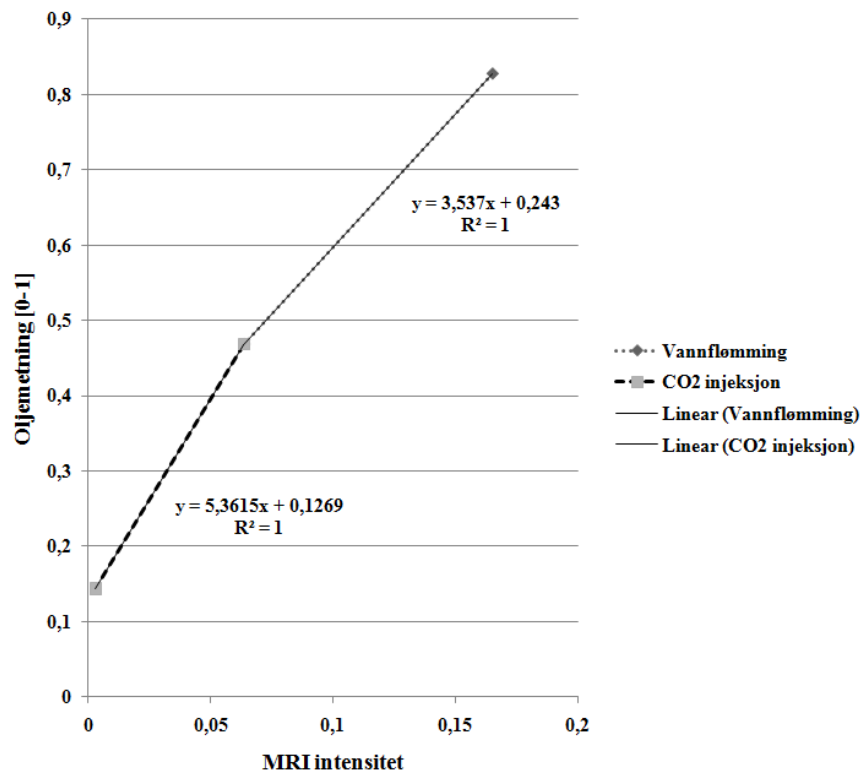


Figur A3.9 – Utvinningsgrad mot tid for injeksjonsrater over 50 ml/t i kjerneprøve SN12.

A4 - Tertiær utvinning av olje ved bruk av CO2



Figur A4.1 – Sammenhengen mellom MRI-intensitet og oljemetning for vannflømming og injeksjon av flytende CO₂ i kjerneprøve P2.



Figur A4.2 - Sammenhengen mellom MRI-intensitet og oljemetning for vannflømming og injeksjon av superkritisk CO₂ i kjerneprøve P1.