

Eksperimentell studie av vannbasert EOR i karbonatreservoarer

av

Asle Sandven

Masteroppgave i

Petroleumsteknologi – Reservoarfysikk



Institutt for fysikk og teknologi

Centre for Integrated Petroleum Research (CIPR)

Universitet i Bergen

November 2009

Anerkjennelse

Jeg vil først og fremst takke professor Arne Skauge som har vært min veileder gjennom arbeidet med masteroppgaven. Veiledningen og innspillene han har gitt meg, har vært essensielle for det endelige resultatet av oppgaven.

Resultatene i denne masteroppgaven baserer seg utlukkende på forsøk gjennomført i laboratorium. For å være kapabel til å gjennomføre det eksperimentelle arbeidet, har det vært nødvendig med opplæring. Jeg vil derfor takke "gjengen" på laboratoriet; Per Arne Ormhaug, Sverre Hetland, Bartek Vik og Edin Alagic for god opplæring og mange gode innspill. Jeg vil også takke Hamidreza Nasiri som i tillegg til å arbeide med sin PhD-avhandling, har vist stor interesse for min oppgave og gitt meg flere gode råd.

En stor takk til ansatte og studenter som inngår i CIPR organisasjonen, dere har alle vært med på å skape et trivelig og givende studiemiljø.

Jeg vil takke min søster og min mor, Marte Karin Sandven og Jorunn Øyen, for å ha vært hjelpsomme og motiverende gjennom hele studietiden. Spesielt vil jeg takke min far, Yngve Sandven, som har vært en viktig mentor. Jeg setter stor pris på korrekturlesingen og tilbakemeldingene han har gitt meg i forbindelse med denne masteroppgaven.

Til slutt vil jeg takke min samboer og kjæreste, Liv I. Bergeland. Takk for forståelse, støtte og motiverende ord i tiden med mastergradsarbeidet.



Asle Sandven

Bergen, november 2009

Sammendrag

Ulike metoder for økt oljeutvinning (EOR, eng. Enhanced Oil Recovery) har blitt utviklet og anvendt for å forbedre effektiviteten av konvensjonell vannflømming. Hensikten med EOR er å bedre den mikroskopiske fortrengningseffektiviteten og den makroskopiske reservoarsveip-effektiviteten. For uten å skulle søke etter løsninger som reduserer residuell oljemetning og øker kontakten med usveipet olje, er det også satt fokus på EOR-metoder som forbedrer fluidstrømmen i porøse medier. Her er forandring av fuktpreferansen til et porøst medium en metode som kan føre til gunstigere forhold for fluidstrømmen.

I denne masteroppgaven har det blitt undersøkt om enzymproteiner kan bidra til økt oljeutvinning fra kjernemateriale hentet fra et karbonatreservoar, og om effekten av enzymene kan knyttes til at fuktpreferansen i kjerneprøvene ble forandret fra oljefuktende til mer vannfuktende. Enzymer inneholder vannløselige proteiner som kan virke som katalysatorer, og som kan framskynde reaksjoner mellom olje og vann. Dette fører til at oljen kan løsrives fra den faste overflaten til mineralkorn i et reservoar eller i bergprøver. Også effekten av enzymer i en blanding med surfaktanter og i en blanding med polymerer, har blitt studert.

Det eksperimentelle arbeidet har innebåret to-faseflømming på fem kjerneprøver, og fysiske målinger av fluidene som ble benyttet til to-faseflømmingen. Analysen av fluidene er gjort før og etter gjennomføringen av to-faseflømmingen. Fysiske målinger av fluidene før gjennomføringen av to-faseflømmingen, avdekket fluidenes egenskaper. Fysiske målinger av fluidene etter gjennomføringen av to-faseflømmingen, ble gjort i den hensikt å studere om det nå var oppstått forandringer i fluidenes egenskaper, og for så å kunne sette forandringene i fluidenes egenskaper i sammenheng med observasjonene og resultatene fra den gjennomførte to-faseflømmingen. Det eksperimentelle arbeidet som inngår i to-faseflømmingen er:

- Etablering av initiell vannmetning, som innebærer drenering av syntetisk formasjonsvann med henholdsvis mineralolje og råolje.

- Elding av kjerneprøvene, slik at kjerneprøvene har lignende fuktegenskaper som kjerneprøvene hadde i reservoaret.
- Å få undersøkt om enzymene Apollo Greenzyme eller Novozymes vil kunne bidra til økt oljeutvinning under spontan imbibisjon.
- Å få gjennomført tvungen imbibisjon av råolje. Målet var også her å studere om enzymene Apollo Greenzyme eller Novozymes tilsatt i syntetisk formasjonsvann, ville kunne føre til økt oljeutvinning. Valg av fluidløsning og rekkefølgen av flømmingene ble derfor gjort i henhold til målet. Det neste var deretter å undersøke om det kunne oppnås ytterligere økt oljeutvinning for flømming, ved tilsetning av enzymer og surfaktanter til injeksjonsvannet, og ved tilsetning av enzymer og polymerer til injeksjonsvannet.
- Å måle den effektive endepunktspermeabiliteten etter hver flømming.
- Å få målt/beregnet de petrofysiske parametrene bulkvolum, porevolum, porøsitet og absolutt permeabilitet før oppstart av to-faseflømming.

Ut i fra forutsetningene i denne masteroppgaven, har resultatene vist at potensialet for å oppnå økt oljeutvinning ved å tilsette enzymer i det syntetiske formasjonsvannet var lite, både for spontan og tvungen imbibisjon. Ved å studere og sammenligne den relative endepunktspermeabiliteten og den normaliserte relative endepunktspermeabiliteten, var det kvalitativt mulig å avgjøre om det hadde oppstått en fuktforandring i kjerneprøvene. Sammenligningene av hver kjerneprøve var entydige, og det var ingenting som viste at fuktpreferansen i kjerneprøvene var forandret til å bli mer vannfuktende.

Arbeidet har også ledet til mulige forklaringer på virkninger av enzymer tilsatt injeksjonsvannet under vannflømming i karbonatmateriale. En forklaring på at enzymene ikke forandrer fuktpreferansen i kjerneprøvene til å bli gunstigere, kan være at bergoverflaten i kjerneprøvene har positiv ladning, noe som igjen kan være et resultat av at pH-verdien i det syntetiske formasjonsvannet er høy.

Av alle de gjennomførte flømmingene, var det flømming med enzymer og polymerer blandet i det syntetiske formasjonsvannet, som viste seg å ha størst potensiale for økt oljeutvinning fra kjerneprøvene. For flømming med polymerer på kjerneprøvene, lyktes det i et tilfelle å

redusere oljemetningen i en av kjerneprøvene med ca. 50 %. For de andre tilfellene førte flømming med polymerer til plugging i porennettverket. Mistanken om at årsaken til pluggingen i porennettverket var store polymermolekyler som var utsatt for retensjon, ble bekreftet i fysikalske målinger av fluidene.

For flømmingene med enzymer og surfaktanter blandet i det syntetiske formasjonsvannet, ble det ikke oppnådd nevneverdig reduksjon i oljemetning i kjerneprøvene. En mulig årsak til at flømming med surfaktanter ikke førte til økt oljeutvinning, kan være fordi saliniteten i det syntetiske formasjonsvannet var så høy at surfaktantene ikke reduserte grenseflatespenningen mellom oljen og det syntetiske formasjonsvannet tilstrekkelig. Når dette er sagt, var det kun flømming med surfaktanter som viste seg å ha potensiale for å kunne forandre fuktpreferansen i kjerneprøvene. En mulig forklaring på at flømming med surfaktanter kan ha forandret fuktpreferansen fra oljefuktende til mer vannfuktende, har sammenheng med at det ikke lot seg gjøre å forandre fuktpreferansen tilsvarende for enzymflømming. Også her er sammenhengen at bergoverflaten i kjerneprøvene kan ha positiv ladning. Under optimale forhold, vil anioniske surfaktanter kunne forandre fuktpreferansen i kjernematerialet fra å være oljefuktende til bli mer vannfuktende.

Selv om det er lite som tyder på at enzymer bidro til økt oljeutvinning ved flømming med polymerer, eller førte til forandring av fuktpreferansen under flømming med surfaktanter, kan det ikke utelukkes at enzymer har en positiv effekt i kombinerte injeksjonsprosesser.

Innholdsfortegnelse

1	Introduksjon og foremål.....	1
2	Grunnleggende konsept og definisjoner.....	7
2.1	Porøsitet	7
2.2	Absolutt permeabilitet	8
2.3	Metning	9
2.4	Effektiv og relativ permeabilitet.....	9
2.5	Fukt	11
2.6	Kapillartrykk.....	12
2.6.1	Kapillartrykkskurve	15
3	Fukt i en reservoarteknologisk sammenheng.....	19
3.1	Faktorer som påvirker fuktpreferansen i et reservoar.....	19
3.2	Intermediære fuktclasser	20
3.3	Fuktens innvirkning på viktige parametre.....	21
3.3.1	Innvirkning på kapillartrykk.....	22
3.3.2	Innvirkning på relativ/effektiv permeabilitet.....	28
3.3.3	Innvirkning på vannflømming	29
4	Metoder for økt oljeutvinning.....	33
4.1	Flømming med surfaktanter	33
4.1.1	Surfaktantenes egenskaper.....	35
4.1.2	Faseoppførsel	36
4.1.3	Retensjon av surfaktanter	38
4.2	Flømming med polymerer	39
4.2.1	Polymerenes egenskaper	39
4.2.2	Retensjon av polymerer	41

4.2.3	Utilgjengelig porevolum	41
4.3	Flømming med enzymer	42
4.3.1	Enzymers egenskaper	42
5	To-faseflømmingeksperiment og måling av fluidegenskaper	47
5.1	Kjerneprøver	47
5.2	Fluid	48
5.2.1	Syntetisk formasjonsvann	49
5.2.2	Olje	49
5.2.3	Enzymer	50
5.2.4	Polymerer	50
5.2.5	Surfaktanter	50
5.2.6	Forkortelser av navnene på fluidene/fluidløsningene	51
5.3	Eksperimentelt program	51
5.3.1	Del 1, eksperimentelt program for fluidene	52
5.3.2	Del 2, eksperimentelt program for kjerneprøvene	53
5.4	Instrumenter og utstyr	55
5.4.1	Instrumenter og utstyr brukt i del 1 av det eksperimentelle programmet	55
5.4.2	Instrumenter og utstyr brukt i del 2 av det eksperimentelle programmet	58
5.5	Metoder og prosedyrer i kjerneanalyse	60
5.5.1	Tilstanden til kjerneprøvene	61
5.5.2	Måling av porevolum og porøsitet	61
5.5.3	Oppsett for flømming	62
5.5.4	Måling av absolutt permeabilitet	63
5.5.5	Drenering	64
5.5.6	Elding	66
5.5.7	Spontan imbibisjon	68

5.5.8	Tvungen imbibisjon	70
5.6	Målefeil og feilgrenser i måledata	73
5.6.1	Feilforplantning	73
5.6.2	Målefeil ved manuell avlesning.....	74
5.6.3	Feilgrense i eksperimentelle instrumenter	76
5.6.4	Feilgrense i beregnete parametre.....	76
6	Resultater og diskusjon om eksperimentelt arbeid	79
6.1	Fysikalske målinger av fluidene	79
6.2	Tilstanden til kjerneprøvene.....	84
6.3	Porøsitet og absolutt permeabilitet	85
6.4	Drenering	87
6.5	EOR-prosesser.....	91
6.6	Spontan imbibisjon	92
6.7	Tvungen imbibisjon.....	94
6.7.1	Flømming nr. 1	97
6.7.2	Flømming nr. 2	99
6.7.3	Flømming nr. 3	101
6.7.4	Flømming nr. 4	102
6.7.5	Forsøk med kjerneprøve Th 5	102
6.7.6	Alle gjennomførte flømminger.....	103
6.7.7	Effektiv og relativ endepunktspermeabilitet	105
6.7.8	Diskusjon om flømming med kjemikalier	106
7	Oppsummering av hovedresultatene	117
8	Konklusjoner.....	123
9	Videre arbeid	125
	Nomenklaturliste.....	127

Referanser	131
Vedlegg A: Tilsendt informasjon fra Shell	137
Vedlegg B: Bildedokumentasjon av kjerneprøvene	139
Vedlegg C: Viskositetsmålinger	145
Vedlegg D: Målinger av grenseflatespenning	147
Vedlegg E: UV-spektroskopi	149
Vedlegg F: Dreneringskurver	151
Vedlegg G: Data fra tvungen imbibisjon	155

1 Introduksjon og foremål

Fukt har stått sentralt i mye av forskningen knyttet til oljeutvinningen. I flere forskningsartikler har fuktpåvirkning på oljeutvinningen blitt diskutert. Paradoksalt nok inngår ikke fukt direkte i reservoarmodellering, men påvirker parametrene i reservoarsimuleringsmodellen. Det er kjent at fukt er særdeles betydningsfull for fluiddistribusjonen og fluidstrømmen i et porøst medium når det er flere ikke-blandbare fluider til stede. Craig [1] definerte begrepet fukting som "et fluids evne til å spres på, eller adhesjon til, en fast overflate i nærvær av et annet ikke-blandbart fluid". Fukt er et mål på hvilket fluid som befinner seg med størst preferanse nær bergarten. Fluidet som kontakter den faste overflaten, vil være det fuktende fluidet. Fluidet som ikke er i direkte kontakt med den faste overflaten, vil være det ikke-fuktende fluidet.

Fukt vil være av stor betydning i flerfasestrømmen både når det gjelder oljemigrasjonen fra kildebergarten og når det gjelder metoder for økt oljeutvinning (EOR, eng. Enhanced Oil Recovery) [2]. To eksempler på EOR, er flømming med kjemikalier, eller ved alternerende injeksjon av CO₂ og vann. Flere forskere har forsøkt å endre fuktpreferansen i oljereservoarer, slik at fuktpreferansen i reservoaret blir mer gunstig, og således fører til økt oljeutvinning ved vanninjeksjon. Austad et al. [3] og Xu et al. [4] har rapportert forskjellige produksjonsprofiler ved å bruke overflateaktive kjemikalier. Av rapportene framgår det at spontan imbibisjon vil kunne økes ved at overflateaktive kjemikalier forandrer fuktpreferansen i bergmaterialet. Flere forfattere [5-7] har rapportert betydningen av saltvannets komposisjon når fuktpreferansen i bergarter skal forandres. Alagic og Skauge [8] demonstrerte hvordan det kan oppnås økt oljeutvinning ved at fuktpreferansen i bergprøver ble forandret ved å kombinere surfaktant og saltvann med lav salinitet. Selv om det er blitt gjennomført relativt mye forskning på fuktforandring, er det stor interesse for nye, bedre og alternative måter å oppnå fuktforandring i oljereservoarer.

Motivasjonen for dette arbeidet

Oljeoperatøren Shell hadde som ønske at det skulle gjennomføres eksperimenter på kjernemateriale fra et oljereservoar i Midtøsten. Reservoarbergarten er kalkstein (eng.

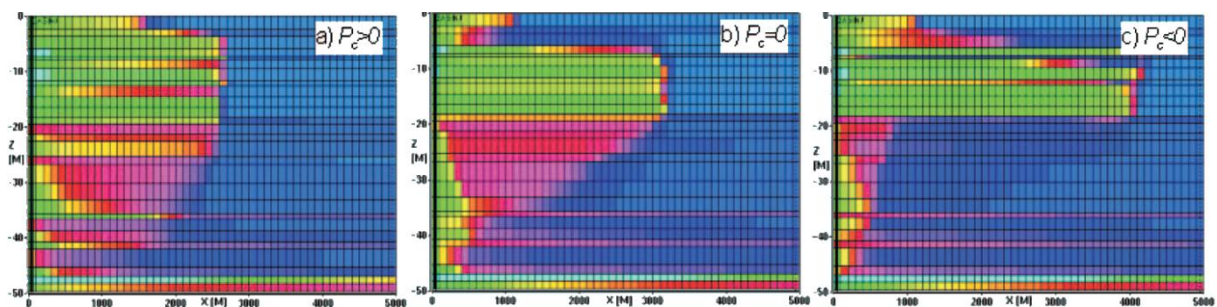
limestone). Årsaken til ønsket, er at Shell opplever store vanskeligheter når oljen skal dreneres ut av nedre sone i reservoaret. Imidlertid er øvre sone i reservoaret godt drenert for olje, og utvinningsgraden av oljen er høy. På grunn av tetthetsforskjellen mellom olje og vann, vil vanligvis vann best sveipe bunnen av et reservoar. Masalmeh et al. [9-11] har gjennomført en rekke studier på karbonatreservoarer i Midtøsten, der problemene med barrierer i reservoarene skildres og studeres. Masalmeh et al. [12] gjennomførte en studie av barrierer i et reservoar i Midtøsten. Reservoaregenskapene og problemene med reservoaret, er generelle for områder i Midtøsten. De samme egenskapene og problemene gjelder for reservoaret som er utgangspunktet for denne masteroppgaven. Masalmeh et al. skildrer et gitt reservoar og problemene rundt overgangssonen på følgende måte:

”Permeabiliteten i reservoaret øker mot toppen av reservoaret. Mye tyder på at reservoarer kan deles inn i to hoveddeler, en øvre sone hvor permeabilitet er høy, og en nedre sone hvor den er lav. Hovedutvinningsmetoden er så langt konvensjonell vannflømming. Felldata viser at injisert vann i et reservoar har en tendens til å strømme raskt gjennom de høypermeable lagene. På grunn av dette ble det forsøkt å injisere vann direkte inn i den nedre sonen ved å komplettere brønner enkeltvis i øvre og nedre sone. Dette ble gjort for å tvinge det injiserte vannet til å strømme gjennom den nedre sonen. Selv om det hadde blitt påpekt at øvre og nedre sone skulle være separert av en barriere, viste det seg imidlertid at injisert vann i nedre sone umiddelbart begynte å strømme mot øvre sone via barrieren. Dermed forble sveip-effektiviteten i den nedre sonen i reservoaret lav. Kryss-strømning fra den øvre sonen til den nedre, oppsto kun under trykknedtrapping i nærheten av produksjonsbrønnen. Den tradisjonelle forklaringen på fenomenet med vannopphold, er redusert vertikal permeabilitet ved overgangen mellom øvre og nedre sone. Imidlertid gir ikke feltobservasjoner støtte til denne forklaringen, siden data fra testene MDT (eng. Modular Formation Dynamic Tester) og RFT (eng. Repeat Formation Tester) viser at det eksisterer en trykkforbindelse mellom øvre og nedre sone. Det må derfor være en annen forklaring på hva som gjør at det oppstår vannopphold fra øvre sone til nedre sone. For tiden er den mest aksepterte forklaringen på dette fenomenet, en form for kapillartrykksbarriere [13] ”.

Masalmeh et al. søker forklaringen på fenomenet ved hjelp av simuleringer, SCAL-målinger (eng. Special Core Analysis) og ved hjelp av historietilpasning av felldata. Figur 1-1 viser X-Z

tverrsnitt av resultatene av simuleringen gjort med kapillartrykk større enn null, lik null og mindre enn null:

- Figur a) viser tilfellet for positivt kapillartrykk, der gravitasjonskraften og de vannfuktende kapillarkreftene virker i samme retning. Resultatet av simuleringen er god kommunikasjon mellom øvre og nedre sone, og høy sveip-effektivitet i begge sonene.
- Figur b) viser tilfellet for null kapillartrykk. I dette tilfellet vil kun gravitasjonskraften virke på vannet i nedadgående retning. Resultatet er likevel god kommunikasjon og høy sveip-effektivitet i begge sonene.
- Figur c) viser tilfellet for et ikke-vannfuktende reservoar, der kapillarkreftene vil virke i motsatt retning av gravitasjonskraften. Kapillarkreftene vil kunne skape en barriere som forhindrer vannet å strømme fra øvre sone til nedre sone. Resultatet er lav kommunikasjon mellom sonene, og kun øvre sone vil ha høy sveip-effektivitet.



Figur 1-1: X-Z tverrsnitt av resultatene av simuleringen. Følgende gjelder for tverrsnittene:

a) Vannfuktende og positivt kapillartrykk b) Kapillartrykket er lik null c) Ikke-vannfuktende og negativt kapillartrykk.

Blå farge viser oljeforekomstene, mens fargene grønt og rødt viser hvordan vann strømmer i reservoaret. Grønn farge viser til mer vann enn rødt gjør. Tilefellene i figur a) og b) viser at vannet har god kommunikasjon mellom øvre og nedre sone, og at sveip-effektiviteten er høy i begge sonene. Tilfellet i figur c) gir derimot dårlig kommunikasjon for vannet mellom sonene, og det er kun øvre sone som oppnår høy sveip-effektivitet.

Masalmeh et al. oppgir tre faktorer som kan forklare vannoppholdfenomenet:

1. Reservoaret er ikke-vannfuktende, og lavpermeabilitetslagene har høyere negative kapillartrykk enn høypermeabilitetslagene.
2. Permeabilitetskontrasten mellom øvre og nedre sone skyldes at de høypermeable lagene befinner seg øverst.

3. Syklisiteten mellom høy- og lavpermeable lag, resulterer i lav kapillartrykkdifferanse. Dette hindrer vann i å strømme mellom lagene ved hjelp av gravitasjonskraften.

I denne masteroppgaven vil muligheten for å forandre fuktpreferansen fra oljefuktende til vannfuktende bli undersøkt. Hvis forandring av fuktpreferanse er oppnåelig, vil det kunne være mulig å forandre reservoaret fra å være ikke-vannfuktende med negativt kapillartrykk til å være vannfuktende med positivt kapillartrykk. Resultatet av dette vil kunne være at reservoartilstanden som ligner på det som er vist i figur 1-1 c), vil bli forandret i retning av det som er vist i figur 1-1 a) og b). Følgelig vil det kunne oppnås høy makroskopisk sveipeffektivitet i både øvre og nedre sone.

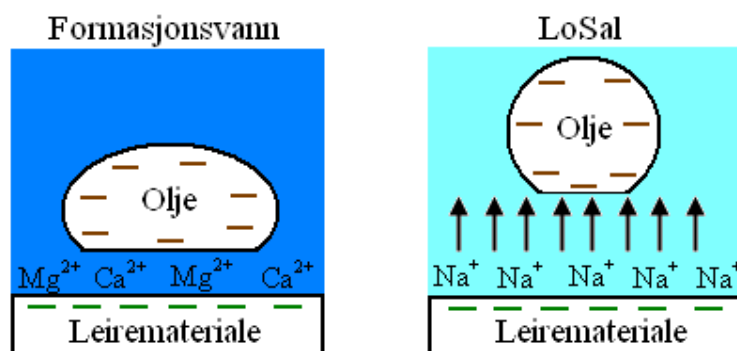
Foremålet med dette arbeidet

Som allerede nevnt, finnes det forskjellige metoder som kan forandre fuktpreferansen i bergmaterialer. Siden de eksisterende metodene anses som mindre anvendelige (pga. tungt og stort utstyr, høye kostnader etc.), er det fortsatt stor interesse for alternative metoder. I denne masteroppgaven vil det bli undersøkt hvilken effekt tilsetning av enzymer i injeksjonsvannet vil ha på oljeutvinning fra et porøst medium. Feng et al. [14] beskriver enzymer som vannløselige produkter som effektivt kan løsrive olje fra den faste overflaten til mineralkorn i et reservoar. Videre forklarer Feng et al. at enzymer kan forandre fuktpreferansen til bergmaterien fra oljefuktende til vannfuktende, redusere grenseflatespenningen og redusere strømningsmotstanden gjennom et porøst medium. Arbeidet med denne masteroppgaven vil primært være å undersøke om enzymer kan bidra til økt oljeutvinning fra karbonatreservoarmateriale, og om effekten av enzymene kan knyttes til forandringer i fuktpreferansen i det porøse mediet. Det eksperimentelle arbeidet vil bli gjennomført på kjernematerialet tildelt av Shell. Dette kjernematerialet er fra nedre del av reservoaret, og vil altså være kjernemateriale fra lagene som holder tilbake olje under vannflømming. Det eksperimentelle arbeidet vil også innebære å studere effekten av enzymer i en blanding med surfaktanter, og i en blanding med polymerer. Av de eksisterende metodene som kan forandre fuktpreferansen i bergmateriale, vil forandring av fuktpreferanse med enzymer være en alternativ metode til forandring av fuktpreferanse

med saltvann med lav salinitet (LoSal). Hovedgrunnen til at enzymer ses på som et alternativ til LoSal, er at LoSal til nå ikke har vist å ha noen effekt på karbonatreservoarer [15, 16]. Det vil derfor være knyttet stor interesse til dette med enzymer og eventuell virkning på karbonatmateriale.

Prosessen LoSal innebærer at ionestyrken i formasjonsvannet blir redusert. Lager et al. [17] konkluderer med at primærmekanismen bak forandring av fuktpreferansen med LoSal, er et resultat av multikomponent ionebytte (MIE, eng. Multicomponent Ionic Exchange). Forklaringen Lager et al. gir på MIE og forandring av fuktpreferanse med LoSal, kan sammenfattes slik:

Forandring i ionestyrken oppnås ved at mengden av de divalente ionene Mg^{2+} og Ca^{2+} reduseres. Formasjonsvannet, som er rikt på divalente ioner, erstattes med LoSal, som er fattig på divalente ioner. Konsekvensen av å bytte ut formasjonsvannet med LoSal, er som illustrert i figur 1-2, at de divalente ionene Mg^{2+} og Ca^{2+} blir erstattet med det monovalente ionet Na^+ . På grunn av at det monovalente ionet Na^+ har lavere ionestyrke enn de divalente ionene Mg^{2+} og Ca^{2+} , vil Na^+ - ionet danne "svakere broer" mellom oljen og leireoverflaten enn hva Mg^{2+} og Ca^{2+} gjør. Resultatet av "svakere broer" mellom oljen og leireoverflaten, er at bergmaterialet vil kunne få svakere binding til oljen. Dette vil kunne gjøre at fuktpreferansen til bergmaterialet går i retning av mindre oljefuktende og mer vannfuktende.



Figur 1-2: Skissen illustrerer effekten av å bytte ut formasjonsvannet med LoSal i et system bestående av olje, vann og leiremateriale. Leirematerialet har negativ ladning. Når LoSal erstatter formasjonsvannet, vil det oppstå svakere binding mellom oljen og leirematerialet. Dette skjer pga. at de divalente ionene Mg^{2+} og Ca^{2+} danner "svakere broer" mellom oljen og leirematerialet enn hva det monovalente ionet, Na^+ gjør. Dette fører til at systemet blir mer vannfuktende. Avstanden mellom oljen og bergmaterialet er oppskalert. Avstanden mellom oljen og leirematerialet vil reelt sett være mellom 10-100 nm.

Deionisering av formasjonsvannet er foreslått å skulle gjøres med membranteknikk. Prosessen deionisering er per i dag så kostbar, at det er marginal lønnsomhet i å skulle gjennomføre fløimming med LoSal i reservoarer. Enzymer vil kanskje være et billigere og mer lønnsomt alternativ til LoSal.

Parallelt med arbeidet i denne masteroppgaven, har Hamidreza Nasiri gjennomført enzymstudier i sin PhD-avhandling. En vesentlig forskjell mellom innholdet i avhandlingen til Nasiri og innholdet i denne oppgaven, er at det eksperimentelle arbeidet til Nasiri blir gjort på Berea sandsteinmateriale. Siden Nasiri vil avslutte sin PhD-avhandling etter at denne oppgaven er lagt fram, har det ikke vært mulig og sammenligne resultatene direkte opp mot Nasiri sine resultater.

Før arbeidsmetodene og resultatene i denne masteroppgaven blir presentert, vil det i de tre neste kapitlene bli en gjennomgang av grunnleggende konsept og definisjoner. Videre vil leseren bli introdusert for fukt i reservoarteknologisk sammenheng og hvordan ulike fukttilstander virker inn på andre viktige parametre. Til slutt gis en skildring av EOR-metodene: surfaktantfløimming, polymerfløimming og enzymfløimming.

2 Grunnleggende konsept og definisjoner

For å kunne forstå hvilke prosesser og hendelser som oppstår i et flømmingeksperiment og hvorfor de oppstår, vil det være nødvendig med grunnleggende forståelse av konsept og definisjoner som inngår i et flømmingeksperiment. I dette kapitlet vil gjeldende konsept og fundamentale definisjoner som ligger til grunn i et flømmingeksperiment belyses.

2.1 Porøsitet

For å kunne betraktes som en reservoarbergart, må bergarten som analyseres inneholde såkalte porer. Porer vil utgjøre tomrommet mellom bergmaterien i en bergart. Porøsitet er et uttrykk for forholdet mellom porevolum og bulkvolum. Det er med andre ord et mål for den kapasiteten bergarten har til å lagre et eller flere fluider.

Det skilles mellom total porøsitet (φ) og effektiv porøsitet (φ_{eff}). Den totale porøsiteten tar med alt porevolum, mens den effektive porøsiteten kun tar med porevolumet som er tilgjengelig for væskestrøm [18]. Porer som ikke er tilgjengelig for væskestrøm, blir kalt isolerte eller lukkede porer. De vil ikke være av betydning for beregninger, og kan betraktes som en del av bergarten. Når porøsitet blir nevnt ved senere anledninger, vil det være effektiv porøsitet det henvises til. Porøsitet er altså en dimensjonsløs størrelse, definert slik det framkommer i ligning 2-1.

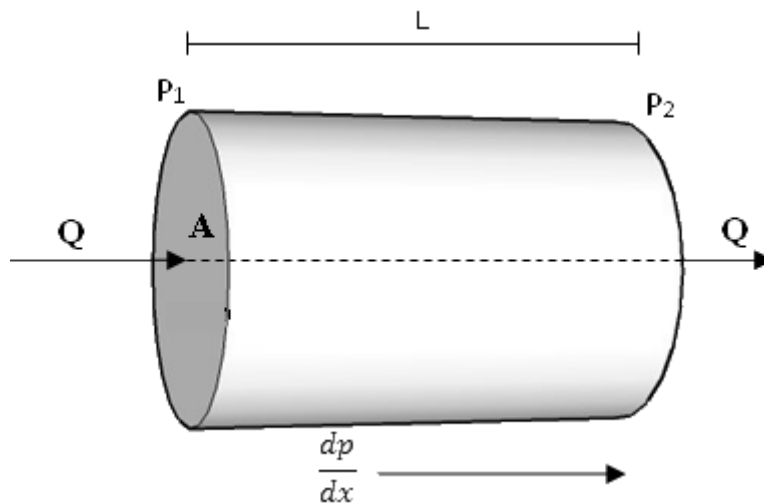
$$\varphi_{eff} = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_p}{V_m - V_p} \quad \text{Ligning 2-1}$$

der V_p er porevolum, V_b er bulkvolum og V_m er matriksvolum.

2.2 Absolutt permeabilitet

Permeabilitet er et mål på strømningsegenskapen til et porøst medium. Permeabilitet vil være en viktig parameter når et oljereservoar skal utvinnes. Absolutt permeabilitet er evnen et porøst medium har til å transportere et en-fase fluid [19]. Absolutt permeabilitet er definert ved den empiriske loven *Darcys lov*, som for en lineær og horisontal strømning er gitt ved:

$$Q = -\frac{KA}{\mu} \cdot \frac{dp}{dx} \quad \text{Ligning 2-2}$$



Figur 2-1: Strømning gjennom et porøst medium.

For et inkompressibelt fluid og en konstant volumrate tar ligning 2-2 følgende form:

$$Q = \frac{KA}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L} \quad \text{Ligning 2-3}$$

der Q er strømningsraten, K er absolutt permeabilitet, A er tverrsnittsarealet, μ er viskositeten til fluidet, ΔP er trykkfallet over det porøse mediet og L er lengden av mediet.

For at ligning 2-2 skal være gyldig ligger det følgende antagelser til grunn:

- Kun ett fluid er til stede i det porøse mediet.
- Ingen interaksjon mellom fluidet og mediet.
- Laminær strømning.

2.3 Metning

Et porøst medium (reservoar eller kjerneplugg) inneholder vanligvis flere fluider samtidig: vann, olje og gass. Metning er den brøkdelen av det totale porevolumet som inneholder vedkommende fluid. I et tilfelle med de nevnte fluidene, vil metning for hvert fluid bli definert som følgende:

- Vannmetning: $S_w = \frac{V_w}{V_p}$
- Oljemetning: $S_o = \frac{V_o}{V_p}$
- Gassmetning: $S_g = \frac{V_g}{V_p}$

Når hele porevolumet er fylt med fluider, må summen av alle metningene være lik 1.

2.4 Effektiv og relativ permeabilitet

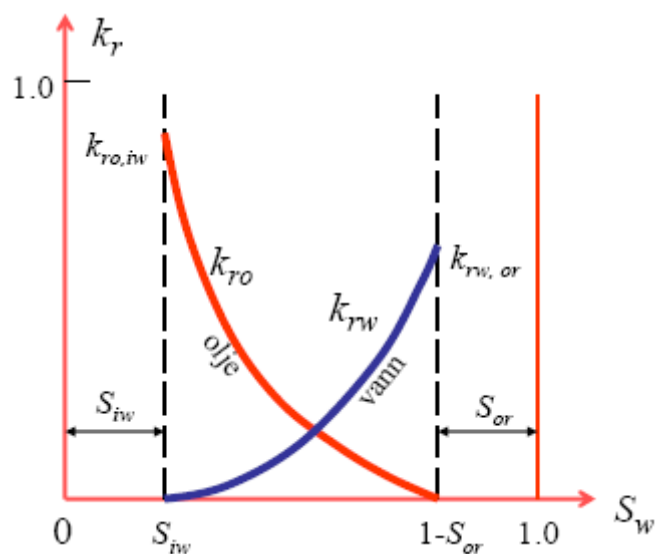
I begrepet absolutt permeabilitet er det antatt at det bare er ett fluid til stede i det porøse mediet under flømming. Som nevnt i underkapittel 2.3 vil det som regel være flere fluider til stede i et porøst medium. For eksempel vil som regel alle oljereservoarer på et tidspunkt bli utvunnet ved hjelp av at vann injiseres i reservoaret. I dette tilfellet vil man da definitivt ha to ikke-blandbare væsker til stede i det porøse mediet, og det må defineres en permeabilitet for hver av fasene i det porøse mediet. Den effektive permeabiliteten for fase i ($K_{eff,i}$), vil som absolutt permeabilitet, være ubundet av trykkgradienten, strømningsraten og væskeegenskaper. Imidlertid vil den effektive permeabiliteten være sterkt bundet av relativt kvantum fluid i det porøse mediet. For et porøst medium vil de effektive permeabilitetene være sterkt bundet av metningene og fordeling av fluidfasene. Motstanden mot strømning er knyttet i hvor stor del av arealet fasen får strømme. Darcys lov kan utvides til flerfasestrøm. Etter ligning 2-3 vil strømningsraten for fase i bli som følgende:

$$Q_i = \frac{K_{eff,i} \cdot A}{\mu_i} \cdot \frac{\Delta P_i}{L} \quad \text{Ligning 2-4}$$

For praktiske formål er relativ permeabilitet (k_{rel}) definert for hver fluidfase. Relativ permeabilitet er forholdet mellom den effektive permeabiliteten for fase i og den absolutte permeabiliteten til mediet:

$$k_{rel,i} = \frac{K_{eff,i}}{K} \quad \text{Ligning 2-5}$$

Relativ permeabilitet ved tofasestrømning blir vanligvis konstruert ved å ha relativ permeabilitet som funksjon av vannmetningen (når vann er en av fasene). Figur 2-2 viser et slikt kurvediagram av et vann-/oljesystem.



Figur 2-2: Relative permeabilitetskurver for et vann-/oljesystem. Kurvene ligger i det mobile metningsområdet, dvs. der minst en av fasene er mobile. Når metningen til en fase øker, vil relativ permeabilitet for fasen også øke [20].

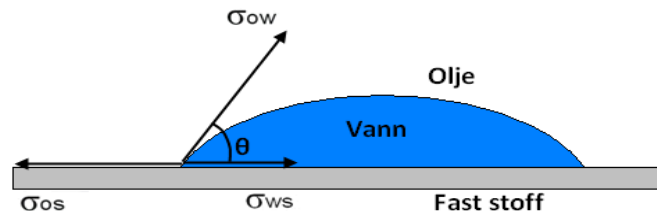
Effektiv permeabilitet for en fase, og dermed også den relative, er størst når metningen av fasen er høyest mulig, og på nullnivå når fasen ikke lenger er mobil. De maksimale verdiene for hver av kurvene i figur 2-2 blir kalt for relativ endepunktspermeabilitet, og er symbolisert ved $k_{ro,iw}$ og $k_{rw,or}$. Ved ikke-reduserbar vannmetning (S_{iw}), er ikke vannet lenger mobilt og permeabiliteten for denne fasen er null. Samtidig vil mediet ha sin største oljemetning på dette stadiet, og dermed sin maksimale permeabilitet for olje. Ved residuell oljemetning (S_{or}), er det oljen som ikke lenger er mobil, og permeabiliteten for oljefasen er null. Permeabiliteten for vann vil da nå sin maksimale verdi. Det kan stilles spørsmål ved om det er hensiktsmessig å tale om en ikke-reduserbar vannmetning. Det vil alltid være et spørsmål om hvor store krefter som blir anvendt for å nå denne metningen, samt sammensetningen

av væskene. Det vil som oftest være mulig å redusere metningen ytterligere ved å øke kraftbruken. Morrow forteller at det er mulig å oppnå svært lav vannmetning i et porøst medium. Forutsetningen er at man anvender nok krefter i et tilstrekkelig langt tidsrom [21]. Det vil derfor være mer hensiktsmessig å bruke begrepet initiell vannmetning enn ikke-reducerbar metning. I denne betydningen menes det at initiell vannmetning er metningen som er gjeldende før produksjon av olje. I denne masteroppgaven blir det forsøkt å alltid bruke begrepet initiell vannmetning. På samme måte er det på sin plass å ta opp betydningen av residuell oljemetning. I mange tekster (artikler og lærebøker) vil en få inntrykk av at dette er den laveste oljemetningen som det er mulig å oppnå. En slik tolkning er uheldig. Det vil nemlig også i denne sammenheng være et spørsmål om styrken på kreftene som er blitt anvendt og mobiliteten i oljefasen. I denne teksten vil residuell metning bety den laveste igjenværende metning i mediet etter at en prosess er ferdig. Dette gjelder enten det er snakk om vann eller olje. Det vil altså ikke bety at det er den laveste metningen som det er mulig å oppnå, men at det vil være den laveste metningen som det er mulig å oppnå innenfor kriteriene som er satt for selve prosessen.

2.5 Fukt

Fukt (eller vætning) er en svært viktig faktor som kontrollerer lokalitet, strømning og fordeling av fluid i et reservoar. Fukt vil påvirke de fleste egenskapene til et reservoar eller en kjerneprøve [22]. Dette inkluderer blant annet kapillartrykket, den effektive permeabiliteten og fluidstrømningen. Craig [1] definerte begrepet fukting som "et fluids evne til å spres på, eller adhesjon til, en fast overflate i nærvær av et annet ikke-blandbart fluid". Fukt er et mål på hvilket fluid som befinner seg med størst preferanse nær bergarten. I reservoarteknologisk sammenheng der fluidene er olje og vann (hvor olje og vann ikke er blandbare), vil reservoarbergarten være den faste overflaten. Dersom en dråpe vann plasseres på et homogent plan omgitt av olje, vil det oppstå en kontaktvinkel (θ) mellom overflaten og vandråpen. Denne vinkelen kan ha verdier mellom $0-180^\circ$, og er målt gjennom fluidet med høyest tetthet [23]. Dette er skissert i figur 2-3. Dersom den målte vinkelen er mindre enn 90° , vil vann være den fuktende fasen og systemet i figur 2-3 vil

kategoriseres som vannfuktende. Dersom kontaktvinkelen er større enn 90° vil derimot olje være den fuktende fasen og systemet i figur 2-3 vil kategoriseres som oljefuktende. En vinkel på 90° vil per definisjon tilsi at systemet er nøytralt fuktende.



Figur 2-3: Et system med olje, vann og fast stoff. Skissen viser kontaktvinkelen (θ) og grenseflatespenningene (σ) mellom de tre elementene.

På grenseflaten mellom væske og fast stoff virker det krefter; grenseflatespenninger (σ). Disse kan defineres som kraft per lengdeenhet langs grenseflatene. I figur 2-3 er σ_{ow} , σ_{os} og σ_{ws} grenseflatespenningene mellom henholdsvis olje/vann, olje/fast stoff og vann/fast stoff. For statisk likevekt i horisontal retning kan forholdet til grenseflatespenningene og kontaktvinkelen beskrives ved Youngs ligning:

$$\sigma_{ow} \cos \theta = \sigma_{os} - \sigma_{ws} \quad \text{Ligning 2-6}$$

Det kan også nevnes at adhesjonskrefter (ikke vist i figur 2-3) mellom væskene og fast stoff gjør at det også er likevekt i vertikal retning.

Begrepet fukt gitt i en mer reservoarteknologisk sammenheng, blir diskutert i kapittel 3. Denne korte innføringen vil imidlertid være tilstrekkelig for å forstå begrepet kapillartrykk som blir definert i neste avsnitt.

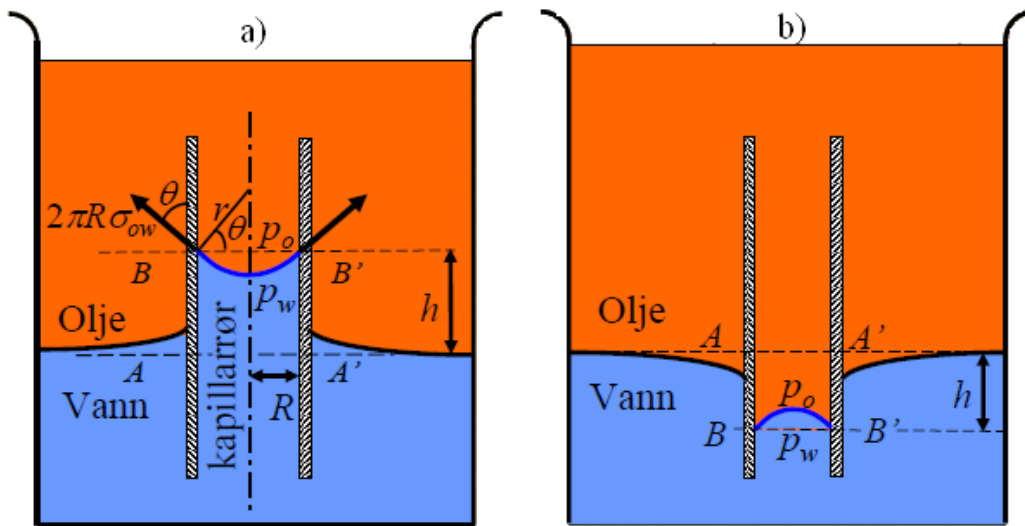
2.6 Kapillartrykk

Kapillartrykk (P_c) kan defineres som forskjellen i det molekylære trykket på tvers av grenseflaten mellom to fluider [23]. Kapillartrykket kan defineres som følger:

$$P_c = \sigma \cdot c \quad \text{Ligning 2-7}$$

der c er formen til grenseflaten mellom to fluider og σ er grenseflatespenningen.

Fenomenet fukt kan observeres når et tynt kapillarrør med radius R settes ned i et kar med vann og oljesjikt på toppen, og vannet spontant suges opp eller ned i røret. Dette kalles kapillarrørseffekten, og retningen som vannet blir trukket i er avhengig av fuktpreferansen til kapillarrøret. I figur 2-4 er tilfellet med kapillarrør skissert. Skisse a) er et eksempel på et vannfuktende kapillarrør. Skisse b) viser tilsvarende, men med et oljefuktende kapillarrør.



Figur 2-4: a): Et vannfuktende kapillarrør lagt ned i et kar med olje og vann. b): tilsvarende, men nå er kapillarrøret oljefuktende [20].

Kapillartrykk i et system med kapillarrør kan defineres med utgangspunkt i tre ligninger:

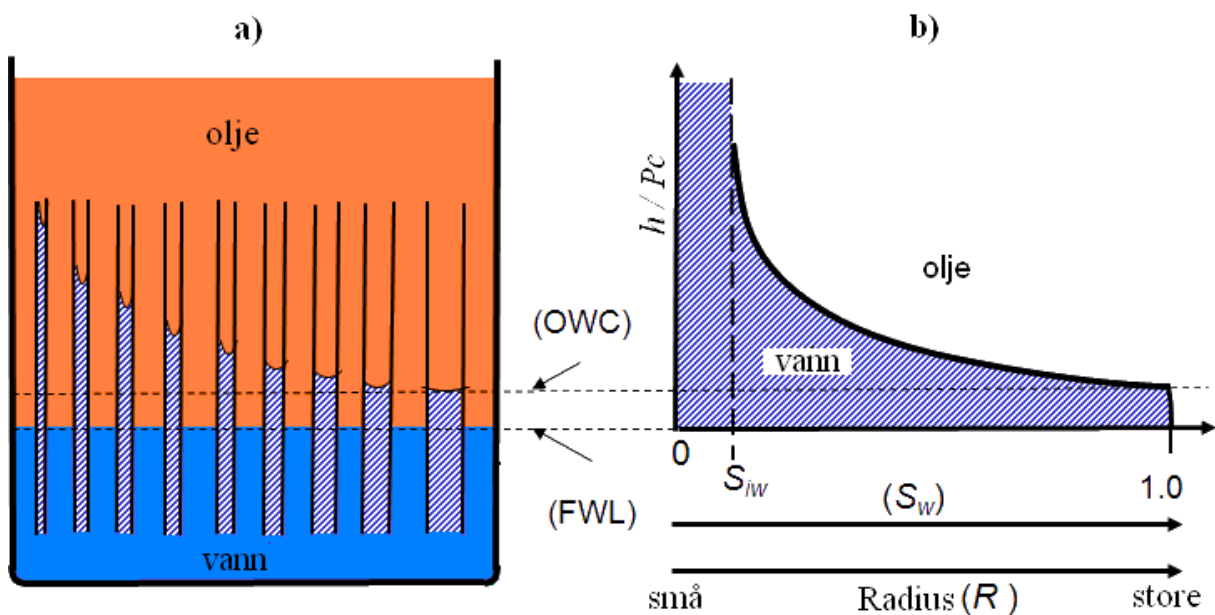
1.
$$P_c = \Delta\rho gh$$
 Ligning 2-8

2.
$$P_c = P_{nw} - P_w$$
 Ligning 2-9

3.
$$P_c = \frac{2\sigma_{ow}\cos\theta}{R}$$
 Ligning 2-10

- Ligning 2-8 gir kapillartrykket som funksjon av høyden på væskesøylen vist i figur 2-4, der $\Delta\rho$ er tetthetsforskjellen mellom olje og vann, g er gravitasjonsakselerasjonen og h er høyden til væskesøylen.
- Ligning 2-9 gir kapillartrykk uttrykt som differansen mellom trykket i den ikke-fuktende fase (P_{nw} , eng. non-wetting) og trykket i den fuktende fase (P_w , eng. wetting).
- Ligning 2-10 har sitt opphav fra forholdet mellom kraftbalanse, tyngde og kapillaritet.

For å kunne se sammenhengen mellom kapillartrykk i kapillarrør og reservoar, kan vi tenke oss et helt batteri av kapillarrør med varierende radius stukket ned i det samme karet vist i figur 2-4. Med utgangspunkt i ligning 2-8 og ligning 2-10 vil da vannet stige lavest opp i det røret med størst radius og lengst opp i røret med den minste radiusen. Dette er illustrert i figur 2-5 a). I figur 2-5 b) er høyden (h) plottet som funksjon av radiusen (R). Karet i seg selv er for stort til at signifikant kapillartrykk kan utvikle seg, og derfor vil kapillartrykket være null og $S_w = 1$. For at olje skal begynne å trenge inn i et batteri med vannfuktende kapillarrør fylt med vann, må trykket i oljen overstige trykket i vannet med en verdi større enn kapillartrykket i røret med størst radius. Først da vil oljen kunne trenge inn. I en analogi til porøst medium, vil kapillartrykket som er nødvendig for at olje skal kunne begynne å trenge inn i det største røret, kalles terskeltrykket ($P_{c,min}$). Videre økning i oljetrykket vil gi oljen mulighet til å trenge inn i stadig mindre kapillarrør.



Figur 2-5: Kapillarrør med ulike radius viser at det er en proporsjonal sammenheng mellom radius til røret og høyden til væskesøylen [20]. Dermed er kapillartrykket proporsjonalt med radiusen til kapillarrøret [24].

På samme måte som vann i varierende grad fyller kapillarrør i figur 2-5, vil vann i varierende grad fylle porene i et oljereservoar. Opprinnelig er nesten alle sedimentære bergarter vannfuktende [1, 22]. Hvis de geologiske forhold ligger til rette for det, vil hydrokarboner etter hvert migrere inn i reservoarbergarten fra en kildebergart. Etter at den drivende kraften har overvunnet terskeltrykket, vil vann bli fortrent bort fra porene med størst radius. Denne posisjonen i kapillartrykk kalles olje-vannkontakten (OWC, eng. Oil-Water

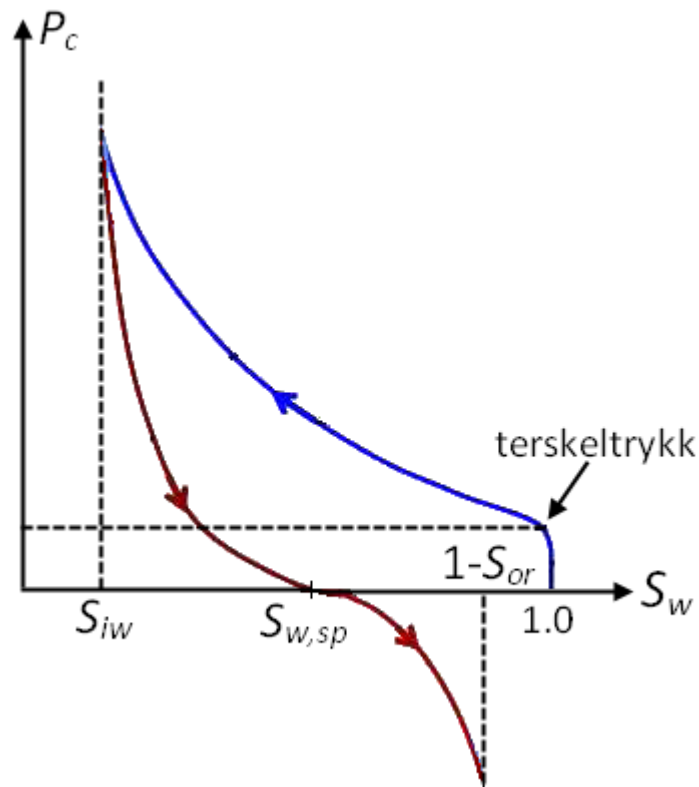
Contact). For å fylle mindre og mindre porer er det nødvendig med større og større kraft. Jo høyere opp i reservoaret, jo mindre er de porene som fortsatt er vannfylte. Prosessen som er beskrevet kalles primærdrenering, og det er klart at olje erstatter vannet i reservoaret, dvs. at vannmetningen (S_w) avtar helt til initiell vannmetning (S_{iw}) er nådd. Figur 2-5 b) kan altså også illustrere en dreneringsprosess i et reservoar.

2.6.1 Kapillartrykkskurve

Sammenhengen mellom kapillartrykket og metningen blir nedenfor presentert i kapillartrykkskurver. Før dette med kapillartrykkskurve gjennomgås, vil det være nødvendig å klargjøre ordvalg knyttet til de forskjellige prosessene som inngår i kapillartrykkskurven:

- Drenering: Definisjonen på drenering er når den ikke-fuktende fasen fortrenger den fuktende fasen. I denne oppgaven vil ordet drenering bli brukt i sammenheng med at olje fortrenger vann.
- Imbibisjon: Definisjonen på imbibisjon er det motsatt av drenering, dvs. når den fuktende fasen fortrenger den ikke-fuktende fasen. I denne oppgaven vil ordet imbibisjon bli brukt i sammenheng med at vann fortrenger olje.

Figur 2-6 viser en kapillartrykkskurve for olje og vann i et vannfuktende system. Terminologien til Lien [20] er tatt i bruk for å karakterisere kurvene i figuren. Det er kun prosessene som blir gjennomført i denne masteroppgaven som vil bli beskrevet.



Figur 2-6: Illustrasjon av kapillartrykkskurver som funksjon av vannmetning (S_w): (a) primær drenering; (b) spontan imbibisjon; (c) tvungen imbibisjon. Terminologi etter Lien [20].

- Primærdrenering:** Starter med 100 % vannmetning, dvs. $S_w = 1$. Vannet presses ut ved at olje injiseres med et trykk mot kapillartrykket. Når oljetrykket er større enn terskeltrykket, starter de største porene å fylles først, deretter vil mindre og mindre porene fylles ved et stadig økende oljetrykk. Etter hvert vil ikke videre trykkøkning føre til signifikant reduksjon i vannmetningen. Systemet vil da være ved initiell vannmetning (S_{iw})
- Spontan imbibisjon:** Når det påførte trykket i oljefasen oppheves, vil spontan imbibisjon av vann oppstå ved at trykkforskjellen mellom de to fasene begynner å utliknes. Ved $P_c = 0$ stopper denne prosessen. Symbolet $S_{w,sp}$ blir brukt for å signalisere at dette er metningen etter en spontan imbibisjonsprosess.
- Tvungen imbibisjon:** For å redusere oljemetningen ytterligere må trykket reverseres ($P_c < 0$). Dette gjøres ved å øke vannmetningen og således øke trykket i vannfasen. På tilsvarende vis som for primærdrenering, vil det komme til et punkt hvor videre trykkøkning ikke lenger gir metningsforandring. Residuell oljemetning (S_{or}) er da nådd.

I ligning 2-10 er kapillartrykket gitt som en funksjon av radien til det kapillare systemet. Et reservoar ble antatt å bestå av mange porer som hver kan ses på som et kapillarrør. Som regel vil et reservoar være meget heterogent og ha porøsitet, permeabilitet og fuktegenskaper som varierer med posisjonen i reservoaret. Av denne grunn blir ofte den normaliserte funksjonen, Leverett j-funksjonen anvendt:

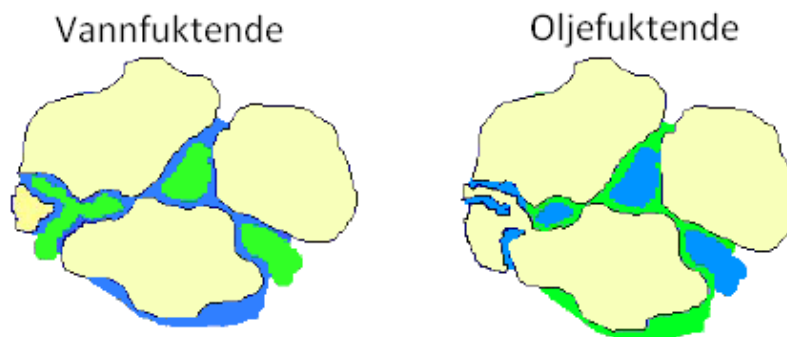
$$P_c = \frac{\sigma_{ow} \cdot \cos\theta}{\sqrt{(K/\phi)}} \cdot j(S_w) \quad \text{Ligning 2-11}$$

der $j(S_w)$ er en dimensjonløs funksjon av vannmetning, og $\sqrt{(K/\phi)}$ er proporsjonal med poreradien.

3 Fukt i en reservoarteknologisk sammenheng

Som beskrevet i innledningen, er begrepet fukt spesielt sentralt i denne masteroppgaven. Det vil derfor her bli prioritert å gi en videre innføring i fukt, av det som allerede ble gjennomgått i underkapittel 2.5.

Når bergarten er vannfuktende vil vann okkupere de små porene, samt kontakte mesteparten av overflaten i bergarten ved å ligge som en tynn film langs poreveggene. I motsatt tilfelle vil en oljefuktende bergart ha oljepreferanse, og olje vil dekke mesteparten av overflaten og okkupere de små porene. Det er kapillarkreftene som gjør dette mulig. Ut i fra ligning 2-10 er kapillarkreftene størst i de minste porene. Dette fører til at små porer blir okkupert fullstendig av den fuktende fasen. Selve fukttilstanden til et reservoar er styrt av den spesifikke interaksjonen mellom steinoverflate, vann og olje. Fukttilstanden i et reservoar kan være alt fra sterkt vannfuktende til sterkt oljefuktende. De to ytterpunktene er illustrert i figur 3-1.



Figur 3-1: Skisse som illustrerer fordelingen av fasene ved S_{iw} i et uniformt vannfuktende og oljefuktende medium. Blå farge er vann og grønn farge er olje.

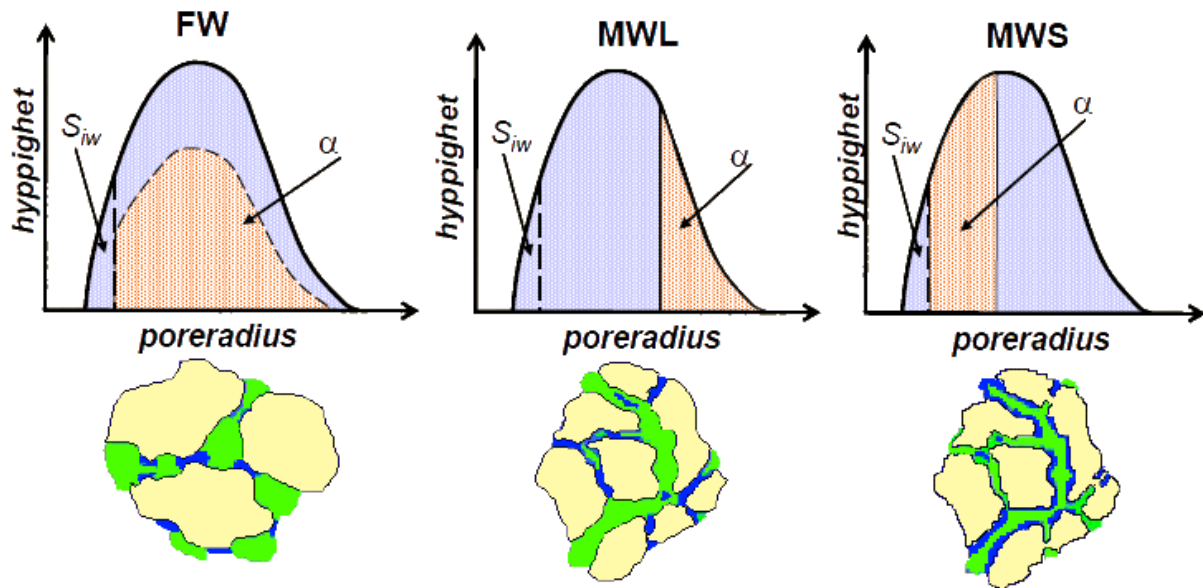
3.1 Faktorer som påvirker fuktpreferansen i et reservoar

I oppstartfasen av oljeindustrien var det generelt stor enighet om at alle reservoarer var vannfuktende [1]. Årsaken til denne oppfatningen var flere. Den ene var at alle sedimenter var avsatt i vannvåte omgivelser før olje migrerte inn, og at flesteparten av mineraler er vannfuktende i sin naturlige tilstand. I 1934 ble det likevel rapportert av Nutting [25] om

sterkt oljefuktende reservoarer der kvartsoverflater hadde absorbert tunge råoljekomponenter. Benner og Bartel [26] fant at polare komponenter i råolje endret fukttilstanden til ulike materialer. Denekas et al. [27] gjennomførte en detaljert studie av råoljekomponenter sin effekt på fukttilstanden. Det er per i dag stor enighet om at fukttilstanden til reservoarer kan være forskjellig fra reservoar til reservoar, og at polare oljekomponenter kan endre fukttilstanden. Når fuktendringene oppstår er det imidlertid større uenighet om [28]. I tillegg til komponenter i råoljen, er fukttilstanden påvirket av trykk, temperatur, mineralkomposisjon, sammensetning og pH i formasjonsvannet [22].

3.2 Intermediære fuktklasser

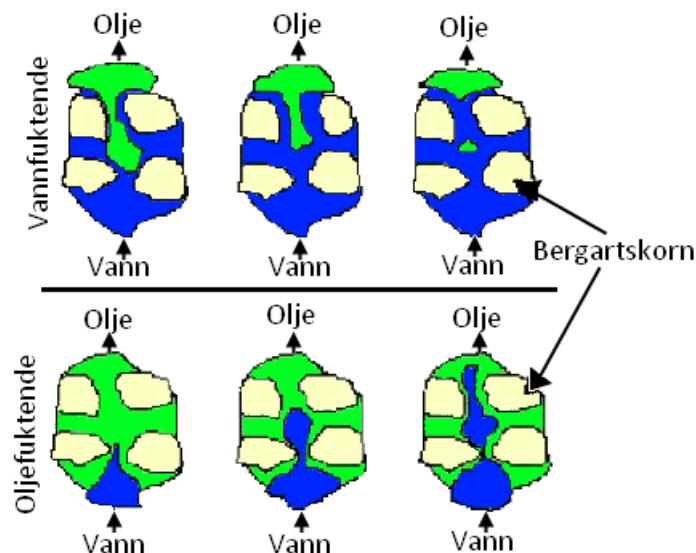
Til nå har det enten vært snakk om sterkt vannfuktende eller sterkt oljefuktende tilstander, men de færreste oljereservoarer har en av disse to fukttilstandene. Det er derfor hensiktsmessig å dele fukttilstanden videre inn i intermediære fuktklasser. Fuktegenskapene kan i realiteten variere fra pore til pore, og kan derfor ikke sies å være uniformt fordelt over hele mediet. Fukttilstanden kan derfor kategoriseres som fraksjonell fuktende (FW, eng. Fractionally Wet) eller blandet fuktende (MW, eng. Mixed Wet). I et FW-system er det ingen korrelasjon mellom porestørrelse og fuktegenskapene, noe som er illustrert som FW i figur 3-2. Medier som har blandet fukt (MW) kan deles inn i to subklasser; MWL der bare de største porene er oljefuktende (vist som MWL i figur 3-2), og MWS der bare de minste porene er oljefuktende (vist som MWS i figur 3-2). I figur 3-2 kommer det fram i alle de tre klassene, at de minste porene er vannfuktende. Det kommer av at under primærdrenering vil ikke de minste porene bli invadert av olje. De forblir vannfuktende, og vil være et bidrag til initiell vannmetning. Klassifisering av hvilken fuktegenskap en bergart har, kan gjøres ved USBM-indeksen (I_{USBM}) [29-31] og Amott-Harvey-indeksen (I_{AH}) [32, 33].



Figur 3-2: Tre typer ikke-uniform fukting som viser andelen α av oljefuktende porer; FW: både små og store porer er oljefuktende; MWL: bare de største porene er oljefuktende; MWS: bare de minste porene er oljefuktende. Merk at de minste porene er vannfuktende for alle de grafiske illustrasjonene, og alltid fylt med vann i tilhørende skisser av porekanalene. Blå farge er vann og grønn farge er olje.

3.3 Fuktens innvirkning på viktige parametre

Det er så langt klart at fukttilstanden i et reservoar vil fastsette hvilken fase som vil okkupere de minste porene og dekke mesteparten av overflaten i porene. Fukt vil derfor være en avgjørende faktor som kontrollerer lokalisering, distribusjon og strømning av fluidene i et porøst medium. Fukt vil derfor også ha stor påvirkning på petrofysiske egenskaper som kapillartrykk, relativ permeabilitet og residuell metning. Figur 3-3 illustrerer forskjellen på vannflømming i en oljefuktende og en vannfuktende pore.



Figur 3-3: Illustrasjonen viser vann som fortrenger olje i en vannflømming. Det øverste eksempelet er i et vannfuktende system, mens eksempelet nede er i et oljefuktende system. Grønn farge er olje og blå farge er vann.

Av illustrasjonen i figur 3-3 kommer det klart fram at det er stor forskjell på vannflømming i de to tilfellene. I den vannfuktende poren vil vann strømme langs poreveggen og skyve olje foran seg. Vannfilmene på "begge sider" av oljen vil vokse og bli tykkere. Overflatekreftene mellom olje og vann vil føre til at de to vannfilmene slår seg sammen og "klipper" av oljen ("snap-off"). Oljedråpen som blir liggende igjen vil være kapillært fanget i poren, og vil bidra til residuell olje etter vannflømmingen. For den oljefuktende poren sitt vedkommende, vil distribusjonen av fasene være snudd. Det er nå oljen som vil holdes inn mot poreveggen. Vann blir presset inn og lager en kanal gjennom oljen mens det skyver oljen foran seg (stempel fortrengning). Resultatet er som vist i figur 3-3. Større mengder olje blir liggende i poren sammenlignet med i den vannfuktende poren. De to illustrerte eksemplene er tatt fra sterkt fuktende system, og flømmingsprosessen er triviell å forstå. For systemer som er fraksjonelle eller blandet fuktende, vil flømmingsprosessen være langt mer krevende å forstå. Figur 3-3 kan likevel være til hjelp for å forstå virkningen fukttilstanden har på de nevnte parametrene. Dette vil bli gjennomgått i neste avsnitt.

3.3.1 Innvirkning på kapillartrykk

Sammenhengen mellom fukttilstand og kapillartrykk er gitt i ligning 2-10. For den største poren kan man derfor skrive:

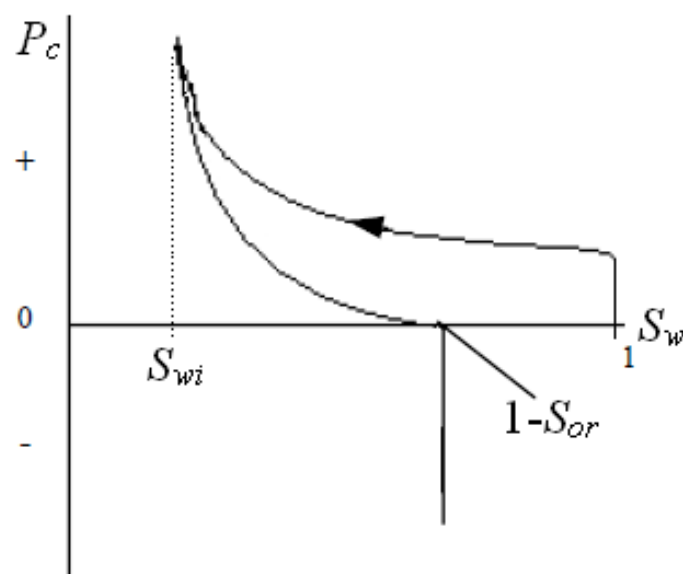
$$P_{c,min} = \frac{2\sigma_{ow}\cos\theta}{R_{maks}}$$

Ligning 3-1

der $P_{c,min}$ er minimumstrykket som er nødvendig for å presse det ikke-fuktende fluid inn i den største poren i systemet med radius R_{maks} . Som i avsnitt 2.6.1, vil utgangspunktet være at det skal gjennomføres en primær drenering, spontan imbibisjon og tvungen imbibisjon. Forskjellen nå er at prosessene vil bli omtalt for forskjellige porøse medier med forskjellige fuktpreferanser. Det blir fortsatt antatt at porene er satt sammen av kapillarrør med forskjellig størrelse. Primærdrenering vil for alle tilfellene bli beskrevet i et sterkt vannfuktende system, siden det blir tatt utgangspunkt i en rensset kjerneprøve mettet med 100 % vann. Det må også bemerkes at trykket i væskefasene er satt slik at $P_{nw} = P_{olje}$ og $P_w = P_{vann}$. Dette er gjort for at kapillartrykkskurvene skal være enkle å sammenligne.

Sterkt vannfuktende

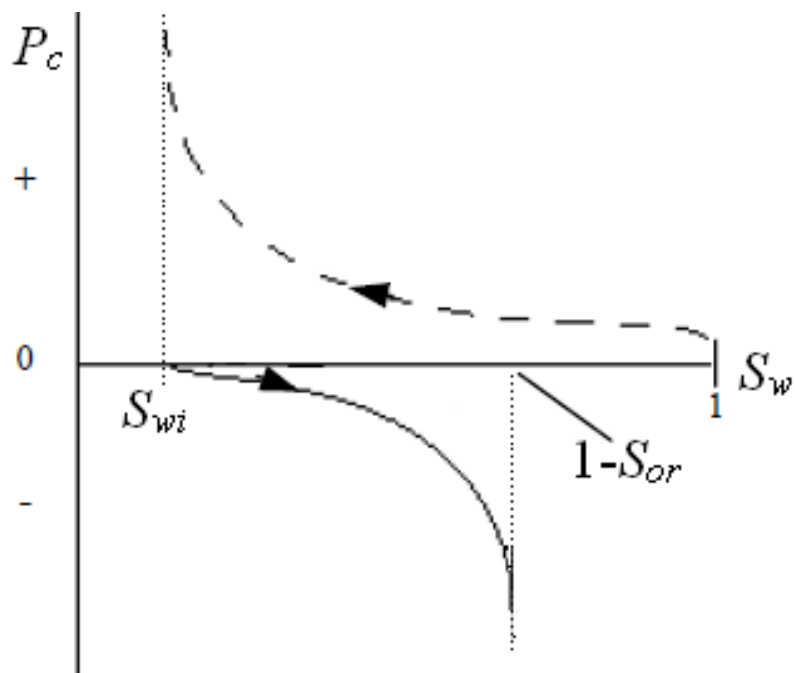
Som tidligere nevnt er det et terskeltrykk som må overvinnes for at det ikke-fuktende fluid skal starte å fortrenge det fuktende fluid. Etter at terskeltrykket er overvunnet vil en stadig økning i kapillartrykket føre vannmetningen mot S_{wi} . Spontan imbibisjon vil føre oljemetningen i systemet til S_{or} , og det vil ikke være mulig å redusere oljemetningen ytterligere ved tvungen imbibisjon. Illustrasjon av prosessene er vist i figur 3-4.



Figur 3-4: Illustrasjon av kapillartrykkskurve for et sterkt vannfuktende medium [2]. Legg merke til at S_{or} er nådd etter spontan imbibisjon.

Sterkt oljefuktende

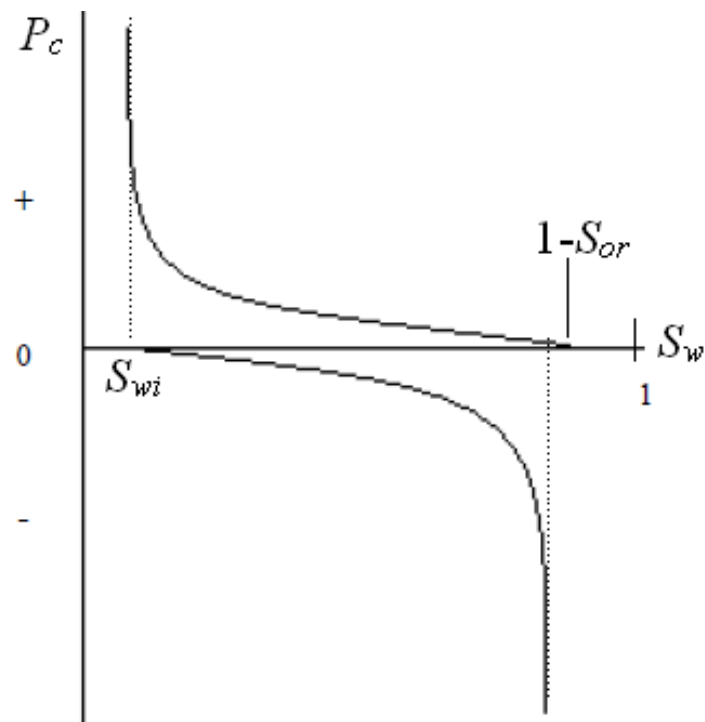
I dette tilfellet vil det meste være motsatt av situasjonen for det sterkt vannfuktende systemet. Etter primær drenering ble kjerneprøven eldet fra sterkt vannfuktende til sterkt oljefuktende. Spontan imbibisjon vil derfor ikke gi metningsforandring, og oljemetningen S_{or} blir utelukkende oppnådd med tvungen imbibisjon. Dette er vist i figur 3-5.



Figur 3-5: Illustrasjon av kapillartrykkskurve for et sterkt oljefuktende medium [2]. Merk at kjerneprøven er vannfuktende under primær drenering, for så å bli eldet til sterkt oljefuktende. Legg også merke til at metningen er konstant for spontan imbibisjon.

Nøytralt fuktende

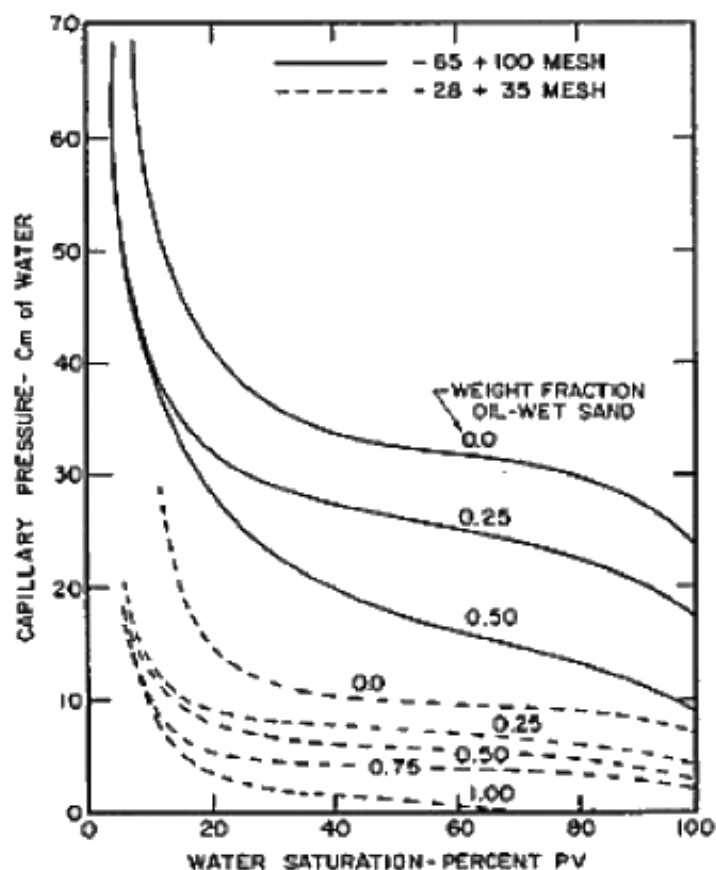
I et nøytralt fuktende system vil mediet ikke ha noen preferanse for noen av fluidene. Det er derfor nærliggende å forvente at kapillartrykkskurven vil være symmetrisk om x-aksen. Det vil heller ikke oppstå spontan imbibisjon, siden preferansen i systemet er "likegyldig" til om det er vann eller olje. Dette idealiserte eksemplet er vist i figur 3-6.



Figur 3-6: Illustrasjon av kapillartrykkskurve for et sterkt nøytralt fuktende medium [2]. Primær dreneringskurve er ikke tegnet inn, og kurven som gir reduksjon i vannmetningen illustrerer en sekundær drenering. Legg merke til at ingen av fasene vil ha spontan imbibisjon.

FW, MWL og MWS fuktende

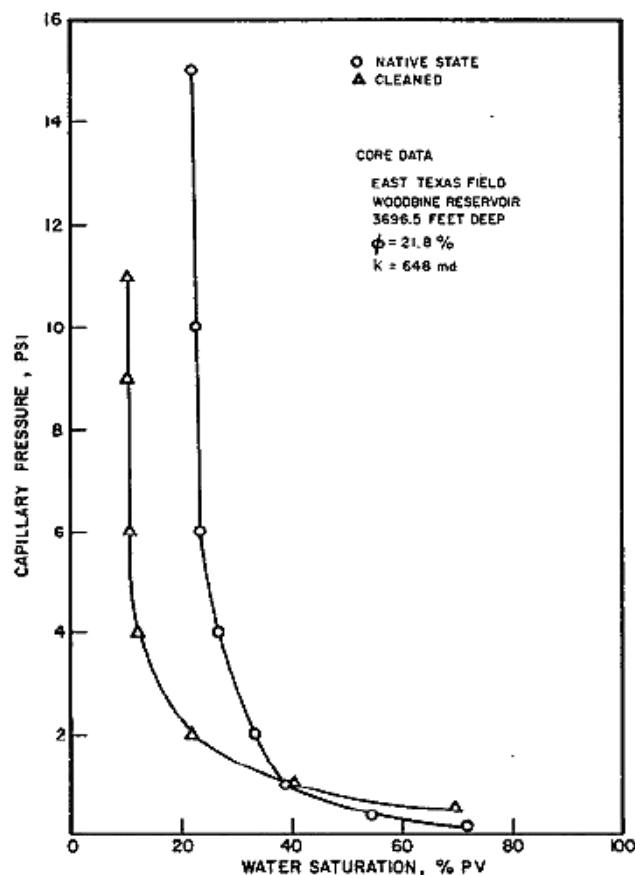
Disse tre fukttilstandene er langt mer krevende å presentere i kapillartrykkskurver enn det er å presentere et uniformt vannfuktende eller oljefuktende system. Gjennomførte studier av Skauge et al. [34], har bekreftet reservoarer som har fukttilstandene FW, MWL og MWS. I figur 3-7 vises resultatene av forsøk med sandpakker [35]. Sandpakkene er konstruert ved å blande sammen ulike mengder med vannfuktende og oljefuktende sandkorn. På denne måten vil en FW tilstand bli laget. Figuren viser at terskeltrykket og arealet mellom grafen og x-aksen blir mindre når mengden av oljefuktende sandkorn øker, noe som kan indikere at det trengs mindre arbeid for å utvinne vannet [36]. Alle kurvene er relativt flate til de nærmer seg S_{iw} . Dette kommer av at variasjonen i porestørrelsene er liten.



Figur 3-7: Effekten av FW på primær drenering. FW er laget ved å blande ulike mengde oljefuktende og vannfuktende sandkorn [35].

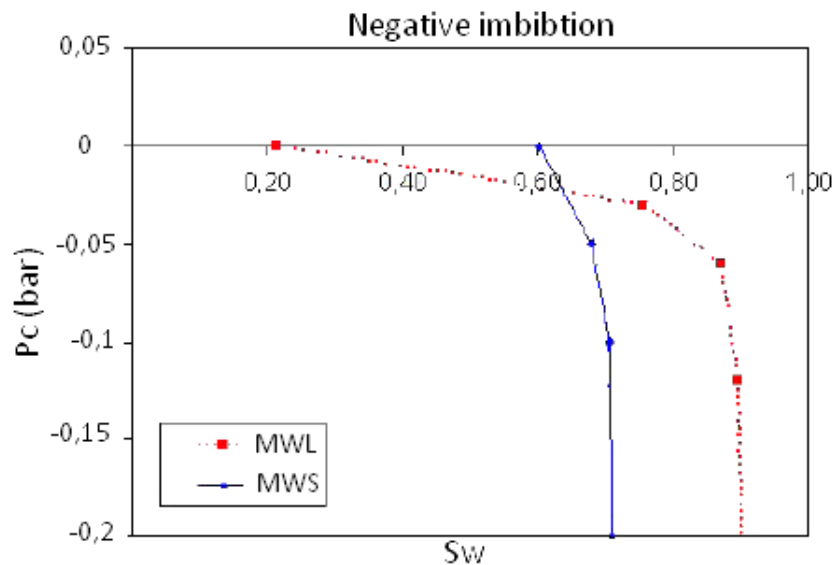
Kapillartrykkskurvene vist i figur 3-8 ble påvist av Richardson et al. [37]. Richardson et al. målte først kapillartrykket mens prøven var fersk (eng. native state), deretter ble prøven rensset (eng. cleaned) og kapillartrykket ble målt på nytt. Etter rensingen av kjerneprøven vil fukttilstanden til prøven være vannfuktende [22]. Kjerneprøven ble på et senere tidspunkt funnet til å være MWL i fersk tilstand. Figur 3-8 vil således være en sammenligning mellom MWL og en vannfuktende tilstand. I figuren kommer det fram at terskeltrykket var lavere og S_{iw} signifikant høyere da kjerneprøven var fersk. Anderson [38] gir en mulig forklaring på den høye S_{iw} -verdien: Vann i de små porene blir forbigått og fanget ettersom olje strømmer mye lettere inn i de store porene når de er oljefuktende.

Det må bemerkes at kurven for kjerneprøven i fersk tilstand, strengt talt vil være en sekundær drenering.



Figur 3-8: Sammenligning av primær kapillartrykkskurver for en fersk og rensset kjerneprøve. Kjernen ble senere funnet til å være MWL i fersk tilstand. Merk at kurven for kjernen i fersk tilstand, strengt talt er en sekundær drenering [37].

Skauge [39] la fram en sammenligning av en MWL- og MWS-kjerneprøve. Begge kjerneprøvene hadde lik porøsitet og permeabilitet, og kunne derfor sammenlignes. I figur 3-9 vises kurvene for tvungen imbibisjon av de to kjerneprøvene. Av figuren kommer det fram at arealet mellom kurven og x-aksen er størst for MWL, noe som kan indikere at det trengs mer arbeid for å utvinne oljen [36].



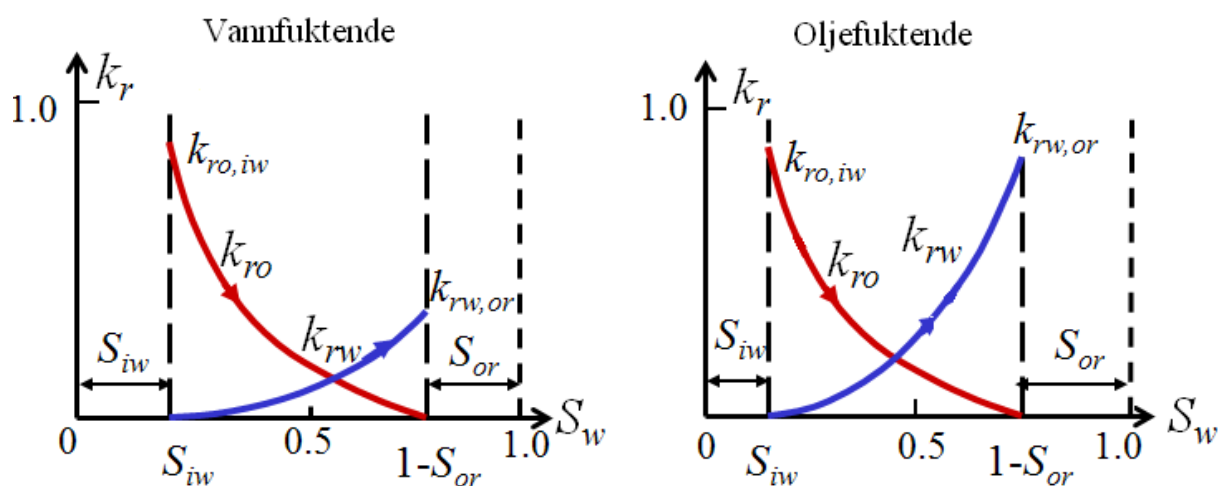
Figur 3-9: Kapillartrykkskurver for tvungen imbibisjon av MWS- (blå farge) og MWL- (rød farge) kjerneprøver [39].

3.3.2 Innvirkning på relativ/effektiv permeabilitet

Som tidligere nevnt er effektiv permeabilitet et mål på evnen det porøse mediet har til å lede et fluid når to eller flere fluider er til stede, mens relativ permeabilitet er forholdet mellom effektiv og absolutt permeabilitet. Figur 3-10 viser relative permeabilitetskurver for et uniformt vannfuktende og oljefuktende medium. Begge kurvene viser vannflømming hvor vannmetningen starter ved S_{iw} .

Det fuktende fluidet vil strømme langs poreveggen. Siden den residuelle oljemetningen i det vannfuktende mediet vil være en kapillært fanget oljedråpe midt i poren, vil vannflommen møte en høyere motstand enn i det oljefuktende mediet, der den residuelle oljemetningen ligger som en oljefilm langs poreveggen. Dette fører til at endepunktspermeabiliteten til vann er lavere når vann er det fuktende fluidet, enn når vann er det ikke-fuktende fluidet.

Dette er illustrert i figur 3-10. Krysningspunktet mellom kurvene ligger til høyre for $S_w = 0,5$ i det vannfuktende mediet, og til venstre i det oljefuktende mediet. Det kan også observeres at initiell vannmetning er lavere i det ikke-vannfuktende systemet, mens residuell oljemetning er høyere. Dette er i samsvar med at kapillarkreftene vil "forsøke" å holde igjen det fuktende fluidet, og at det vil være lettere å tvinge ut det ikke-fuktende fluidet. Disse observasjonene kan nyttes til kvalitativt å avgjøre om et system er mer vannfuktende eller mer oljefuktende. For fukttilstandene FW, MWL og MWS er det imidlertid vanskeligere å finne sammenhengen med de relative permeabilitetskurvene.



Figur 3-10: Illustrasjon av olje/vann og relativ permeabilitet i et uniformt vannfuktende og oljefuktende medium. Begge kurvene viser en imbibisjonsprosess.

3.3.3 Innvirkning på vannflømming

Vannflømming blir som regel alltid gjennomført når et oljereservoar skal utvinnes. Vannflømming i et reservoar gjennomføres ved enten å injisere vann inn i reservoaret, eller at oljereservoaret har kontakt med en akvifer¹. Vannflømming gjennomføres for å holde trykket i reservoaret oppe, samt for å fortrenge oljereservene mot produksjonsbrønnen. Hvis vannmetningen i reservoaret er ved S_{iw} vil det kun bli produsert olje fram til vannet får gjennombrudd (BT, eng. break through). Etter BT vil det være en økende mengde vann, og en minkende mengde olje som blir produsert. Selve vannflømmingen vil i all hovedsak være

¹ Bergart eller sediment med en betydelig vanngiverevne.

kontrollert av relativ permeabilitet og viskositeten i fluidene i reservoaret. Denne sammenhengen blir uttrykt i ligningen for strømningsfraksjonen. For neglisjerbar kapillaritet og horisontal strømning blir ligningen for vannfraksjonen som følger:

$$f_w(S_w) = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} = \frac{1}{1 + \frac{1}{M}} \quad \text{Ligning 3-2}$$

der $f_w(S_w)$ er fraksjonsstrømmen av vann ved vannmetningen S_w , og μ_w og μ_o er viskositeten til henholdsvis vann og olje, mens M er mobilitetsforholdet mellom olje og vann.

En økning i strømningsfraksjonen vil gi et tidligere vanngjennombrudd. Siden relativ permeabilitet er avhengig av fukttilstanden, vil fukttilstanden også påvirke oppførselen under vannflømming.

Innvirkning på et vannfuktende system

Under en vannflømming i et vannfuktende medium, ved moderate viskositetsforhold, vil vannet strømme gjennom det porøse mediet som en uniform front [1]. Vannet vil lett trenge inn i de små og mellomstore porene. Oljen blir flyttet til de store porene der den lett blir fortrent. Foran fronten vil det kun være olje som strømmer, mens bak fronten vil oljen i all hovedsak være immobil, og det vil derfor være liten oljeproduksjon etter vanngjennombrudd. "Fanget" olje vil være igjen som:

- Kapillært fangete oljedråper i sentrum av de største porene.
- Større "klaser" av olje som er omgitt av vann og dermed fanget.

Når vannflømming blir gjennomført i et vannfuktende system, vil det meste av oljen være produsert før vanngjennombrudd og gjennombruddet vil oppstå relativt sent. Dette er illustrert i figur 3-11(A, heltrukket linje).

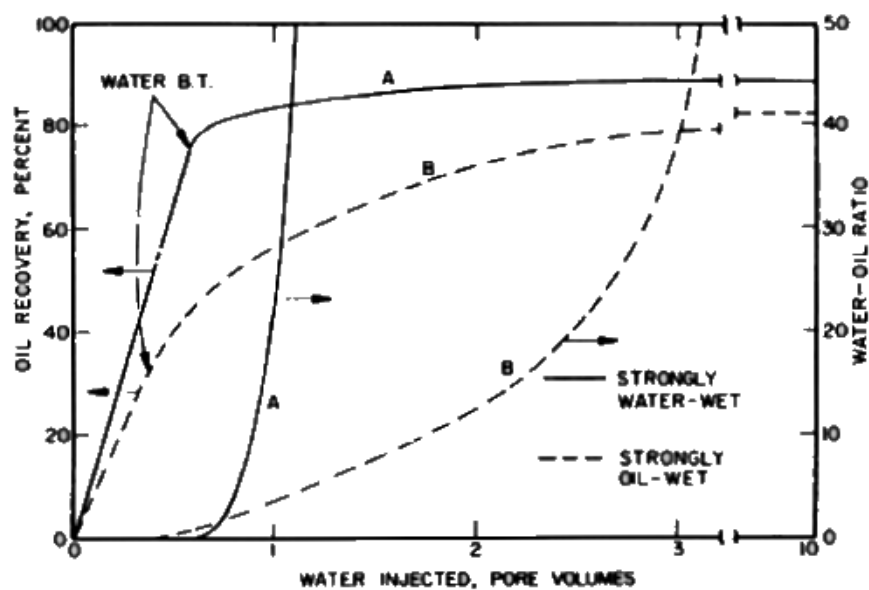
Innvirkning på et oljefuktende system

I et oljefuktende system vil lokaliseringen av olje og vann være reversert. Under vannflømming i et oljefuktende medium, vil som illustrert i figur 3-3, vannet forme

sammenhengende kanaler gjennom midten av porene. Den fuktende fasen vil bli holdt igjen av sterke kapillare krefter. Igjenværende olje vil være:

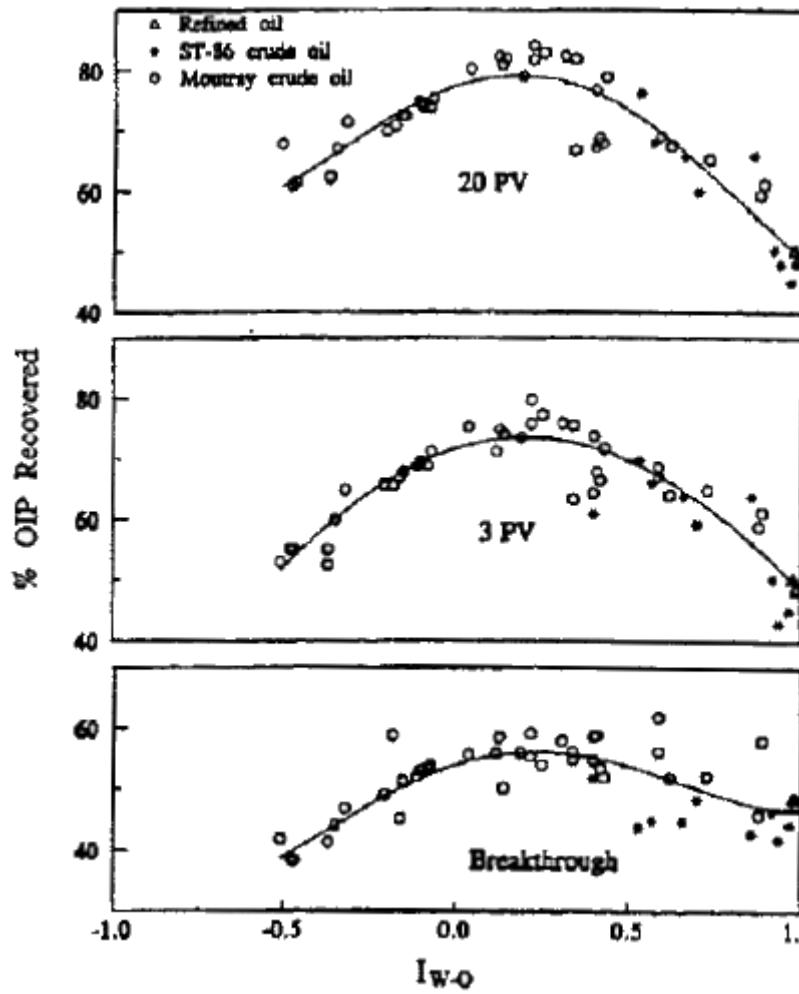
- Olje i de minste porene.
- Oljefilm langs poreveggene i de store porene.
- Større "klaser" av olje som er omgitt av vann.

Dette fører til et relativt tidlig vanngjennombrudd, og deretter en signifikant produksjon av olje. Dette skjer fordi vann invaderer flere porer og reduserer tykkelsen på oljefilmen når vanninjeksjonen opprettholdes. Etter hvert vil mesteparten av oljen i de store porene bli utvunnet [40]. Dette er også illustrert i figur 3-11 (B, stiplet linje).



Figur 3-11: Vannflømming i sterkt oljefuktende medium (B, stiplet linje) og sterkt vannfuktende medium (A, heltrukket linje). Kurvene som har pil i retning venstre, er utvinningsgraden, mens kurvene med pil mot høyre er vann/oljeforholdet. Alle kurvene er plottet som funksjon av injiserte porevolum vann [41].

Det kan nevnes at de intermediære fukttilstandene vil ha en tilstand som ligger mellom de skisserte kurvene i figur 3-11. Sammenlignet med de sterke fukttilstandene, kan den endelige oljeutvinningen være mye høyere når fukttilstanden nærmer seg nøytralt fuktende. At en nøytralt fuktende tilstand gir høyest oljeutvinning, ble vist i en stor studie med mer enn 50 vannflømminger på Berea sandstein, gjennomført av Jadhunandan og Morrow [42]. Resultatene av studien er illustrert i figur 3-12.



Figur 3-12: Utvinningsgraden ved tre ulike mengder injisert vann som funksjon av Amott-Harvey indeksen, oppgitt som prosent av opprinnelig olje som er til stede [43]. Cuiec [44] definerte følgende kategorisering av fukttilstandene: Oljefuktende: $-1 < I_{w-o} < -0,3$. Nøytralt fuktende: $-0,3 < I_{w-o} < 0,3$. Vannfuktende: $0,3 < I_{w-o} < 1$.

4 Metoder for økt oljeutvinning

Siden den første oljebrønnen ble boret av Edwin Drake i Pennsylvania 1859, har de fleste lett tilgjengelige oljereservoarene per i dag blitt oppdaget. Kombinasjonen av at det blir mer og mer utfordrende å gjøre nye større oljefunn samtidig som etterspørselen etter energi øker, gjør at det settes fokus på å øke og forbedre oljeproduksjonen fra oljereservene som allerede er oppdaget. I oljebransjen blir metodene som gir avkastning i form av økt oljeutvinning kategorisert som enten en IOR-metode eller en EOR-metode. IOR (eng. Increased Oil Recovery) er ofte definert som: alle økonomiske metoder som har til hensikt å bedre utvinningsgraden av hydrokarboner og/eller akselerere produksjonen av reserver [45]. EOR (eng. Enhanced Oil Recovery) er mer koblet til det å bruke ukonvensjonelle utvinningsmetoder. I blant blir EOR definert som oljeutvinning ved injeksjon av materiale som normalt sett ikke vil være til stede i reservoaret [45, 46]. I denne masteroppgaven blir EOR gjort ved tilsetning av surfaktanter, polymerer og enzymer til injeksjonsvannet.

4.1 Flømming med surfaktanter

Hovedmålet med surfaktantflømming er å utvinne kapillært fanget olje etter konvensjonell vannflømming. Å tilsette surfaktanter til injeksjonsvannet, vil kunne føre til at grenseflatespenningen mellom olje og vann reduseres betydelig, slik at det oppnås en mer effektiv mikroskopisk fortrenkning. Residuell oljemetning korrelerer med kapillartallet (N_{vc}). Kapillartallet uttrykker forholdet mellom de viskøse kreftene (VK) og de kapillare kreftene (KK) [46]:

$$N_{vc} = \frac{VK}{KK} = \frac{K \cdot \left| \frac{dP}{dx} \right|}{\sigma} \quad \text{Ligning 4-1}$$

der K er permeabiliteten, $\frac{dP}{dx}$ er den viskøse trykkgradienten og σ er grenseflatespenningen.

Innsatt i Darcys ligning (ligning 2-2) gir dette følgende uttrykk:

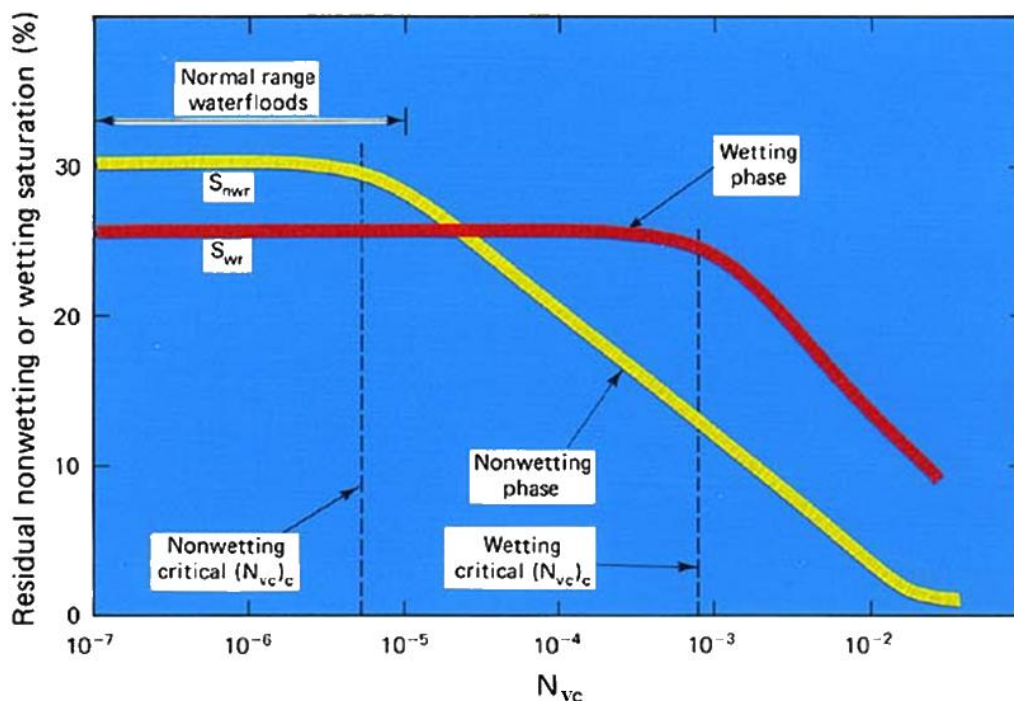
$$N_{vc} = \frac{u_w \cdot \mu_w}{\sigma_{ow}} \quad \text{Ligning 4-2}$$

der u_w er Darcy hastigheten, μ_w er viskositeten til den injiserte løsningen og σ_{ow} er grenseflatespenningen mellom olje og løsningen.

Ved å inkludere kontaktvinkelen mellom olje og løsningen (θ), kan fuktpreferansen i det porøse mediet også inkluderes [47]:

$$N_{vc} = \frac{u_w \cdot \mu_w}{\sigma_{ow} \cdot \cos\theta} \quad \text{Ligning 4-3}$$

Figur 4-1 viser et typisk plott av residuell oljemetning som funksjon av kapillartallet. Slike kurver blir kalt CDC-kurver (eng. Capillary Desaturation Curve). Som det går fram av figuren, er residuell oljemetning, ved lave kapillartall, nærmest konstant. Ved en kritisk verdi for kapillartallet ($N_{vc,c}$), vil videre økning i kapillartallet føre til reduksjon i residuell oljemetning. I de fleste tilfeller med konvensjonell vannflømming, befinner kapillartallet seg langt inne på platåverdien [46]. For å redusere residuell oljemetning, må derfor kapillartallet økes med flere tierpotenser. Ved en betydelig reduksjon i grenseflatespenningen mellom olje og vann, vil man som ligning 4-1 viser, kunne oppnå tilstrekkelig økning i kapillartallet og derav lavere residuell oljemetning. Av figur 4-1 kommer det også fram at det vil være lettere å redusere residuell oljemetning i et vannfuktende reservoir.

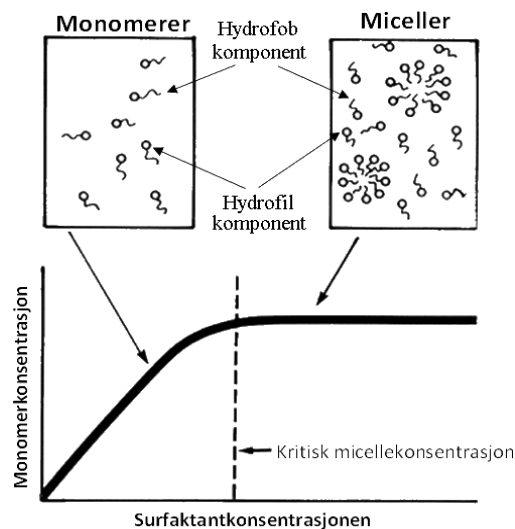


Figur 4-1: Eksempel på CDC-kurve (eng. Capillary Desaturation Curve) [48].

4.1.1 Surfaktantenes egenskaper

Et typisk surfaktantmolekyl består av to deler: en ikke-polar og hydrofob del, og en del som er både polar og hydrofil. Med utgangspunkt i de polare delene, blir surfaktanter klassifisert i fire hovedgrupper [46]: anioniske, kationiske, ikke-ioniske eller amfoteriske. Det kan nevnes at i denne masteroppgaven vil det bli anvendt anioniske surfaktanter, noe som også er mest vanlig i oljeindustrien.

Når en anionisk surfaktant er løst opp i en vannholdig fase, vil molekylene til surfaktanten begynne å skilles i kationer (Na^+) og anioniske monomer, analogt til det som skjer ved oppløsning av vanlige salter som NaCl . Hvis surfaktantkonsentrasjonen økes, vil monomerene begynne å hople seg opp og danne miceller. Monomerene i en micelle orienteres med den hydrofobe delen rettet innover og den hydrofile delen utover. Videre økning i surfaktantkonsentrasjonen vil kun føre til en økning av micellekonsentrasjonen og ikke i antallet monomerer. En illustrasjon av dette er gitt i figur 4-2.



Figur 4-2: Surfaktantmonomerkonsentrasjonskurve [48]. Over en kritisk verdi vil det ikke bli flere monomerer, men kun en økning av miceller. I figuren er også de hydrofobe og hydrofile komponentene vist med piler.

Når løsningen med surfaktanter kommer i kontakt med den oljeholdige fasen, vil surfaktanten, pga. av dens polare egenskaper, akkumulere ved grenseflaten med den hydrofobe delen ("halen") i den oljeholdige fasen, og med den hydrofile delen ("hodet") i den vannholdige fasen. Økningen i surfaktantkonsentrasjonen ved grenseflaten, vil føre til

dramatisk reduksjon i grenseflatespenningen mellom de to fasene. Imidlertid vil prosessen føre til en forandring i løseligheten av surfaktanten i den oljeholdige fasen og i den vannholdige fasen. Denne forandringen kan påvirke effekten på grenseflatespenningen [46]. Således vil effekten av surfaktantflømming være avhengig av faseoppførselen mellom surfaktant-olje-saltvann (SOS). Det er blitt rapportert at saliniteten til saltvann vil ha størst virkning på faseoppførselen til SOS [49].

4.1.2 Faseoppførsel

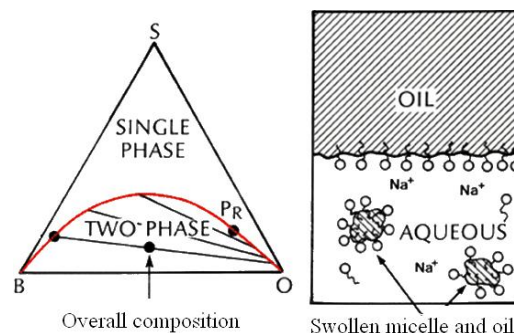
Faseoppførselen til SOS vil som sagt være sterkt påvirket av saliniteten til saltvannet. I dette avsnittet vil faseoppførselen i lav, intermediær og høy salinitet bli presentert.

Type II(-)-system

Lav salinitet vil gi god løselighet for surfaktanten i vannfasen og lav løselighet i oljefasen. Med lav salinitet vil SOS komposisjonen nær grenseflaten deles inn i to faser: en "ren" oljefase og en mikroemulsjonsfase hvor surfaktant og innløste oljedråper vil være i vannfasen[46]. Denne faseoppførselen til SOS blir kalt type II(-)-system pga. at:

- kun to faser kan oppstå på grensen mellom olje og saltvann, derav II.
- tverrbindingen i to-faseregionen har negativ stigning, derav (-).

Figur 4-3 er en illustrasjon av type II(-)-systemet.



Figur 4-3: Type II(-)-system. Merk at oljefasen er "ren" i den forstand at det ikke er noen andre væskepartikler/-dråper i oljefasen [48].

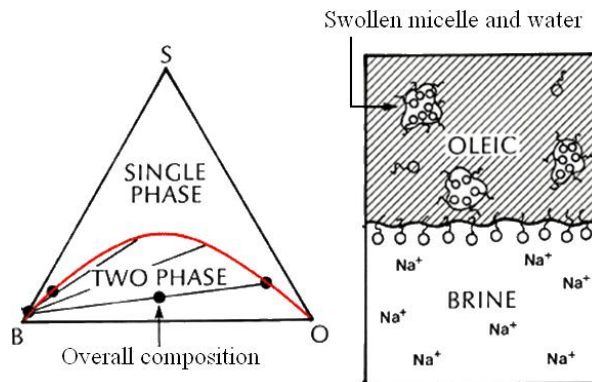
Type II(+)-system

Ved høy salinitet vil løseligheten til surfaktantene i vannfasen bli redusert betraktelig. Dette skjer pga. elektrostatiske krefter i saltvannet [23]. I denne tilstanden vil SOS-komposisjonen

nær grenseflaten deles inn i to faser: en "ren" vannfase og en mikroemulsjonsfase hvor surfaktant og innløste vandrdåper vil være i oljefasen [46]. Denne faseoppførselen til SOS blir kalt type II(+)-system pga. at:

- kun to faser kan oppstå på grensen mellom olje og saltvann.
- tverrbindingen i to-faseregionen har positiv stigning, derav (+).

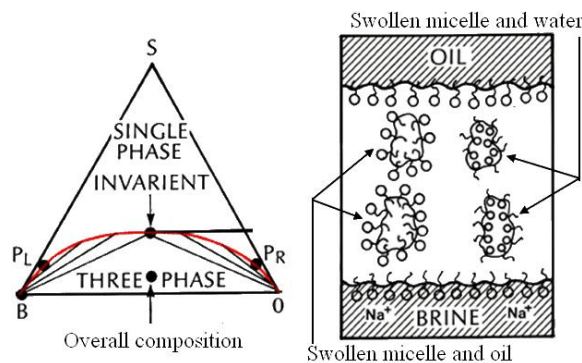
Figur 4-4 er en illustrasjon av type II(+)-systemet.



Figur 4-4: Type II(+)-system. Merk at det nå er vannfasen som vil bli betraktet som "ren" [48].

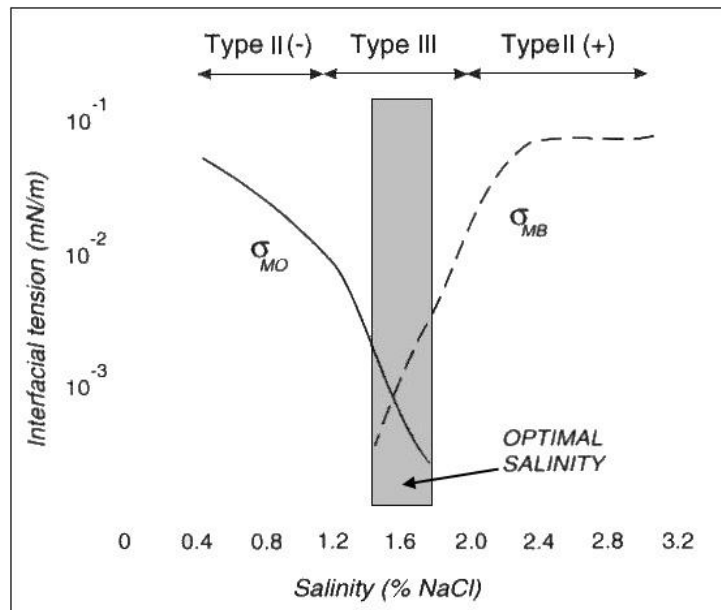
Type III-system

Ved intermediær salinitet kan en tredje fase bli dannet, derav type III. Denne tredje fasen vil være rik på surfaktanter og befinne seg mellom oljefasen og vannfasen, og begge disse fasene vil nå kunne betraktes som "rene". Surfaktantfasen vil være en mikroemulsjonsfase hvor både innløste vandrdåper og oljedråper vil være til stede [46]. Illustrasjon av type III-systemet er vist i figur 4-5. Siden det nå er tre faser til stede, vil det måtte være to gjeldende grenseflatespenninger; mellom olje og mikroemulsjon, og mellom saltvann og mikroemulsjon. Studier viser at surfaktantflømming oppnår lavest mulig grenseflatespenning i type III-system [50, 51].



Figur 4-5: Type III-system. Merk at det er nå tre faser, og at både vannfasen og oljefasen vil bli betraktet som "rene" [48].

Figur 4-6 viser grenseflatespenningen som en funksjon av saliniteten i saltvannet.



Figur 4-6: Grenseflatespenning som en funksjon av saliniteten i saltvannet. σ_{MO} er grenseflatespenningen mellom mikroemulsjon og olje, mens σ_{MB} er mellom mikroemulsjon og saltvann [23].

4.1.3 Retensjon av surfaktanter

Retensjon av surfaktanter kan skape store problemer for surfaktantflømming, og er ofte den største barrieren for å kunne gjennomføre surfaktantprosjekt på feltnivå. Retensjon som fører til en reduksjon av surfaktantkonsentrasjonen i løsningen, kan ha fire ulike årsaker [45]:

- **Adsorpsjon:** Monomerer adsorberes av hydrogenbindinger og ioniske bånd med kationiske overflater.
- **Utfelling:** I hardt vann² kan divalente kationer føre til utfelling.
- **Ionebytte:** I hardt vann, men ikke så hardt som i tilfellet for utfelling, vil det kunne oppstå ionebytte.
- **Fasefangning:** I et II(+)-system vil surfaktanten befinne seg i oljefasen (som vist i figur 4-4). Siden saliniteten i dette systemet er høyere enn det optimale saltinnholdet, vil grenseflatespenningen være relativt høy, og denne fasen og dens innløste surfaktanter kan bli fanget i porer.

² Hardt vann: vann som inneholder mye kalsium- og magnesiumsalter, ofte som karbonater ("kalkholdig vann").

4.2 Flømming med polymerer

Tilsetning av polymerer i injeksjonsvannet gjøres i all hovedsak for å øke viskositeten til vannet. En økning i viskositeten vil gjøre mobilitetsforholdet mellom olje og vann gunstigere. I prinsippet vil økningen i viskositeten, som vist i ligning 4-3, også gi høyere kapillartall. Siden det kreves en betydelig økning i kapillartallet for å redusere residuell oljemetning, er det lite trolig at polymerflømming vil endre den mikroskopiske fortrenningseffektiviteten, men derimot forbedre den volumetriske sveip-effektiviteten. Effekten av polymerflømming vil derfor være mest lovende i et reservoar med olje med høy viskositet eller i reservoarer med betydelig heterogenitet.

4.2.1 Polymerenes egenskaper

Polymermolekyler er lange lenker av repeterte enheter (monomer), lenket sammen av kovalente bindinger [52]. Polymerer kan både være syntetisk framstilte eller i en mikrobialprosess. De mest brukte polymerene er:

- De syntetiske polymerene polyacrylamide (PAM) og hydrolyse polyacrylamide (HPAM). Graden av hydrolyse er viktig i forhold til polymerenes løselighet i vann, viskositet og retensjon. Molekylstørrelsen er ca. 0,3 μm .
- Biopolymeren Xanthan er produsert i en fermenteringsprosess ved polymerisasjon av saccharidmolekyler. Molekylstørrelsen er ca. 0,4 μm .

Polymerløsninger er avhengig av skjærhastigheten, såkalt ikke-newtonsk væske. De er pseudoplastiske, dvs. at viskositeten til løsninger reduseres ved økende skjærhastighet. Likevel vil polymerløsninger som er ikke-newtonske kunne ha et newtonsk-regime for svært høye og lave skjærhastigheter. For intermediære skjærhastigheter vil polymerløsningen være pseudoplastisk, og er i følge *power law* avhengig av løsningens viskositet og skjærhastighet. Oppførselen til polymerløsningen som funksjon av en sterkt varierende skjærhastighet, kan beskrives med Carreau-modellen, som i ligning 4-4 og som grafisk illustrert i figur 4-7.

$$\frac{\mu - \mu_{\infty}}{\mu_0 - \mu_{\infty}} = [1 + (\lambda\gamma)^2]^{\frac{(n-1)}{2}}$$

Ligning 4-4

der

μ -viskositet [cP]

μ_0 -viskositet ved skjærhastighet = null [cP]

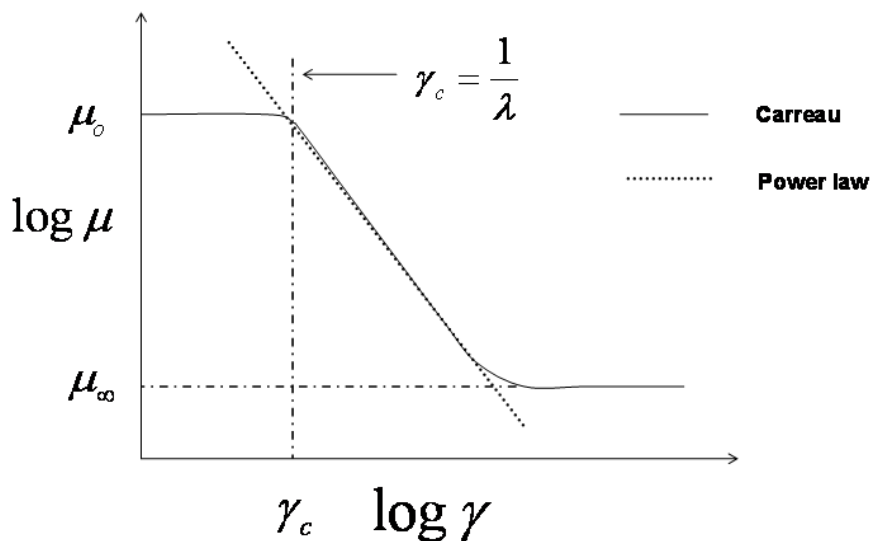
μ_{∞} -viskositet ved skjærhastighet = uendelig [cP]

λ -relaksasjonskonstant [s]

γ -skjærhastighet [1/s]

γ_c -kritisk skjærhastighet [1/s]

n -power law eksponent ($n < 1$)

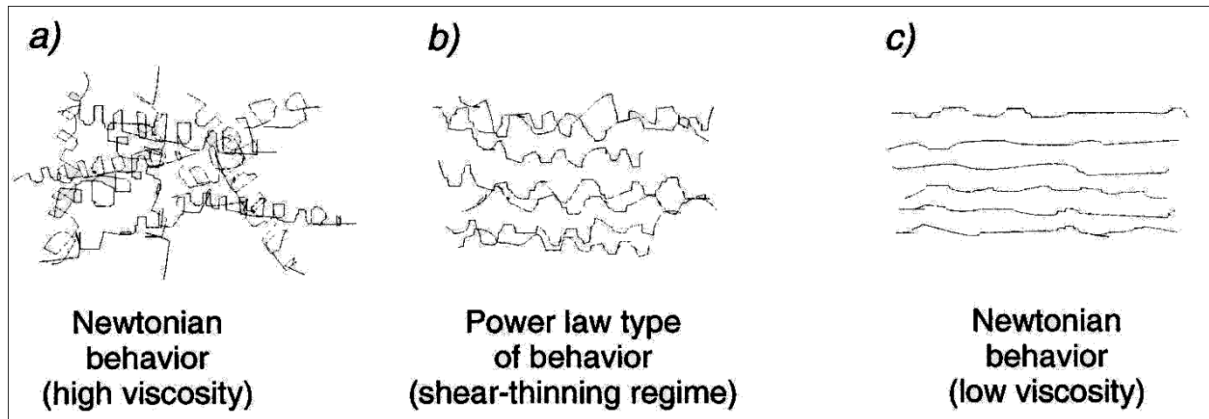


Figur 4-7: Carreau-modell for viskositeten i polymerer [45].

Carreau-modellen forklarer oppførselen til polymerløsningen på følgende måte [52]:

- Ved svært lav skjærhastighet vil makromolekylene rotere med konstant vinkelhastighet, uten signifikant forandring i strukturen. Viskositeten vil derfor være konstant og flømmingsregimet vil være newtonsk, figur 4-8 a).
- Når skjærhastigheten økes, vil makromolekylene begynne å deformeres og/eller orientere seg etter flømmingsretningen. Dette resulterer i en reduksjon i vekselvirkningen mellom makromolekylene, og forårsaker en gradvis reduksjon i viskositeten, figur 4-8 b).

- Ved høy skjærhastighet vil alle makromolekylene orientere seg etter flømmingsretningen, og vil ikke lenger ha virkning på polymerløsningsviskositet. Flømmingsregimet vil nå igjen være newtonsk, men vil ha en lavere viskositet enn ved lav skjærhastighet, figur 4-8 c).



Figur 4-8: Orientering av polymermolekyler, og flømmingsregimet for polymerløsninger ved forskjellige skjærhastigheter [23]. a) Lav skjærhastighet; b) Intermediær skjærhastighet; c) Høy skjærhastighet.

4.2.2 Retensjon av polymerer

Uttrykket retensjon vil for polymerer være alle mekanismene som fører til en reduksjon av den gjennomsnittlige hastigheten til polymermolekylene under deres strømming gjennom det porøse mediet [52]. Retensjon av polymermolekyler kan oppstå pga. at molekylene blir adsorbent av poreoverflaten eller/og av at molekylene blir fanget i små porer eller i trange porehalsar [45]. Konsekvensen av retensjon vil være en reduksjon av polymerer i løsningen, og at bergpermeabiliteten blir redusert.

4.2.3 Utilgjengelig porevolum

På grunn av at polymermolekylene er relativt store, vil en mindre andel av de minste porene i det porøse mediet, være utilgjengelige for polymerflømming [23]. Den andelen av porevolumet som ikke kommer i kontakt med polymerløsningen, blir kalt utilgjengelig porevolum (IPV, eng. Inaccessible Pore Volume). Verdiene til IPV kan variere fra 1 – 30 %. På grunn av IPV vil det oppstå en akselerasjon i flommen til polymerløsningen i det porøse mediet, altså en reaksjon som er den motsatte av retensjon.

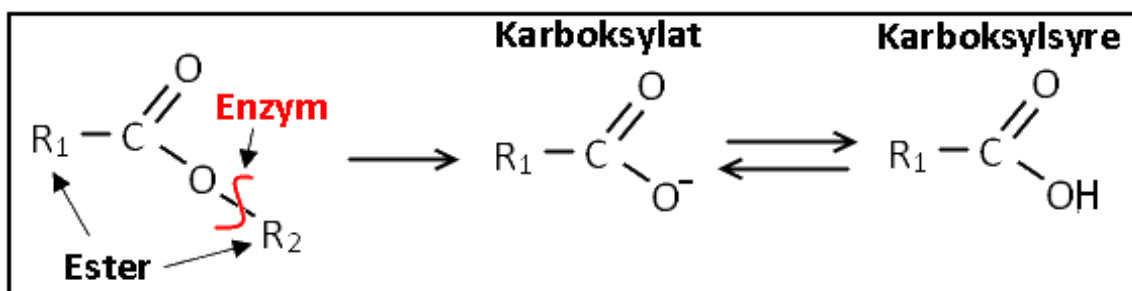
4.3 Flømming med enzymer

Enzymer har til dags dato vært lite brukt i EOR sammenheng, og det er også blitt gjennomført relativt lite forskning på området. Det er derfor utfordrende å finne relevant bakgrunnsteori for dette med enzymer i EOR-sammenheng. Spesielt utfordrende er det å finne litteratur som beskriver sammenhengen mellom enzymer og fukt. Imidlertid er enzymeres betydning i ulike typer industrier, velkjent [53]. Her kan bl.a. nevnes industrier som produserer dyremat, papir, tekstiler og vin. Også i oljeindustrien har enzymer blitt tatt i bruk, men hovedsaklig innenfor IOR. Enzymer er da blitt anvendt for å bedre selve produksjonen [54]. For eksempel blir enzymer benyttet til å bryte gel i borehull. Enzymer blir da brukt til og "fjerne" kjemikalier som ikke lenger er nødvendige. Et annet eksempel er fjerning av biopolymerene i en filterkake etter at boring er gjennomført. Harris og McKay [54] beskriver IOR-prosjekter hvor enzymer anvendes til å produsere en rekke nyttige materialer i undergrunnsformasjoner. Feng et al. [14] på sin side, dokumenterer enzymer anvendt i et EOR-prosjekt. Dokumentasjonen består av både enzymflømming i laboratorium og i en blokk av reservoarmateriale.

4.3.1 Enzymers egenskaper

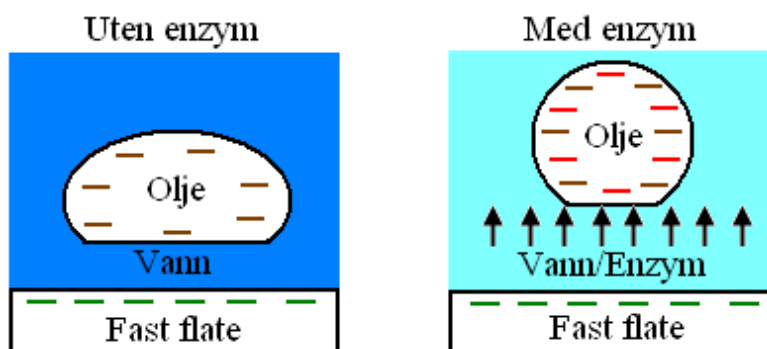
Enzymer er spesifikke grupper av kuleformede proteiner [55], som spiller en avgjørende rolle i livsprosesser. Mange enzymer må imidlertid ha en kofaktor bundet til proteinet for å kunne virke. Hovedrollen til enzymene er å være katalysatorer som framskynder kjemiske reaksjoner. Dette gjøres ved at enzymene reduserer aktivitetsenergien for reaksjonene [56, 57]. Figur 4-9 viser hvordan et enzym bryter esterbindingen. Etter at esterbindingen er brutt, vil det dannes to produkter som står i likevekt:

1. Karboksylat: Et salt som er et resultat av syre, og som vil være ionisert.
2. Karboksylsyre: En organisk forbindelse, karakterisert ved at molekylene inneholder en COOH-gruppe.



Figur 4-9: Et enzym bryter esterbindingen, og resulterer i produktene karboksylat og karboksylsyre, og hvor produktene står i likevekt.

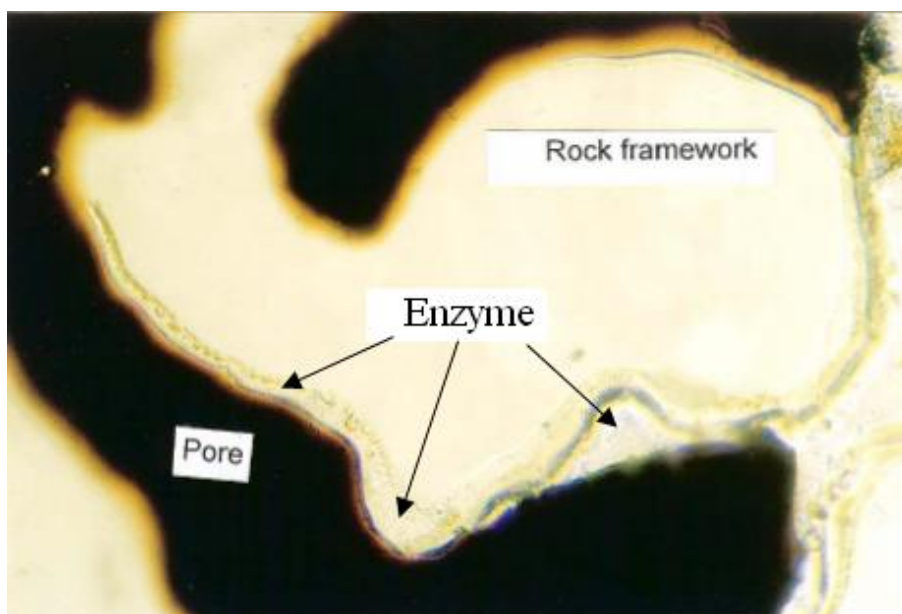
Figur 4-10 er en skisse som illustrerer effekten, som er forventet, når enzymer tilsettes i et system bestående av olje, vann og fast stoff. Den faste flaten har negativ ladning, og kan for eksempel være av glass eller kvarts. Som illustrert i figuren, vil væskesystemet bestå av en oljedråpe og vann. I oljen vil det være både syrer og baser. Dette gjør at ladningen i oljen er avhengig av vannets pH. Buckley et al. [58] viser i sine studier at Zeta-potensialet for Moutray råolje vil være negativt når vannets pH er større enn 4. Systemet i figur 4-10 er et slikt system der oljeladningen er negativ. Derfor vil fuktpreferansen i systemet være bestemt av oljens negative ladning og de negative ionene i vannet. I figuren, er systemet ment å være mer oljefuktende enn vannfuktende før tilsetning av enzymer. Når det tilsettes enzymer i vannet, vil karboksylatene legge seg på overflaten av oljedråpen. Siden karboksylat er et ion, vil dette tilføre oljen ekstra negativ ladning. Altså vil oljen bli mer elektronegativ, noe som vil medføre større elektrostatiske frastøtning fra den faste flaten. Resultatet er at systemet er blitt mer vannfuktende.



Figur 4-10: Skissen illustrerer effekten av tilsetning av enzymer i et system bestående av olje, vann og en fast flate. Den faste flaten har negativ ladning, og kan f.eks. være av glass eller kvarts. Før tilsetning av enzymer har den faste flaten mindre elektrostatiske frastøtning av oljen enn hva den har i forhold til vannet. Systemet vil altså bli kategorisert som oljefuktende. Når det tilsettes enzymer i vannet, vil karboksylatene legge seg på overflaten av oljedråpen. Siden karboksylatene er ioner, vil oljen bli mer elektronegativ. Dette fører til at systemet blir mer vannfuktende. Avstanden mellom oljen og den faste flaten er oppskalert. Avstanden mellom oljen og den faste flaten vil reelt sett være mellom 10-100 nm.

Det eksisterer flere hundre forskjellige enzymer med flere hundre forskjellige katalysatoraktiviteter. Disse aktivitetene kan være svært spesifikke; et bestemt enzym kan kun katalysere nedbrytingen eller syntesen av en bestemt forbindelse. Siden enzymer er katalysatorer, vil det kun være nødvendig med mindre kvanta enzymer. Enzymer vil regenereres i samme retning som reaksjonen, og den katalytiske sirkelen vil bli repetert [54]. Enzymer er normalt sett lett løselige i vann og tilpasser seg nye miljøer raskt. Moderne enzymmetoder gjør at ingeniører kan framstille enzymer som tolerer høy tempertur, motstår høy ionestyrke, har toleranse for løsningsmidler, surfaktanter, tungmetaller og er resistente mot protease³ [54].

Som allerede berettet i introduksjonen, beskriver Feng et al. [14] enzymer som vannløselige produkter som effektivt kan løsrive olje fra overflaten til kornmaterien i et reservoar. Enzymer kan forandre fuktpreferansen til bergmaterien fra oljefuktende til vannfuktende, redusere grenseflatespenningen og redusere strømningsmotstanden gjennom et porøst medium. Figur 4-11 er en bildedokumentasjon gjort av Feng et al., der enzymer forandrer oljefuktende seksjoner til vannfuktende.

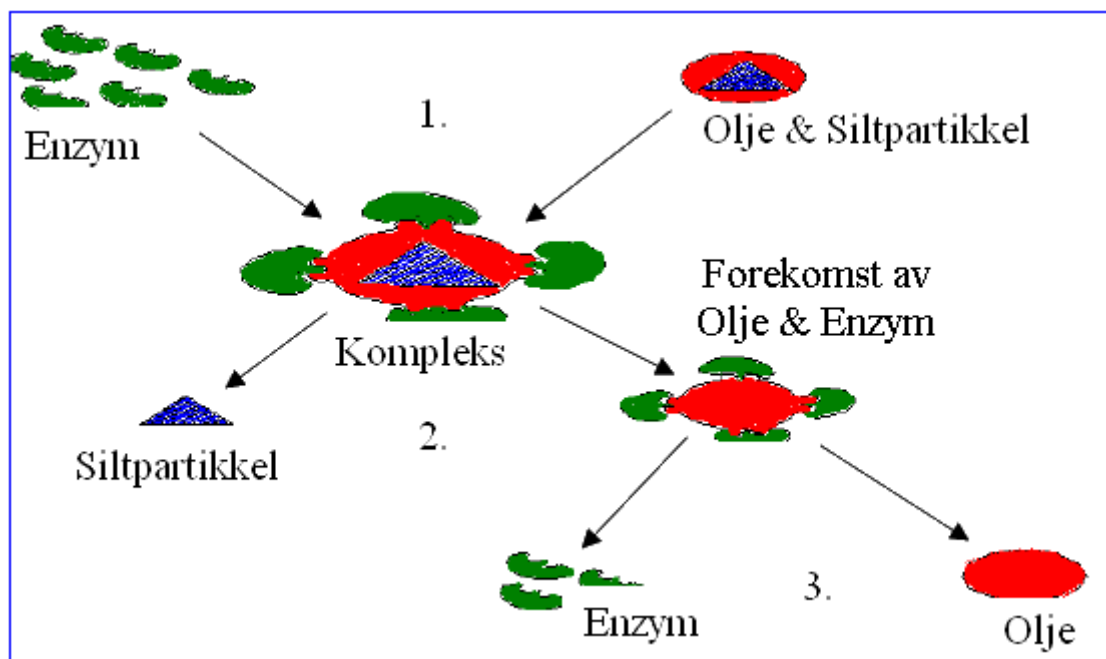


Figur 4-11: Enzymer som beveger seg framover langs poreranden og forandrer oljefuktende seksjoner til vannfuktende [14].

³ Enzym som spalter protein.

Feng et al. forklarer virkningen av enzymer i tre steg. Figur 4-12 illustrerer den stegvise prosessen:

1. Enzymene vil først lage forbindelser, deretter skjer det biokjemiske reaksjoner og et kompleks av enzymer, olje og siltpartikler blir dannet.
2. Komplekset vil så dekomponere seg selv ved at enzymene og oljen løsriver fra siltpartiklene.
3. Til slutt vil forekomsten av olje og enzymer dekomponere, og enzymene vil frigjøres fra oljen.



Figur 4-12: Illustrasjon av hvordan Feng et al. forklarer virkningen av enzymer som en stegvis prosess [14].

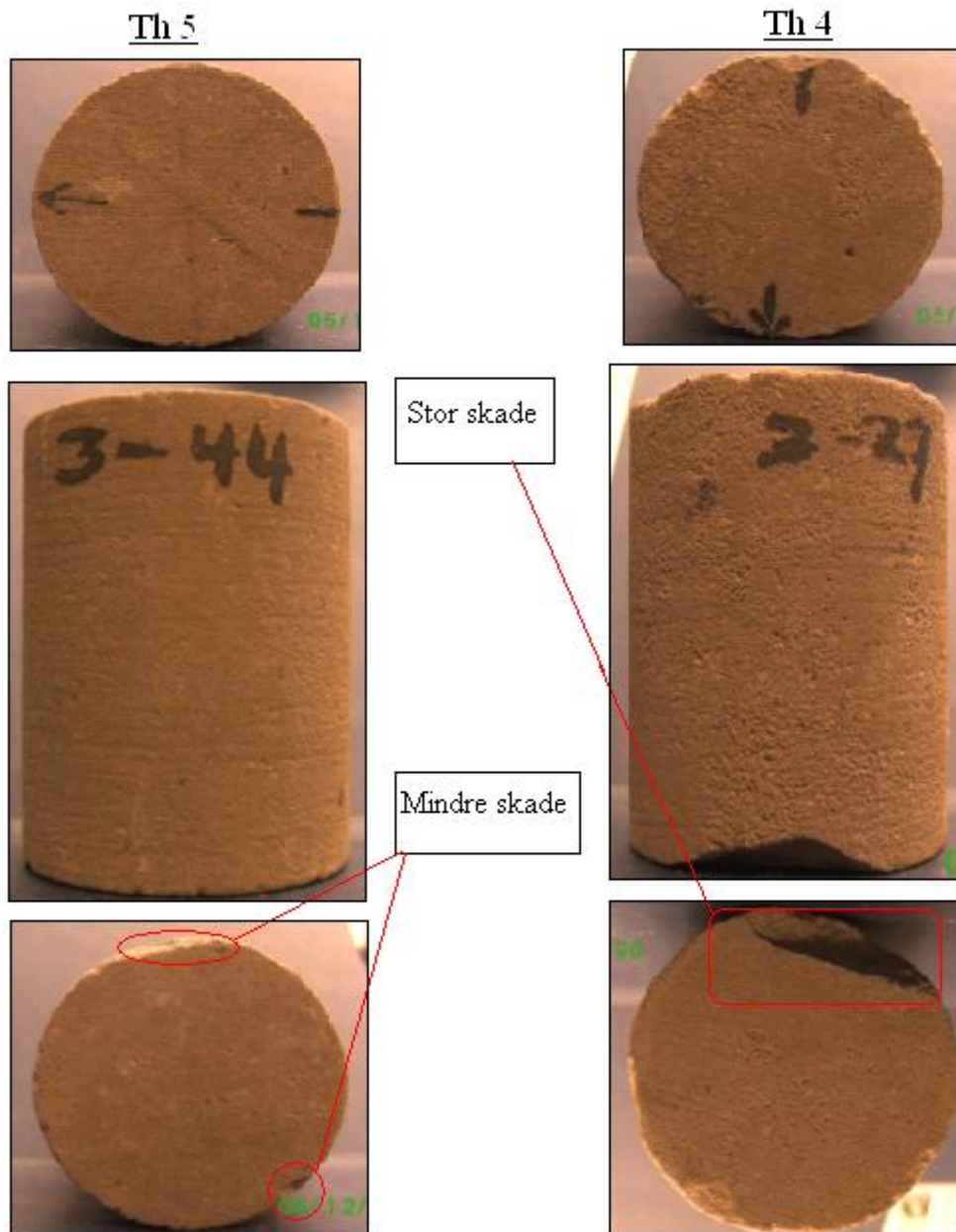
Feng et al. karakteriserer den stegvise prosessen som en biologisk prosess, hvor oljens egenskaper vil være ivaretatt, og der det ikke vil bli produsert noen derivater. Til slutt vil enzymenes originale tilstand bli gjenopprettet, og teoretisk vil enzymene aldri bli oppbrukt. Likevel vil effektiviteten og aktiviteten til enzymene bli degradert etter prosessen, men dette kan løses ved å tilsette offer-kjemikalier.

5 To-faseflømmingseksperiment og måling av fluidegenskaper

Eksperimentet tar utgangspunkt i fem kjerneprøver tilsendt fra Shell. Det har ikke vært mulig å oppdrive informasjon om reservoaret prøvene er hentet fra. Nyttig informasjon som derfor uteblir, er for eksempel forhold rundt boreprosessen av brønnen, rapportering om olje/vann kontakt (OWC), fritt vannivå (FWL), tidspunkt for boring av brønnen i forhold til produksjonstart av feltet etc. Etter ønske fra Shell, vil ikke formasjonen prøvene er hentet fra bli navngitt. Informasjonen som ble tilsendt, var om de grunnleggende egenskapene til kjerneprøvene og om sammensetningen av formasjonsvannet i det aktuelle feltet, vedlegg A. Sendingen inneholdt også 2 l råolje (STO) fra reservoaret.

5.1 Kjerneprøver

De 5 tilsendte kjerneprøvene er av typen kalkstein (eng. limestone) fra et reservoar i Midtøsten. Kjerneprøvene kom innpakket i plastfolie, noe som begrenser oksygentilgangen til prøvene. Kjerneprøvene har sylindrisk form, men hvor formen var av varierende kvalitet. Særlig var det langs topp/bunn at kjernen avvike fra sylindrisk form. Det ble ikke observert noen rester/småstein i plastfolien som kjerneprøvene var pakket inn i. Dette tyder på at prøvene ikke har vært utsatt for skade under transporten fra Shells laboratorium til Universitet i Bergen. Det er derfor nærliggende å anta at kjerneprøvene var i like god stand ved ankomst som da de ble målt på laboratorium til Shell. Bildeserien i figur 5-1 viser en kjerneprøve med mindre skader og en prøve med større skader. Tilstanden til de resterende kjerneprøvene kan studeres i vedlegg B.



Figur 5-1: Kjerneprøvene Th 5 (t.v) og Th 4 (t.h) etter utpakking. Th 5 har kun mindre skader langs endeflatene, mens Th 4 har en stor skade på den ene siden.

5.2 Fluid

Fluidfortrengning som ble utført på kjerneprøvene kan deles i tre: Drenering av syntetisk formasjonsvann (SFW) utført med Marcol 52 og råolje, spontan imbibisjon av råolje gjort med SFW eller enzymløsning, tvungen imbibisjon utført med SFW alene eller tilsatt en eller

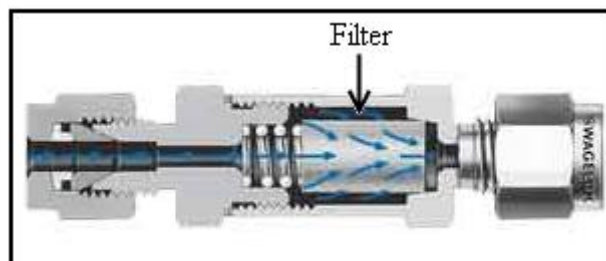
flere kjemikalier (enzym, polymer, surfaktant). I dette underkapitelet vil de forskjellige fluider/fluidløsninger som ble brukt i det eksperimentelle arbeidet bli presentert.

5.2.1 Syntetisk formasjonsvann

Syntetisk formasjonsvann ble komponert etter tilsendt analyse av komposisjon og karakteristika på formasjonsvannet. Komposisjon og karakteristika på formasjonsvannet er gitt i vedlegg A. Komponert SFW hadde samme ionestyrke som formasjonsvannet, og derav en salinitet på 17,99 wt %. SFW ble filtrert med vakuumsug gjennom et 0,45 µm filterpapir før bruk.

5.2.2 Olje

Råoljens komposisjon og karakteristika ble som nevnt ikke oppgitt, men via kontakt med laboratortekniker i Shell, ble det opplyst at råoljen skulle være fattig på voks. Det ble derfor avgjort at oppvarming og filtrering av råoljen i første omgang ikke skulle foretas. Kjerneprøvene er av type lavpermeable (noe som kommer fram i underkapittel 6.3). Mistanken om at voksinnholdet i råoljen likevel var for stort for de lavpermeable kjerneprøvene, ble styrket på et senere tidspunkt. Det ble da avgjort at råoljen likevel skulle filteres. Filtringen ble gjort gjennom to Swagelok in-line filtre (figur 5-2) koblet i serie. Fremste filter har en nominell porestørrelse på 2,0 µm og den bakerste på 0,5 µm.



Figur 5-2 viser et Swagelok in-line filtersystem, hvor filteret er lokalisert i midten av systemet.

Aluminiumsfolie ble pakket godt rundt flasken som inneholdt råoljen, slik at oljen ble minst mulig utsatt for lys. Det ble likevel observert bunnfall i flasken. Det kan også nevnes at mineraloljen Marcol 52 ble brukt i dreneringsprosessen.

5.2.3 Enzymer

To forskjellige enzymer ble bestemt å skulle brukes hver for seg. Enzymene var Novozymes (NOV), og Apollo Greenzyme (APG). Apollo Greenzyme er vannløselig og laget av DNA-modifiserte proteiner fra hydrofobiske mikrober [59]. Årsaken til at det ble benyttet to forskjellige enzymer, skyldes at det har blitt rapportert forskjellig effekt av enzymene. Det kan derfor være nyttig å undersøke om enzymene også i denne masteroppgaven vil ha forskjellig effekt. For hver enzymløsning, med unntak av en løsning, ble det tilsatt nøyaktig 1,0 vektprosent (wt %) i SFW. I unntaket ble det tilsatt 10,0 wt % enzymer i SFW.

5.2.4 Polymerer

Polymerer av typen HPAM (FLOOPAM 3630 s) ble anvendt alene i SFW og i blanding med NOV og APG. I alle tilfellene anvendes det 1000 deler per million (ppm) polymerer i løsningen. I løsningen med enzymer, ble det blandet inn 1,0 wt % enzym. Polymerløsningen ble så grovfiltrert med vakuum-sug gjennom et 10,0 µm filterpapir før bruk. Som det vil bli lagt fram i avsnitt 5.5.8, virker graden av retensjon av polymerer å være så stor at det oppstår plugging i porennettverket inni kjerneprøvene. Polymerløsningen ble derfor igjen filtrert, men nå finfiltrert etter samme metode som utført på råoljen.

5.2.5 Surfaktanter

Som det framkommer i avsnitt 4.1.2, så vil virkningen av surfaktanten være mindre ved en høyere salinitetkonsentrasjon i SFW. Det er derfor viktig å velge en surfaktant som fortsatt er funksjonell i SFW med salinitet på 17,99 wt %. Valget ble at 0,5 wt % av surfaktanten Sulframin AOS 38 skulle brukes i en løsning med 1 wt % NOV. For å oppnå blandbarhet

mellom Sulframin AOS 38 og SFW, var det nødvendig med en buffer. Isopropanol ble anvendt som buffer. Siden alkohol vil redusere virkningen av surfaktanten, er det ønskelig med så liten buffer så mulig. Isopropanol ble derfor titrert inn i surfaktantløsningen. Blandbarhet oppsto da 1 wt % isopropanol var tilsatt i løsningen. Det var uvisst om NOV kunne ha en negativ virkning på effekten til surfaktantløsningen. Det ble derfor utført måling av grenseflatespenningen mellom råoljen og surfaktantløsningen med og uten NOV.

5.2.6 Forkortelser av navnene på fluidene/fluidløsningene

Videre i oppgaven vil forkortelsene på fluidene/fluidløsningene bli flittig brukt. For at leseren lett skal kunne oppfatte hvilket fluid som blir nevnt i teksten, vil det i tabell 5-1 bli repetert navnene på fluidene/fluidløsningene og disses tilhørende forkortelser.

Tabell 5-1: Fluidier og fluidløsninger og tilhørende forkortelse

Fluidier/Fluidløsninger	Forkortelser
Syntetisk formasjonsvann	SFW
Råolje	STO
Fluidløsning med enzymer:	
Novozymes	NOV
Apollo Greenzyme	APG
Fluidløsning med polymerer:	
HPAM	HPAM
HPAM med Novozymes	HPAM _{NOV}
HPAM med Apollo Greenzyme	HPAM _{APG}
Fluidløsning med surfaktanter:	
Sulframin AOS 38 med Novozymes	AOS _{NOV}

5.3 Eksperimentelt program

For en oversiktlig framstilling av eksperimentelt arbeid utført på laboratorium, vil det eksperimentelle programmet bli det inn i to deler. Den første delen vil ta for seg eksperimentelt program for fluidene (del 1), mens andre delen vil være et eksperimentelt

program for kjerneprøvene (del 2). Del 1 er programmet for hvilke eksperimentelle målinger som ble utførte på hvert enkelt fluid og hvor enkel fluidløsning, mens del 2 er programmet for kronologisk utførte eksperimenter gjort på kjerneprøvene. Del 1 er gitt i tabellform, mens del 2 er gitt i et boksskjema. Så lenge ikke noe annet blir presisert, er alt eksperimentelt arbeid utført i romtemperatur.

5.3.1 Del 1, eksperimentelt program for fluidene

Del 1 - eksperimentelt program er gitt i tabell 5-2. Blå farge betyr at målingen er utført, mens hvit betyr at måling ikke er blitt prioritert.

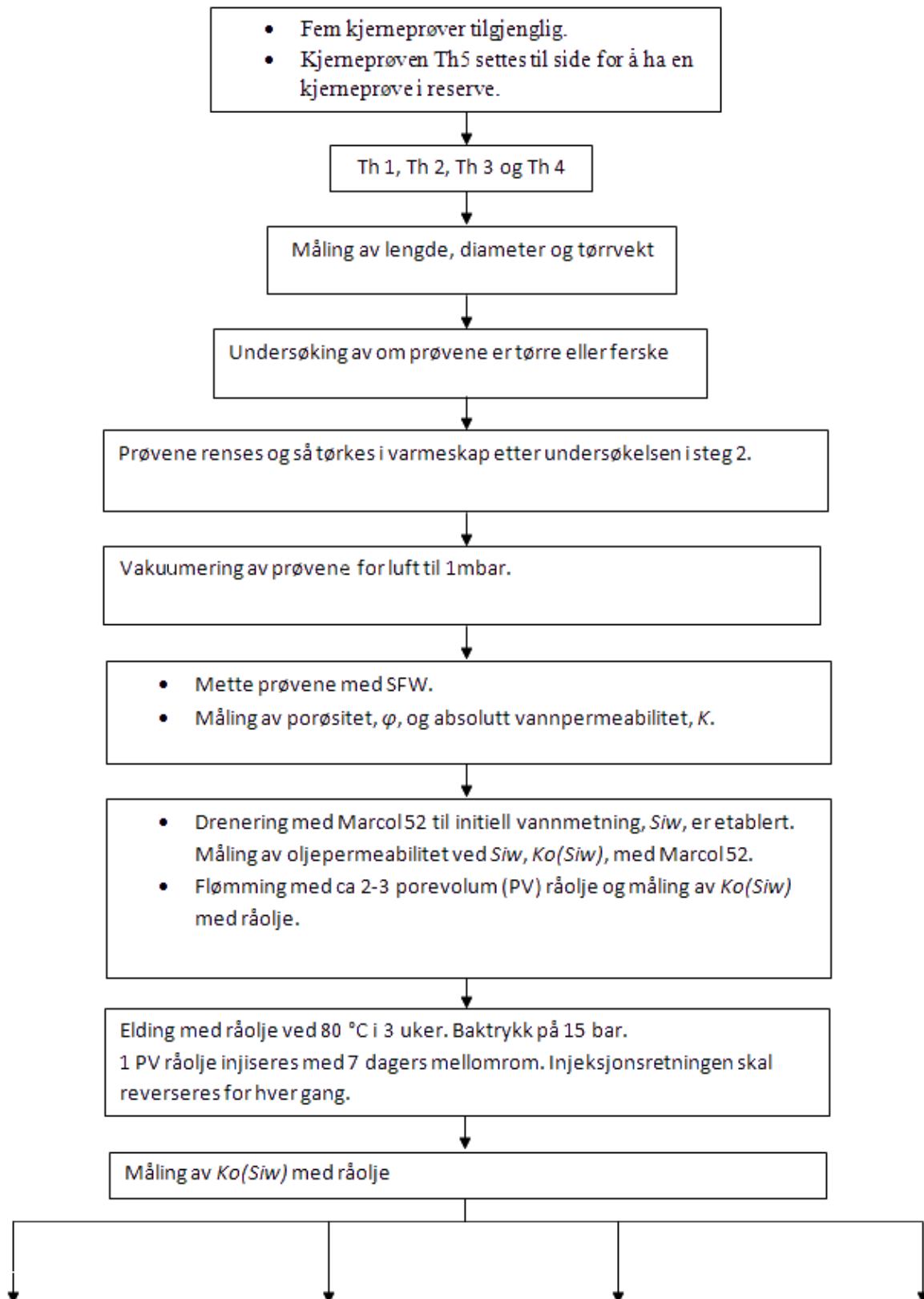
Tabell 5-2: Eksperimentelt program del 1.

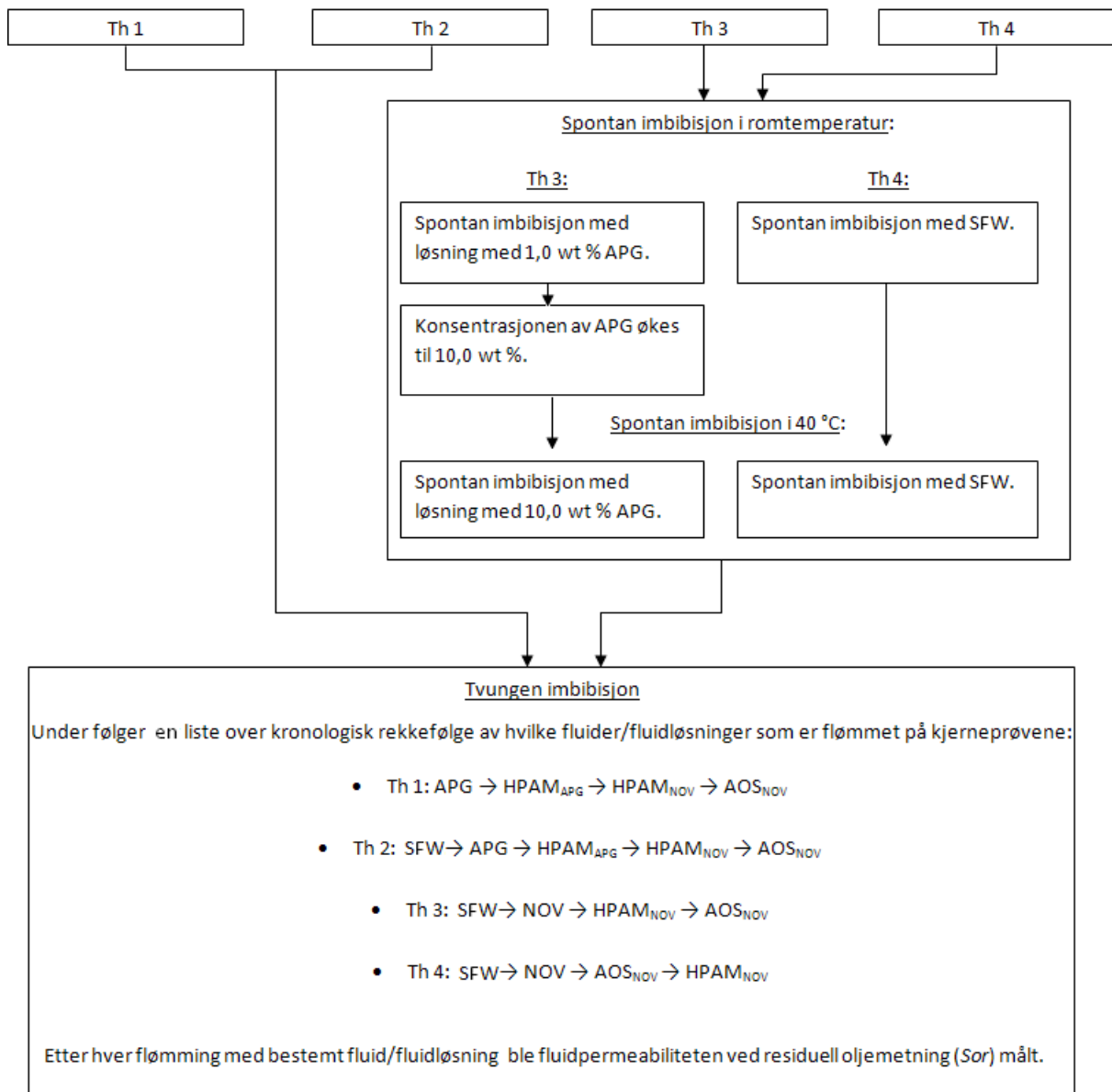
Målinger:						
Fluid/Fluidløsning	pH	Tetthet	Viskositet	IFT med råolje	UV ⁴	Partikkelstørrelse ⁵
SFW						
STO						
NOV						
APG						
HPAM						
HPAM _{NOV}						
HPAM _{APG}						
AOS (uten NOV)						
AOS _{NOV}						

⁴ UV-spektroskopi vil bli gjennomført for tilfeldige utvalgte flømminger og kjerneprøver.

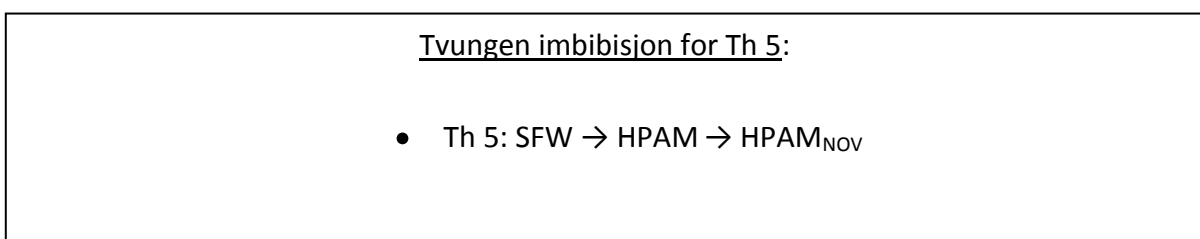
⁵ Måling av partikkelstørrelse vil bli gjort på de samme prøvene som ble målt i UV-spektroskopi.

5.3.2 Del 2, eksperimentelt program for kjerneprøvene





Etter at det eksperimentelle programmet for de fire kjerneprøvene Th 1, 2, 3 og 4 var gjennomført, ble det bestemt at kjerneprøven Th 5 skulle gjennom det samme programmet, men uten spontan imbibisjon. For tvungen imbibisjon på Th 5 ble det valgt følgende fluider som skulle injiseres i kronologisk rekkefølge:



5.4 Instrumenter og utstyr

I avsnittene under vil leseren bli introdusert for instrumenter og utstyr som ble brukt i gjennomføringen av det eksperimentelle programmet. Først vil instrumenter og utstyr brukt i del 1 av programmet bli presentert, deretter instrumenter og utstyr brukt i del 2. Instrumentene presentert i del 1 er analyseinstrumenter. Det vil bli gitt en innføring i hvert av disse instrumentene, slik at leseren får god forståelse av teknikken som ble brukt for å gjennomføre målinger av fluidene.

5.4.1 Instrumenter og utstyr brukt i del 1 av det eksperimentelle programmet

Surhetsgrad



Figur 5-3: Orion 960 Titrator

Bestemmelse av surhetsgrad (pH) ble utført med Orion 960 Titrator, figur 5-3. Instrumentet har innstillinger slik at det lar seg gjøre å måle surhetsgraden ved hjelp av et pH-meter. Dette gjøres ved å måle spenningen mellom hydrogenionene i vannet og ionene i glasset på pH-elektroden [60].

Fluidtetthet



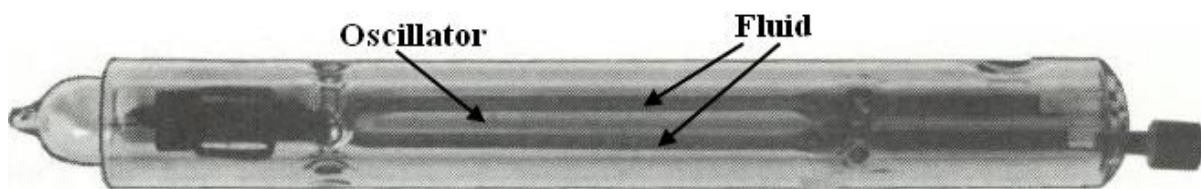
Figur 5-4: Anton Paar DMA 60 & DMA 602 HT

Måling av fluidtetthet (ρ) ble gjort med Anton Paar DMA 60 kombinert med DMA 602 HT, figur 5-4. Prinsippet for teknikken til instrumentet, er basert på endring i svingfrekvens. Teknikken til instrumentet er altså analogt til en stemmegaffel. Figur 5-5 viser oscillatoren og hvor fluidet er samlet under måling. Selve oscillatoren består av et sammenhengende glassrør som blir elektromagnetisk eksitert, slik at det fritt kan vibrere til en påført mekanisk resonansfrekvens (f). Når

et fluid er injisert, vil fluidet forårsake en forandring i frekvensen, og det oppstår en ny svingfrekvens (T_x). Differansen mellom tettheten av to fluider kan beregnes etter ligning 5-1, der k er en ukjent konstant [61].

$$\rho_1 - \rho_2 = k(T_1^2 - T_2^2) \quad \text{Ligning 5-1}$$

Ved å ha tilgjengelig to fluider med kjent tetthet (ρ_1 og ρ_2) og så måle T_1 og T_2 , kan k beregnes. Når k er kjent, kan tettheten til ønsket fluid (ρ_{fluid}) beregnes ved å måle T_{fluid} og så settes inn for T_1 eller T_2 i ligning 5-1.



Figur 5-5: Oscillatoren er som vist midt i systemet. Som vist med pilene er oscillatoren omringet av fluidet som blir målt [61].

Viskositet



Figur 5-6: Paar-Physica MCR300

Måling av viskositeten (μ) til fluidene ble gjennomført med et rheometer av typen Paar-Physica MCR300, figur 5-6. Rheometeret måler viskositeten til en væske ved å måle motstanden væsken gir mot et roterende element. Elementet som ble brukt i målingene er DG 26,7 (Double Gap). Elementet er best egnet til å måle væsker med viskositet mindre enn 10 cP. For hvert fluid ble måling av viskositet utført ved å variere skjærhastigheten (γ) fra 1 til 1000 1/s og ned igjen fra 1000 til 1 1/s. Viskositeten ble så bestemt ved å regne ut gjennomsnittet av de to seriene.

Nøyaktigheten til rheometeret ble kontrollert ved å måle viskositeten til destillert vann.

Grenseflatespenning



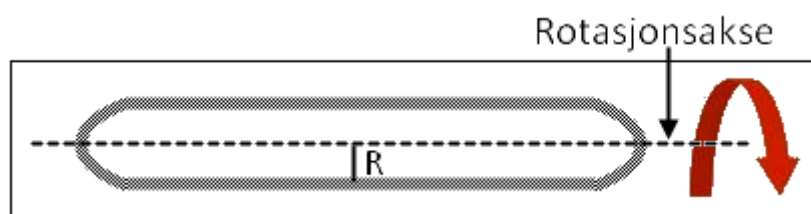
Figur 5-7: Krüss SITE 100, Spinning Drop

Grenseflatespenning (σ) mellom to væsker ble målt med Krüss SITE 100, figur 5-7. Grenseflatespenningen mellom fluidene ble målt både ved førstekontakt mellom fluidene og ved en tilstand av likevekt mellom fluidene. Likevekt mellom væskene ble oppnådd ved å blande dem kontinuerlig i tre uker. Teknikken med instrumentet, er at man injiserer de to væskene i et lite rør som kan rotere med høy frekvens [62].

Ved hjelp av et kamera kan instrumentet måle radius (R) på dråpen som utgjør den letteste væskefasen, og som er fanget i omgivelsen av den tyngste væskefasen. (Dette er vist i figur 5-8.) Av forskjellen i tetthet mellom væskene ($\Delta\rho$), rotasjonsfrekvensen (ω), samt den målte diameteren (R), kan overflatespenningen mellom den lette og tunge væskefasen beregnes etter Vonneguts uttrykk, ligning 5-2 [63].

$$\sigma = \frac{\Delta\rho\omega^2}{4} R^3$$

Ligning 5-2



Figur 5-8: Skisse av en roterende væskedråpe. Dråpen vil være fanget inni en væske med høyere tetthet.

UV-spektroskopi



Figur 5-9: Perkin Elmer Lambda 25 UV/VIS

UV-spektroskopi ble gjennomført med Perkin Elmer Lambda 25 UV/VIS, figur 5-9. UV-spektroskopet sammenligner graden av absorbans for to væsker. I denne masteroppgaven ble måling utført på væsken før (F_1) og etter (F_2) gjennomført

kjerneflømming. Det vil således kunne være en måling på om det har oppstått dispersjon av olje eller avsetning av partikler fra kjerneprøven. F_2 ble samlet opp da S_{or} var oppnådd og enda 1 PV var blitt injisert. Graden av dispersjon vil trolig være null eller svært liten. Av den grunn vil økt absorpsjon av UV-stråler i F_2 sammenlignet med F_1 trolig komme som et resultat av avsatte kjernepartikler.

Partikkelstørrelse



Figur 5-10: Zetasizer Nano-ZS

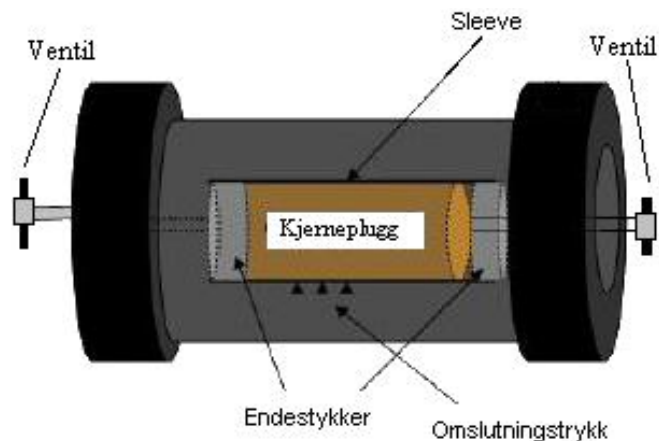
Måling av partikkelstørrelse ble gjort som en videre analyse av UV-spektroskopi. Hvis det er blitt avsatt partikler fra kjerneprøven, vil størrelsen på partiklene være målbare. Ved å sammenligne løsningen før og etter flømming, vil man oppnå en videre bekreftelse på om det har blitt avsatt partikler fra kjerneprøven. Måling av partikkelstørrelse ble gjort ved hjelp av dynamiske lysspredningsmålinger (eng. Dynamic Light

Scattering, DLS). Instrumentet som ble benyttet var Zetasizer Nano-ZS, figur 5-10. Gjennomsnittlig partikkelstørrelse ble bestemt ut i fra 3 gjennomførte målinger.

5.4.2 Instrumenter og utstyr brukt i del 2 av det eksperimentelle programmet

Kjerneholder

Alle kjerneprøver (utenom Th 5) ble montert i Exxon kjerneholdere. Th 5 ble montert i en kjerneholder produsert av Reslab. Valg av kjerneholdere ble gjort av hensyn til tilgjengelighet. Prinsippet for dem begge er uansett det samme: Kjerneprøven blir plassert inn i en gummisleeve. Endestykkene blir presset godt inntil kjerneprøvens ender. Sleeveen og kjerneprøven blir så påført et omslutningstrykk som gjør at sleeveen presses godt inntil kjerneprøven. Derved forhindres lekkasjer samt at injiserte fluider kan strømme mellom kjerneprøven og sleeveen. Tommelfingerregelen er at under flømming skal omslutningstrykket være 10 bar høyere enn injeksjonstrykket. Illustrasjon av en kjerneholder er gitt i figur 5-11.



Figur 5-11: Illustrasjon av prinsippet for kjerneholder.

Vakuumpumpe



Figur 5-12: Edwards RV3 vakuumpumpe

Før metning av kjerneprøver med SFW, ble prøvene vakuumert for luft med vakuumpumpe av type Edwards RV3, figur 5-12. Maksimalt skal pumpen kunne opprette et vakuumtrykk på $1,5 \cdot 10^{-3}$ Torr. Oppnådd vakuumtrykk ble målt med Granville-Phillips 275 Mini-Convotron.

Injeksjonspumper

For kjerneflømming har det blitt brukt to pumper (figur 5-13):

1. Quizix QL-700 datastyrt pumpe. Pumpen har innstillinger som gjør det mulig å flømme etter bestemmelse av injeksjonsrate, injeksjonstrykk, kumulativt injeksjonsvolum og tid. Pumpen leverer med høy nøyaktighet når det gjelder de nevnte punktene over, i tillegg leverer den en kontinuerlig fluidstrøm. Pumpen ble brukt i mesteparten av forsøket.
2. Pharmacia LKB Pump P-500. Pumpen kan levere konstant injeksjonsrate mellom 1-499 ml/time. Pumpen ble brukt ved injeksjon av surfaktantløsningen AOS_{NOV}, og ved injeksjoner hvor nøyaktig rate og kontinuerlig fluidstrøm ikke var like nødvendig, f. eks. ved rensing av kjerneprøver, utbytting av råolje under elding osv.



Figur 5-13: t.v. Quizix QL-700, t.h. Pharmacia LKB Pump P-500

Trykkmåler



Figur 5-14: Fuji electric FCX-FKC

Påført trykkfall ved flømming, ble målt med differansetrykkmåler av typen Fuji electric FCX-FKC, figur 5-14. Trykkmåleren har meget lav feilgrense og kan måle trykk opptil 5000 mBar. Trykkdata fra differansetrykkmåleren ble sendt til en PC, som var programmert i LabVIEW⁶, et program som logger trykkdata mot tid.

5.5 Metoder og prosedyrer i kjerneanalyse

I dette underkapittelet vil metodene og prosedyrene gjennomført i det eksperimentelle programmet del 2, bli beskrevet. Utstyret som ble brukt i gjennomføringen av prosedyrene vil hovedsaklig være utstyr nevnt i underkapittel 5.4. Det er likevel blitt brukt noe utstyr som tidligere ikke er blitt nevnt, men hvor utstyrets hensikt og tekniske løsninger er selvforklarende. Så lenge ikke noe annet blir presisert, så er prosedyrene som tidligere nevnt, blitt gjennomført i romtemperatur (22 °C).

⁶ Program for virtuell programmering.

5.5.1 Tilstanden til kjerneprøvene

Da prøvene ble mottatt fra laboratoriet til Shell, var det usikkert om prøvene var ferske eller tørre. Det ble derfor bestemt at prøvene først skulle kontrolleres for hvilken tilstand de var i. Dette ble gjort ved å veie prøvene, for så å la dem ligge i et kar med vaskevann (destillert vann med riktig ionestyrke). Etter 24 timer i vaskevannet ble prøvene veid på nytt. Hvis vektøkningen var på mer enn 0,5 g, skulle prøvene anses som ikke 100 % væskefylt. Som det kommer fram i underkapittel 6.2, ble prøvene funnet til ikke å være 100 % væskefylte. Prøvene ble derfor klargjort for videre analyse ved å bli rensset med toluen/metanol, for så å bli tørket 24 timer i et varmeskap på 80 °C.

5.5.2 Måling av porevolum og porøsitet

De tørkede kjerneprøvene ble veid og målt på nytt. På grunn av at prøvene er noe irregulære i formen, ble geometriske mål av prøvene tatt på flere steder. Prøvene ble deretter montert i kjerneholderen med et pålagt omslutningstrykk på 25 bar. Vann ble brukt som omslutningsvæske. Kjerneholderne ble deretter trykktestet for lekkasje. Vakuumering av luft ble gjort med vakuumpumpen til trykket var under ca. 1 mbar. For å mette prøvene med SFW ble det brukt to metoder:

1. Metning med byrette⁷: En byrette fylt med et kjent volum SFW ble koblet til kjerneholderen. Inngangsventilen til kjerneprøven ble så åpnet, slik at SFW fritt kunne strømme inn på kjerneprøven. For å unngå avdamping av væske ble det etter ca. 1 time lagt plastfolie på toppen av byretten. Nivået av væskesøylen i byretten ble avlest etter ca. 24 timer.
2. Metning med pumpe⁸: En pumpe med SFW ble koblet til kjerneholderen, og satt til å levere et konstant trykk på 5 bar. Da trykket inn mot kjerneholderen var stabilt på 5 bar, ble inngangsventilen inn mot kjerneprøven åpnet. Pumpen begynte å injisere SFW inn på kjerneprøven for å opprettholde det konstante trykket på 5 bar. Etter ca. 24 timer ble kumulativt injisert volum fra pumpen avlest.

⁷ Metoden ble brukt på Th 1, Th 2 og Th 3.

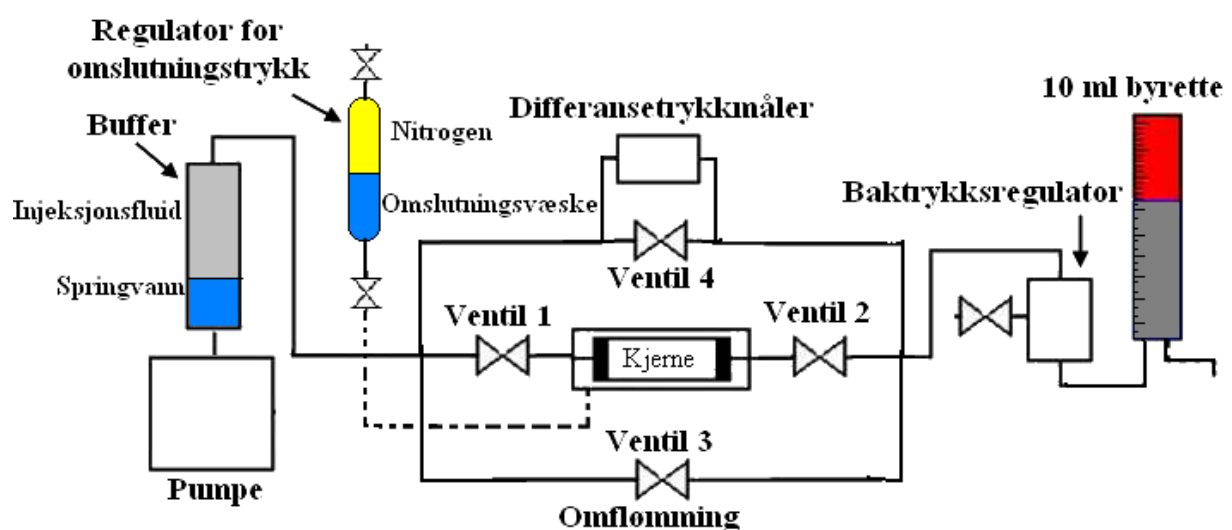
⁸ Metoden ble brukt på Th 4 og Th 5.

Porevolumet (V_p) ble så beregnet som avlest volum SFW minus dødvolumet fra endestykkene. Bulkvolumet (V_b) ble beregnet etter de geometriske målene. Den effektive porøsiteten (ϕ) ble så beregnet etter formelen gitt i ligning 2-1.

Etter metning av kjerneprøvene, ble det flømmet ca. 30 ml SFW gjennom kjerneprøvene. Under flømmingen var det koblet på en baktrykksregulator på 7 bar ved utgangen fra kjerneholderen. Flømming mot et baktrykk vil sørge for at eventuell luft som skulle være igjen, vil bli komprimert, og da lett kan strømme ut av kjerneprøven under flømmingen. Kjerneholderen med kjerneprøven ble veid før og etter metning av SFW, slik at porøsiteten også kunne beregnes etter materialbalanseprinsippet.

5.5.3 Oppsett for flømming

For alle kjerneflømmingene ble et grunnleggende oppsett benyttet. Skisse av oppsettet er vist i figur 5-15.



Figur 5-15: Skisse av oppsettet som ligger til grunn for flømming på kjerneprøver.

I oppsettet blir vann ført fra pumpen og inn i sylindestempelet (buffer) hvor injeksjonsfluidet er lagret. Et stempel i bufferen holder de to fluidene adskilt, og fortrenger injeksjonsfluidet videre inn mot kjerneprøven som er i horisontal posisjon. Over kjerneprøven er det koblet inn en differansetrykkmåler som er tilkoblet en PC. Det er også koblet inn et rør, slik at injisert fluid skal kunne strømme utenom kjernen (omflømming). Omflømming blir benyttet når injeksjonsfluidet i systemet skal byttes ut, og ved rate-

endring. På baksiden av kjerneprøven er det lagt til en baktryksregulator og en byrette for oppsamling av produksjonsfluidet. Byretten vil enten stå oppreist eller på hodet alt etter tetthetsforholdet til injeksjons- og produksjonsfluidet. Logging av produksjonsnivå ble gjort med to kameraer som bildedokumenterte bunn- og toppnivå på væskesøylen til produksjonsvæsken. Ved lave produksjonsrater effektiviserte denne teknikken arbeidet betraktelig, fordi det da ikke var nødvendig å være til stede under flømmingen. For å holde omslutningstrykket konstant, ble det koblet til en regulator til omslutningsporten på kjerneholderne. Dette ble gjort ved å ha en beholder (regulator) som var fylt opp med 50 % omslutningsvæske og 50 % nitrogen. Trykket i beholderen ble pumpet opp til å være likt med omslutningstrykket (25 bar). Siden nitrogen er svært kompressibelt, vil en eventuell temperaturforandring ha liten påvirkning på omslutningstrykket, og trykket holdes konstant.

All kjerneflømming gjøres ved USS (eng. unsteady state) flømming. Utgangspunktet for injeksjonsraten er alltid 0,1 ml/min. ved begynnelsen av alle flømminger. Når produksjonsraten og forandringen i differensialtrykket er null, blir raten økt. Den siste raten som det blir flømmet med, vil være en rate som gir et differensialtrykk på ca. 4,5 bar. Da oppnås det en referansetilstand som refererer til et konstant kapillartrykk som er likt for alle kjerneprøvene. Tid 0 for trykkdata ble satt etter injeksjon av et væskevolum tilsvarende dødvolumet for endestykket inn til kjerneprøven. Tid 0 for produksjonsdata ble satt etter injeksjon av et væskevolum tilsvarende dødvolumet for begge endestykkene pluss volumet for røret fra kjerneholderen fram til byretten.

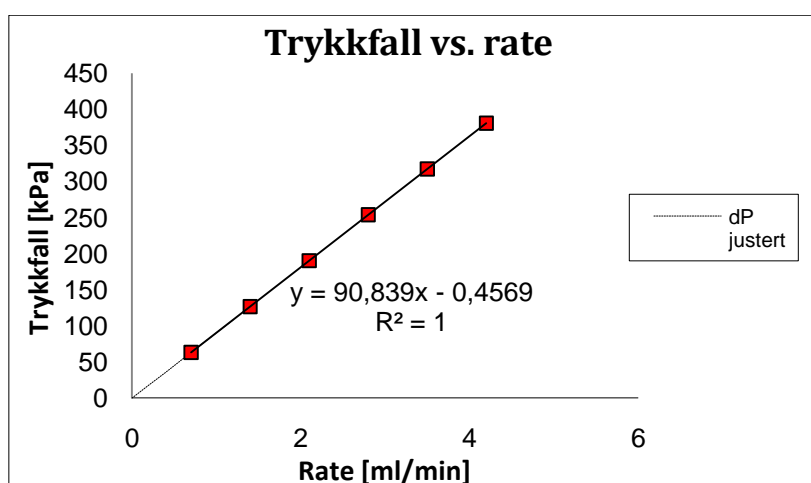
5.5.4 Måling av absolutt permeabilitet

Oppsettet for måling av absolutt permeabilitet (K) er som beskrevet i avsnitt 5.5.3, men uten oppsamlingsbyrette. Absolutt permeabilitet ble funnet ved injeksjon av SFW gjort i tre serier, der hver serie er satt sammen av fem forskjellige rater. Ratene ble valgt slik at logget trykkfall lå mellom ca. 0,5 og 4,5 bar. Når trykkdifferansen for hver rate var konstant, ble trykket logget i 3 minutter. Ved å plote trykkfallet mot rate, vil vi ha et stigningstall på grafen som utgjør $\frac{\Delta P}{\Delta Q}$. Absolutt permeabilitet ble funnet ved å sette stigningstallet inn i Darcys lov gitt i ligning 2-3, og omskrevet med hensyn på K , ligning 5-3.

$$K = \frac{L \cdot \mu_w}{A \cdot \left(\frac{\Delta P}{\Delta Q}\right)}$$

Ligning 5-3

Absolutt permeabilitet beregnet med funnet stigningstall $\left(\frac{\Delta P}{\Delta Q}\right)$, vil være sikrere enn å beregne K ut i fra ett eneste målepunkt. Man vil da kunne oppdage eventuelle målefeil, samt at problem med forskyvning av nullpunktet på differansetrykkmåleren ikke vil ha påvirkningskraft så lenge den er konstant under hele målingen. Figur 5-16 viser den lineære sammenhengen mellom trykk og rate for en serie på kjerne Th 5. Man ser at linjen er rett, noe som tilsier at måleresultatet er tilfredsstillende. Den ekstrapolerte linjen ser også ut til å treffe i origo. Dette tyder på at det er liten forskyvning fra nullpunktet for differansetrykkmåleren.



Figur 5-16, viser det lineære forholdet mellom rate og trykkfall over kjerneprøven Th 5. Ligningen viser stigningstallet og skjæringspunktet med y-aksen for trendlinjen til målepunktene. Det kommer fram av ligningen at nullpunktet i differansetrykkmåleren er forskjøvet med ca. $-0,46$ kPa.

5.5.5 Drenering

Primærdrenering av SFW ble gjennomført ved å injisere Marcol 52 ved konstant rate. Flømningen ble gjennomført med oppsettet gjennomgått i avsnitt 5.5.3, men hvor byretten var snudd i forhold til det som ble vist i figur 5-15. På grunn av tetthetsforskjell mellom olje og vann, vil vann samles i bunnen av byretten og oljen flømme videre til oppsamlingsbegeret. Marcol 52 ble flømmet med konstant rate 0,1 ml/min. helt til forandringen i trykkfallet over kjernen og forandringen i produksjonsraten var tilnærmet lik

0. Injeksjonsraten ble da økt i flere steg for å øke den viskøse kraften. Når et trykkfall på ca. 4,5 bar var oppnådd, ble flømmingsretningen snudd for å ta hensyn til eventuelle endeeffekter. Det ble da kun flømmet med en rate som ga trykkfall på ca. 4,5 bar. Avslutningsvis for dreneringsprosessen, ble Marcol 52 byttet ut ved å injisere ca 2-3 PV med råolje. Vannmetningen som så ble oppnådd, ble oppgitt som initiell vannmetning (S_{iw}). Den effektive oljepermeabiliteten til Marcol 52 og råolje, ble målt når produksjonsraten av vann var lik 0 ml/min. Endepunktspermeabilitet ble målt etter samme prosedyre som ble gjennomgått i avsnitt 5.5.4. Trykkprofilen for drenering ble korrigert for forskyvning av nullpunktet i trykkdifferansemåleren. Før hver rate-endring/utbytting av injeksjonsfluid, ble det flømmet med høy rate gjennom omflømmingen. Dette ble gjort for å sikre at en produksjon som kunne ha hopet seg opp i baktrykksregulatoren, ble notert som produksjon for riktig rate/injeksjonsfluid. En eventuell økning av produksjonen ble glattet ut i produksjonsprofilen.

Problemer under drenering

Etter at Marcol 52 var byttet ut med ca. 2-3 PV råolje, ble det gjort forsøk på å måle den effektive permeabiliteten til råolje når vannmetningen var ved S_{iw} . Problemet som oppsto var at trykkfallet over kjerneprøven aldri forble stabilt, men hele tiden hadde en stigende tendens. Dette var svært tydelig for de høye ratene, og mindre tydelig for lavere rate. Likevel gjaldt dette for både høye og lave rater. En mulig årsak kunne være at det hadde samlet seg luft i røret og differansetrykkmåleren. For å få bukt med eventuell luft i systemet, ble Marcol 52 i oppsettet byttet ut. Dette ga likevel ingen bedring av trykkfallet. Dette styrket mistanken om at det kunne være partikler eller voks i råoljen som ga plugging i porenettverket, og derav et økende trykkfall. Som tidligere nevnt ble det før drenering av råoljen, etablert kontakt med en laboratorietekniker i Shell. Han kunne ikke bekrefte om råoljen var filtrert, men han kunne informere om at råoljen i utgangspunktet skulle være fattig på partikler og voks. Dette var årsaken til at råoljen ikke ble filtrert før drenering. Plugging av partikler og voks skjer ved at porehalsene er for trange til at partikler eller voks fritt kan avansere gjennom. Siden lav permeabilitet er synonymt med trange porehals, er det sannsynlig at det kan ha oppstått plugging i porehalsene. For forsøket sin del var konsekvensen av plugging med partikler langt høyere enn for voks, fordi voks lett kan løses opp ved å øke

temperaturen, mens andre mer ekstreme tiltak må til for å løse opp partikler som plugging porehalsar. Plugging med partikler kan komme til å forsinke framgangen i forsøkene betraktelig. For å undersøke om det kunne være partikler eller voks som forårsaket plugging, ble det utført en filtertest. Råoljen ble flømmet gjennom et Swagelok in-line filter med en porestørrelse på 0,5 μm . Trykkfallet begynte da raskt og stige akkurat som på flømningen gjennom kjerneprøvene. Filteret ble så varmet opp til 70 °C, noe som resulterte i at trykkfallet falt fra over 5 bar til å bli stabil på 0,5 bar. Dette indikerte at det i hovedsak var voks og ikke partikler som forårsaket plugging i porennettverket. For å løse problemet med voks i råoljen ble to metoder vurdert:

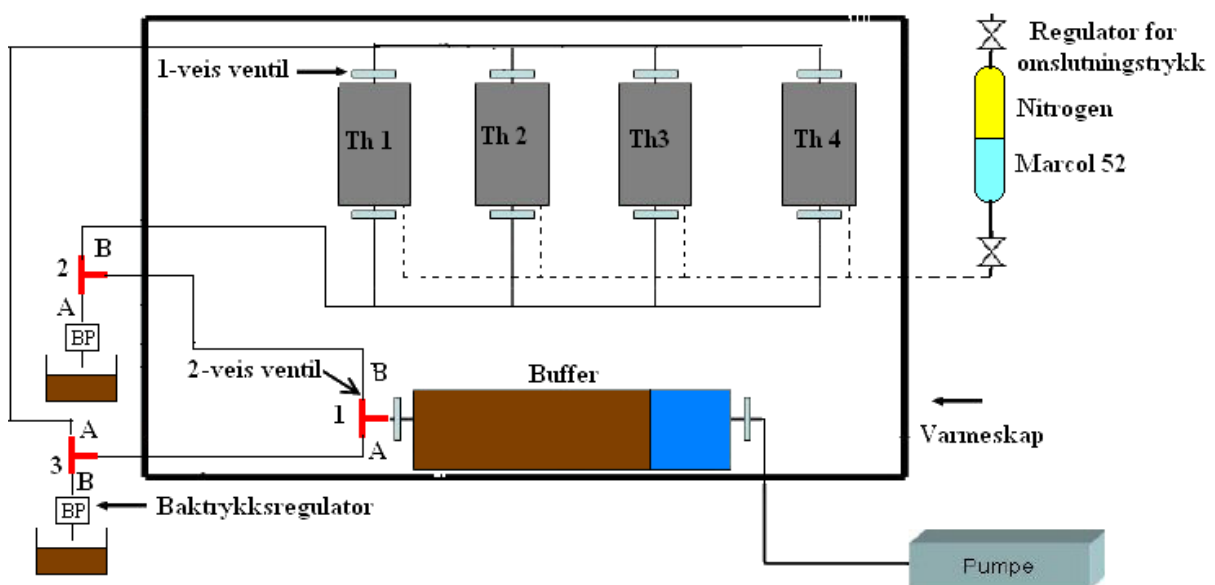
1. Råoljen filtreres gjennom filtersystemet som beskrevet i avsnitt 5.2.2. Voksrik råolje som befinner seg i kjerneprøvene byttes så ut med den filtrerte råoljen. Dette må gjøres i et varmeskap, slik at voksen i råoljen inni kjerneprøven løses opp.
2. Forsøket forsetter som tidligere, men alt eksperimentelt arbeid må gjøres i varmeskap.

En felles konsekvens av begge metodene er at viskositeten til råoljen blir forandret. For metode 1 må det derfor gjøres ny måling av råoljeviskositeten. For metode 2 må viskositeten til råoljen måles i lik temperatur som i varmeskapet. Metode 1 vil kun ha konsekvenser for råoljen, mens metode 2 også vil ha betydning for andre fluider som er tatt i bruk. Valget falt til slutt på metode 1. Ingen av metodene framsto som mer ideell enn den andre, annet enn at eksperimentelt arbeid gjort i høy temperatur, kan være problemfylt. Gjennomføringen av metode 1 ble gjort etter at kjerneprøvene var eldet, fordi det er en viss fare for at de tunge polare komponentene i råoljen vil kunne bli filtrert ut under filtrering. Med bakgrunn i teorien gitt i underkapittel 3.1, kan det fastslås at fukt blir påvirket av de tunge polare komponentene i råoljen. En reduksjon av de polare komponentene vil derfor kunne være uheldig for eldingsprosessen.

5.5.6 Elding

For å oppnå lignende fuktegenskaper som kjerneprøvene hadde i reservoaret, ble steinene eldet etter følgende prosedyre:

1. Omslutningsvæske ble byttet fra vann til Marcol 52. Dette ble gjort for at konsekvensen av en eventuell lekkasje inn på prøven ikke skulle få stor betydning. Hadde det derimot lekket vann inn på prøvene, ville ikke vannmetningen lenger vært ved S_{iw} .
2. Oppsettet for elding med varmeskap, pumpe, buffer, kjerneprøvene, baktrykksregulator og regulator for omslutningstrykket, er vist i figur 5-17. Systemet er satt opp slik at det kan flømmes i begge retningene på kjerneprøvene, uten at rør trengs å skrus av og på.
3. Temperaturen i varmeskapet ble satt til 80 °C. Det er viktig at alle ventilene er åpne under oppvarmingen, slik at fluidene fritt kan ekspandere når trykket er høyere enn i baktrykksregulatoren. Trykket på baktrykksregulatoren ble satt til å være 15 bar. Omslutningsvæsken vil fritt kunne ekspandere pga. regulatoren for omslutningstrykket.
4. For å være sikker på at all Marcol 52 var drenert ut av kjerneprøvene, ble enda 2 PV råolje injisert.
5. Etter elding i 7 dager ble råoljen byttet ut med "frisk" råolje. Dette ble gjentatt etter nye 7 dager, men nå ble flømmingsretningen reversert.
6. Etter ytterligere 7 dager ble råoljen byttet ut med filtrert råolje. Eldingsprosessen ble så avsluttet. For å unngå undertrykk i systemet under avkjøling, ble ventiler åpnet og inngangen til bufferen lagt i et vannbad.



Figur 5-17: Oppsett for elding. Ved å benytte 2-veis ventiler, kan utbytting av råolje gjøres nedenifra og ovenifra.

Problemer under elding

Etter en uke med elding skulle etter planen råoljen byttes ut med "fersk" olje. Da dette ble gjort på kjerneprøven Th 4, ble det oppdaget at omslutningstrykket begynte å falle og omslutningsvæsken Marcol 52 trakk inn i kjerneprøven. Kjerneholderen ble demontert og det ble klart at sleeveen hadde sprukket. Sleeveen ble så byttet ut, og kjerneholderen montert og plassert i varmeskapet. Kjerneprøven ble så flømmet med 2 PV med råolje, slik at gammel råolje og Marcol 52 på prøven ble drenert ut.

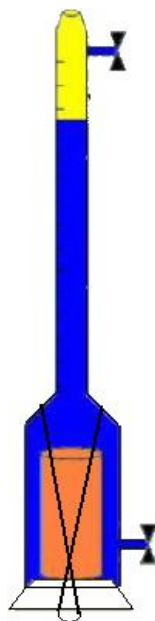
Etter enda 7 dager skulle råoljen på nytt byttes ut med "fersk" råolje. Tilfellet over gjentok seg så på nytt, og tilsvarende tiltak måtte gjøres. Denne gangen ble det forsøkt å finne grunnen til at sleeveen sprekker på akkurat Th 4. Den mest sannsynlige årsaken er at kjerneprøven Th 4 har en ganske så kraftig skade ved den ene enden, noe som er vist i figur 5-1. Dette kraftige kuttet i kjerneprøven, gjør at et omslutningstrykk på 25 bar er nok til at omslutningsvæsken kan skjære seg gjennom en gummisleeve som er varmet opp til 80 °C.

Det ble likevel vedtatt at ingen nye utbedringer skulle foretas, og at eldingen skulle fortsette som før. Etter at eldingsprosessen ble avsluttet, ble det kontrollert om sleeveen hadde sprukket, noe den ikke hadde gjort. Det ble likevel bestemt at under tvungen imbibisjon skulle omslutningstrykket for Th 4 senkes til 15 bar, siden en lekkasje under tvungen imbibisjon vil ha langt større konsekvenser enn under elding. Det ble også bestemt at Th 3 og Th 4 som begge skulle gjennom spontan imbibisjon, skulle få vann som omslutningsvæske under tvungen imbibisjon. En eventuell lekkasje ville da ikke påvirke oljevolumet, men kun påvirke volumet og sammensetningen av injisert fluid.

5.5.7 Spontan imbibisjon

Måling av spontan imbibisjon ble som nevnt, utført på kjerneprøvene Th 3 og Th 4. Spontan imbibisjon for Th 3 skulle gjøres med 1 wt % APG og med SFW på Th 4. Følgende metode ble brukt for spontan imbibisjon:

1. Kjerneholderne ble først demontert. Før veiing ble kjerneprøven rullet i papir slik at olje på overflaten ble tørket bort.
2. Kjerneprøvene ble så lagt i Amott-celler (figur 5-18) som var fylt med det fortregende fluidet.
3. Amott-cellene ble plassert med målesylinderen opp, slik at oljen som hadde lavest tetthet ville kunne stige opp i sylinderen og avleses. Logg av produksjonen ble gjort med kamera som bildelogget toppen og bunnen av oljesøylen.
4. Prosessen ble avsluttet når det ikke var blitt registrert produksjon på 7 dager.



Figur 5-18: Skisse av oppsettet med Amott-celle. Kjerneprøven ligger i bunnen med det fortregende fluidet. På grunn av tettheten til olje er lavest, vil fortregt olje flyte til toppen av Amott-cellen. Glassproppen i bunnen av cellen ble smurt med vakuumgris og holdt fast av to gummistrikker.

Etter to dager uten produksjon, ble kameraet som logget væskesøylen satt til å ta bilder av toppflaten på kjerneprøvene. Dette ble gjort for å dokumentere om det var bevegelse av oljedråper fra kjerneprøvene.

Etter 7 dager uten produksjon, ble det bestemt at det fortregende fluidet i Th 3 skulle byttes ut med 10 wt % APG. Prosessen over ble derfor repetert for Th 3.

Etter 7 nye dager uten produksjon, ble det så bestemt at 10 wt % APG skulle byttes ut med 10 wt % NOV.

Etter enda 7 dager uten produksjon ble både Th 3 og Th 4 plassert i et varmeskap på 40 °C, for å se om økningen av temperaturen kunne aktivere spontan imbibisjon. Under oppvarming av Amott-cellene og kjerneprøvene, ble ventilen i toppen holdt åpen slik at trykket inni Amott-cellen ikke skulle stige. Etter 24 timer i varmeskap var det noe produksjon av olje, og flere små oljedråper hadde dannet seg på toppen av kjerneprøvene. Dette ga optimistiske forhåpninger om at spontan imbibisjon kunne la seg gjøre. Dråpene på toppen av kjerneprøvene ble som tidligere logget med kamera. Likevel, etter 7 nye dager hadde det fortsatt ikke oppstått noen synlig produksjon av olje. De små oljedråpene på toppen av kjerneprøvene var enten blitt værende på overflaten, eller hadde steget opp i målesylinderen, men uten at økt produksjon kunne avleses. Høyst sannsynlig har den økte produksjonen og mobile oljedråper, vært et resultat av at olje har ekspandert under oppvarmingen. Etter oppvarmingen har så tilveksten av oljedråper på overflaten av kjerneprøven uteblitt.

5.5.8 Tvungen imbibisjon

Tvungen imbibisjon av råolje ble gjennomført ved å injisere fluidet etter planen oppgitt i avsnitt 5.3.2. Flømmingen ble gjennomført etter oppsettet gjennomgått i avsnitt 5.5.3, og hvor byretten var rettet med bunnen opp (som vist i figur 5-15). På grunn av tetthetsforskjellen mellom olje og vann, vil olje samles i toppen av byretten og injeksjonsfluidet vil flømme videre til oppsamlingsbegeret. Alle injeksjonsfluidene ble flømmet med konstant rate 0,1 ml/min., helt til forandringen i trykkfallet over kjernen og forandringen i produksjonsraten var tilnærmet lik 0. Injeksjonsraten ble da økt i flere steg for å øke den viskøse kraften.

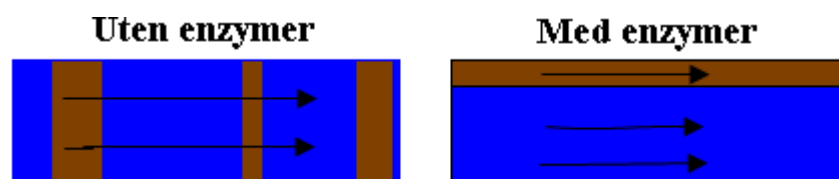
Oljemetningen som ble oppnådd etter gjennomført flømming for hvert fluid/ hver fluidløsning, ble oppgitt som residuell oljemetning for fluidet ($S_{or,fluid}$). Før injeksjonen av et fluid ble avsluttet, ble endepunktspermeabiliteten til fluidet målt. Endepunktspermeabiliteten ble målt etter samme prosedyre som den som ble gjennomgått i avsnitt 5.5.4. Trykkprofilen for tvungen imbibisjon ble korrigert for forskyvning av nullpunktet i trykkdifferansemåleren. Før hver utbytting av injeksjonsfluid, ble det flømmet

med høy rate gjennom omflømmingen. Dette ble gjort av samme årsak som under drenering, nemlig at produksjonen som kunne ha hopet seg opp i baktrykksregulatoren, ble notert som produksjon av riktig injeksjonsfluid.

Problemer under tvungen imbibisjon

For noen av kjerneprøvene var kumulativt produsert olje mer enn 10 ml. Siden målet i byretten er 10 ml, måtte oljen i byretten suges ut med en sprøyte. Dette ble gjort ved å presse sprøytespissen gjennom gummiproppen på byretten, for deretter å suge oljen ut av byretten. Avviket i byretten ble så notert. For kontroll ble oljen i sprøyten tatt vare på, og gjenforent med den totale kumulative produksjonen etter endt flømming.

For flømming med fluidløsninger som inneholdt enzymer, hadde injisert fluid og olje en tendens til å flømme om hverandre i produksjonsrøret. Vanligvis, for både drenering og tvungen imbibisjon, har injisert og produsert fluid strømmet i tur og orden i produksjonsrøret. Illustrasjonen i de to nevnte tilfellene, er vist i figur 5-19. Problemet når fluidene flømmer om hverandre, er at i det produksjonsrøret bøyer seg i en antyklinal, så legger oljen seg i toppen av antyklinalen, mens injeksjonsfluidet strømmer videre. Dette gjør at det blir en forsinkelse i målt produksjon. Problemet oppsto kun når produksjonsraten var lav eller nærmere null. Olje som hadde hopet seg opp i rørene ble drenert ut da det ble flømmet gjennom omflømmingen.



Figur 5-19: Skissen illustrerer den observerte forskjellen i produksjonsrøret når det ble flømmet med og uten enzymer. Til venstre vises det hvordan olje og injisert fluid strømmer i tur og orden, mens i skissen til høyre strømmer olje og injisert fluid om hverandre. I tilfellet til høyre legger også oljen seg i "toppen" av røret pga. lavere tetthet enn i injisert fluid. Pilene er ment å skulle vise en mulig flømmingsretning.

For flømming på Th 1, ble konsekvensen enda større, av det illustrert problemet i figur 5-19. Leddet som kobler sammen rørene fra kjerneholderen, differansetrykkmåleren og byretten, var koblet slik at røret videre til differansetrykkmåleren pekte loddrett opp, mens røret

videre til byretten var horisontalt, for så å bøyes ned. Etter oppstart av tvungen imbibisjon, førte dette til at oljen begynte å trekke oppover mot differansetrykkmåleren, istedenfor å ha retning mot byretten. Så snart dette ble oppdaget, ble rørene orientert slik at røret mot byretten sto loddrett opp. Dette var nok til at oljen nå flømmede mot byretten. Konsekvensen av dette er likevel ikke katastrofal. Ved å kjenne den indre diameteren til røret og lengden av oljesøylen, kan volumet av olje som har trukket opp mot differansetrykkmåleren, beregnes. Siden hendelsen skjedde lenge før gjennombruddet for det injiserte fluidet, var det mulig å gjøre korrelasjon for produksjonsforsinkelsen. Selv om hendelsen er uheldig, så er den også en interessant observasjon i forhold til hvilken effekt enzymer kan ha.

En annen observasjon var at etter polymerflømningen og surfaktantflømningen, hadde fargen på injeksjonsfluidet blitt langt brunere. Dette var spesielt lett å se på polymerløsningen, siden den er fargeløs i utgangspunktet.

Under flømning med polymerer inntraff det et tilsvarende problem som ble oppdaget under flømning med ufiltrert råolje, nemlig at trykkfallet over kjerneprøven aldri endte opp med å bli stabilt. Selv om trykkfallet økte sakte, kunne man på dataloggen se at over tid hadde trykkfallet steget urealistisk mye. Mulig årsak til dette var, som det vil bli forklart i underkapittel 6.1, retensjon av polymermolekyler og derav plugging av porehalser. Polymerløsningen hadde i forkant av flømningen blitt grovfiltrert gjennom et 10,0 µm filterpapir. Dette ble gjort for å fjerne synlige uløste polymerpartikler i løsningen. Årsaken til at det ikke ble valgt et finere filterpapir, er at finfiltrering av polymerløsninger vil kunne redusere viskositeten på løsningen pga. høy skjærkraft og/eller retensjon av polymermolekyler. Uheldigvis ble hendelsen oppdaget først etter at Th 1, Th 2 og Th 3 hadde vært gjennom polymerflømning. Det må derfor settes spørsmålsteget ved målt endepunktspermeabilitet for polymerflømning og surfaktantflømning for disse tre kjerneprøvene. Det ble bestemt at i videre flømning skulle surfaktantflømning gjøres før polymerflømning. Det ble også bestemt at polymerløsningen HPAM_{NOV} skulle filtreres på samme måte som for råolje (beskrevet i avsnitt 5.2.2). Etter filtreringen ble viskositeten til polymerløsningen målt på nytt.

5.6 Målefeil og feilgrenser i måledata

Alle eksperimentelle data vil ha visse feilgrenser. Feilgrenser i dataene kan skyldes unøyaktige instrumenter, avlesninger som gjøres manuelt eller hendelser i tilknytning til gjennomføringen av eksperimenter. Unøyaktige instrumenter er som regel ikke noe stort problem, og avviket kan vanligvis tallfestes. Når det gjelder manuelle avlesninger, blir unøyaktigheten ofte høyere og verdiene må som regel estimeres. Avvik i tilknytning til hendelser i sammenheng med gjennomføringen av eksperimenter, kan være svært vanskelig å tallfeste. Eksempler på slike hendelser kan være mikroemulsjon, oppdagede/uoppdagede lekkasjer o.s.v. Blir konsekvensen av en hendelse stor og estimeringen av avviket vanskelig, kan det være at forsøket må gjøres på nytt for å få troverdige data. Det er derfor viktig å være observant på slike hendelser under forsøk, og dokumentere eventuelle hendelser grundig. Dette underkapittelet vil ta for seg de ulike feilkildene i de eksperimentelle prosedyrene som er anvendt i oppgaven, samt oppsummere feilgrenser i måledata som oppstår på grunn av feilkildene.

5.6.1 Feilforplantning

For å kunne beregne hvor stor påvirkning en unøyaktighet vil ha på sluttresultatet, blir det regnet med feilforplantning. Unøyaktigheten i hvert parameter får ulik betydning for sluttresultatet. For subtraksjon og addisjon vil unøyaktigheten bli vektet likt uavhengig av absoluttverdien. For divisjon og multiplikasjon vil absoluttverdien til parameteren avgjøre hvor mye unøyaktigheten i parameteren vil påvirke sluttresultatet. Hvis den søkte verdien R er en funksjon av flere parvis ukorrelerte variabler x, y, z, \dots vil standardavviket for \bar{R} være gitt ved:

$$s_{\bar{R}} = \sqrt{\left(\frac{\partial R}{\partial x} s_{\bar{x}}\right)^2 + \left(\frac{\partial R}{\partial y} s_{\bar{y}}\right)^2 + \left(\frac{\partial R}{\partial z} s_{\bar{z}}\right)^2 + \dots} \quad \text{Ligning 5-4}$$

For subtraksjon og addisjon vil ligning 5-4 ta formen:

$$s_{\bar{R}} = \sqrt{(s_{\bar{x}})^2 + (s_{\bar{y}})^2 + (s_{\bar{z}})^2 + \dots} \quad \text{Ligning 5-5}$$

Kan R skrives som et produkt av variablene x, y, z, \dots , f.eks. $R = \frac{x^a \cdot y^b}{z^c}$ vil ligning 5-4 bli som følger:

$$\frac{s_{\bar{R}}}{\bar{R}} = \sqrt{\left(a \frac{s_{\bar{x}}}{\bar{x}}\right)^2 + \left(b \frac{s_{\bar{y}}}{\bar{y}}\right)^2 + \left(c \frac{s_{\bar{z}}}{\bar{z}}\right)^2 + \dots} \quad \text{Ligning 5-6}$$

der a, b og c er konstanter uten (eller neglisjerbar) unøyaktighet, og x, y og z fortsatt er parvis ukorrelerte variabler.

For repeterte måldata ble feilgrensen beregnet ved hjelp av standardavvik (s), som kan defineres som følger:

$$s = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2} \quad \text{Ligning 5-7}$$

der N målinger har gitt resultatet x_1, x_2, \dots, x_N .

Det er i bunn og grunn unødvendig å bruke mye tid og krefter på å perfeksjonere utregningene av feilgrense med alle parametre. Dersom en eller to parametre har en langt større unøyaktighet enn de andre, er det i de fleste tilfeller unødvendig å ta med alle parametrene i beregningen av den endelige feilgrensen til sluttresultatet.

5.6.2 Målefeil ved manuell avlesning

For måling av lengde, diameter og volum vil det være knyttet unøyaktighet til måleinstrumentet, måleprosedyrene og avlesningene.

Måling av lengde og diameter

Lengden og diameteren til kjerneprøvene ble målt med skyvelære. Skyvelæret har en oppgitt feilgrense på $\pm 0,007$ cm. Den største feilkilden vil imidlertid være i selve avlesningen og tilstanden til kjerneprøven. Som vist i figur 5-1 har kjerneprøvene skader av forskjellig grad. For å få best mulig mål av bulkvolumet, ble målinger av lengde og diameter som nevnt, gjort på flere steder på kjerneprøven. Standardavviket i måleserien ble så beregnet, og fra standardavvikene ble det estimert en fornuftig feilgrense for skyvelæret.

Feilgrensen for lengde og diameter har blitt estimert til å være $\pm 0,01$ cm. Dette gir en feilgrense for bulkvolumet på $\pm 0,6$ cm³.

Måling av dødvolum

I oppgaven er det to dødvolumer som må beregnes. Det ene er dødvolumet i endestykkene, mens det andre er dødvolumet i røret (og baktrykksregulatoren) fra kjerneholderen til byretten. Dødvolumet ble bestemt ved å pumpe vann inn i den ene enden av systemet, og stoppe pumpen i det den første dråpen ble synlig i andre enden. Den største feilkilden i måling av dødvolumet vil være å ikke stoppe pumpen i rett tid. Å stoppe pumpen for sent, vil gjøre at dødvolumet blir målt til å være større enn det egentlige dødvolumet er. Å stoppe pumpen for tidlig vil ha motsatt virkning, altså at dødvolumet blir målt til å være mindre enn det egentlige dødvolumet er. Målingen ble repetert 3 ganger for hvert dødvolum, og så ble standardavviket beregnet. For det totale dødvolumet i endestykkene, ble feilgrensen estimert til å være $\pm 0,005$ ml. Feilgrensen i dødvolumet i røret (og baktrykksregulatoren) ble estimert til å være $\pm 0,1$ ml.

Måling av porevolum

Feilkilder ved måling av porevolum vil hovedsakelig være luftmengden som er igjen i kjerneprøven etter vakuumering, og ved kompresjon i SFW ved 5 bar (kun for Th 4 og 5). Dette er feilkilder som er vanskelig å estimere, og feilkildene vil virke hver sin vei. For å undersøke om det kunne være mye luft i systemet, ble pumpetrykket doblet fra 5 til 10 bar, dette ble gjort på alle kjerneprøvene. Ut i fra den ideelle gassloven, skal volumet av gass da halveres. Tanken er at hvis det er mye luft i kjerneprøven, vil man observere en relativt stor økning i kumulativt injisert volum. I motsatt fall, vil det være liten forandring i det kumulativt injiserte volumet. Resultatet av å doble pumpetrykket var liten forandring i det kumulativt injiserte volumet, og tilnærmet lik mengde for alle kjerneprøvene. Vakuumeringen av luft har derfor trolig vært vellykket. Estimat av feilgrense i porevolum er satt til å være $\pm 0,1$ ml.

Manuelle volumavlesninger under fluidfortrengning

Her vil feilkilden være unøyaktigheten i byretten og Amott-cellene, men vil også være knyttet til unøyaktighet i avlesningene. For å kontrollere nøyaktigheten til byretten, ble byretten fylt med destillert vann opp til 10 ml-merket. Ved å kjenne tettheten til vannet, kan man med hjelp av en vekt finne det nøyaktige volumet i byretten. Det ble da også observert at avlesing av volumet ville bli mest nøyaktig på bunnen av menisken. Feilgrensen for volumavlesning er estimert til å være $\pm 0,05$ ml.

5.6.3 Feilgrense i eksperimentelle instrumenter

Graden av feilgrense knyttet til de eksperimentelle instrumentene, kan leses i de tilhørende manualene eller ut av standardavvikene i en måleserie. Tabell 5-3 oppsummerer feilgrensen til instrumentene i det eksperimentelle programmet.

Tabell 5-3: Unøyaktighet i instrumentene brukt i det eksperimentelle programmet.

Type måling:	Feilgrense (\pm)	Enhet
Surhetsgrad (pH)	0,1	pH
Fluidtetthet (ρ)	$4 \cdot 10^{-5}$	g/cm^3
Viskositet (μ)	5 %	
Grenseflatespenningen (σ)	0,05	mN/m
Injeksjonsrate (Q_{inj})	0,4 %	
Trykkfall (ΔP)	0,07 %	
UV-spektroskopi:		
Bølgelengde	0,1	nm
Fotometri/Absorbans	0,01	A

5.6.4 Feilgrense i beregnede parametre

Det eksperimentelle arbeidet innebærer at en rekke parametre må beregnes etter fullført eksperiment. De ulike parameterverdiene vil ha forskjellige feilkilder. I tabell 5-4 vises beregnet feilgrense for alle parametrene. Oppgitt feilgrense i tabellen, er hentet fra kjerneprøven med høyest feilgrense for det gitte parameter. Selv om feilgrensen kan være

noe lavere for de resterende kjerneprøvene, vil feilgrensen bli brukt for alle kjerneprøver. Forklaring av symbolbruken finnes i kapittel 6, der resultatene fra det eksperimentelle arbeidet blir presentert.

Tabell 5-4: Feilgrense for beregnete parametre.

Parameter:	Feilgrense (\pm)	Enhet⁹
Porøsitet (φ)	1,2	%
Absolutt permeabilitet (K)	5	%
$Ko(Sw)^{10}$, Marcol 52	10	%
$Ko(Siw)$, Marcol 52	5	%
$Ko(Siw)$, Råolje	12	%
$Kw(Sor)$, SWW	5	%
$Kw(Sor)$, APG	5	%
$Kw(Sor)$, NOV	5	%
Metning (Sw) for drenering	0,006	[frak.]
Metning (So) for spontan imbibisjon	0,009	[frak.]
Metning (So) for tvungen imbibisjon:		
Kjerneprøvene Th 1, Th 2 og Th 5	0,010	[frak.]
Kjerneprøvene Th 3 og Th 4	0,014	[frak.]

⁹ Feilgrense gitt i prosent, vil være prosentberegning av rapportert verdi.

¹⁰ Måling av oljepermeabilitet før rate-endring, er beregnet fra siste registrerte trykkfall.

6 Resultater og diskusjon om eksperimentelt arbeid

I det eksperimentelle arbeidet har det blitt utført eksperimenter på fem kalksteinkjerneplugger med en diameter på $1\frac{1}{2}$ ", samt utført eksperimentell analyse av utnyttede fluider. Eksperimentene er gjennomført som skildret i kapittel 5. I dette kapitlet vil resultatene fra laboratoriearbeidet bli presentert og diskutert. Feilgrensen vil bli presentert sammen med resultatet, der det er nødvendig. Hvis det ikke er det, vil feilgrensen være som framlagt i underkapittel 5.6.

6.1 Fysikalske målinger av fluidene

Fysikalske målinger av fluidene har blitt gjennomført som forklart i avsnitt 5.4.1. I dette underkapittelet vil resultatene for hver av målingene bli presentert og analysert.

Surhetsgrad

Surhetsgraden (pH) til SFW ble målt til å være $6,6 \pm 0,1$. Sammenlignet med pH-verdien oppgitt i komposisjonen og karakteristika for formasjonsvannet, er målt pH 0,3 høyere enn oppgitt i vedlegg A. Det er ikke oppgitt feilgrense for pH-verdien målt av Shell, eller temperaturen under målingen.

Fluidtetthet

Tettheten til fluidene som har blitt målt, er vist i tabell 6-1. Av tabellen framgår det at tettheten til SFW faller etter å ha blitt blandet ut til AOS, og deretter faller noe igjen ved tilsetning av NOV.

Tabell 6-1: Fluidtetthet for utvalgte fluider.

Fluidtetthet	
Fluid	ρ [g/cm ³]
SFW	1,11482
Råolje (filtrert)	0,82934
AOS (uten NOV)	1,10914
AOS _{NOV}	1,10394

Viskositet

Viskositeten til alle fluidene brukt i de eksperimentelle flømmingsforsøkene, er gitt i tabell 6-2. Av tabellen kommer det fram at viskositeten til råolje har blitt redusert etter filtrering. Dette var som beskrevet i avsnitt 5.5.8, forventet. For filtrering av HPAM_{NOV} kan det ikke fastslås at viskositeten til HPAM_{NOV} er blitt redusert etter filtrering. Grafene som ligger til grunn for analysen av viskositeten, kan studeres i vedlegg C.

Tabell 6-2: Viskositet for alle fluidene brukt i flømmingsforsøket.

Viskositet		
Fluid:	μ [g/cm ³]	\pm
SFW	1,36	0,07
Råolje	5,1	0,3
Råolje (filtrert)	4,4	0,2
NOV	1,40	0,07
APG	1,38	0,07
HPAM ¹¹	3,8	0,2
HPAM, Th 5 ¹²	3,6	0,2
HPAM _{APG}	3,7	0,2
HPAM _{NOV}	3,7	0,2
HPAM _{NOV} (filtrert)	3,6	0,2
HPAM _{NOV} , Th 5	3,6	0,2
AOS _{NOV}	1,47	0,07

¹¹ Viskositeten for alle polymerløsningene er oppgitt for en skjærhastighet på 100 [1/s]

¹² Ny løsning av polymerer ble laget for flømming på Th 5. Det er derfor tabulert med en egen løsning for Th 5. Alle polymerløsningene for Th 5 er blitt filtrert.

Grenseflatespenning

Grenseflatespenningen mellom surfaktantløsning og råolje, ble sammenlignet med grenseflatespenningen mellom SFW og råolje. For å undersøke virkningen av enzymer i surfaktantløsningen, ble det gjort målinger på surfaktantløsningen med og uten NOV. Grenseflatespenningen mellom fluidene ble målt både ved førstekontakt mellom fluidene, og ved likevekt. I vedlegg D kan grenseflatespenningen som funksjon av tid studeres for surfaktantløsningene. Resultatene av målingene av grenseflatespenninger, er gitt i tabell 6-3. Av tabellen framgår det at grenseflatespenningen mellom råolje og SFW blir redusert med en faktor på ca. 5 når surfaktanter tilsettes i SFW. Målingene viser også at grenseflatespenningen ved likevekt er lavere enn ved førstekontakt, men pga. feilgrensene i målingene, kan dette ikke fastslås. Tilsetning av NOV i surfaktantløsningen gir lavere grenseflatespenning ved førstekontakt, men høyere grenseflatespenning ved likevekt. Men også for tilfellet med og uten NOV i surfaktantløsningen, er feilgrensen større enn avviket.

Tabell 6-3: Grenseflatespenning mellom råolje og utvalgt fluid.

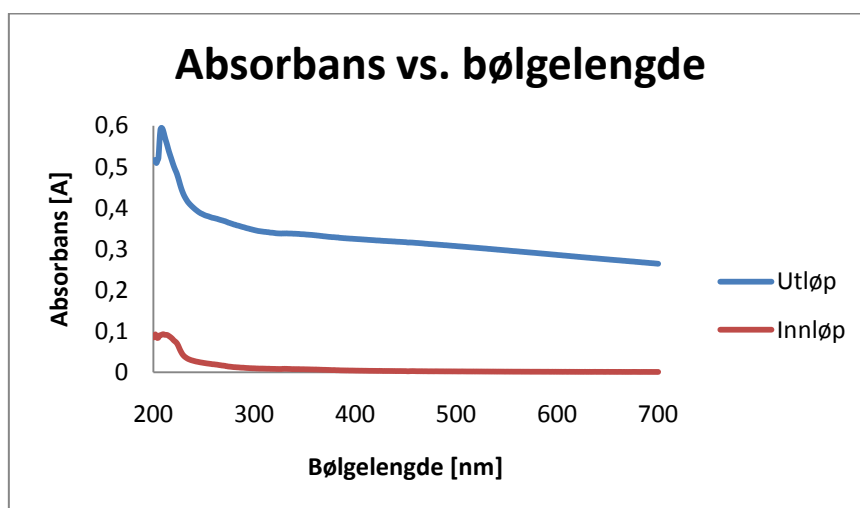
		Grenseflatespenning	
		Fluid:	σ [mN/m]
Førstekontakt	SFW	1,29	0,01
	AOS (uten NOV)	0,25	0,05
	AOS _{NOV}	0,23	0,01
Likevekt	SFW	1,27	0,01
	AOS (uten NOV)	0,19	0,02
	AOS _{NOV}	0,21	0,05

UV-spektroskopi

UV-spektroskopiundersøkelsen ble som tidligere beskrevet, gjennomført i den hensikt å studere mulige partikkelavsetninger fra kjerneprøvene. Partikler i væske vil føre til økt spredning av innsendt lys, altså økt absorpsjon. Oppsamling av injeksjonsfluid ble gjort på et tidspunkt hvor oljeproduksjonen var null, slik at emulsjon av olje i injeksjonsfluidet er lite

sannsynlig. UV-spektroskopi ble kun utført på utvalgte kjerneprøver. Figurene til alle UV-målingene er gitt i vedlegg E.

Figur 6-1 viser absorbans for SFW på kjerneprøven Th 4 før flømming (innløp) og etter flømming (utløp). Av grafen går det tydelig fram at absorbansen av lys gjennom SFW har økt ved "utløp" sammenlignet med ved "innløp". I gjennomsnitt er graden av absorbans 200 ganger større ved "utløp" enn for ved "innløp". Målingen vil ikke gi noe svar på hvor stor mengde av partikler, som er blitt avsatt under flømmingen, men kan være med på å verifisere at partikkelavsetning har skjedd. UV-spektroskopi gjennomført for flømming med SFW og HPAM (finfiltrert) på kjerneprøven Th 5, viser derimot ingen bemerkelseverdig forskjell i absorbans fra "innløp" til ved "utløp". Dette kan virke overraskende, men sammenlignes trykkfallet for tvungen imbibisjon med SFW på Th 4 og Th 5 (vedlegg G), kommer det fram at for tidspunktet da prøvene ble samlet, er trykkfallet langt mer stabilt for Th 5 enn for Th 4. Det er altså ingen grunn til å mistenke avsetning av partikler under flømmingen på Th 5, og av den grunn er det naturlig at absorbansen ved "innløp" og "utløp" skal være lik.



Figur 6-1: Absorbans som funksjon av bølgelengden til lyset, gjennomført for injeksjonsfluidet SFW på kjerneprøven Th 4. De to linjene viser absorbansen til SFW før flømming (innløp) og etter flømming (utløp).

Partikkelstørrelse

Måling av partikkelstørrelse ble gjennomført som oppfølging av analysen til UV-spektroskopi. Som forklart, var tanken at de største partiklene som befant seg i løsningen, var et resultat

av avsatte partikler fra kjerneprøven. Måling av partikkelstørrelse kontra UV-spektroskopi vil kunne gi svar på om målt absorbans av lys kommer som et resultat av partikler eller av andre årsaker, som blakking av løsningen. Målingene av partikkelstørrelsene i de utvalgte flømmingene, er gitt i tabell 6-4. Målingene gjort på SFW "innløp" og SFW "utløp" (Th 5) ga ingen resultater. At det ikke framkommer noen resultater, vil være en bekreftelse på at det ikke finnes noen partikler i løsningen. For SFW "utløp" (Th 4) viste den gjennomsnittlige diameteren til partiklene i løsningen seg å være 1631 nm, og vil være en bekreftelse på at det finnes partikler i løsningen. Så langt samsvarer resultatene med trykkprofilene og resultatene av UV-spektroskopi. Ser man derimot på resultatene fra målingene på HPAM, så er den gjennomsnittlige diameteren på partiklene i løsningene langt mindre enn den som ble funnet for SFW "utløp" (Th 4). Dessuten viste det seg at diameteren var mindre ved "utløp" enn ved "innløp". Årsaken til at den gjennomsnittlige partikkeldiameteren i HPAM var langt mindre enn i SFW "utløp" (Th 4), er at det i all hovedsak er polymerpartikler som utgjør partiklene i HPAM-løsningen. Molekylstørrelsen i HPAM er som nevnt ca. 0,3 µm, og av den grunn er det naturlig at målt gjennomsnittlig diameter på partiklene i løsningen også vil ha en tilsvarende størrelse. Målingene av partikler vil derfor ikke kunne bekrefte eller avkrefte resultatene funnet med UV-spektroskopi. At den gjennomsnittlige diameteren på polymerpartiklene er større ved "innløp" enn ved "utløp", kommer av at det trolig oppstår plugging i porennettverket når det flømmes med polymerer. Kjerneprøven vil derfor fungere som et filter der de største polymerpartiklene blir filtrert ut, slik at den gjennomsnittlige diameteren blir redusert. Tilfellet med plugging og filtrering av polymerløsningen vil bli nærmere diskutert i avsnitt 6.7.8.

Tabell 6-4: Gjennomsnittlig diameter på partiklene målt i utvalgte løsninger.

Flømming:	Gjennomsnittlig diameter [nm]
SFW innløp	-
SFW utløp, Th 5	-
SFW utløp, Th 4	1631
HPAM innløp, Th 5	245
HPAM utløp, Th 5	116

Konklusjonen så langt, er at det kan antas at det skjer en oppløsning av salter eller bergartsmateriale fra kjerneprøven, når trykkfallet har en varig synkende tendens under

flømming. For flømminger med stabilt trykkfall, vil det trolig være liten eller ingen grad av avsatte partikler fra kjerneprøven.

6.2 Tilstanden til kjerneprøvene

Som tidligere nevnt, var det usikkert om prøvene var ferske eller tørre da de ble mottatt fra laboratoriet til Shell. Det ble derfor bestemt at tilstanden til prøvene først skulle kontrolleres. I tabell 6-5 er vekten til kjerneprøvene gitt for før og etter at de ble lagt i vannbad, i tillegg er vekten på prøvene etter rensing og tørking gitt. Vektdifferansen mellom før og etter at kjerneprøvene hadde vært i vannbad, ble for alle kjerneprøvene høyere enn 0,5 g. For prøvene Th 3, 4 og 5 ble vektdifferansen for alle mindre enn 1 g, mens for Th 1 og 2 ble differansen nær 3 g. Årsaken til at vektdifferansen for noen av kjerneprøvene blir så forskjellige, kan skyldes forskjell i permeabilitet, porevolum, fukt og initielle metninger. Selv om vektdifferansen for kjerneprøvene før og etter vannbadet var varierende, ble det likevel bestemt at alle kjerneprøvene skulle anses som ikke 100 % væskefylt. Av tabell 6-5 kommer det også fram at differansen mellom "før vannbad" og "etter tørking" er over 10 g for alle kjerneprøvene utenom Th 1. Dette kan tyde på at væskemetningen i kjerneprøvene har vært relativt høy før rensing og tørking, men altså ikke nok til å kunne anses som ferske. Unntaket Th 1, hvor vekten før og etter tørk er lik, kan komme av at kjerneprøven har vært renset tidligere. Ved utpakkingen av de tilsendte kjerneprøvene, ble det observert at Th 1 var "lysere" og "renere" enn de andre kjerneprøvene, og den luktet mindre av hydrokarboner. Dette kan tyde på at Th 1 tidligere har blitt renset. At Th 1 hadde en lysere farge enn de andre kjerneprøvene, ble forsøkt dokumentert med bilder, men pga. dårlig lys ble dokumentasjonen ikke særlig vellykket. Bildene kan likevel studeres i vedlegg B.

Tabell 6-5: Vekten av kjerneprøvene i forskjellige tilstander. Den siste oppgitte vekten (vekt etter rensing/tørking) vil være gjeldende i videre kjerneanalyser.

Måletidspunkt / Differanse	Th 1 [g]	Th 2 [g]	Th 3 [g]	Th 4 [g]	Th 5 [g]
Vekt før vannbad	98,0	120,4	127,2	122,9	125,3
Vekt etter vannbad	102,4	123,0	127,9	123,8	126,2
Differanse	4,4	2,7	0,7	0,9	0,9
Vekt etter rensing/tørk	98,0	109,3	114,2	109,2	109,9
Differanse "etter tørk"- "før vannbad"	0,0	-11,0	-13,0	-13,7	-15,3

6.3 Porøsitet og absolutt permeabilitet

Målt/beregnet bulkvolum, porevolum, porøsitet og absolutt permeabilitet for hver kjerneprøve, er oppgitt i tabell 6-6. Tilsvarende målinger gjort ved laboratoriet til Shell, er gitt i tabellen som kontrolldata. Det har ikke blitt oppgitt hvordan målingene er blitt utført, annet enn at den absolutte permeabiliteten er funnet ved hjelp av gass og korrigert etter Klinkenberg-effekten¹³. Det er derfor ikke overraskende at datasettene er noe ulike, siden mikro-sprekker/porer vil kunne være tilgjengelige for gass og utilgjengelige for SFW. Feilgrensen knyttet til parametrene var heller ikke oppgitt.

Tabell 6-6: Målt/beregnet bulkvolum, porevolum, porøsitet og absolutt permeabilitet for alle kjerneprøvene, samt kontrolldata av målingene gjort i laboratoriet til Shell, og forholdet mellom målingene (denne masteroppgaven) og kontrolldata av målingene.

Måling/Beregning	Enhet	Th 1 ±	Th 2 ±	Th 3 ±	Th 4 ±	Th 5 ±
Bulkvolum (V_b)	ml	50,4 0,6	56,7 0,6	57,1 0,6	56,9 0,6	56,9 0,6
Porevolum (V_p), byrette	ml	13,6 0,1	15,5 0,1	13,9 0,1	- -	- -
Porevolum (V_p), pumpe	ml	- -	- -	- -	15,25 0,1	15,49 0,1
Porøsitet (φ)	[%]	27,0 0,3	27,3 0,3	24,4 0,3	26,8 0,3	27,2 0,3
Absolutt permeabilitet (K)	[mD]	10,2 0,5	4,2 0,2	4,8 0,2	5,3 0,3	6,2 0,3
Oppgitte data						
Porøsitet (φ)	[%]	28,1 -	28,6 -	25,8 -	28,4 -	27,9 -
Absolutt permeabilitet (K)	[mD]	11,4 -	5,0 -	5,4 -	5,4 -	5,2 -
Forhold i målingene						
Relativ forskjell i φ		1,04 -	1,05	1,06 -	1,06 -	1,03 -
Relativ forskjell i K		1,12 -	1,19	1,13 -	1,02 -	0,84 -

¹³ Prosedyre for korrigerings av permeabilitet målt med gass.

Porøsiteten i alle kjerneprøvene (utenom Th 3) er stort sett målt til å være ca. 27 %. Unntaket Th 3, har en porøsitet på like over 24 %. Absolutt permeabilitet for alle kjerneprøvene er funnet å være mellom 4,2-10,2 mD. Det gir at absolutt permeabilitet mellom kjerneprøvene varierer, noe som er typisk i et ikke-homogent reservoar. Kjernematerialet kan likevel grovt kategoriseres som lavpermeabelt, men med god porøsitet. Sammenligning av porøsitet og absolutt permeabilitet, målt i forbindelse med arbeidet med denne masteroppgaven i forhold til det som er målt av Shell, er at nesten alle parametrene i denne masteroppgaven, er målt til å være noe lavere. Dette er vist i forholdet mellom målingene, gitt i tabell 6-6. Et unntak er den absolutte permeabiliteten til Th 5, hvor permeabiliteten målt av Shell er lavere. Eksperimentelle forsøk på å finne ut hvorfor Th 5 skiller seg ut i forhold til de andre prøvene, har ikke blitt gjort. Det kan imidlertid legges til at rensingen av Th 5 ble gjort uavhengig av de andre kjerneprøvene. To hypotetiske påstander kan likevel nevnes:

1. Det er mistanke om at rensesprosessen på Th 5 har vært mer ekstrem enn for de andre kjerneprøvene, og derfor har oppløsning av bergartsmateriale eller oppløsning av utfelte saltkrystaller oppstått. Hvis det har oppstått partikkeloppløsning i Th 5 under rensing, så vil dette kunne gi utslag i form av høyere permeabilitet.
2. Første forsøket på å mette kjerneprøven Th 5 var mislykket, og måtte derfor gjøres på nytt. Da kjerneprøven ble tatt ut av sleeveen for å tørkes på nytt, ble det oppdaget at kjerneprøven hadde sprukket i den ene enden. Biten som var sprukket var ikke stor, men vil likevel kunne påvirke strømmingene gjennom kjerneprøven. En sprekk i en kjerneprøve kan typisk gi utslag i høyere permeabilitet. Billedokumentasjonen av oppstått sprekk i Th 5 kan studeres i vedlegg B.

Det bør bemerkes at dette kun er hypotetiske påstander, og siden målesettet fra Shell ikke er gitt med feilgrense, bør påstandene vurderes med en viss skepsis. Det kan også være at skepsisen bør rettes mot kjerneprøvene som ikke har noen økning i absolutt permeabilitet. Hvis det har oppstått partikkeloppløsning i Th 5, kan det tenkes at dette burde ha skjedd i alle kjerneprøvene. Det kan således like gjerne være kjerneprøvene Th 1, 2, 3 og 4 som ikke har gjennomgått en tilfredsstillende rensing. Det kan hende at ikke alle porene har kommet i kontakt med toluen/metanol under rensing. Hvis det var dette som var tilfelle, kan partikler

av væske ha blitt værende igjen i kjerneprøvene, og således gitt en reduksjon i den absolutte permeabiliteten i forhold til den absolutte permeabiliteten målt av Shell. Konklusjonen på diskusjonen, er at porøsitet og absolutt permeabilitet bør brukes med varsomhet, uavhengig av om det er Th 5 eller Th 1, 2, 3 og 4 som er mest korrekt eller mest misvisende.

6.4 Drenering

I tabell 6-7 er resultatene av drenering av SFW på de fem kjerneprøvene, blitt oppsummert. Alle kjerneprøvene har vært gjennom minst to ratenivåer. Gjeldende for alle er at oppstartsrate var 0,1 ml/min. Deretter skulle trykkfallet økes til det var ca. 4,5 bar. På grunn av varierende absolutt permeabilitet mellom kjerneprøvene, vil rateendring og antall ratenivåer være forskjellige. Data av dreneringsprosessene kan studeres grafisk i vedlegg F.

Resultatet i tabell 6-7 viser at det er visse forskjeller mellom kjerneprøvene. Først og fremst er det stor forskjell i vannmetningen etter oppstartsrate. Det er tydelig at de to kjerneprøvene med høyest absolutt permeabilitet (Th 1 og Th 5) har høyest vannmetning etter oppstartsrate, mens Th 2 som har lavest absolutt permeabilitet, har lavest vannmetning. Den klare sammenhengen mellom absolutt permeabilitet og vannmetning etter oppstartsrate, kommer av at trykkfallet vil være høyest for lavere permeabilitet og vice versa. Dette gjør at den viskøse kraften under oppstartsrate vil være størst for Th 2 og minst for Th 1. På slutten av dreneringsprosessen ble flømmingsretningen reversert, Marcol 52 ble byttet ut med råolje, dessuten ble det flømmet godt gjennom omflømmingen. Etter dette ble den totale vannproduksjonen målt og initiell vannmetning beregnet (S_{iw}). Beregnet S_{iw} varierte noe mellom de fem kjerneprøvene, men med tanke på feilgrensen på $\pm 0,006$, vil det være liten signifikant forskjell i sluttresultatet for alle kjerneprøvene utenom Th 1. S_{iw} for Th 1 er ca. 0,03 høyere enn for de andre kjerneprøvene. Dette gjør at S_{iw} til Th 1 selv med tanke på feilgrensen, vil være høyere enn for de andre kjerneprøvene.

Av de målte størrelsene gitt i tabell 6-6, er det hovedsaklig Th 1 som skiller seg ut ved en høyere absolutt permeabilitet. Hvis alle steinene hadde lik homogenitet, ville erfaringsvis en

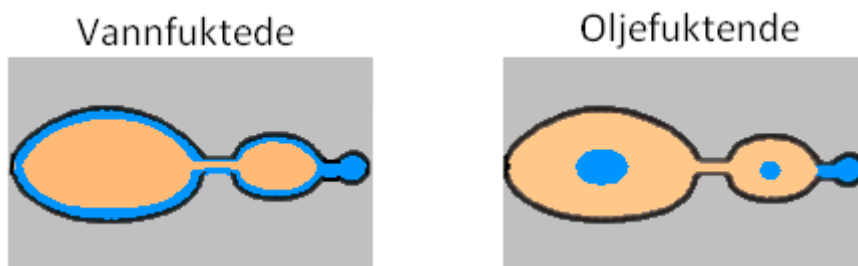
høyere absolutt permeabilitet gi lavere S_{iw} . En mulig årsak til at S_{iw} er høyere for Th 1 sammenlignet for de andre kjerneprøvene, kan ligge i homogeniteten til Th 1. Sprekker i en formasjon vil typisk ha noe høyere permeabilitet enn porenettverket. Dette kan føre til at alle porene i kjerneprøven ikke blir like tilgjengelige under flømming sammenlignet med kjerneprøver uten sprekker. Dette kan således være med på å forklare hvorfor kjerneprøven Th 1, har høyere absolutt permeabilitet i forhold til de resterende kjerneprøvene.

På grunn av feilgrensen ved målingene av porøsitet, kan det ikke bestemmes om Th 1 har lavere eller høyere porøsitet enn de resterende kjerneprøvene. Selv om det skulle være sprekker i kjerneprøven, vil dette ikke kunne gjøre porevolumet utilgjengelig for metning, fordi kjerneprøven i forkant var blitt vakuumert for luft. Det må også legges til at sprekker i kjerneprøven Th 1, kan ha oppstått under eller etter at den ble hentet ut fra formasjonen.

Et annet scenario kan være at fukttilstanden til Th 1 er annerledes sammenlignet med fukttilstanden til de andre kjerneprøvene. Etter rensing vil kjerneprøvene få en fuktpreferanse som er sterkt vannfuktende. Som tidligere nevnt, var det mistanker om at kjerneprøven Th 1 var blitt rensed ved laboratoriet til Shell. Hvis gjennomføringen av rensingen av Th 1 gjort av Shell, hadde vært grundigere enn den rensingen som ble gjennomført i forbindelse med denne masteroppgaven, kan det tenkes at Th 1 er noe mer vannfuktende enn de andre kjerneprøvene. Hvordan fuktpreferansen i en bergmaterie påvirker en dreneringsprosess er dårlig dokumentert, men det er likevel meget sannsynlig at fukt vil ha påvirkning på oppnåelig S_{iw} .

Hvis vi tenker oss at Th 1 er mer vannfuktende enn de andre kjerneprøvene, kan dette muligens gi seg utslag i form av høyere S_{iw} enn i de andre kjerneprøvene. På den andre siden, hvis vi tenker oss at scenarioet sprekkdannelse er et faktum, vil dette kunne medføre at ikke alle porene er like tilgjengelige under rensing, og derfor vil fuktpreferansen bli mer fraksjonell fuktende. Det er altså flere muligheter til at til Th 1 skiller seg ut. De ovenfornevnte scenarier kan gi grunnlag for argumenter både for og mot at S_{iw} til Th 1 vil bli høyere enn for de andre kjerneprøvene. Det er derfor viktig at initiell vannmetning for alle kjerneprøvene brukes med varsomhet.

Etter gjennomføringen av elding av kjerneprøvene, ble den effektive oljepermeabiliteten ved S_{iw} igjen målt, men nå målt med filtrert råolje. Resultatene av målingene er gitt nederst i tabell 6-7. Hvis det ses bort fra feilgrensen i målingene, viser målingene at den effektive oljepermeabiliteten ved S_{iw} er blitt redusert i forhold til tilsvarende målinger gjort før elding. Imidlertid er det kun for Th 1 og Th 5 at forandringen i effektiv oljepermeabilitet er større enn feilgrensen i målingene. Det er derfor kun for disse to at det kan fastslås at en reduksjon i effektiv oljepermeabilitet har oppstått. Reduksjonen i effektiv oljepermeabilitet ved S_{iw} , kan ha sammenheng med at bergmaterien får en sterkere preferanse for olje etter elding. Immobilt vann som lå som en film på poreveggene før elding, kan ha lagt seg mer i midten av porene. Dermed vil injisert olje møte større motstand i flømmingsretningen enn når immobilt vann lå langs poreveggene. Prinsippet for orientering av immobilt SFW før og etter elding, er gitt i figur 6-2.



Figur 6-2 viser prinsippet for immobilt SFW i et system som er vannfuktende (v.s) og oljefuktende (h.s). Det kommer fram at i det vannfuktende systemet så ligger SFW som utgjør S_{iw} som en film langs poreveggen, mens i det oljefuktende systemet vil S_{iw} være en kapillært bundet dråpe midt i poren [20].

Tabell 6-7: Oppsummering av resultatene for drenering av SFW for de fem kjerneprøvene.

Måling/beregning	Enhet	Th 1	Th 2	Th 3	Th 4	Th 5
K_{obs}	[mD]	10,2	4,2	4,8	5,3	6,2
Fløimming med Marcol 52 (1. ratenivå)						
Rate	[ml/min.]	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
PV Injisert		1,0	1,2	1,3	1,9	1,3
Vannproduksjon	[ml]	7,0	12,0	10,5	11,5	9,1
Trykkfall ¹⁴	[Bar]	2,57	3,95	3,12	3,16	2,64
S_w	[frak.]	0,540	0,272	0,300	0,305	0,490
K_o	[mD]	3,1	2,2	2,8	2,8	3,4
Fløimming med Marcol 52 (2. ratenivå)						
Rate	[ml/min.]	0,32	0,14	0,18	0,12	0,17
PV Injisert		1,7	3,7	2,9	9,7	2,9
Vannproduksjon	[ml]	9,0	13,0	11,5	12,5	10,0
Trykkfall	[Bar]	3,55	4,65	4,69	3,53	3,49
S_w	[frak.]	0,396	0,208	0,230	0,243	0,432
K_o	[mD]	5,6	2,7	3,4	3,0	4,3
Fløimming med Marcol 52 (3. ratenivå)						
Rate	[ml/min.]	0,5	-	0,2	0,2	0,19
PV Injisert		6,6	-	5,5	12,6	8,5
Vannproduksjon	[ml]	10,5	-	11,8	13,0	12,6
Trykkfall	[Bar]	4,94	-	5,16	4,47	3,49
S_w	[frak.]	0,286	-	0,212	0,210	0,264
K_o	[mD]	8,1	-	3,4	4,0	4,8
Fløimming med Marcol 52 (4. ratenivå)						
Rate	[ml/min.]	-	-	-	-	0,25
PV Injisert		-	-	-	-	11,7
Vannproduksjon	[ml]	-	-	-	-	13,3
Trykkfall	[Bar]	-	-	-	-	4,36
S_w	[frak.]	-	-	-	-	0,222
K_o	[mD]	-	-	-	-	5,1
Etter reversert fløimming, fløimming med råolje og drenering via omfløimming						
Totalt PV Injisert		9,6	8,7	8,5	15,6	18,8
Totalt vannprod.	[ml]	10,8	13,3	11,8	13,3	13,5
S_{iw}	[frak.]	0,231 ± 0,006	0,192 ± 0,006	0,212 ± 0,006	0,193 ± 0,006	0,209 ± 0,006
$K_o(S_{iw})$ (Marcol 52)	[mD]	8,1 ± 0,4	3,3 ± 0,2	4,8 ± 0,3	4,2 ± 0,2	5,7 ± 0,3
Måling av effektiv oljepermeabilitet med filtrert råolje etter elding						
$K_o(S_{iw})$ (Råolje)	[mD]	4,6 ± 0,6	3,1 ± 0,4	4,4 ± 0,5	3,7 ± 0,5	4,4 ± 0,5

¹⁴ Oppgitt trykkfall vil være logget trykkfall fra de 3 siste minuttene av fløimmingen før raten ble økt.

6.5 EOR-prosesser

I gjennomføringen av EOR-prosessene vil det bli undersøkt om enzymproteiner kan bidra til økt oljeutvinning fra kjernemateriale, og om effekten av enzymene kan knyttes til at fuktpreferansen i kjerneprøvene blir forandret fra oljefuktende til mer vannfuktende.

Det eksperimentelle arbeidet med EOR vil også innebære å studere effekten av enzymer i en blanding med surfaktanter, og i en blanding med polymerer. Som tidligere forklart, er hovedhensikten med surfaktanter å redusere grenseflatespenningen mellom olje og vann, slik at olje som er kapillært fanget, igjen blir mobil. Tilsetning av polymerer i injeksjonsvannet gjøres for å øke viskositeten til vannet, slik at mobilitetsforholdet mellom olje og vann blir gunstigere. Et mer fordelaktig mobilitetsforhold vil kunne forbedre den volumetriske sveip-effektiviteten. I tabell 6-8 er ønsket effekt for de tre EOR-prosessene listet. I tillegg til dette er det i tabellen listet opp hvilken faktor/hvilke faktorer som indikerer at ønsket effekt har oppstått. Tabell 6-8 er satt opp med tanke på at leseren lettere skal kunne forstå valget av eksperimentell framgangsmåte, og kunne følge diskusjonen av resultatene, som følger i de to neste underkapitlene.

Tabell 6-8: Ønsket effekt av EOR-prosessene og indikatorer på om ønsket effekt oppstår. ΔS_o er forandring av oljemetning og $k_{rel,fluid}(S_{or})$ er relativ endepunktspermeabilitet ved residuell oljemetning.

EOR-prosess	Ønsket effekt	Indikator for prosess
Enzym	mer vannfuktende ↓ økt oljeutvinning	ΔS_o ved spontan imbibisjon ΔS_o $k_{rel,fluid}(S_{or})$
Surfaktant	lavere grenseflatespenning mellom olje og vann ↓ økt oljeutvinning	ΔS_o
Polymer	forbedret volumetrisk sveip-effektivitet ↓ økt oljeutvinning	ΔS_o

6.6 Spontan imbibisjon

Ut fra teorien gitt i underkapittel 4.3, var det forventet at SFW med enzymer ville gi økt utvinningsgrad i forhold til fortregning med bare SFW. I forkant av forsøkene var det likevel stor usikkerhet om hvilken effekt enzymer kan ha, og om det i det hele tatt ville føre til redusert oljemetning i karbonat. For Shell er det ønskelig å kunne produsere olje fra reservoaret ved å utnytte tyngdekraften og tetthetsforskjellen mellom råoljen og formasjonsvannet. Forsøket med spontan imbibisjon vil derfor være av stor interesse for oppdragsgiverne. For forskningens del vil et hvert svar om virkningen av enzymer være interessant, siden det vil kunne være med på å klargjøre effekten av enzymer i karbonat. Som berettet i avsnitt 5.2.3, blir imbibisjon med enzymer gjennomført med enzymene Novozymes (NOV) og Apollo Greenzyme (APG).

Måling av spontan imbibisjon ble utført på kjerneprøvene Th 3 og Th 4. Som tidligere forklart, ble spontan imbibisjon for Th 3 først gjort med 1 wt % APG, før konsentrasjonen ble økt til 10 wt % APG og til slutt byttet ut med 10 wt % NOV. For Th 4 var det spontane imbibisjonsfluidet hele tiden SFW. Dette vil derfor være et referanseforsøk i forhold til enzymene. Forsøket ble først gjort ved romtemperatur, til slutt i en temperatur på 40 °C. Resultatene av spontan imbibisjon er oppsummert i tabell 6-9. Resultatene forteller at det er liten eller ingen fortregning av olje under spontan imbibisjon. Man kan derav med stor sikkerhet si at elding av kjerneprøvene har vært vellykket, og at kjerneprøvene ikke er vannfuktende. Det ble ikke gjort noen flere forsøk på å finne fuktklassen til kjerneprøvene. Resultatene forteller også at eventuell forandring av fukttilstanden ved hjelp av enzymer, ikke er tilstrekkelig til at fluidløsningen spontant vil fortrenge oljen fra kjerneprøven. Det samme gjelder også for økt konsentrasjon av enzymer i løsningen, uavhengig av enzymtypen. En økning av temperaturen, resulterte i at en liten andel av oljen ble drevet ut av kjerneprøvene. Det er likevel svært lite trolig at denne oljen er blitt fortregnet av det fortreggende fluid, men at oljeproduksjonen kommer som et resultat av at oljen har ekspandert og således har blitt drevet ut av kjerneprøvene.

Etter endt spontan imbibisjon ble varmeskapet slått av, og romtemperatur gjenopprettet. Med temperaturen omtrent halvert, vil oljen i kjerneprøvene komprimeres i forhold til en temperatur på 40 °C. Siden oljen komprimeres, må oljen som ble drevet ut erstattes for at det ikke skal oppstå et undertrykk i kjerneprøvene. Oljevolumet som ble drevet ut vil derfor bli erstattet med væsken som omslutter kjerneprøven (SFW for Th 4 og 10 wt % NOV for Th 3) i en ikke-dynamisk prosess. Uansett så kommer det klart fram at mengde olje som er drevet ut av kjerneprøvene, er omtrent lik for SFW med og uten enzymer. Dette indikerer at enzymer ikke har påvirket graden av spontan oljefortrengning sammenlignet med SFW uten enzymer. Det kan derfor konkluderes med at enzymene APG og NOV ikke vil gi høyere grad av olje produsert ved spontan imbibisjon sammenlignet med olje produsert ved SFW, når konsentrasjonen av enzymer er under 10 wt % og når temperaturen er mellom 22-40 °C.

Det ble altså ikke observert noen signifikant spontan imbibisjon med vann eller ved valgt konsentrasjon av enzymer. Siden det likevel ble fordrevet noe olje ut av kjerneprøvene, vil oljemetningen i kjerneprøvene være redusert. Oljemetningen etter spontan imbibisjon blir symbolisert ved $S_{o,sp}$. Med hensyn til feilgrensen i $S_{o,sp}$, vil oljemetningen i Th 3 og Th 4 kunne være lik, i det forsøket med spontan imbibisjon avsluttes.

Tabell 6-9: Oppsummering av resultatene oppnådd for spontan imbibisjon på kjerneprøvene Th 3 og Th 4

Spontan imbibisjon			
Måling/beregning	Enhet	Th 3	Th 4
Etter 7 dager. Fortrengende fluid for Th 3 er 1 wt % APG			
Fortrengt olje	[ml]	0	0
S_o	[frak.]	0,788 ± 0,006	0,807 ± 0,006
Etter 14 dager. Fortrengende fluid for Th 3 er 10 wt % APG			
Fortrengt olje	[ml]	0	0
S_o	[frak.]	0,788	0,807
Etter 21 dager. Fortrengende fluid for Th 3 er 10 wt % NOV			
Fortrengt olje	[ml]	0	0
S_o	[frak.]	0,788	0,807
Etter 28 dager. Fortrengende fluid for Th 3 er 10 wt % NOV. Temperatur er 40 °C			
Fortrengt olje	[ml]	0,2	0,3
$S_{o,sp}$	[frak.]	0,774 ± 0,009	0,787 ± 0,009

6.7 Tvungen imbibisjon

Tvungen imbibisjon ble gjort i henhold til den utarbeidete planen som er gitt i avsnitt 5.3.2. Flømmingsplanen ble satt opp for å undersøke om enzymer kan gi økt oljeutvinning i forhold til konvensjonell vannflømming. Undersøkelsen innebærer enzymflømming alene, samt flømming med enzymer sammen med andre kjemikalier (surfaktanter og polymerer). Flømmingsplanen ble utarbeidet slik at det alltid skal være kun en parameter (fluid) som vil bli forandret mellom hver flømming. Skal for eksempel, flømmingsprosessen med 1 wt % APG byttes til flømming med polymerer, må polymerløsningen inneholde samme mengde APG som APG-flømmingen som ble gjort i forkant, dvs. 1 wt % APG. Skulle det for eksempel vise seg at den ovenfornevnte polymerflømmingen ga økt utvinning, ville det være interessant å undersøke om økt utvinning kom som et resultat av polymerer, eller som et resultat av polymerer blandet med APG.

For å undersøke hva som førte til økt oljeutvinning, ville det være logisk å gjennomføre tilsvarende flømminger på en kjerneprøve, men hvor "ren" polymerflømming ble gjennomført før polymerflømming med APG. Det er således lett å forstå at flømmingsplanen gitt i avsnitt 5.3.2, er sluttresultatet av en plan som er blitt forandret og videreutviklet ettersom resultater og ny kunnskap er blitt innhentet. Det har også vist seg at det å ha kjerneprøven Th 5 i bakhånd, har vært et meget fornuftig valg. Det resulterte i at oppsamlete data fra flømming på kjerneprøvene Th1, 2, 3, og 4 ble analysert før flømmingsplanen til Th 5 ble valgt. Flømmingsplanen for Th 5 ble valgt ut i fra hvilke flømminger/kjemikalier som har størst potensiale for å gi økt oljeutvinning.

Resultatene etter gjennomføringen av flømmingsplanen, er oppsummert i tabell 6-11. I tabellen vil kun resultatene etter endt flømming bli gjengitt. Hver flømming ble avsluttet når oljeproduksjonen var null med et konstant trykkfall på om lag 4,5 bar. Resultatene for alle ratenivåene samt grafiske framstillinger av alle flømmingene, kan studeres i vedlegg G. Flømmingene i tabell 6-11 er satt opp i kronologisk rekkefølge. Dette gjelder også for rekkefølgen av når kjerneprøvene ble flømmet. Kjerneprøve Th 1 ble flømmet først og Th 5

til slutt. Flømmingsplanen gitt i avsnitt 5.3.2 gjengis i tabell 6-10, slik at leseren lett skal kunne se framgangen i og logikken bak flømmingene.

Tabell 6-10: Oppsummering av gjennomført flømmingsplan. Planen viser rekkefølgen av flømmingene. Flømmingene for Th 1 ble gjort først, så Th 2, Th3, Th 4 og til slutt Th 5.

<u>Gjennomførte flømminger i kronologisk rekkefølge</u>					
Flømming nr:	1.	2.	3.	4.	5.
Th 1:	APG	→ HPAM _{APG}	→ HPAM _{NOV}	→ AOS _{NOV}	
	↓				
Th 2:	SFW	→ APG	→ HPAM _{APG}	→ HPAM _{NOV}	→ AOS _{NOV}
	↓				
Th 3:	SFW	→ NOV	→ HPAM _{NOV}	→ AOS _{NOV}	
	↓				
Th 4:	SFW	→ NOV	→ AOS _{NOV}	→ HPAM _{NOV}	
	↓				
Th 5:	SFW	→ HPAM	→ HPAM _{NOV}		

Framstilling og diskusjon av resultatene vil først bli gjort for hvert flømmingsnummer, for deretter å bli oppsummert og diskutert uavhengig av flømmingsrekkefølgen. Siden flømming på kjerneprøve Th 5 ble valgt med utgangspunkt i observasjoner og analyserer fra flømmingene på Th 1, 2, 3 og 4, vil resultatene fra og diskusjonen om flømmingen på Th 5 bli lagt fram uavhengig av de andre.

Søylediagrammet i figur 6-3, figur 6-5, figur 6-6 og figur 6-7 viser differansen i oljemetningen, mens søylediagrammet i figur 6-8 gir den prosentvise forandringen i oljemetningen med hensyn til oljemetningen før oppstart av hver flømming ($S_{o,x}$). Figur 6-7 og figur 6-8 oppsummerer forandringen i oljemetningen for hver flømming utenom flømming nr. 1. Resultatene av flømmingene som presenteres på de neste sidene, blir også presentert figurativt på de neste sidene.

Tabell 6-11: Oppsummering av resultatene for oljeproduksjon og metningsforandring oppnådd under tvungen imbibisjon.

Fluid/Måling/Beregning	Enhet	Th 1	Th 2	Th 3	Th 4	Th 5
$S_o(\text{ved } S_{iw})$	[frak.]	0,769	0,808	0,788	0,807	0,791
$S_{o,sp}$	[frak.]	-	-	0,774	0,787	-
Flømming nr. 1						
Fluid/fluidløsning		APG	SFW	SFW	SFW	SFW
PV Injisert (totalt)	[PV]	189,8	33,9	14,4	12,0	17,7
Vannkutt	[PV]	0,4	0,5	0,4	0,3	0,4
Total oljeproduksjon	[ml]	8,6	10,1	7,3	7,9	10,2
$S_{or,fluid}$	[frak.]	0,194 ± 0,010	0,203 ± 0,010	0,264 ± 0,014	0,289 ± 0,014	0,213 ± 0,010
ΔS_o	[frak.]	0,575 ± 0,012	0,605 ± 0,012	0,510 ± 0,017	0,498 ± 0,017	0,578 ± 0,012
Flømming nr. 2						
Fluid/fluidløsning		HPAM _{APG}	APG	NOV	NOV	HPAM
PV Injisert (totalt)	[PV]	205,7	65,2	26,9	22,5	20,2
Total oljeproduksjon	[ml]	8,8	11,0	7,4	8,8	10,2
$S_{or,fluid}$	[frak.]	0,183 ± 0,010	0,149 ± 0,010	0,260 ± 0,014	0,233 ± 0,014	0,210 ± 0,010
ΔS_o	[frak.]	0,011 ± 0,012	0,054 ± 0,012	0,004 ± 0,02	0,056 ± 0,02	0,003 ± 0,012
Flømming nr. 3						
Fluid/fluidløsning		HPAM _{NOV}	HPAM _{APG}	HPAM _{NOV}	AOS _{NOV}	HPAM _{NOV}
PV Injisert (totalt)	[PV]	214,1	70,1	29,4	29,1	-
Total oljeproduksjon	[ml]	8,8	11,1	7,6	9,1	-
$S_{or,fluid}$	[frak.]	0,183 ± 0,010	0,145 ± 0,010	0,246 ± 0,014	0,210 ± 0,014	-
ΔS_o	[frak.]	0	0,004 ± 0,012	0,014 ± 0,02	0,023 ± 0,02	-
Flømming nr. 4						
Fluid/fluidløsning		AOS _{NOV}	HPAM _{NOV}	AOS _{NOV}	HPAM _{NOV}	-
PV Injisert (totalt)	[PV]	224,2	72,5	-	36,8	-
Total oljeproduksjon	[ml]	8,9	11,1	-	10,6	-
$S_{or,fluid}$	[frak.]	0,176 ± 0,010	0,145 ± 0,010	-	0,108 ± 0,014	-
ΔS_o	[frak.]	0,007 ± 0,010	0	-	0,102 ± 0,02	-
Flømming nr. 5						
Fluid/fluidløsning		-	AOS _{NOV}	-	-	-
PV Injisert (totalt)	[PV]	-	83,2	-	-	-
Total oljeproduksjon	[ml]	-	11,1	-	-	-
$S_{or,fluid}$	[frak.]	-	0,145 ± 0,010	-	-	-
ΔS_o	[frak.]	-	0	-	-	-
Endelig oppnådd S_{or}						
S_{or}	[frak.]	0,176 ± 0,010	0,145 ± 0,010	0,246 ± 0,014	0,108 ± 0,014	0,210 ± 0,010

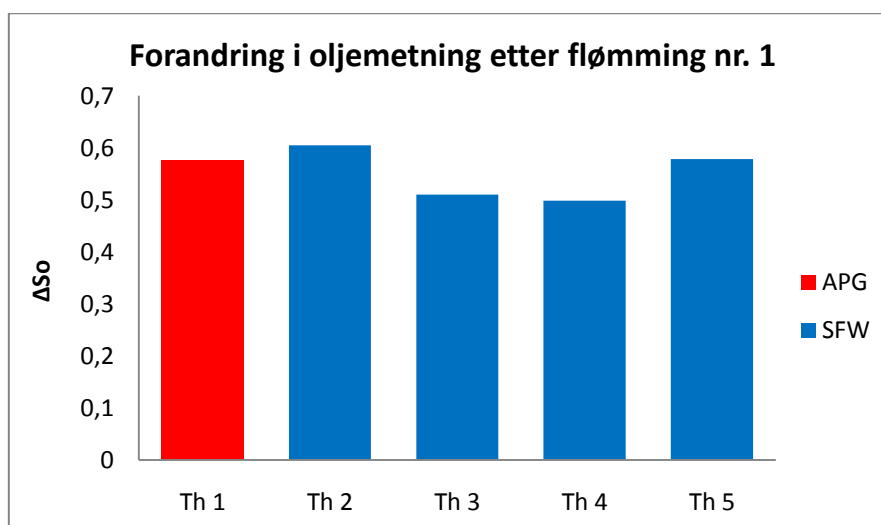
6.7.1 Flømming nr. 1

Det er hovedsaklig to parametre som bør kommenteres etter flømming nr. 1. Det første parameteret er effekten av enzymflømming kontra flømming med SFW, det andre er at oljemetningen ($S_{or,fluid}$) varierer for noen av kjerneprøvene.

Flømming med enzymer kontra SFW

For kjerneprøve Th 1 ble flømming nr. 1 gjort med enzymet APG tilsatt i det syntetiske formasjonsvannet. Hensikten var å undersøke om enzymer kan gi høyere oljeutvinning enn SFW i primærflømmingen.

Resultatene gitt i figur 6-3, viser at flømming med APG, gir omtrent samme forandringen i oljemetning som for flømming med SFW. Konklusjonen på flømming med APG kontra SFW, er at forandringen i oljemetningen er lik. Enzymene gir altså så langt ingen økt oljeutvinning sammenlignet med konvensjonell vannflømming med SFW. I figur 6-3 kommer det også fram at forandringen i oljemetningen i kjerneprøvene Th 3 og 4 er langt lavere enn for de andre kjerneprøvene. Av den grunn er de ikke tatt med i denne sammenligningen av primærflømming med enzymer med konvensjonell vannflømming. Årsaken til at akkurat disse kjerneprøvene får en lavere forandring i oljemetning og derav høyere $S_{or,fluid}$, vil bli omtalt i avsnittet under.



Figur 6-3: Forandring i oljemetning etter flømming nr. 1.

Forskjell i $S_{or,fluid}$

Ut i fra de petrofysiske parametrene, er det ingen grunn til at $S_{or,fluid}$ for kjerneprøvene Th 3 og 4 skal være høyere enn for de andre kjerneprøvene etter endt flømming. Det som skiller Th 3 og 4 fra de andre kjerneprøvene, er at de har vært gjennom prosessen for spontan imbibisjon. I underkapittel 6.6 ble det konkludert med at spontan imbibisjon ikke førte til lavere oljemetning, men at det likevel var noe olje som var blitt drevet ut da temperaturen ble økt til 40 °C. Etter at den påførte temperaturen i varmeskapet ble opphevet, har trolig noe av væsken som omsluttet kjerneprøvene blitt "sugd" inn i prøvene, og av den grunn vil det være to mobile fluider i systemet. Resultatet av spontan imbibisjon kan derfor oppsummeres i to punkter:

1. Det har oppstått likevekt mellom oljetrykket (P_o) og vanntrykket¹⁵ (P_w), slik at kapillartrykket i kjerneprøvene er null.
2. Noe vann¹⁶ er blitt trukket inn i kjerneprøven, slik at SFW som i utgangspunktet var immobil, igjen er blitt mobil.

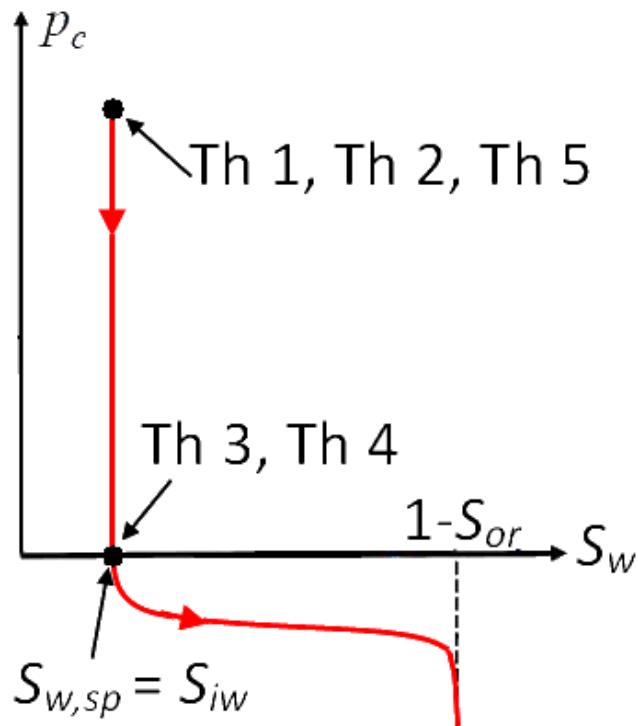
Det er usikkert hva resultatet av punkt 2 vil være for tvungen imbibisjon, og det har heller ikke vært mulig å framhente tidligere dokumentasjon på en liknende problemstilling. Siden maksimal mengde vann som er trukket inn i kjerneprøvene vil være 0,4 ml, er det lite trolig at den vil ha tilstrekkelig påvirkning på oljeutvinningen til å kunne gi betydelig forskjell i $S_{or,fluid}$. Resultatet av punkt 1 er derimot klarere. Her er det også flere studier som underbygger påstanden nedenfor:

Spontan imbibisjon oppstår etter drenering. Etter dreneringsprosessen vil trykket i oljefasen være større enn i vannfasen. Ut i fra definisjonen i ligning 2-9, vil kapillartrykket være større enn 0. Når det påførte trykket i oljefasen oppheves, vil spontan imbibisjon av vann oppstå ved at trykkforskjellen i de to fasene begynner å utliknes. Prosessen for spontan imbibisjon oppheves når trykkforskjellen mellom de to fasene er 0, dvs. $P_o = P_w$ og $P_c = 0$. I denne masteroppgaven, som tidligere forklart, førte ikke spontan imbibisjon til oljeproduksjon. Hvis

¹⁵ Vanntrykk vil være en felles benevnelse for alle fluider som er ment for å fortrenge olje.

¹⁶ Vann vil være en felles betegnelse for alle fortrengende fluider i spontan imbibisjon og tvungen imbibisjon.

vannmetningen er uforandret etter spontan imbibisjon, vil linjen for spontan imbibisjon, som illustrert i figur 6-4, gå loddrett ned.



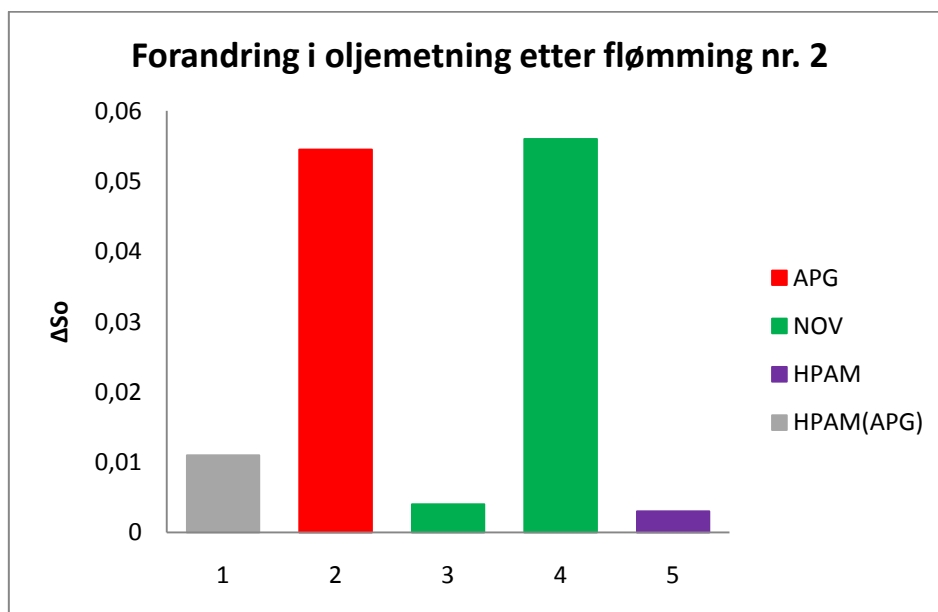
Figur 6-4: Illustrasjon av kapillartrykket for kjerneprøvene ved oppstart av tvungen imbibisjon.

Som figur 6-4 viser vil alle kjerneprøvene ved oppstart av tvungen imbibisjon ha en vannmetning nær S_{iw} , men kapillartrykket vil være null for kjerneprøvene Th 3 og 4 og over null for Th 1, 2 og 5. Hvis elding av kjerneprøvene ikke har vært uniformt fordelt, vil det kunne ha oppstått ikke-oljefuktende soner internt i kjerneprøvene. Siden disse ikke-oljefuktende sonene vil ha en høyere fuktpreferanse for det injiserte fluid i flømming nr. 1, vil det i tillegg til den dynamiske fortregningen kunne oppstå oljefortregning i form av spontan imbibisjon internt inni kjerneprøvene Th 1, 2 og 5. Dette vil kunne resultere i en effektivisering av oljefortregningen, og derav lavere S_{or} sammenlignet med kjerneprøvene Th 3 og 4.

6.7.2 Flømming nr. 2

For flømming nr. 2 ble det gjennomført 3 enzymflømminger og 2 polymerflømminger. HPAM_{APG} løsningen som ble flømmet gjennom kjerneprøve Th 1, var kun grovfiltret

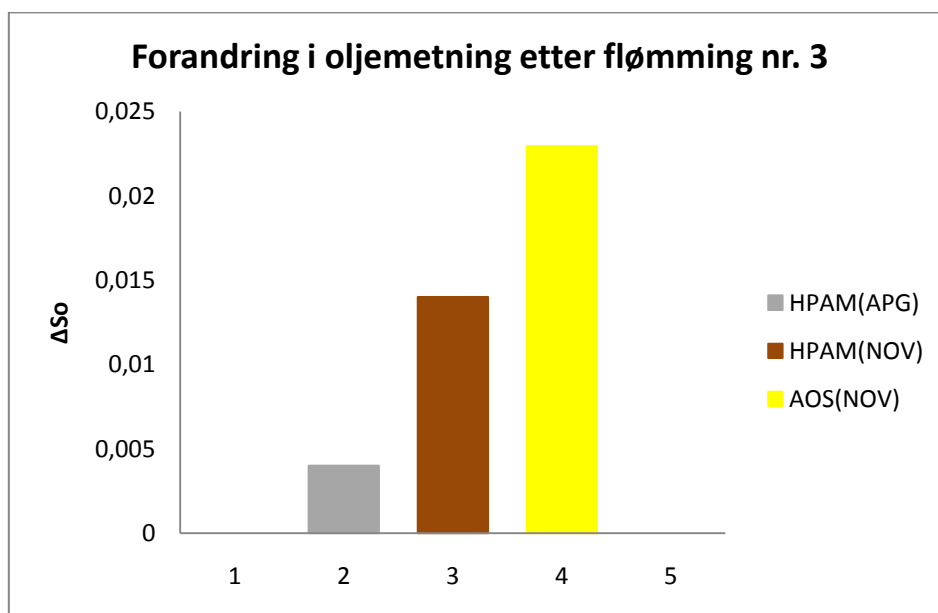
(10 μm filter), noe som førte til plugging i porennettverket. Th 1 vil derfor ikke bli tatt med i sammenligningen. Effekten av plugging i porennettverket kan studeres i produksjonsprofilene i vedlegg G. Resultatene som er vist i figur 6-5, viser at effekten av enzymflømming med APG (Th 2) og NOV (Th 4) er omtrent lik. Ser man derimot på resultatene i figur 6-8, kommer APG ut med høyere prosentvis forandring i oljemetning enn hva NOV gjør. $S_{or,fluid}$ er høyere for kjerneprøve Th 4 enn for Th 2 etter flømming nr. 1. Med dette som utgangspunkt, vil potensialet for økt oljeutvinning være høyest for Th 4. Hvis dette er en reell antagelse, vil man på bakgrunn av resultatene gitt i figur 6-8, kunne si at APG gir høyere reduksjon i oljemetning enn NOV. Forandringen i oljemetningen i kjerneprøven Th 3 er så liten at den kan tolkes som en statistisk uteligger. Årsaken til at det ikke oppstår reduksjon i oljemetningen er usikker, og det er heller ikke blitt gjort forsøk på å undersøke tilfellet nærmere. Sammenligningen av enzymflømming med APG og NOV, avslører at det vil være APG som har størst potensiale for økt oljeutvinning fra kjernematerialet. Tabell 6-11 viser at $S_{or,fluid}$ er blitt redusert ca. 5 % når det gjelder APG-flømming. En reduksjon i denne størrelsesordenen når oljemetningen i forkant av flømmingen er meget lav, forteller at potensialet for økt oljeutvinning er stort. Som tidligere nevnt, blir resultatet for Th 3 tolket som en statistisk uteligger. Av den grunn vil ikke Th 3 bli tatt med i den videre diskusjonen.



Figur 6-5: Forandring i oljemetning etter flømming nr. 2.

6.7.3 Flømming nr. 3

Under flømming nr. 3. ble det gjennomført 4 polymerflømminger og 1 surfaktantflømming. Av de fire polymerflømmingene var det kun flømmingen gjennomført på Th 5 som var finfiltrert. Som tidligere forklart, førte grovfiltrert polymerløsning til plugging i porennettverket. Av den grunn vil ikke resultatene av polymerflømming utført på kjerneprøvene Th 1, 2 og 3 bli diskutert. På kjerneprøve Th 4 ble det flømmet med AOS_{NOV}. Siden oljemetningen før oppstart ($S_{o,x}$) av flømming nr. 3 var relativ høy når det gjaldt Th 4 (0,233), var potensialet for å redusere oljemetningen i kjerneprøven stor. Etter endt flømming kom det fram i tabell 6-11, at oljemetningen for Th 4 ble redusert til 0,210. Dette er fortsatt en oljemetning som er høyere enn hva som ble oppnådd for flømming med SFW (Th 2) og APG (Th 1). Effekten av surfaktantflømming kan derfor ikke sies å være betydelig stor, selv om forandringen i oljemetningen vist i figur 6-6, er "godt synlig".



Figur 6-6: Forandring i oljemetning etter flømming nr. 3.

6.7.4 Flømming nr. 4

For gjennomførte flømminger under flømming nr. 4, vil kun flømming av HPAM_{NOV} på kjerneprøve Th 4 bli diskutert. Som for flømming nr. 3 er potensialet for å redusere oljemetningen fortsatt stor, siden oljemetningen fortsatt er relativ høy (0,210). Etter endt flømming ble oljemetningen redusert til 0,108, noe som kan sies å være meget lavt, spesielt sammenlignet med oppnådd $S_{or,fluid}$ for tidligere diskuterte flømminger. Det er derfor klart at HPAM_{NOV} har et stort potensiale for økt oljeutvinning, noe som også kommer fram i tabell 6-11. Selv om polymerløsningen hadde blitt finfiltrert og hadde ført til økt oljeproduksjon, var det likevel tegn som tydet på at polymerer fortsatt ga plugging i porennettverket i kjerneprøven. Av trykkprofilen så det ut til at trykkfallet over kjerneprøven var konstant så lenge det ble flømmet med rate 0,1 ml/min. Da raten ble økt begynte imidlertid trykkfallet å stige kontinuerlig, noe som tyder på at plugging hadde oppstått.

6.7.5 Forsøk med kjerneprøve Th 5

Som tidligere fortalt, ble valget av flømming på Th 5 tatt på bakgrunn av resultatene som ble oppnådd etter flømming på de resterende kjerneprøvene. Med utgangspunkt i flømmingene, er det spesielt to flømminger som framstår med større potensiale for økt oljeutvinning, nemlig flømming med APG (Th 2) og HPAM_{NOV} (Th 4). Siden Th 5 var den siste kjerneprøven som ble klargjort for eksperimentelle flømmingsforsøk, måtte det velges hvilken av de to flømmingene som skulle prioriteres. På den ene siden hadde flømming med HPAM_{NOV} gitt det største potensiale for økt oljeutvinning, mens på den andre siden hadde polymerflømming så langt vist en sterk tendens til å gi plugging i porennettverket. Dette gjelder hovedsakelig for grovfiltrerte polymerløsninger, men som det kommer fram i avsnitt 6.7.4, var det en utvikling i trykkfallet som kunne tyde på at finfiltrert polymerløsning også ga plugging. Til tross for denne risikoen, falt valget til slutt på at flømming med HPAM_{NOV} skulle gjennomføres.

Flømming nr. 1

Flømming nr. 1 på kjerneprøven ble gjennomført med SFW og resultatet er gitt i tabell 6-11. Som forventet, ble oljemetningen redusert til tilsvarende oljemetning oppnådd for Th 1 og 2 etter flømming nr. 1. Resultatet er altså med på å bekrefte at primær flømming med APG ikke gir høyere oljeutvinning enn for SFW. At den residuelle oljemetningen for Th 5 er langt lavere enn for Th 3 og 4, kan også statistisk være med på å verifisere påstanden om at kjerneprøvene som ikke har vært gjennom prosessen for spontan imbibisjon, vil, slik det vises i denne masteroppgaven, oppnå en lavere residuell oljemetning etter flømming nr. 1, på grunn av mulighetene for interne spontane imbibisjonsprosesser sammen med den dynamiske oljefortregningen.

Flømming nr.2

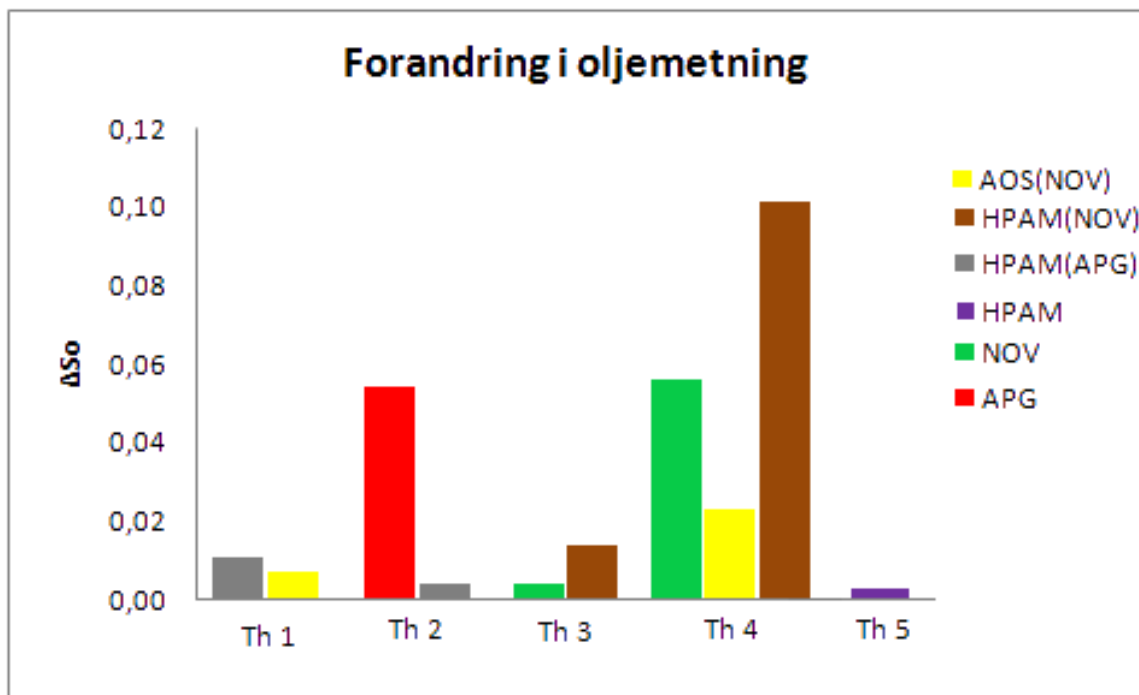
Trykkfallsprofilen gitt i vedlegg G, viser at flømming med polymerer på Th 5 førte til plugging i porennettverket. Plugging oppsto selv om polymerløsningen i forkant av flømmingen var blitt finfiltrert. Av denne grunn uteble forventet reduksjon i oljemetningen, og eksperimentell analyse for økt oljeutvinning med HPAM kontra HPAM_{NOV} lot seg derfor ikke gjennomføre.

6.7.6 Alle gjennomførte flømminger

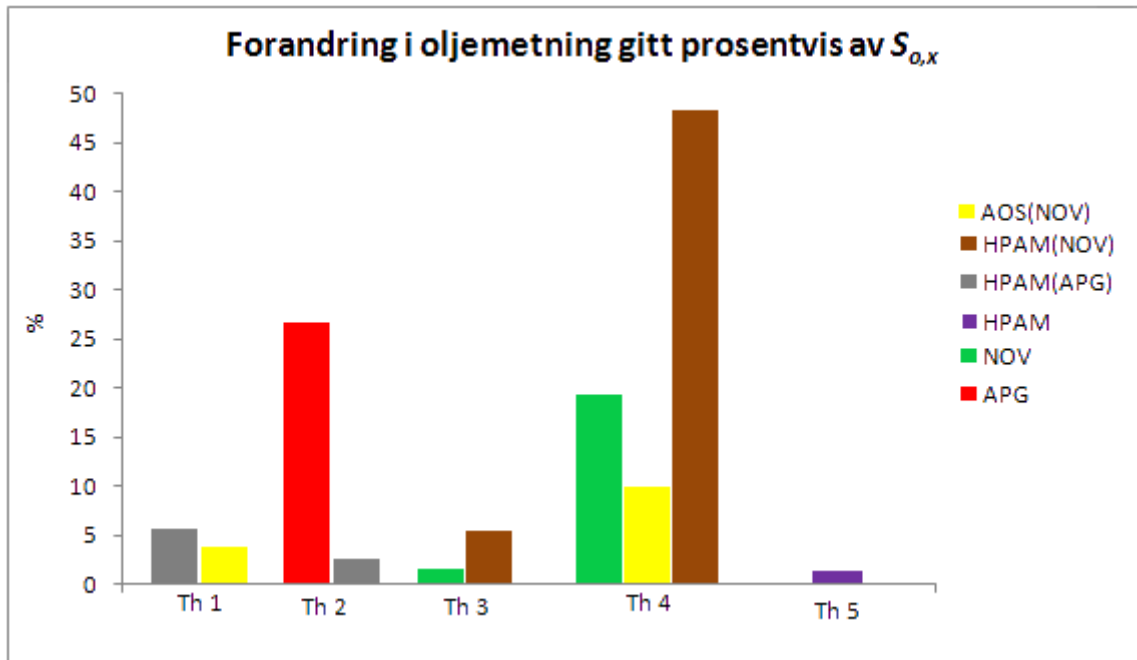
Alle gjennomførte flømminger har vist seg å gi mer eller mindre forskjellige resultater. Noen av flømmingene har vist seg å ha uheldige følger, slik at en diskusjon om resultatene ikke har latt seg gjøre. I så henseende kan plugging i porennettverket under flømming med polymerer nevnes spesielt. Totalt sett har det likevel blitt oppnådd mange gode og signifikante resultater, noe som gir et godt grunnlag for å kunne sammenligne de forskjellige flømmingene opp mot hverandre.

Etter flømming nr. 1 ble det klart at flømming med APG ikke ga høyere oljeutvinning enn konvensjonell vannflømming med SFW. Etter flømming nr. 2 ble det likevel oppnådd ca 5 % reduksjon i oljemetningen da det ble flømmet med APG på kjerneprøven Th 2. Dette ga igjen optimisme for at enzymflømming kan gi økt oljeutvinning. Sammenligning av enzymflømming med APG og NOV har vist at potensialet er størst for Apollo Greenzyme.

Surfaktantflømming med AOS_{NOV} på kjerneprøven Th 5 ga en liten reduksjon i oljemetningen, men reduksjonen ble likevel veldig liten i forhold til reduksjonen som ble oppnådd med HPAM_{NOV}. At den største reduksjonen ble oppnådd med HPAM_{NOV}, la grunnlaget for at Th 5 skulle flømmes med polymerer, med og uten NOV. Resultatet av polymerflømming på Th 5 ble likevel plugging i porennettverket. Det kunne derfor ikke bestemmes om økt oljeutvinning for flømming med HPAM_{NOV} kom som et resultat av polymerinjeksjon eller som kombinert effekt av polymerer og enzymer sammen. At det oppsto tydelig plugging med finfiltrert polymerløsning, var overraskende. At viskositeten til polymerløsningen var høyere før gjennomført filtrering, er erfaringsvis en god indikator på at de største molekylene i løsningen er blitt filtrert ut.



Figur 6-7: Forandring i oljemetning etter hver flømming etter flømming nr. 1. Hver flømming er vist i kronologisk rekkefølge.



Figur 6-8: Prosentvis forandring i oljemetningen med utgangspunkt i oljemetningen før oppstart av hver flømming ($S_{o,x}$). Figuren gir alle flømmingene utenom flømming nr. 1. Hver flømming er vist i kronologisk rekkefølge.

6.7.7 Effektiv og relativ endepunktspermeabilitet

Når $S_{or,fluid}$ var nådd, ble det for hver flømming målt endepunktspermeabilitet ($K_{end,fluid}$). Resultatet av beregningene av endepunktspermeabilitet er gitt i tabell 6-12. Permeabilitetsberegninger for flømminger gjort med polymerer og etter polymerflømming, har vist seg å være umulig å gjøre pga. plugging i porennettverket. Tabell 6-12 viser at endepunktspermeabiliteten stiger etter hver flømming.

Et unntak er likevel endepunktspermeabiliteten etter flømming nr. 3, gjort med AOS_{NOV} på kjerneprøven Th 4. I dette tilfellet ble endepunktspermeabiliteten redusert med 0,1 mD i forhold til målingen gjort etter flømming nr. 2. Selv om differansen mellom disse to målingene er mindre enn feilgrensen i beregningene, så er det likevel en interessant observasjon.

Årsaken til at den vekker interesse har sammenheng med teorien framsatt i avsnitt 3.3.2, nemlig at den relative vannpermeabiliteten vil stige ved økende vannmetning i en imbibisjonsprosess. I dette tilfellet stiger vannmetningen mens den relative

endepunktspermeabiliteten til vann synker/forblir uforandret. Dette står i klar kontrast til det som er trenden for de relative endepunktspermeabilitene beregnet for de andre flømmingene.

Tilfellet hvor endepunktspermeabiliteten til vann synker under imbibisjonsprosessen, vil som beskrevet i avsnitt 3.3.2, være en indikator på at fuktpreferansen i systemet har blitt forandret til en mer vannfuktende tilstand. Siden det ikke er blitt observert lignende effekt for noen av de andre flømmingene, kommer trolig en eventuell forandring av fuktpreferansen som et resultat av surfaktanter og ikke av enzymer.

Tabell 6-12: Beregnete verdier for effektiv, relativ og normalisert relativ endepunktspermeabilitet for alle flømmingene

Effektiv og relativ endepunktspermeabilitet for hver fløemming						
Fluid/Beregning	Enhet	Th 1	Th 2	Th 3	Th 4	Th 5
K_{abs}	[mD]	10,2	4,2	4,8	5,3	6,2
$K_o(S_{iw})$ (Råolje)	[mD]	4,6	3,1	4,4	3,7	4,4
Fløemming nr. 1						
Fluid/fluidløsning		APG	SFW	SFW	SFW	SFW
K_{fluid}	[mD]	3,3 ± 0,2	1,30 ± 0,07	1,53 ± 0,08	1,43 ± 0,08	2,3 ± 0,1
$k_{rel,fluid} = K_{fluid} / K_{abs}$		0,32 ± 0,03	0,31 ± 0,02	0,32 ± 0,02	0,27 ± 0,02	0,37 ± 0,03
$k_{rel,norm} = k_{rel,fluid} / (1 - S_{or,fluid})$		0,40 ± 0,03	0,39 ± 0,03	0,44 ± 0,03	0,38 ± 0,03	0,47 ± 0,03
Fløemming nr. 2						
Fluid/fluidløsning		HPAM _{APG}	APG	NOV	NOV	HPAM
K_{fluid}	[mD]	-	2,5 ± 0,1	1,8 ± 0,1	1,9 ± 0,1	-
$k_{rel,fluid} = K_{fluid} / K_{abs}$		-	0,59 ± 0,04	0,38 ± 0,03	0,36 ± 0,03	-
$k_{rel,norm} = k_{rel,fluid} / (1 - S_{or,fluid})$		-	0,70 ± 0,05	0,51 ± 0,04	0,47 ± 0,04	-
Fløemming nr. 3						
Fluid/fluidløsning		HPAM _{NOV}	HPAM _{APG}	HPAM _{NOV}	AOS _{NOV}	HPAM _{NOV}
K_{fluid}	[mD]	-	-	-	1,8 ± 0,1	-
$k_{rel,fluid} = K_{fluid} / K_{abs}$		-	-	-	0,34 ± 0,03	-
$k_{rel,norm} = k_{rel,fluid} / (1 - S_{or,fluid})$		-	-	-	0,43 ± 0,03	-

6.7.8 Diskusjon om fløemming med kjemikalier

Økt oljeutvinning har jevnt over uteblitt når det har blitt flømmet med kjemikalier. Selv om det er blitt observert økt oljeutvinning for fløemming med APG og HPAM_{NOV}, må det likevel

kunne sies at effekten av kjemikaliene i all hovedsak, ikke har gitt resultater som ønsket. Noen av årsakene er klare og enkle å forklare, mens andre årsaker er svært usikre, og med til dels lite dokumentasjonsgrunnlag fra tidligere studier å sammenlignes med.

Surfaktantflømming

Som forklart i underkapittel 4.1 er hovedhensikten med surfaktantflømming å utvinne kapillært fanget residuell olje etter vannflømming. Dette oppnås ved tilsetning av surfaktant til SFW som reduserer grenseflatespenningen mellom olje og SFW. Hvis grenseflatespenningen blir tilstrekkelig redusert, vil kapillartallet kunne komme over en kritisk verdi, slik at residuell olje igjen vil bli mobil. Ligning 4-2 gir grunnlag for beregning av kapillartallet for flømming med SFW og AOS_{NOV}. Resultatet er at kapillartallet har økt med faktor 5.

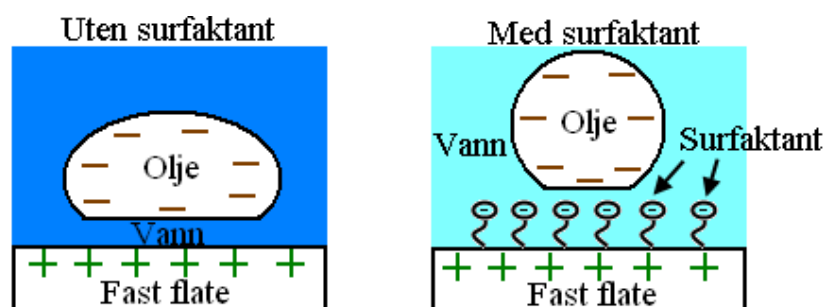
En mulig årsak til at surfaktantflømming ikke har resultert i noen særlig grad av økt oljeutvinning, er at kapillartallet ikke har økt tilstrekkelig. Som forklart i avsnitt 4.1.2, er det saliniteten til saltvann som vil være den viktigste faktoren for faseoppførselen mellom surfaktant, olje og saltvann (SOS). Saliniteten til SFW er på 17,99 wt %, noe som er meget høyt.

Surfaktanten som er brukt gir ikke tilstrekkelig reduksjon i grenseflatespenningen mellom det syntetiske formasjonsvannet og råoljen. På grunn av den høye saliniteten til SFW vil surfaktanten ha redusert løselighet i vannfasen, noe som også ble observert da surfaktantløsningen ble laget. Som skissert i figur 4-6, vil man da kunne forvente at reduksjonen av grenseflatespenningen mellom SFW og olje, vil være svært begrenset. Kapillartallet vil da ikke bli tilstrekkelig redusert, slik at økt oljeutvinning i all hovedsak uteblir. Surfaktanter som gir svært lave grenseflatespenninger for saltvann med salinitet på 17,99 wt %, er vanskelige å finne.

Som vist i avsnitt 6.7.7, ble det målt en reduksjon i endepunktspermeabilitet etter flømming med AOS_{NOV}. Som påpekt, kan dette indikere forandring i fuktpreferansen. Det var i utgangspunktet forventet at denne effekten ville bli observert, men da som et resultat av

flømming med enzymer. Likevel er det på ingen måte overraskende at det blir observert en mulig forandring av fuktpreferansen når det flømmes med surfaktanter. Som nevnt i avsnitt 4.1.3, kan det oppstå adsorpsjon og retensjon av surfaktanter på overflaten av bergmaterialet.

I et system som er vannfuktende, vil dette føre til en reduksjon av konsentrasjonen av anioniske surfaktanter i løsningen, noe som vil kunne redusere effekten til surfaktantene. Hvis systemet er oljefuktende, vil imidlertid effekten av adsorpsjon av anioniske surfaktanter kunne føre til forandring i fuktpreferansen [64]. Steethepalli et al. [65] rapporterer om fuktforandring i forskjellige karbonatsteiner med positiv ladning, ved bruk av anioniske surfaktanter. Standnes og Austad [66] gir en mulig forklaring på hvordan anioniske surfaktanter kan føre til fuktforandring i kalkstein: "Den anioniske surfaktanten er antatt å bli adsorbent med den hydrofobiske delen oppå den hydrofobiske kalkoverflaten. Surfaktanten vil da være orientert med den hydrofile delen ut mot væskefasene". Figur 6-9 illustrerer fuktforandring med anioniske surfaktanter, som forklart av Standnes og Austad. Figuren viser hvordan den ikke-polare hydrofobiske delen blir adsorbent av den faste flaten med positiv ladning. Den anioniske hydrofile delen vil da være orientert ut mot væskefasene. Den hydrofile delen vil da kunne tiltrekke seg mer vann, samt kansellere den elektrostatiske tiltrekningen mellom oljedråpen og den faste flaten. Resultatet vil derfor kunne være at systemet blir mer vannfuktende.



Figur 6-9: Skissen illustrerer effekten av tilsetning av surfaktant i et system bestående av olje, vann og en fast flate. Den faste flaten har positiv ladning, og systemet er kategorisert som oljefuktende. Når det tilsettes surfaktant i vannet, vil den ikke-polare hydrofobiske delen ("halen") bli adsorbent av den faste flaten med negativ ladning. Den anioniske hydrofile delen ("hodet") vil da være orientert ut mot væskefasene. Den hydrofile delen vil tiltrekke seg mer vann, samt kansellere den elektrostatiske tiltrekningen mellom oljedråpen og den faste flaten. Resultatet er at systemet blir mer vannfuktende. Avstanden mellom oljen og den faste flaten er oppskalert. Avstanden mellom oljen og den faste flaten vil reelt sett være mellom 10-100 nm.

En studie utført av Buckley et al. [58] viser at ladningen på bergoverflaten er sterkt avhengig av formasjonsvannets pH. Churcher et al. [67] rapporterer om positiv ladning på bergoverflaten i karbonatsteinene Baker Dolomitt og Indina limestone, når pH-verdien på formasjonsvannet er mellom 6 og 9. I henhold til Standnes og Austad, vil det være gode muligheter for at flømming med AOS_{NOV} vil kunne forandre fuktpreferansen til mer vannfuktende, og som et resultat av dette, vil endepunktspermeabiliteten bli lavere. Anderson [40] har dokumentert at fuktpreferansen nøytralt fuktende, gir lavere residuell oljemetning enn når mediet er oljefuktende. Av den grunn, vil den lille graden av økt oljeutvinning som ble oppnådd med flømming med surfaktant (vist i figur 6-8), like gjerne kunne være et resultat av forandring av fuktpreferansen, som at det skulle være et resultat av en reduksjon i grenseflatespenningen mellom olje og SFW.

Polymerflømming

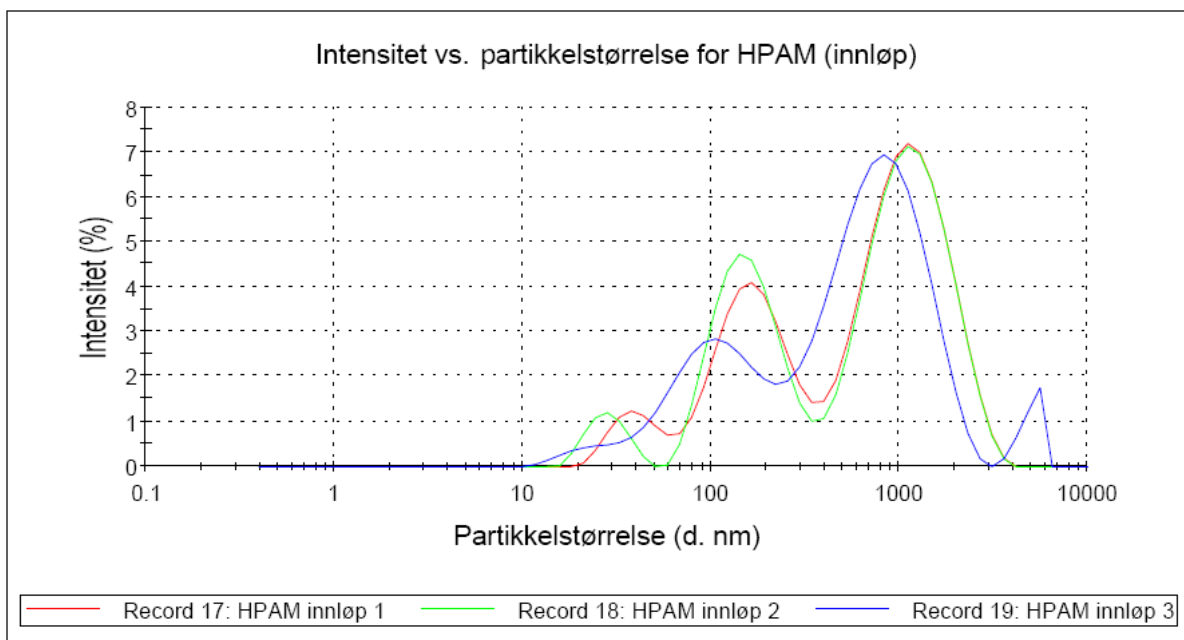
De fleste polymerflømmingene i denne masteroppgaven har ikke resultert i høyere oljeutvinning. Det er mye som tyder på at årsaken til dette er at polymermolekylene kan være for store til å komme gjennom porehalsene, og så oppstår det plugging i porennettverket. Som det framgår av avsnitt 6.7.4, er et unntak flømming med finfiltrert HPAM_{NOV} på kjerneprøven Th 4. Der ble det oppnådd betydelig reduksjon i oljemetningen, men at det trolig oppsto plugging da raten ble doblet fra 0,1 ml/min. Fysikalske målinger av fluidene i underkapittel 6.1, ga bekreftelse på at det har oppstått retensjon av polymermolekyler for flømming med finfiltrert polymerløsning på kjerneprøven Th 5. Dette ble funnet ved målinger av partikkelstørrelsene i løsningen gjort ved innløpet til og utløpet fra kjerneprøven. I tabell 6-4 ble det oppgitt at den gjennomsnittlige diameteren til partiklene i løsningen var 245 nm ved innløpet og 116 ved utløpet.

I tabell 6-13 er partikkelstørrelsesfordelingen som ble funnet i målingene for finfiltrert polymerløsning, gitt. Det vil være disse verdiene som er grunnlaget for de nevnte gjennomsnittlige partikkeldiameterne. I figur 6-10 og figur 6-11 er måleresultatene gitt grafisk, hvor intensiteten er plottet mot partikkelstørrelse (diameter). Figur 6-10 viser resultatene som ble funnet for polymerløsningen ved innløpet, mens figur 6-11 gir

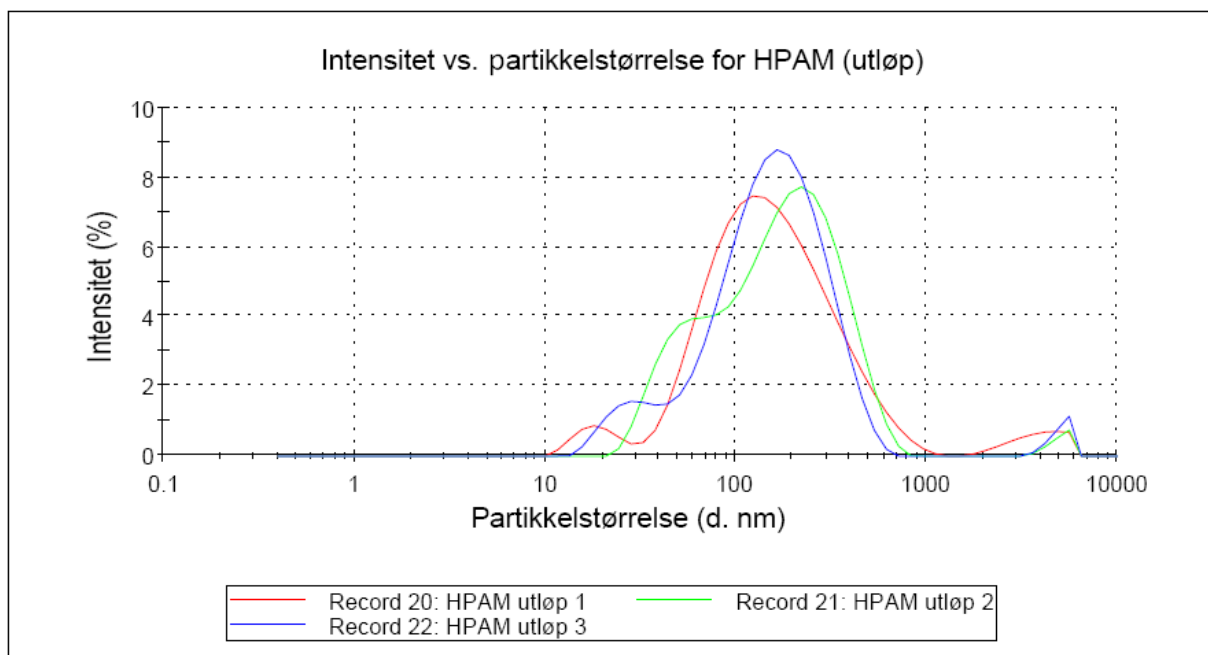
tilsvarende resultater, men funnet ved utløpet. Sammenligningen av de to grafene viser at det er stor forskjell i intensiteten på de tre toppene som er funnet i grafene.

Tabell 6-13: Resultatene av måling av partikkelstørrelse i løsningen HPAM

	Topp:	Diam., μ [nm]	Varians, σ^2 [nm]	Intensitet [%]
Innløp	1	853	460	68
	2	106	55	28
	3	4980	615	4
Utløp	1	181	103	90
	2	28	7	8
	3	5021	599	2



Figur 6-10: Resultatene av måling av partikkelstørrelse i løsningen HPAM (innløp).



Figur 6-11: Resultatene av måling av partikkelstørrelse i løsningen HPAM (utløp).

I tabell 6-13 er verdiene for de tre toppene til innløpet og utløpet listet opp. Verdiene i tabell 6-13 bør vurderes med betydelig skepsis, og bør kontrolleres nøye opp mot verdiene figur 6-10 og figur 6-11 viser. Ta for eksempel verdiene funnet for topp 3 (innløpet), de kan med ganske stor sikkerhet forkastes, siden det kun er den siste målingen i måleserien (Record 19) som i det hele tatt har registrert en verdi ved topp 3. Verdien ved topp 3 (innløpet) bør derfor vurderes som en målefeil eller i hvert fall som lite pålitelig. En tilsvarende totalvurdering av både verdiene funnet ved innløpet og utløpet, er at troverdige målinger vil være topp 1 og 2 for innløpet og kun topp 1 for utløpet. Resultatene av målingene av innløpet viser at ca. 70 % av partiklene vil inngå i topp 1 og ca. 30 % vil inngå i topp 2. At topp 1 (innløpet) har et middeltall (μ) på 853 nm, kan tyde på at filteret (0,5 μ m) som polymerløsningen ble filtrert gjennom, består av porer med ulike porestørrelser. Det ble ikke gjort forsøk på å undersøke dette nærmere. Resultatet av målingen av utløpet viser at 90 % av partiklene inngår i topp 1. Ut i fra størrelsen, er det mye som tyder på at partiklene som inngår i topp 2 (innløpet) er de samme som utgjør partiklene som inngår i topp 1 (utløpet), og at partiklene som utgjorde topp 1 (innløpet) er blitt utsatt for retensjon under flømming. Konklusjonen blir derfor at mangfoldet av partikler som inngår i topp 1 (innløpet) er blitt utsatt for retensjon, og er årsaken til at det oppstår plugging i porennettverket.

Molekylstørrelsen til HPAM er ca. 0,3 μm [45]. Partiklene ved utløpet har en partikkelstørrelse opptil ca. 280 nm. Derfor vil det, slik denne masteroppgaven viser, kunne forventes at polymermolekylene vil være lite utsatt for retensjon under flømmingene. At mangfoldet i partikkelstørrelser ved innløpet er på 853 ± 460 nm kan komme av to årsaker:

1. Polymerpartiklene er ikke blitt løst opp tilstrekkelig, slik at polymerløsningen inneholder uløste polymerklumper (fish eyes).
2. Polymerløsningen er utsatt for regresjon, slik at polymermolekylene klumper seg sammen igjen.

Kallenavnet "fish eyes" kommer av at polymerklumpene er så store at de er synlige i polymerløsningen. Et enkelt filterpapir skal derfor være tilstrekkelig til å filtrere ut "fish eyes". Det er derfor lite trolig at det er punkt 1 som er årsaken til den høye partikkelstørrelsen. At polymerløsningen kan ha vært ustabil og at det derfor har oppstått regresjon av polymermolekylene, kan være sannsynlig.

Ved kontakt med fabrikanten av HPAM (FLOPAAM 3630 s), ble det informert om at løsninger med FLOPAAM 3630 s vil være stabile i en dag. Etter en dag vil det derfor være muligheter for at løsningen vil kunne bli ustabil, men dette er avhengig av sammensetningen av løsningen som er blitt komponert. Dette kan kanskje forklare hvorfor polymerflømming kun var vellykket på kjerneprøven Th 4. Her ble flømming med rate 0,1 ml/min. gjennomført umiddelbart etter at løsningen var blitt filtrert. En rate på 0,2 ml/min. ble gjennomført en dag etter rate 0,1 ml/min. Dette kan ha vært lenge nok til at løsningen var blitt ustabil. Polymerløsningen HPAM flømnet på kjerneprøven Th 5, ble stående i flere dager før den ble nyttet. Det er derfor meget mulig at også denne løsningen er blitt ustabil før oppstarten av flømmingen. For å kunne trekke en sikker konklusjon må det gjennomføres grundigere analyser av løsninger som inneholder HPAM. I denne masteroppgaven er videre analyser ikke blitt foretatt.

Enzymflømming

Som det framkommer i denne masteroppgaven, har enzymflømming i all hovedsak ikke ført til økt oljeutvinning. Et unntak er likevel flømmingen med Apollo Greenzyme (APG) på kjerneprøven Th 2. For denne flømmingen ble oljemetningen redusert med ca. 5 % (vist i figur 6-7), og med ca. 27 % i forhold til oljemetningen før oppstart av flømmingen (vist i figur 6-8). Selv om dette er en betydelig reduksjon i oljemetningen, så må reduksjonen fortsatt ses på som relativt liten i forhold til hva som er oppnådd med enzymflømming i andre studier [14, 68].

Ved å studere og sammenligne den relative endepunktspermeabiliteten ($k_{rel,fluid}$) og den normaliserte relative endepunktspermeabiliteten ($k_{rel,norm}$), begge gitt i tabell 6-12, vil det være mulig kvalitativt å avgjøre om det har oppstått en fuktforandring i kjerneprøven. Som allerede nevnt, er det lite som tyder på at enzymer har forandret fuktpreferansen i kjerneprøven til å bli mer vannfuktende.

Etter flømming nr. 1, er beregnet $k_{rel,fluid}$ og $k_{rel,norm}$ for flømming med APG, lik det som var resultatet for kjerneprøvene flømmet med SFW. Dette tilsier at det høyst sannsynlig ikke har oppstått en fuktforandring da det ble flømmet med APG. Observert vannkutt, som vist i tabell 6-11, oppstår etter relativt få injiserte porevolum, og oppsto omtrent samtidig for alle flømmingene. Etter de tidlige vannkuttene, følger det som vist i produksjonsprofilene i vedlegg G, en lang haleproduksjon. Tidlig vannkutt og lang haleproduksjon er typiske karakteristikk for produksjonsprofiler fra et oljefuktende medium. I flømming nr. 2, ble det flømmet med både APG og NOV. Tabell 6-12 viser at $k_{rel,fluid}$ og $k_{rel,norm}$ for kjerneprøvene Th 3 og Th 4 er omtrent like etter flømming med NOV. En vesentlig forskjell er det likevel mellom disse to: Når det gjelder feilgrensen til parametrene, vil man nemlig med sikkerhet kunne si at $k_{rel,fluid}$ og $k_{rel,norm}$ har økt etter flømming nr. 2 for Th 4. Samtidig er forandringen i parametrene mindre enn feilgrensen for Th 3.

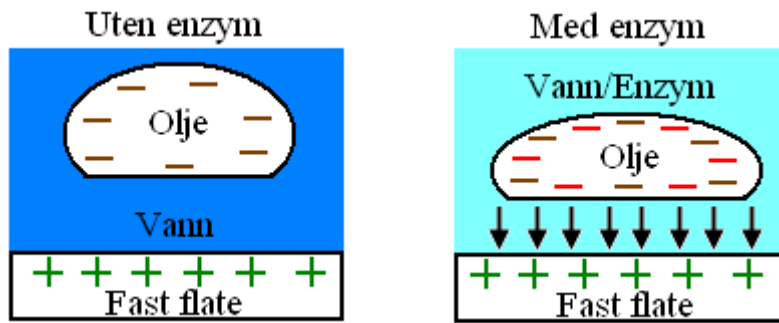
Dette er rimelig siden forandringen i oljemetningen var langt mindre i kjerneprøven Th 3 enn i Th 4. Flømming nr. 2 med APG ble gjennomført på kjerneprøven Th 2. Av tabell 6-12 kommer det fram at økningen i både $k_{rel,fluid}$ og $k_{rel,norm}$ for Th 2 etter flømming med APG, er

omtrent 3 ganger større enn det som ble oppnådd med NOV på kjerneprøvene Th 3 og Th 4. En mulig forklaring på dette, kan være at det oppnås langt lavere oljemetning for flømming med APG enn med NOV.

Så lenge fuktpreferansen i systemet ikke er forandret, vil reduksjonen i oljemetningen i en imbibisjonsprosess føre til høyere relativ vannpermeabilitet. At den normaliserte relativ vannpermeabiliteten øker langt mer ved flømming med APG enn med NOV, kan forklares med at forandringen i $k_{rel,fluid}$ for Th 2 er større i forhold til Th 3 og Th 4, og at den absolutte verdien til $k_{rel,fluid}$ øker mer enn den absolutte forandringen i oljemetningen. Likevel framgår det av både APG-flømmingen og NOV-flømmingene, at fuktpreferansen i kjerneprøvene er uforandret, og i hvert fall ikke har blitt mer vannfuktende. En forklaring på dette, kan ha sammenheng med at det ble observert en mulig fuktforandring da det ble flømmet med surfaktanter:

Som allerede beskrevet, så rapporterte Churcher et al. [67] om karbonatsteiner som hadde positiv ladning på bergoverflaten når pH-verdien i formasjonsvannet var mellom 6 og 9. Siden SFW som er brukt i denne masteroppgaven, har en pH-verdi som er målt til å være 6,6, vil det være realistisk å anta at bergoverflaten i kjerneprøvene har positiv ladning.

I avsnitt 4.3.1 ble det forklart at når enzymer ble tilsatt vannet, var det forventet at det ville oppstå en større elektrostatisk frastøtning mellom oljedråpen og den faste flaten. Dette var, som sagt, forventet, siden den faste flaten er negativt ladet, og oljedråpen blir tilført ekstra negativ ladning når karboksylat legger seg på oljeoverflaten. Hvis den faste flaten derimot er positivt ladet, vil effekten av enzymer bli reversert i forhold til det som er blitt beskrevet. Når det blir tilført ekstra negativ ladning til oljedråpen, vil det oppstå større elektrostatisk tiltrekning mellom oljedråpen og den faste flaten. Resultatet vil derfor være at systemet blir mer oljefuktende, og ikke mer vannfuktende. Figur 6-12 er en modifisering av figur 4-10 i avsnitt 4.3.1. I figur 6-12 vil beskrivelsen av systemet være som før, bortsett fra at ladningen til den faste overflaten nå er positiv. Av den grunn vil det oppstå større elektrostatisk tiltrekning mellom oljedråpen og den faste flaten.



Figur 6-12: Skissen illustrerer effekten av tilsetning av enzymer i et system bestående av olje, vann og en fast flate. Den faste flaten har positiv ladning. Når det tilsettes enzymer i vannet, vil karboksylatene legge seg på overflaten av oljedråpen. Siden karboksylatene er ioner, vil oljen bli mer elektronegativ. Dette fører til at systemet blir mer oljefuktende. Avstanden mellom oljen og den faste flaten vil reelt sett være mellom 10-100 nm.

7 Oppsummering av hovedresultatene

Porøsiteten til de fem kjerneprøvene som har inngått i det eksperimentelle arbeidet, ble målt til å være mellom 24,4 % og 27,3 %, mens den absolutte permeabiliteten til kjerneprøvene var mellom 4,2 – 11,4 mD. Målingene av disse to parametrene ble gjort etter at kjerneprøvene var blitt rensset og tørket.

Ved drenering av syntetisk formasjonsvann fra de fem kjerneprøvene, gjort med henholdsvis Marcol 52 og råolje, var det mulig å oppnå initiell vannmetning mellom 0,192-0,231. Effektiv endepunktspermeabilitet ved initiell vannmetning lå i området 3,3 – 8,1 mD. Etter elding av kjerneprøvene, falt den effektive endepunktspermeabiliteten til 3,1 – 4,6 mD. Reduksjonen i effektiv endepunktspermeabilitet kom trolig som en konsekvens av at fuktpreferansen i kjerneprøvene ble forandret under elding fra å være vannfuktende til å bli oljefuktende.

Etter at fuktpreferansen i kjerneprøvene er forandret fra vannfuktende til oljefuktende, vil initiell vannmetning gå fra å være vannfilm langs poreveggen til å bli en kapillært bundet dråpe midt i poren. Dermed vil injisert olje møte større motstand i strømningsretningen når fuktpreferansen i kjerneprøvene er oljefuktende enn når fuktpreferansen er vannfuktende.

I denne masteroppgaven har arbeidet primært vært å undersøke om enzymer kan bidra til økt oljeutvinning fra karbonatreservoarmateriale, og om effekten av enzymene kan knyttes til forandringer i fuktpreferansen i det porøse mediet.

For spontan imbibisjon er konklusjonen at tilsetning av enzymene Novozymes eller Apollo Greenzyme i det syntetiske formasjonsvannet, ikke vil fremme oljeutvinningen fra kjernematerialet.

Med tvungen imbibisjon, ble det først oppnådd en residuell oljemetning i kjerneprøvene på mellom 0,194 – 0,289. I denne serien ble fire av fem flømminger gjort med syntetisk formasjonsvann. Den femte flømmingen ble gjort med en fluidløsning på 1 wt % av Apollo Greenzyme tilsatt i det syntetiske formasjonsvannet. Kapillartrykket for to av kjernene var

null ved oppstart av tvungen imbibisjon. Det forklarer det store avviket på ca. 0,1 i residuell oljemetning. Kapillartrykket for de tre andre kjerneprøvene var ved oppstart av tvungen imbibisjon større enn null. Siden kapillartrykket er større enn null ved oppstart av tvungen imbibisjon, vil det i tillegg til dynamisk fortregning av olje kunne oppstå oljefortregning i form av spontan imbibisjon. En flømming med en fluidløsning på 1 wt % Apollo Greenzyme, ble gjennomført på en av de tre kjerneprøvene med høyere kapillartrykk enn null. For de tre kjerneprøvene som ved oppstart av tvungen imbibisjon hadde kapillartrykk høyere enn null, ble det oppnådd residuelle oljemetninger på mellom 0,194 – 0,213. Siden differansen mellom oppnådde residuelle oljemetninger for disse tre kjerneprøvene var mindre enn feilgrensen, er konklusjonen at en tilsetning på 1 wt % Apollo Greenzyme, ikke vil gi høyere oljeutvinning ved oppstart av tvungen imbibisjon enn ved konvensjonell vannflømming.

Videre oppfølging av flømming med enzymer, ble gjort med tre enzymflømminger på kjerneprøvene som tidligere hadde vært gjenstand for konvensjonell vannflømming. Enzymflømmingene førte til at residuell oljemetning ble redusert med mellom 0,4 – 5,6 %. To av de tre enzymflømmingene ble gjort med en tilsetning på 1 wt % av Novozymes i det syntetiske formasjonsvannet. Resultatet av disse to flømmingene var at residuell oljemetning ble redusert til mellom 0,233 – 0,260. Den siste av de tre enzymflømmingene ble gjort med en tilsetning på 1 wt % av Apollo Greenzyme i det syntetiske formasjonsvannet. Resultatet av denne enzymflømmingen, var at residuell oljemetning ble redusert til 0,149. Selv om flømming med enzymer kan redusere residuell oljemetning, i beste tilfellet med 5,6 %, blir likevel konklusjonen at tilsetning av enzymer synes å ha liten betydning for å øke oljeutvinningen fra kjernematerialet, når forutsetningene er som presentert i denne masteroppgaven. Konklusjonen er basert på en total vurdering av verdiene for residuell oljemetning oppnådd med enzymflømming og konvensjonell vannflømming.

Ved å studere og sammenligne den relative endepunktspermeabiliteten og den normaliserte relative endepunktspermeabiliteten, var det kvalitativt mulig å avgjøre at tilsetning av enzymene i det syntetiske formasjonsvannet, ikke forandret fuktpreferansen i kjerneprøvene til å bli mer vannfuktende.

Enzymene forandret altså ikke fuktpreferansen i kjerneprøvene i gunstig retning, og ga heller ikke økt oljeutvinning. Forklaringen på dette kan være at bergoverflaten i kjernematerialet har positiv ladning. Dette reverserer effekten av enzymene i forhold til det som var forventet, nemlig at fuktpreferansen blir mer vannfuktende. Av samme grunn som enzymer kan føre til økt oljeutvinning fra et porøst medium der poreoverflatene har negativ ladning, kan de resultere i at økningen uteblir der ladningen er positiv.

Feng et al. [14] skriver i sin forskningsartikkel at enzymer kan forandre fuktpreferansen til bergmaterien fra oljefuktende til vannfuktende, at enzymer kan redusere grenseflatespenningen og redusere strømningsmotstanden gjennom porøse medier. Endringene enzymer medfører, skal gi økt oljeutvinning fra porøse medier.

Karbonatmaterialet som ble benyttet i arbeidet med denne masteroppgaven, viste ingen spontan imbibisjon av vann, med eller uten enzymer. Dataene om grenseflatespenning som framkommer i arbeidet med denne masteroppgaven og likeledes i dataene i forskningsartikkelen til Nasiri et al. [68], viser at tilsetning av enzymer i injeksjonsvannet ikke fører til reduksjon av grenseflatespenningen til olje. Ved tilsetning av enzymer til injeksjonsvannet, ble det ikke målt økning av permeabilitet eller økt oljeutvinning.

Her er det imidlertid viktig å påpeke at bergmaterialet i studiene til Feng et al. er sandstein, mens det i denne masteroppgaven er karbonat.

Churcher et al. [67] gjennomførte studier på karbonatmateriale. Studiene dreide seg blant annet om hvordan ladningen på bergoverflaten varierte etter økende pH-verdi i formasjonsvannet. Churcher et al. rapporterte om positiv ladning på bergoverflaten i karbonatmateriale når pH-verdien på formasjonsvannet var mellom 6 og 9. En studie av Hirasaki [69], viser at sandstein har negativ ladning på bergoverflaten når formasjonsvann har pH høyere enn 2. Formasjonsvann med pH lavere enn 2 er uvanlig, og det er derfor stor sannsynlighet for at bergoverflaten i sandsteinsmaterialet til Feng et al. har negativ ladning.

Forskjell i bergoverflateladningen mellom sandsteinsmateriale og karbonatmateriale, kan forklare hvorfor enzymer gir økt oljeutvinning i studiene til Feng et al., men ikke i studiene i denne masteroppgaven.

Det beste resultatet av surfaktantflømming, var en redusert residuell oljemetning på ca. 2 %. En sannsynlig årsak til at flømming med surfaktanter ikke førte til særlig grad av økt oljeutvinning, er trolig den høye saliniteten i det syntetiske formasjonsvannet. Surfaktanter som gir svært lave grenseflatespenninger for saltvann med høy salinitet, er vanskelige å finne. Imidlertid viste flømming med surfaktanter å ha potensiale for å forandre fuktpreferansen i kjernematerialet. Dette ble kvalitativt verifisert ved å studere målingene av effektiv endepunktspermeabilitet. En mulig forklaring på at flømming med surfaktanter kan ha forandret fuktpreferansen fra oljefuktende til vannfuktende, har sammenheng med at det ikke lot seg gjøre å forandre fuktpreferansen tilsvarende for enzymflømming. Også her er sammenhengen at bergoverflaten i kjerneprøvene kan ha positiv ladning. Under optimale forhold vil anioniske surfaktanter kunne forandre fuktpreferansen i kjernematerialet fra å være oljefuktende til bli mer vannfuktende, hvis bergoverflaten har positiv ladning.

De fleste flømmingene der injisert formasjonsvann inneholdt polymerer, resulterte i retensjon av polymermolekylene og at porennettverket ble pluggert. At plugging i kjerneprøvene oppsto som et resultat av retensjon av polymermolekyler, ble bekreftet i analysen av fluidløsningen, før og etter at den var blitt flømmet på kjerneprøven. I et tilfelle lyktes det likevel å gjennomføre en polymerflømming. For dette tilfellet ble residuell oljemetning redusert fra 0,210 til 0,108. Dette tilsvarer en reduksjon i oljemetningen på ca. 50 %. En forklaring på hvorfor polymerløsningen gav plugging i porennettverket, ble gitt av fabrikanten av polymeren. Av de gjennomførte polymerflømmingene, var det kun den vellykkede polymerflømmingen som ble gjennomført med en polymerløsning som var mindre enn ett døgn gammel. Konklusjonen blir derfor at en stabil polymerløsning har stort potensiale for å øke oljeutvinningen fra kjernematerialet, mens en ustabil polymerløsning vil føre til plugging av porennettverket i kjernematerialet.

Selv om det er lite som tyder på at enzymer har bidratt til økt oljeutvinning da det ble flømmet med polymerer, eller førte til forandring av fuktpreferansen under flømming med

surfaktanter, kan det ikke utelukkes at enzymer har en positiv effekt i kombinerte injeksjonsprosesser.

8 Konklusjoner

Elding av karbonatmaterialet førte til reduksjon av relativ endepunktspermeabilitet for olje. Dette indikerer at fuktpreferansen er endret fra vannfuktende til mer oljefuktende.

Karbonatmaterialet viste ingen spontan imbibisjon av vann. Av den grunn kan karbonatmaterialet ikke være vannfuktende, men vil enten være oljefuktende eller intermediært fuktende.

Tilsetning av enzymer i vannfasen ga ingen endring i spontan imbibisjon av vann. Dataene i denne oppgaven indikerer at enzymer ikke forandrer fuktpreferansen i karbonatmaterialet til å bli mer vannfuktende.

Eksperimentene har vist at initielt kapillartrykk påvirker residuell oljemetning, selv i en tilstand uten spontan imbibisjon av vann.

Høyere initielt kapillartrykk ga lavere residuell oljemetning.

Tilsetningen av enzymer til injeksjonsvannet ved tvungen imbibisjon, førte ikke til økt oljeutvinning fra karbonatmaterialet. Relativ endepunktspermeabilitet for vann viste ingen endring av fuktpreferansen i kjernematerialet i mer vannfuktende retning, ved tilsetning av enzymer i injeksjonsvannet.

Teorien om forandring av fukt med enzymer, antyder at enzymer sannsynligvis gir bedre effekt på oljeutvinning fra sandstein enn fra karbonat.

Flømming med anioniske surfaktanter på karbonatmaterialet førte ikke til økt oljeutvinning. Imidlertid viste surfaktanter å ha potensiale til å forandre fuktpreferansen i karbonatmaterialet til å bli mer vannfuktende.

Polymerflømming ved residuell oljemetning etter vannflømming, ga ekstra høy oljeutvinning.

Polymerenes molekylvekt må tilpasses porennettverket for å unngå at det skjer plugging i karbonatmaterialet.

På bakgrunn av det som har framkommet i denne masteroppgaven, synes en kombinasjon av surfaktanter og polymerer å være det beste valget av EOR-prosess for å endre fukt og samtidig øke oljeutvinningen.

9 Videre arbeid

En viktig konklusjon i denne masteroppgaven, er at flømming med enzymer ikke fører til at fuktpreferansen i kjernematerialet blir gunstigere, og at tilsetning av enzymer heller ikke gir økt oljeutvinning fra kjernematerialet. Forklaringen på effekten av enzymene, er så langt hypoteser. Det bør derfor gjennomføres studier som kan avklare effekten enzymer kan ha på oljeutvinning. Et eksempel på en analyse vil være å studere forandringen av fuktpreferansen i mikroskala ved å bruke ESEM (eng. Environmental Scanning Electron Microscope). En slik analyse vil kunne utdype forståelsen av hvorfor enzymer kan gi økt oljeutvinning fra sandsteinmateriale [14, 68], men ikke fra karbonatmaterialet som ble benyttet i denne masteroppgaven. Siden Hamidreza Nasiri har gjennomført enzymstudier i sin PhD-avhandling parallelt med enzymstudiene i denne masteroppgaven, vil jeg oppfordre til at det blir gjennomført en sammenligning av resultatene fra disse to avhandlingene. En slik sammenligning vil kunne være en god start på arbeidet med å komme nærmere en forståelse av enzymflømming på kjernemateriale av sandstein og karbonat.

Som beskrevet i kapittel 1, er karbonatmaterialet i denne masteroppgaven hentet fra et oljereservoar i Midtøsten. Utfordringen med dette oljereservoaret, var vanskelighetene det medførte å drenere oljen ut av nedre sone i reservoaret. Masalmeh et al. [12] gjennomførte en feltstudie på et reservoar med det samme problemet som har vært en viktig problemstilling også i denne masteroppgaven. Masalmeh et al. påpekte at barrieren mellom øvre og nedre sone, kan komme av at reservoaret er ikke-vannfuktende, og at lavpermeabilitetslagene (nedre sone) har høyere negative kapillartrykk enn høypermeabilitetslagene (øvre sone). Forandring av fuktpreferansen til å bli mer vannfuktende, vil kunne resultere i at oljen fra den nedre sonen i reservoaret lar seg utvinne. I det eksperimentelle arbeidet i denne masteroppgaven, er det kun flømming med anioniske surfaktanter som har vist potensiale til å kunne forandre fuktpreferansen i kjernematerialet i gunstig retning. Dette initiativet bør føres videre. Det bør undersøkes hvilke evner surfaktanter har til å forandre fuktpreferansen på kjernematerialet fra oljefuktende til vannfuktende. Standnes og Austad [66] gjennomførte studier av forandring av fuktpreferansen i kalkstein med både anioniske og kationiske surfaktanter. Standnes og

Austad rapporterte om forandring av fuktpreferansen fra oljefuktende til vannfuktende for både anioniske og kationiske surfaktanter. Rapporten til Standnes og Austad dokumenterer imidlertid at forandringen av fuktpreferansen er langt større med kationiske surfaktanter enn med anioniske. Det bør derfor fokuseres på kationiske surfaktanter i en eventuell ny studie av surfaktanter på kjernematerialet.

Av det eksperimentelle arbeidet kom det fram at det var flømming med polymerer som gav lavest residuell oljemetning i kjernematerialet, forutsatt at polymerløsningen var stabil. Ustabil polymerløsning førte til plugging i porennettverket til kjerneprøvene. Ved kontakt med fabrikanten av polymeren FLOPAAM 3630 s, som ble benyttet i denne masteroppgaven, ble det informert om at faren for retensjon av polymermolekylene til FLOPAAM 3630 s var stor for kjernemateriale med lav permeabilitet. Alternative polymerer med lavere molekylvekt er tilgjengelige og bør testes. Videre studier av polymerflømming på kjernematerialet fra denne masteroppgaven, bør derfor gjøres med enten FLOPAAM 3130 s eller FLOPAAM 3230 s. For å avdekke effekten polymerflømming har på kjerneprøvene kan NMR-tester (NMR, eng. Nuclear Magnetic Resonance) gjennomføres. I NMR-tester kan tortuositeten måles før og etter polymerflømming. Dette vil gi en beskrivelse av endringen i strømningsforholdet på kjerneprøvene før og etter polymerflømming. En metode for å avgjøre hvor plugging i kjerneprøvene oppstår under flømming, er å benytte flere differansetrykkmålere langs kjerneprøven [70]. Dette vil avdekke hvor på kjernen trykkoppbygningen oppstår, og følgelig hvor retensjon av polymermolekyler skjer.

Nomenklaturliste

Latinske bokstaver

A	tverrsnittsareal [cm^2]
c	formen til grenseflaten mellom to fluider [$1/\text{m}$]
g	gravitasjonsakselerasjonen [$9,1 \text{ m/s}^2$]
I_{AH}	Amott-Harvey-indeksen
I_{USBM}	USBM-indeksen
K	absolutt permeabilitet [mD]
K_{abs}	absolutt permeabilitet [mD]
K_{air}	absolutt permeabilitet målt med luft og justert etter Klinkenbergeffekten [mD]
$K_{eff,i}$	effektiv permeabilitet for fase i [mD]
K_{end}	effektiv endepunktspermeabilitet [mD]
$K_{end,fluid}$	effektiv endepunktspermeabilitet for fluid [mD]
K_{fluid}	effektiv permeabilitet for fluid [mD]
K_o	effektiv permeabilitet for olje [mD]
$K_o(S_w)$	den effektive permeabiliteten for olje ved vannmetningen S_w [mD]
$K_o(S_{iw})$	effektiv permeabilitet for olje ved initiell vannmetning [mD]
k_{rel}	relativ endepunktspermeabilitet
$k_{rel,fluid}$	relativ endepunktspermeabilitet for fluid
$k_{rel,fluid}(S_{or})$	relativ endepunktspermeabilitet for fluid ved residuell oljemetning
$k_{rel,norm}$	normalisert relativ endepunktspermeabilitet
$k_{ro,iw}$	relativ endepunktspermeabilitet for olje
$k_{rw,or}$	relativ endepunktspermeabilitet for vann
K_w	effektiv permeabilitet for vann [mD]
$K_w(S_{or})$	effektiv permeabilitet for vann ved residuell oljemetning [mD]
L	lengde et medie [cm]
M	mobilitetsforholdet mellom olje og vann
n	power law eksponent ($n < 1$)
N_{VC}	kapillartall
$N_{VC,C}$	kritisk verdi for kapillartallet
P	trykk [bar]
P_c	kapillartrykk [bar]
$P_{c,min}$	terskeltrykk [bar]
pH	måleenhet for surhetsgrad
P_{nw}	trykket i den ikke-fuktende fasen (P_{nw} , eng. non-wetting) [bar]
P_{olje}	trykket i oljefasene [bar]
P_{vann}	trykket i vannfasene [bar]
P_w	trykket i den fuktende fasen (P_w , eng. wetting) [bar]

Q	strømningsrate [ml/min.]
R	radius [cm]
R_{maks}	radius i den største poren i systemet [cm]
S_g	gassmetning [frak.]
S_{iw}	initiell vannmetning [frak.]
S_o	oljemetning [frak.]
$S_{o,sp}$	oljemetning etter en spontan imbibisjon [frak.]
$S_{o,x}$	oljemetning før oppstart av hver flømming [frak.]
S_{or}	residuell oljemetning
$S_{or,fluid}$	residuell oljemetning oppnådd etter flømming med fluid [frak.]
S_w	vannmetning [frak.]
S_{wi}	Morrows [2] symbolbruk av initiell vannmetning [frak.].
$S_{w,sp}$	vannmetning etter en spontan imbibisjon [frak.]
T	mekanisk resonansfrekvens [Hz]
u_w	Darcy hastigheten til injisert fluid [cm/min]
V_b	bulk volum [cm ³]
V_g	volum av gass [ml]
V_m	matriksvolum [cm ³]
V_o	volum av olje [ml]
V_p	porevolum [ml]
V_w	volum av vann [ml]

Greske bokstaver

Δ	differanse i kvantiteten
α	andelen av oljefuktende porer
γ	skjærhastighet [1/s]
γ_c	kritisk skjærhastighet [1/s]
θ	kontaktvinkel [grader]
λ	relaksasjonskonstant [s]
μ	viskositet [cP]
μ_0	viskositet ved skjærhastighet = null [cP]
μ_∞	viskositet ved skjærhastighet = uendelig [cP]
μ_o	viskositet til olje [cP]
μ_w	viskositet til vann [cP]
ρ	tetthet [g/ml]
σ	grenseflatespenning [mN/m]
σ_{os}	grenseflatespenningene mellom olje/fast stoff [mN/m]
σ_{ow}	grenseflatespenningene mellom olje/vann [mN/m]

σ_{ws}	grenseflatespenningene mellom vann/fast stoff [mN/m]
ϕ	porøsitet [frak.]
ϕ_{eff}	effektiv porøsitet [frak.]
ω	rotasjonsfrekvens [rad/s]

Forkortelser

AOS	Sulframin AOS 38
AOS _{NOV}	Sulframin AOS 38 med Novozymes
APG	Apollo Greenzyme
BT	vanngjennombrudd (BT, eng. break through)
CDC-kurve	eng. Capillary Desaturation Curve
DLS	eng. Dynamic Light Scattering
EOR	eng. Enhanced Oil Recovery
ESEM	eng. Environmental Scanning Electron Microscope
FW	fraksjonell fuktende (FW, eng. Fractionally Wet)
FWL	fritt vannnivå (eng. Free Water Level)
HPAM	hydrolyse polyacrylamide
HPAM	FLOOPAM 3630 s
HPAM _{APG}	HPAM med Apollo Greenzyme
HPAM _{NOV}	HPAM med Novozymes
IOR	eng. Increased Oil Recovery
IPV	utilgjengelig porevolum (IPV, eng. Inaccessible Pore Volume)
LoSal	saltvann med lav salinitet
MDT	eng. Modular Formation Dynamic Tester
MW	blandet fuktende (MW, eng. Mixed Wet)
MWL	blandet fuktende, der bare de største porene er oljefuktende
MWS	blandet fuktende, der bare de minste porene er oljefuktende
NMR	eng. Nuclear Magnetic Resonance
NOV	Novozymes
OOIP	opprinnelig oljeinnhold (eng Oil Originally in Place)
OWC	olje-vannkontakten (eng. Oil-Water Contact)
PAM	polyacrylamide
PV	porevolum
RFT	eng. Repeat Formation Tester
SCAL	eng. Special Core Analysis
SFW	syntetisk formasjonsvann (eng. Synthetic Formation Water)
SOS	faseoppførselen mellom Surfaktant-Olje-Saltvann
STO	råolje (eng. Stock Tank Oil)
USS	eng. Unsteady State

Andre uttrykk

akvifer	bergart eller sediment med en betydelig vanngiverevne
fish eyes	uløste polymerklumper i polymerløsning
hardt vann	vann som inneholder mye kalsium- og magnesiumsalter, ofte som karbonater ("kalkholdig vann")
Klinkenbergeffekten	prosedyre for korrigering av permeabilitet målt med gass
protease	enzym som spalter protein

Referanser

1. Craig, F.F., *The reservoir engineering aspects of waterflooding*. [Society of Petroleum Engineers of AIME] Monograph. Vol. 3. 1971, New York,: H. L. Doherty Memorial Fund of AIME. 134 p.
2. Morrow, N.R., *Wettability and Its Effect on Oil-Recovery*. Journal of Petroleum Technology, 1990. **42**(12): p. 1476-1484.
3. Austad, T., et al., *Chemical flooding of oil reservoirs 8. Spontaneous oil expulsion from oil- and water-wet low permeable chalk material by imbibition of aqueous surfactant solutions*. Colloids and Surfaces a-Physicochemical and Engineering Aspects, 1998. **137**(1-3): p. 117-129.
4. Xu, W., et al., *Experimental investigation of oil compositional and surfactant effects on wettability at reservoir conditions*, in *International Symposium of Society of Core Analysts*. 2005: Toronto, Canada.
5. Morrow, N.R., et al., *Prospects of improved oil recovery related to wettability and brine composition*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1998. **20**(3-4): p. 267-276.
6. Yu, L., et al., *Analysis of the Wettability Alteration Process During Seawater Imbibition Into Preferentially Oil-Wet Chalk Cores*, in *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*. 2008, Society of Petroleum Engineers: Tulsa, Oklahoma, USA.
7. Zhang, P.M., M.T. Tweheyo, and T. Austad, *Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca²⁺, Mg (2+), and SO₄²⁻*. Colloids and Surfaces a-Physicochemical and Engineering Aspects, 2007. **301**(1-3): p. 199-208.
8. Alagic, E. and A. Skauge, *Change to Low Salinity Brine Injection in Combination with Surfactant Flooding*, in *15th European Symposium on Improved Oil Recovery*. 2009: Paris, France.
9. Masalmeh, S.K., *The Effect of Wettability on Saturation Functions and Impact on Carbonate Reservoirs in the Middle East*, in *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*. 2002, 2002,. Society of Petroleum Engineers Inc.: Abu Dhabi, United Arab Emirates.
10. Masalmeh, S.K., I.M. Abu-Shiekah, and X. Jing, *Improved Characterization and Modeling of Capillary Transition Zones in Carbonate Reservoirs*. Spe Reservoir Evaluation & Engineering, 2007. **10**(2): p. pp. 191-204.
11. Masalmeh, S.K., I.M. Abu-Shiekah, and X.D. Jing, *Improved Characterization and Modeling of Capillary Transition Zones in Carbonate Reservoirs*, in *International Petroleum Technology Conference*. 2005, International Petroleum Technology Conference: Doha, Qatar.
12. Masalmeh, S.K., et al., *Impact of SCAL (Special Core Analysis) on Carbonate Reservoirs: How Capillary Forces Can Affect Field Performance Predictions*. 2004(PETPHY).

13. Namba, T. and T. Hiraoka, *Capillary Force Barriers in a Carbonate Reservoir Under Waterflooding*, in *Middle East Oil Show*. 1995, 1995 Copyright 1995, Society of Petroleum Engineers, Inc.: Bahrain.
14. Feng, Q.-x., et al., *EOR Pilot Tests With Modified Enzyme--Dagang Oilfield, China*. *Spe Reservoir Evaluation & Engineering*, 2009. **12**(1): p. pp. 79-87.
15. Webb, K.J., C.J.J. Black, and G. Tjetland, *A Laboratory Study Investigating Methods for Improving Oil Recovery in Carbonates*, in *International Petroleum Technology Conference*. 2005, International Petroleum Technology Conference: Doha, Qatar.
16. Strand, S., et al., *"Smart Water" for Oil Recovery from Fractured Limestone: A Preliminary Study*. *Energy & Fuels*, 2008. **22**(5): p. 3126-3133.
17. Lager, A., et al. *Low salinity oil recovery - An experimental investigation*. 2008: Soc Petrophysicists & Well Log Analysts-Spwla.
18. Dullien, F.A.L., *Porous media : fluid transport and pore structure*. 2nd ed. 1992, San Diego: Academic Press. xx, 574 p.
19. Bear, J., *Dynamics of fluids in porous media*. Environmental science series (New York, 1972-). 1972, New York,: American Elsevier Pub. Co. xvii, 764 p.
20. Lien, J.R., *PTEK 212, Reservoarteknikk I*. Compendium. UiB, 2007. 25-26.
21. Morrow, N.R., *Physics and Thermodynamics of Capillary Action in Porous Media*. *Industrial and Engineering Chemistry*, 1970. **62**(6): p. 32-56.
22. 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.
23. Ursin, J.R. and A.B. Zolotukhin, *Introduction to Petroleum Reservoir Engineering*. Textbook. 2000, Kristiansand: Høyskoleforlaget AS - Norwegian Academic Press.
24. Selley, R.C., *Elements of petroleum geology*. 2nd ed. 1998, San Diego: Academic Press. Cap. 6.
25. Nutting, P.G., *Some Physical and Chemical Properties of Reservoir Rocks Bearing on the Accumulation and Discharge of Oil in Problems of Petroleum Geology (Sidney Powers Memorial Volume)*. *AAPG bulletin*, 1934: p. 825.
26. Benner, F.C. and F.E. Bartel, *The Effect Of Polar Impurities Upon Capillary And Surface Phenomena In Petroleum Production*, in *Drilling and Production Practice*. 1941, American Petroleum Institute.
27. Denekas, M.O., C.C. Mattax, and G.T. Davis, *Effects of Crude Oil Components on Rock Wettability*. 1959, Society of Petroleum Engineers.
28. Buckley, J.S., Y. Liu, and S. Monsterleet, *Mechanisms of Wetting Alteration by Crude Oils*. *Spe Journal*, 1998. **3**(1): p. 54-61.
29. DONALDSON, E.C., R.D. THOMAS, and P.B. LORENZ, *Wettability Determination and Its Effect on Recovery Efficiency*. 1969. **9**(1): p. 13 - 20.
30. Donaldson, E.C., et al., *Equipment and procedures for fluid flow and wettability tests of geological materials*. 1980. p. Medium: X; Size: Pages: 43.

31. Donaldson, E.C., *Oil-water-rock wettability measurement*. 1981. Medium: X; Size: Pages: 110-122.
32. Amott, E., *Observations Relating to the Wettability of Porous Rock*. 1959, Society of Petroleum Engineers.
33. Boneau, D.F. and R.L. Clampitt, *A Surfactant System for the Oil-Wet Sandstone Of the North Burbank Unit*. SPE Journal of Petroleum Technology, 1977. **29**(5): p. 501-506.
34. Skauge, A., et al., *Theoretical and experimental evidence of different wettability classes*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2007. **57**(3-4): p. 321-333.
35. Fatt, I. and W.A. Klikoff, *Effect of Fractional Wettability on Multiphase Flow through Porous Media*. Transactions of the American Institute of Mining and Metallurgical Engineers, 1959. **216**: p. 426-430.
36. Gatenby, W.A. and S.S. Marsden, *Some Wettability Characteristics of Synthetic Porous Media*. Vol. 22. 1957: Prod. Monthly.
37. Richardson, J.G., F.M. Perkins, and J.S. Osoba, *Differences in Behavior of Fresh and Aged East Texas Woodbine Cores*. Transactions of the American Institute of Mining and Metallurgical Engineers, 1955. **204**(6): p. 86-91.
38. Anderson, W.G., *Wettability Literature Survey .4. Effects of Wettability on Capillary-Pressure*. Journal of Petroleum Technology, 1987. **39**(10): p. 1283-1300.
39. Skauge, A., *Analysis of Intermediate Wettability*, in *International Energy Agency 24th Annual Workshop & Symposium*. 2003: Regina, Canada.
40. Anderson, W.G., *Wettability Literature Survey .6. The Effects of Wettability on Waterflooding*. Journal of Petroleum Technology, 1987. **39**(12): p. 1605-1622.
41. 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.
42. Jadhunandan, P.P. and N.R. Morrow, *Effect of Wettability on Waterflood Recovery for Crude-Oil Brine Rock Systems*. Spe Reservoir Engineering, 1995. **10**(1): p. 40-46.
43. Basu, S. and M.M. Sharma, *Defining the Wettability State of Mixed Wet Reservoirs: Measurement of Critical Capillary Pressure for Crude Oils*, in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 1996, 1996 Copyright 1996, Society of Petroleum Engineers, Inc.: Denver, Colorado.
44. Cuiec, L., *Rock/Crude-Oil Interactions and Wettability: An Attempt To Understand Their Interrelation*, in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 1984, 1984 Copyright 1984 Society of Petroleum Engineers of AIME: Houston, Texas.
45. Skarestad, M. and A. Skauge, *Fluid Properties and Recovery Methods, PTEK213, Reservoarteknikk II*. Compendium. 2007.
46. Lake, L.W., *Enhanced oil recovery*. 1989, Englewood Cliffs, N.J.: Prentice Hall. xxv, 550 p.
47. Moore, T.F. and R.L. Slobod, *The effect of viscosity and capillarity on the displacement of oil by water*. Producers Monthly, 20. 1956. 20-30.

48. Lake, L.W., "Technical survey of micellar polymer flooding". November 1984: presented at Enhanced Oil Recovery, A Symposium for the Independent Producer. Southern Methodist University, Dallas, Texas.
49. Glover, C.J., et al., *Surfactant Phase Behavior and Retention in Porous Media*. 1979. **19**(3): p. 183-193.
50. Nelson, R.C., *The Salinity-Requirement Diagram - A Useful Tool in Chemical Flooding Research and Development*. 1982. **22**(2): p. 259-270.
51. Pope, G.A., B. Wang, and K. Tsaur, *A Sensitivity Study of Micellar/Polymer Flooding*. 1979. **19**(6): p. 357-368.
52. Bavière, M. and Society of Chemical Industry (Great Britain), *Basic concepts in enhanced oil recovery processes*. Critical reports on applied chemistry. 1991, London ; New York: Published for SCI by Elsevier Applied Science. xiv, 412 p.
53. Moses, V. and R.E. Cape, *Biotechnology, the science and the business*. 1991, Chur, Switzerland ; New York: Harwood Academic Publishers. xiii, 596 p.
54. Harris, R.E. and I.D. McKay, *New Applications for Enzymes in Oil and Gas Production*, in *European Petroleum Conference*. 1998, 1998 Copyright 1998, Society of Petroleum Engineers Inc.: The Hague, Netherlands.
55. Chen, L.H., et al., *4-Oxalocrotonate Tautomerase, an Enzyme Composed of 62 Amino-Acid-Residues Per Monomer*. Journal of Biological Chemistry, 1992. **267**(25): p. 17716-17721.
56. Blackburn, S., *Enzyme structure and function*. 1976, New York: M. Dekker.
57. Reiner, J.M., *Behavior of enzyme systems*. 2d ed. ed. 1969, New York: Van Nostrand Reinhold Co.
58. Buckley, J.S., K. Takamura, and N.R. Morrow, *Influence of Electrical Surface Charges on the Wetting Properties of Crude Oils*. Spe Reservoir Engineering, 1989. **4**(3): p. 332-340.
59. Gray, J., *Using enzymes to enhance oil recovery* 2008, JPT inline. SPE.
60. Westcott, C.C., *Selection and Care of Ph Electrodes*. American Laboratory, 1978. **10**(8): p. 71-73.
61. Mills, B.L. and F.R. Vandervoort, *Determination of Solid Fat Index of Fats and Oils Using the Anton Paar Density Meter*. Journal of the American Oil Chemists Society, 1981. **58**(5): p. 618-621.
62. Princen, H.M., *Some Aspects of Spinning Drop Tensiometry*. Journal of Colloid and Interface Science, 1995. **169**(1): p. 241-243.
63. Viades-Trejo, J. and J. Gracia-Fadrique, *Spinning drop method from Young-Laplace to Vonnegut*. Colloids and Surfaces a-Physicochemical and Engineering Aspects, 2007. **302**(1-3): p. 549-552.
64. Alveskog, P.L., T. Holt, and O. Torsaeter, *The effect of surfactant concentration on the Amott wettability index and residual oil saturation*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1998. **20**(3-4): p. 247-252.

65. Seethepalli, A., B. Adibhatla, and K.K. Mohanty, *Wettability Alteration During Surfactant Flooding of Carbonate Reservoirs*, in *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*. 2004, Society of Petroleum Engineers: Tulsa, Oklahoma.
66. Standnes, D.C. and T. Austad, *Wettability alteration in chalk 2. Mechanism for wettability alteration from oil-wet to water-wet using surfactants*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2000. **28**(3): p. 123-143.
67. Churcher, P.L., et al., *Rock Properties of Berea Sandstone, Baker Dolomite, and Indiana Limestone*, in *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. 1991, 1991 Copyright 1991, Society of Petroleum Engineers Inc.: Anaheim, California.
68. Nasiri, H., K. Spildo, and A. Skauge, *Use Of Enzymes To Improve Waterflood Performance*, in *International Symposium of the Society of Core Analysts*. 27-30 Sept. 2009: Noordwijk aan Zee, The Netherlands. p. 12.
69. Hirasaki, G.J., *Wettability: Fundamentals and Surface Forces*. *Spe Formation Evaluation*, 1991. **6**(2): p. 217-226.
70. Moghadasi, J., et al., *Theoretical and experimental study of particle movement and deposition in porous media during water injection*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2004. **43**(3-4): p. 163-181.

Vedlegg A: Tilsendt informasjon fra Shell

Tabell A-1: Petrofysiske størrelser knyttet til de fem tilsendte kjerneprøvene. PS. Oppgitt id til pluggene er ikke de originale id'ene.

Grunnleggende petrofysiske størrelser			
Plugg [id]	Porøsitet [% V _b]	K _{air} [mD]	Tetthet [g/cc]
Th 1	28.1	11.4	2.721
Th 2	28.6	5.0	2.708
Th 3	25.8	5.4	2.725
Th 4	28.4	5.4	2.706
Th 5	27.9	5.2	2.721

Brine Composition and Characteristics

Relative density at 60 F:	1.1413
Resistivity (ohm-m):	0.059 @ 63 F
PH:	6.3

Chemical composition

Total dissolved solids 187200 mg/l

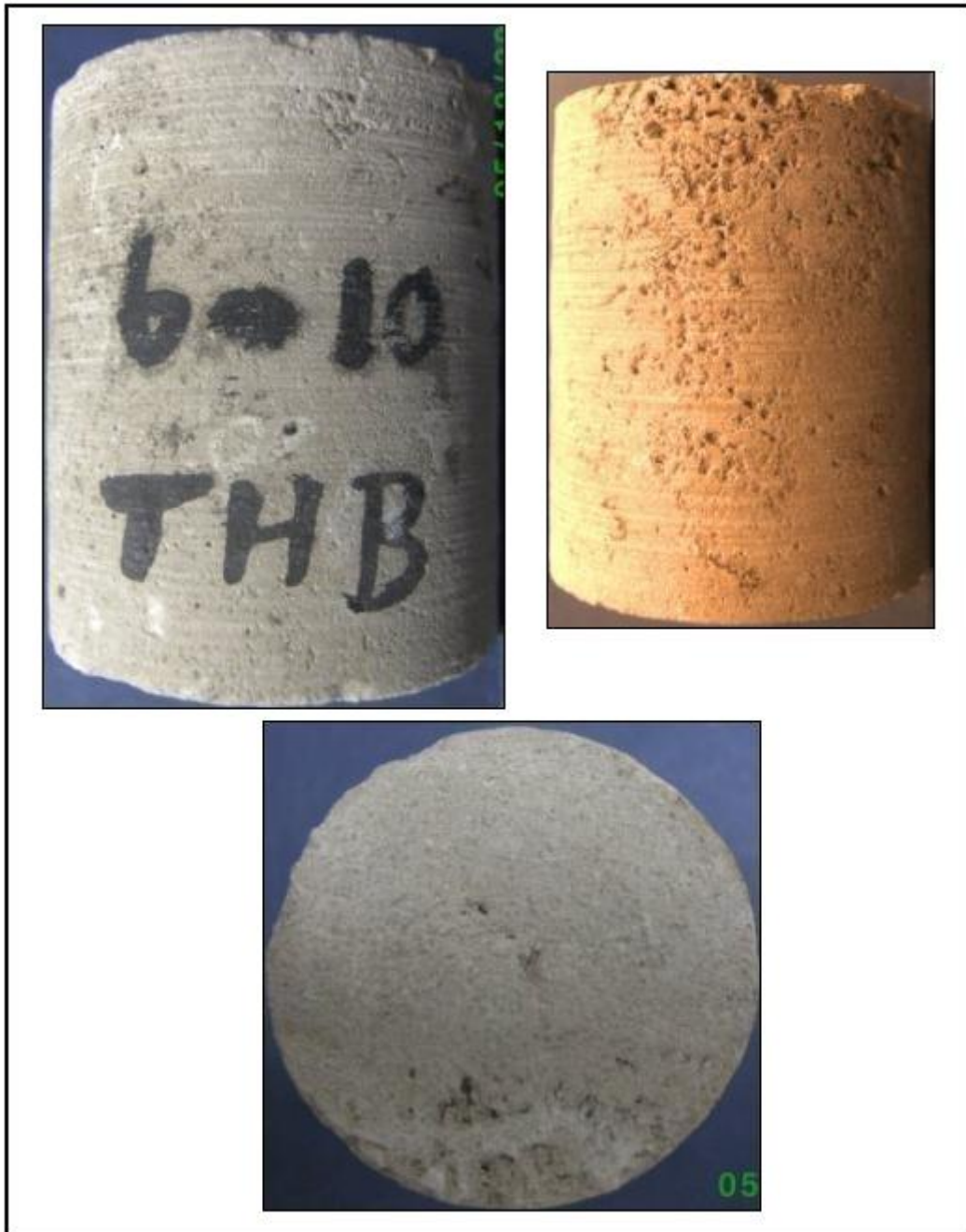
	meq/l	mg/l
Sodium:	2171	49933
Calcium:	725.05	14501
Magnesium:	267.1	3248
Chloride:	3149.58	111810
Bicarbonate:	2.66	162
Sulphate:	4.88	234

Figur A-1: Tekstboksen viser tilsendt analyse av komposisjon og karakteristika på formasjonsvannet. Det gjøres oppmerksom på at total mengde oppløst stoff oppgitt av Shell, er feil. Total mengde oppløst stoff er 179888 mg/l, og ikke 187200 mg/l som oppgitt.

Vedlegg B: Bildedokumentasjon av kjerneprøvene

Kjerneprøven Th 1:

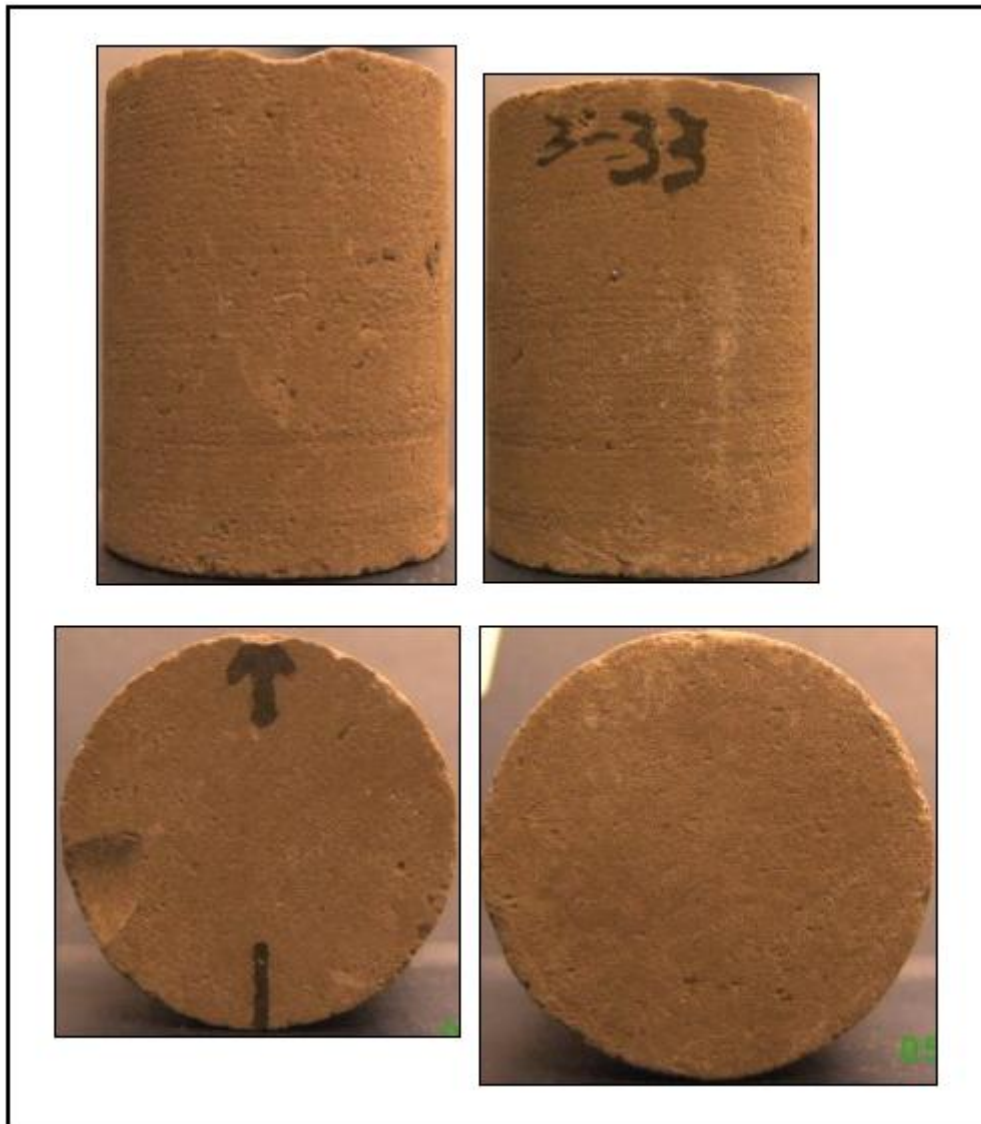
Lengde: 4,52 cm, diameter: 3,77 cm



Figur B-1: Billedokumentasjon av kjerneprøven navngitt som Th 1.

Kjerneprøven Th 2:

Lengde: 5,04 cm, diameter: 3,78 cm



Figur B-2: Billedokumentasjon av kjerneprøven navngitt som Th 2.

Kjerneprøven Th 3:

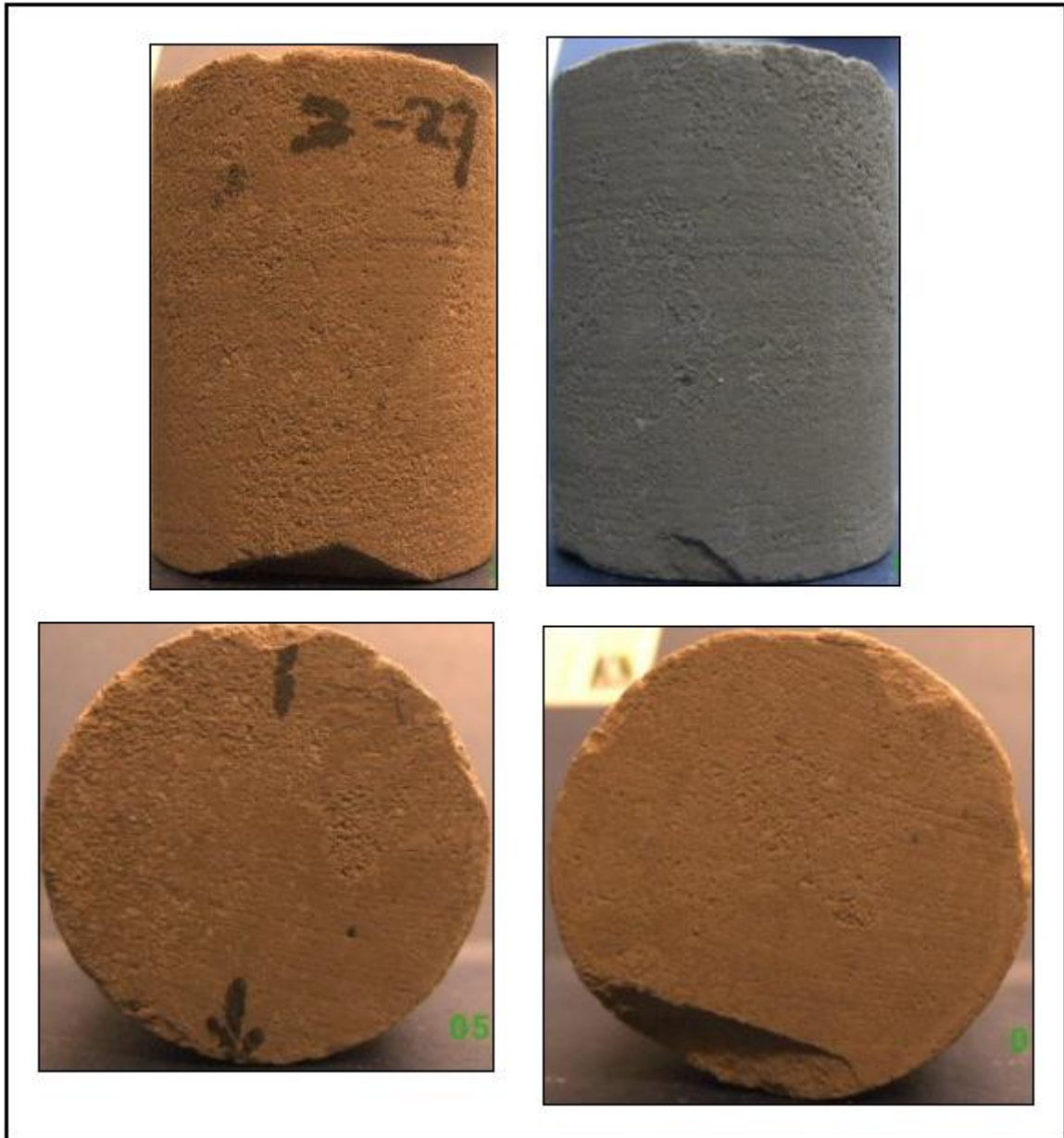
Lengde: 5,03 cm, diameter: 3,80 cm



Figur B-3: Billedokumentasjon av kjerneprøven navngitt som Th 3.

Kjerneprøven Th 4:

Lengde: 5,05 cm, diameter: 3,79 cm



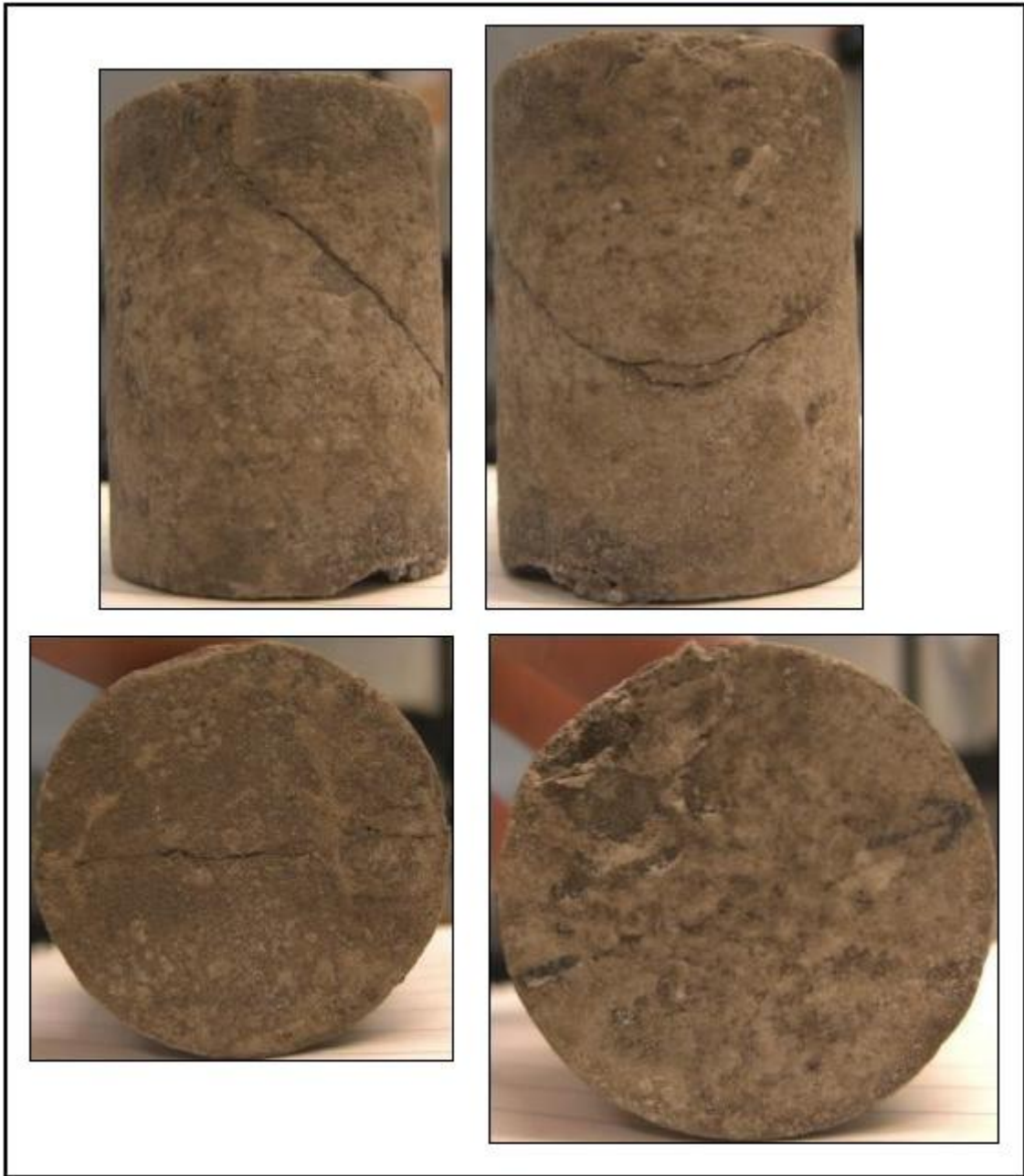
Figur B-4: Billedokumentasjon av kjerneprøven navngitt som Th 4.

Kjerneprøven Th 5:

Lengde: 5,05 cm, diameter: 3,79 cm

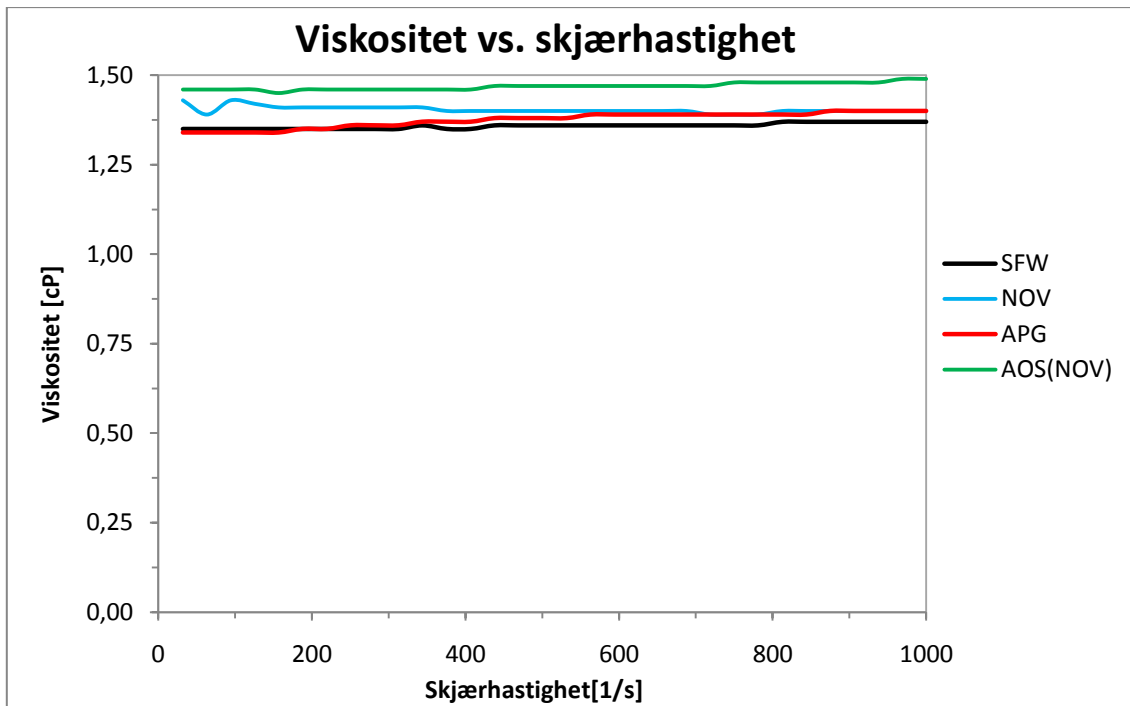


Figur B-5: Billedokumentasjon av kjerneprøven navngitt som Th 5. Bildet er tatt før kjerneprøven ble skadet.

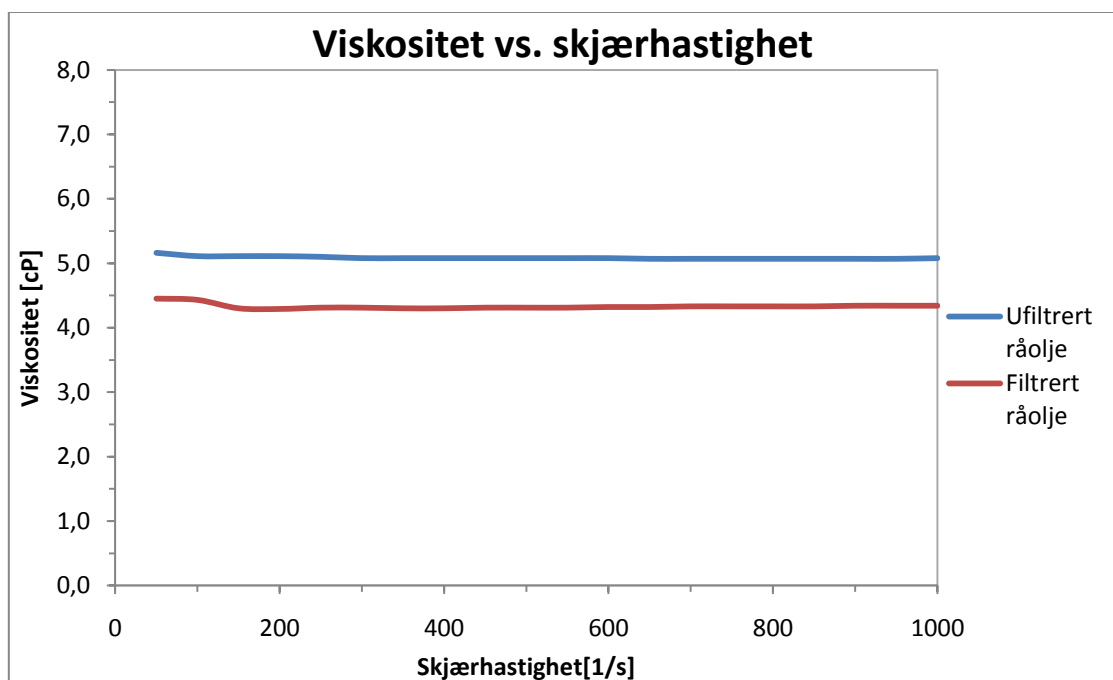


Figur B-6: Billedokumentasjon av kjerneprøven navngitt som Th 5. Bildet er tatt etter at kjerneprøven ble skadet.

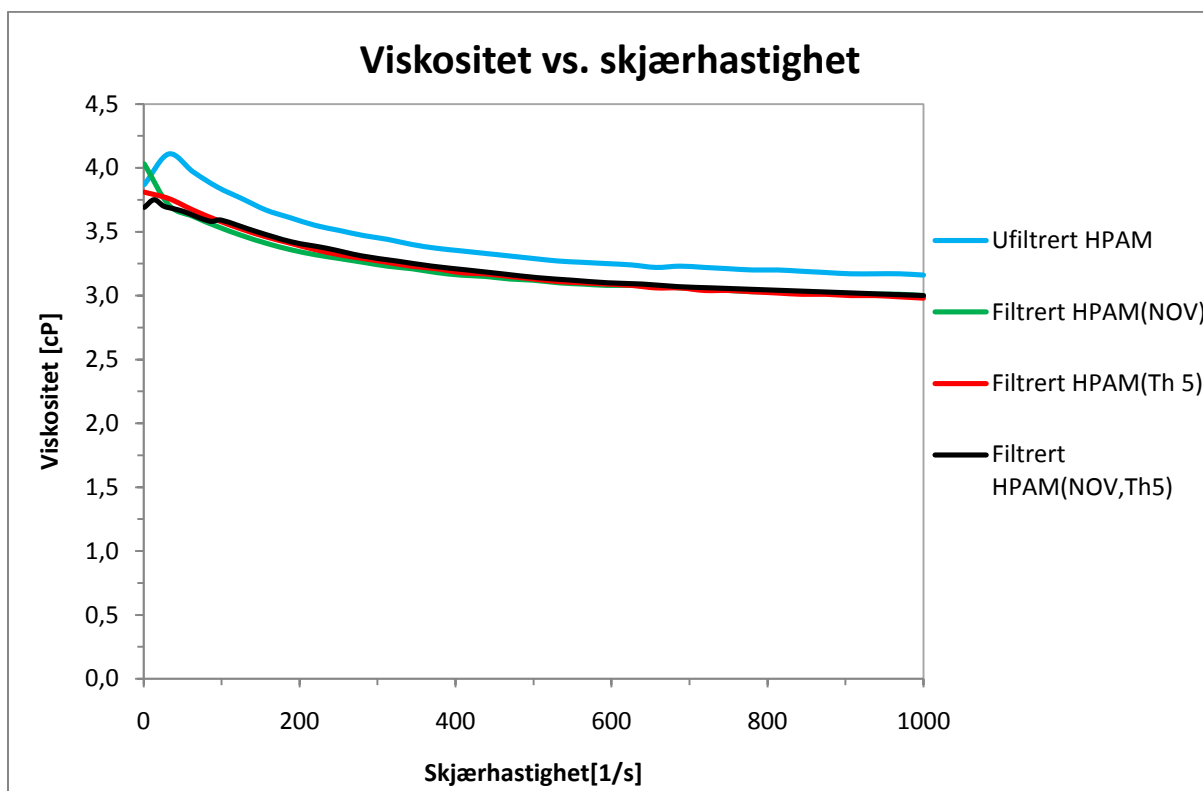
Vedlegg C: Viskositetsmålinger



Figur C-1: Viskositeten som funksjon av skjærhastigheten for fluid/fluidløsningene SFW, NOV, APG og AOS_{NOV}.

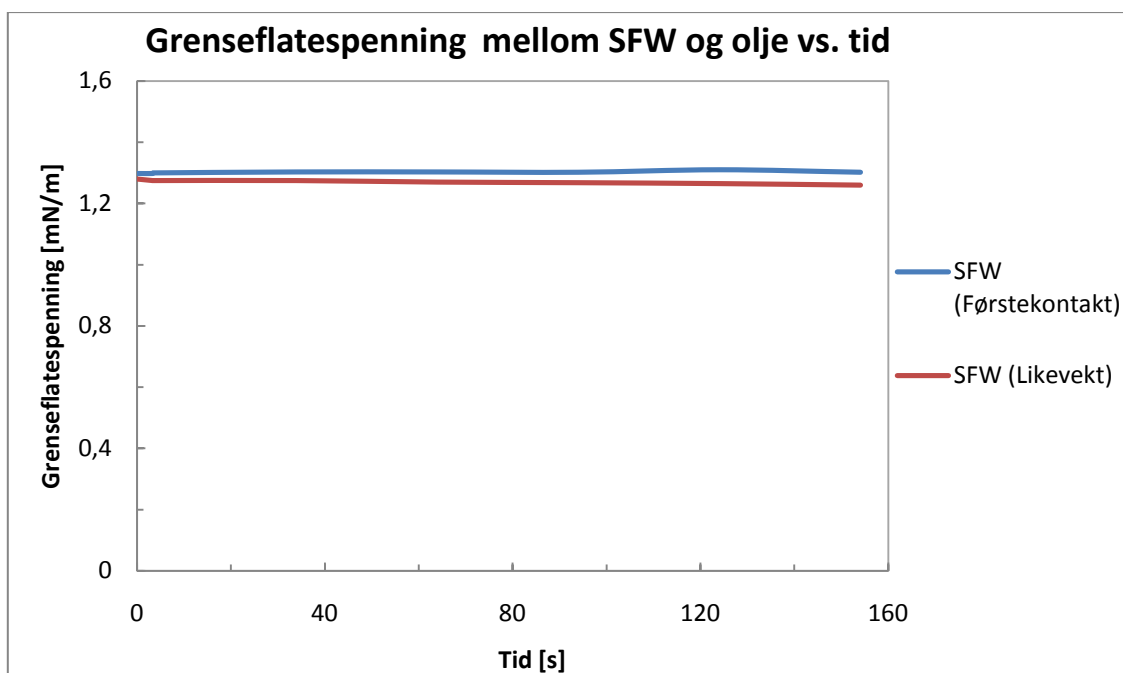


Figur C-2: Viskositeten som funksjon av skjærhastigheten for råoljen før og etter at den var filtrert for voks.

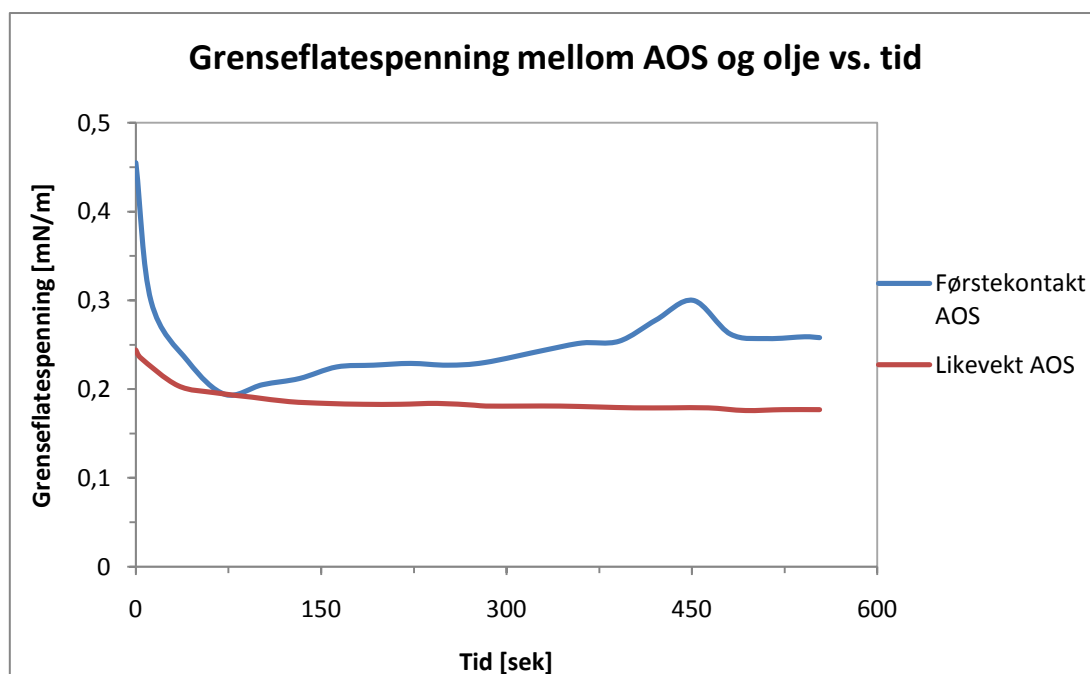


Figur C-3: Viskositeten som funksjon av skjærhastigheten for utvalgte polymerløsninger. Av grafene framgår det at viskositeten synker ved stigende skjærhastighet. Det kan også synes som om at viskositeten reduseres når polymerløsningen er filtrert. Imidlertid virker det som om tilsetning av NOV i HPAM-løsningen, ikke påvirker viskositeten i særlig grad.

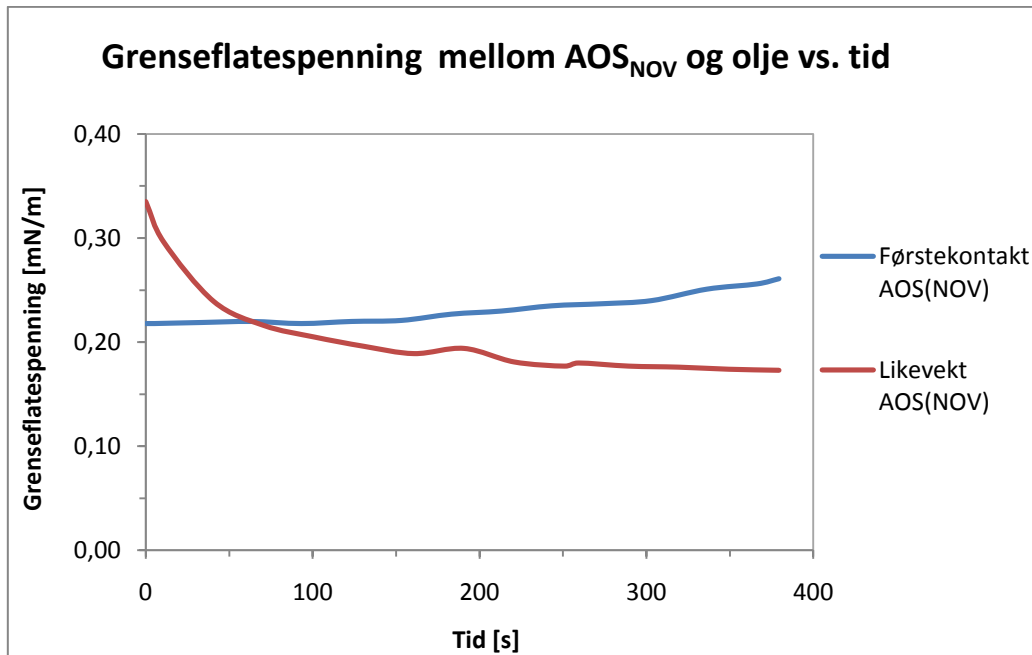
Vedlegg D: Målinger av grenseflatespenning



Figur D-1: Grenseflatespenningen mellom syntetisk formasjonsvann og filtrert råolje som funksjon av tid.

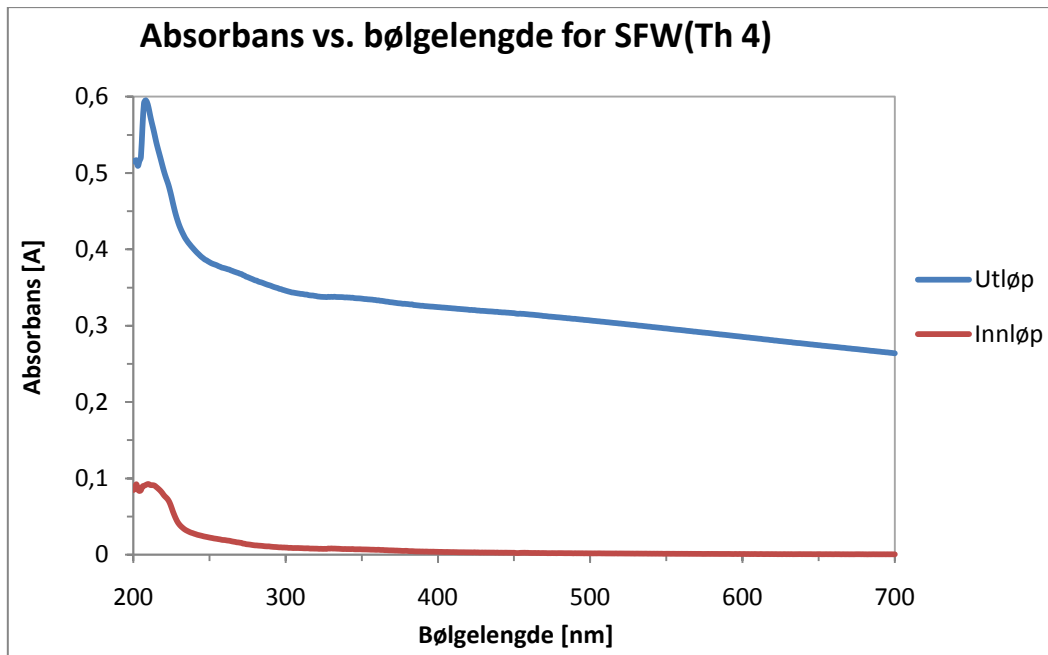


Figur D-2: Grenseflatespenningen mellom AOS og filtrert råolje som funksjon av tid.

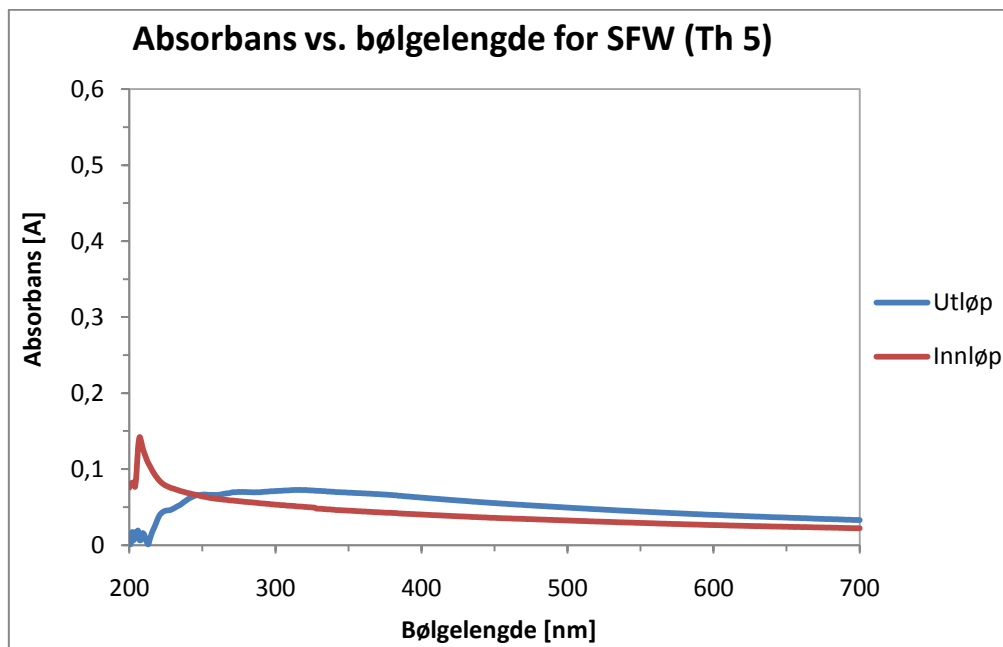


Figur D-3: Grenseflatespenningen mellom AOS_{NOV} og filtrert råolje som funksjon av tid.

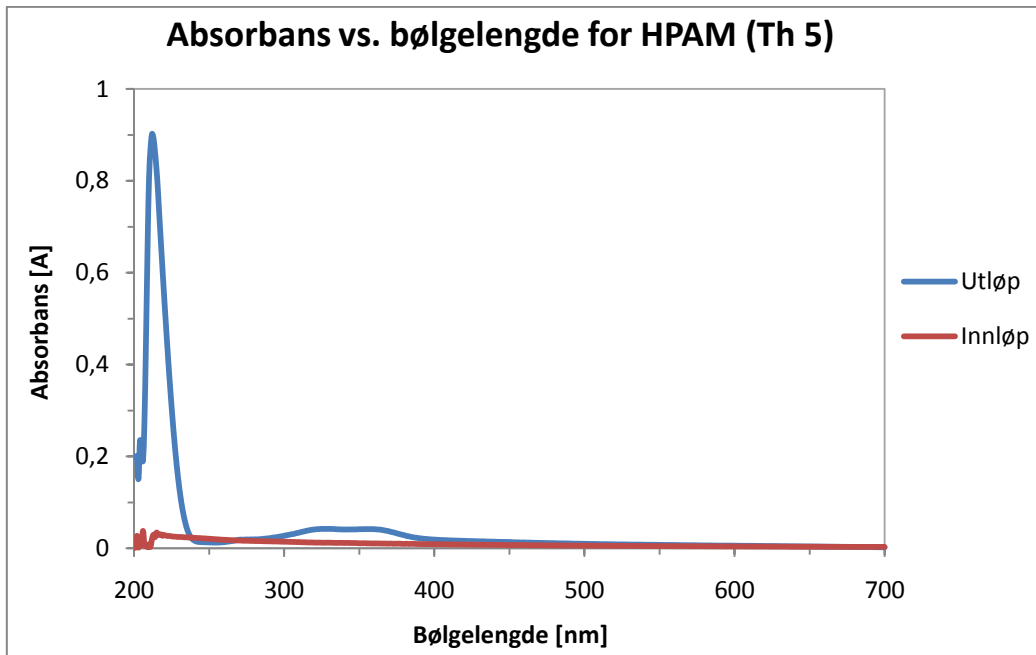
Vedlegg E: UV-spektroskopi



Figur E-1: Absorbans av lys som funksjon av bølgelengde for SFW (Th 4).

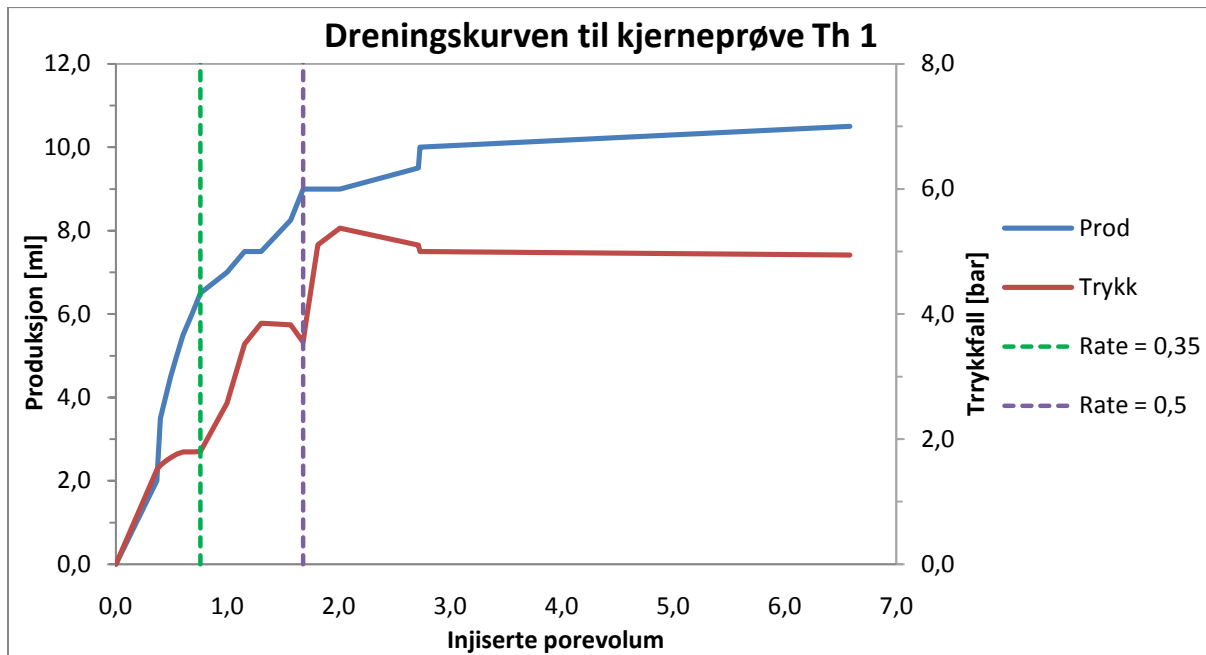


Figur E-2: Absorbans av lys som funksjon av bølgelengde for SFW (Th 5).

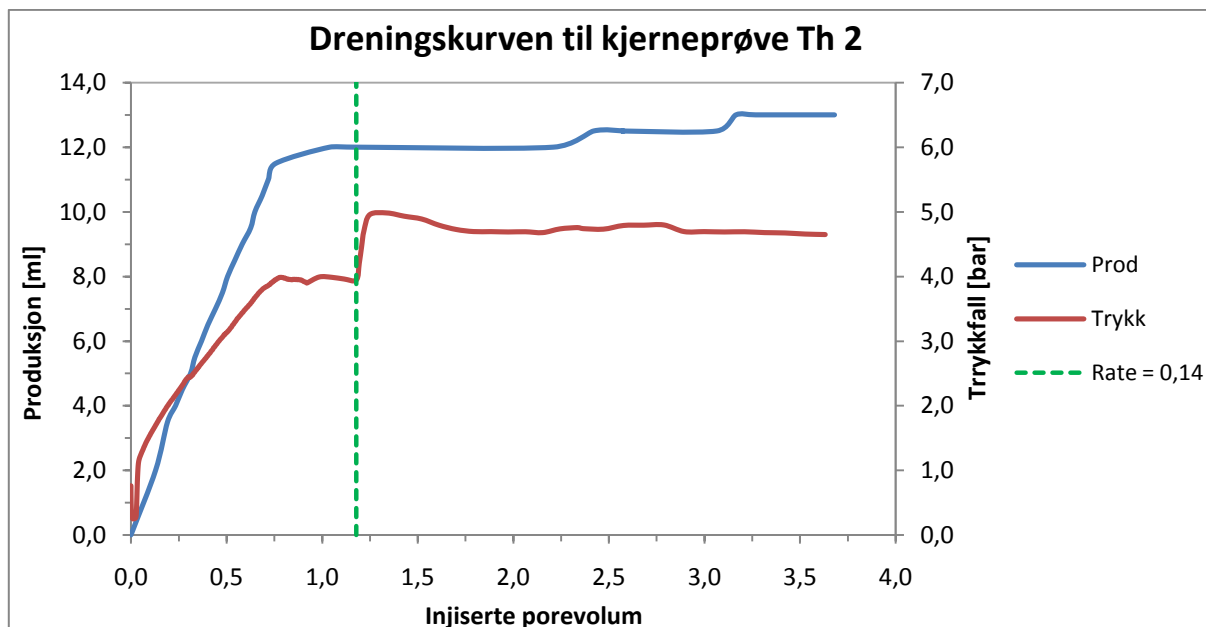


Figur E-3: Absorbans av lys som funksjon av bølgelengde for HPAM (Th 5).

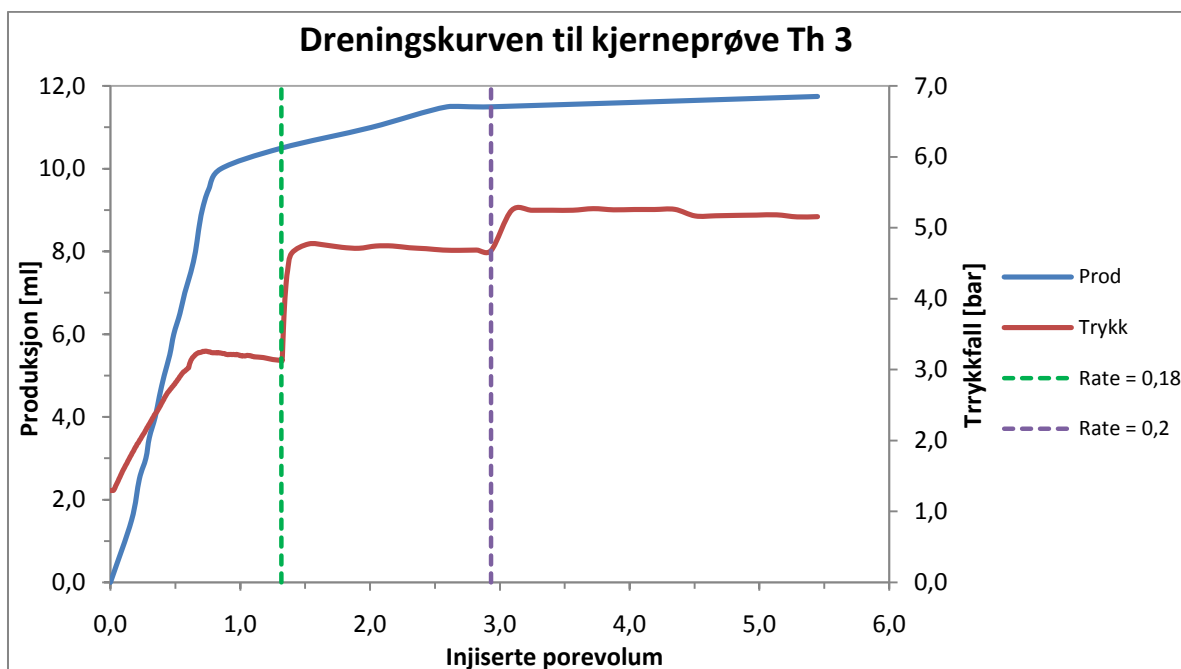
Vedlegg F: Dreneringskurver



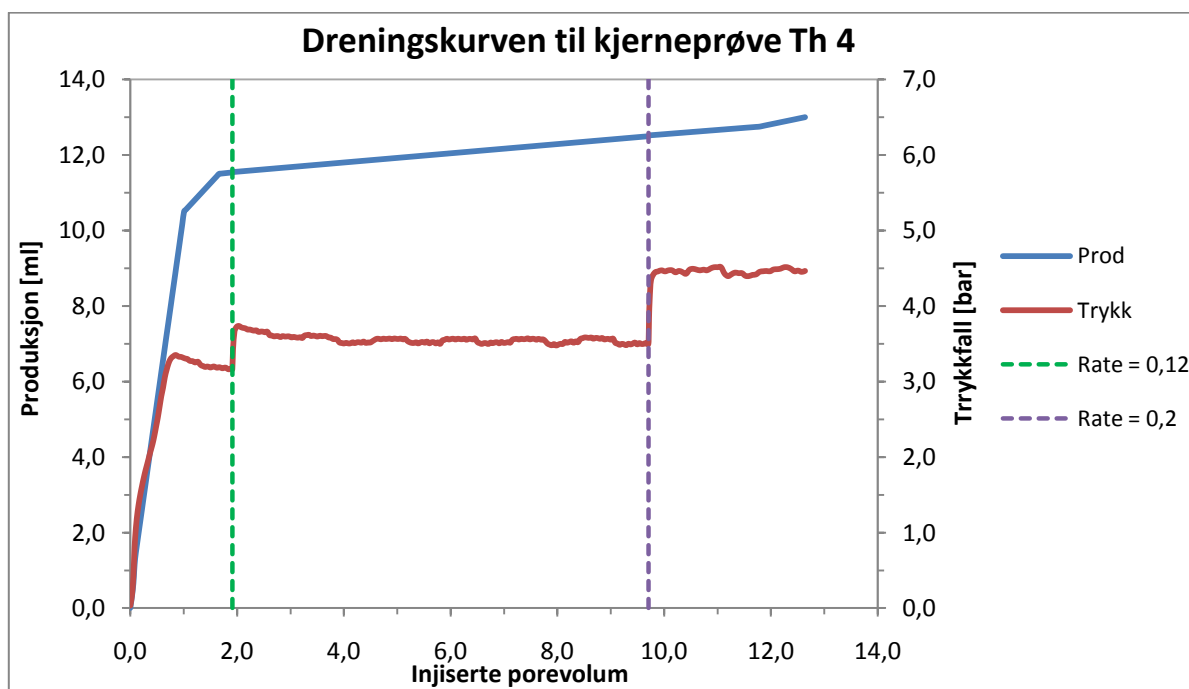
Figur F-1: Drenering av syntetisk formasjonsvann fra kjerneprøve Th 1. Produksjonsprofilen er gitt med blå farge, mens profilen for differansetrykket er gitt med rød farge. Både produksjon og trykkfall er plottet som funksjon av antall injiserte porevolum.



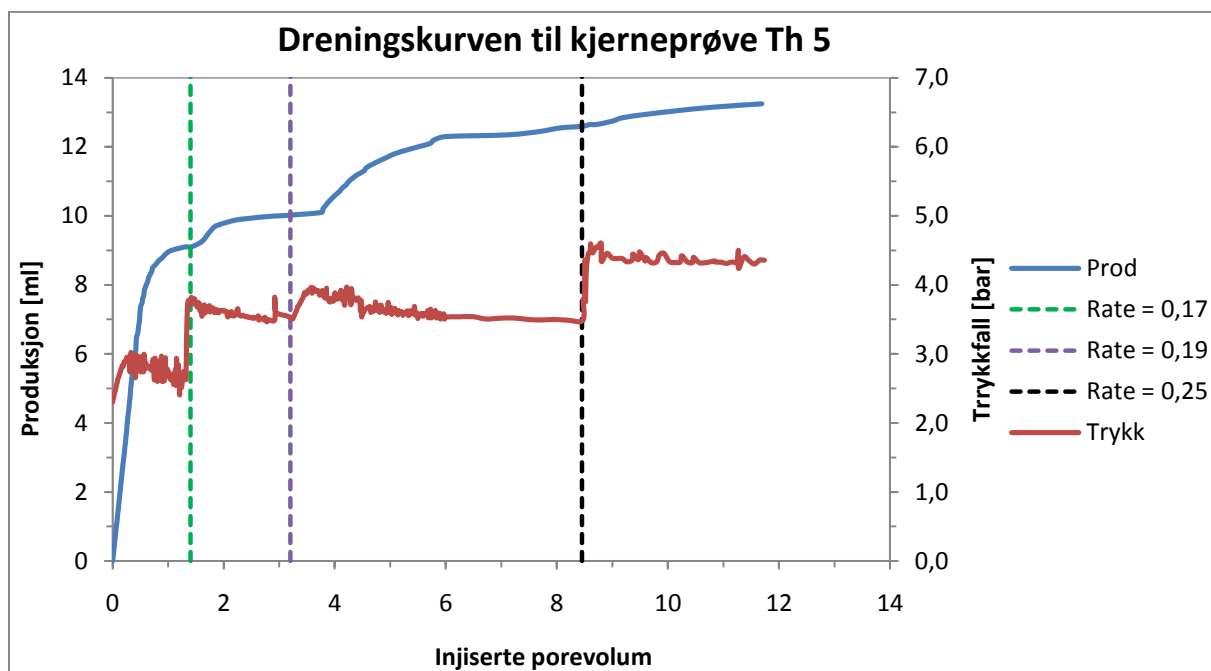
Figur F-2: Drenering av syntetisk formasjonsvann fra kjerneprøve Th 2. Produksjonsprofilen er gitt med blå farge, mens profilen for differansetrykket er gitt med rød farge. Både produksjon og trykkfall er plottet som funksjon av antall injiserte porevolum.



Figur F-3: Drenering av syntetisk formasjonsvann fra kjerneprøve Th 3. Produksjonsprofilen er gitt med blå farge, mens profilen for differansetrykket er gitt med rød farge. Både produksjon og trykkfall er plottet som funksjon av antall injiserte porevolum.



Figur F-4: Drenering av syntetisk formasjonsvann fra kjerneprøve Th 4. Produksjonsprofilen er gitt med blå farge, mens profilen for differansetrykket er gitt med rød farge. Både produksjon og trykkfall er plottet som funksjon av antall injiserte porevolum.



Figur F-5: Drenering av syntetisk formasjonsvann fra kjerneprøve Th 5. Produksjonsprofilen er gitt med blå farge, mens profilen for differansetrykket er gitt med rød farge. Både produksjon og trykkfall er plottet som funksjon av antall injiserte porevolum.

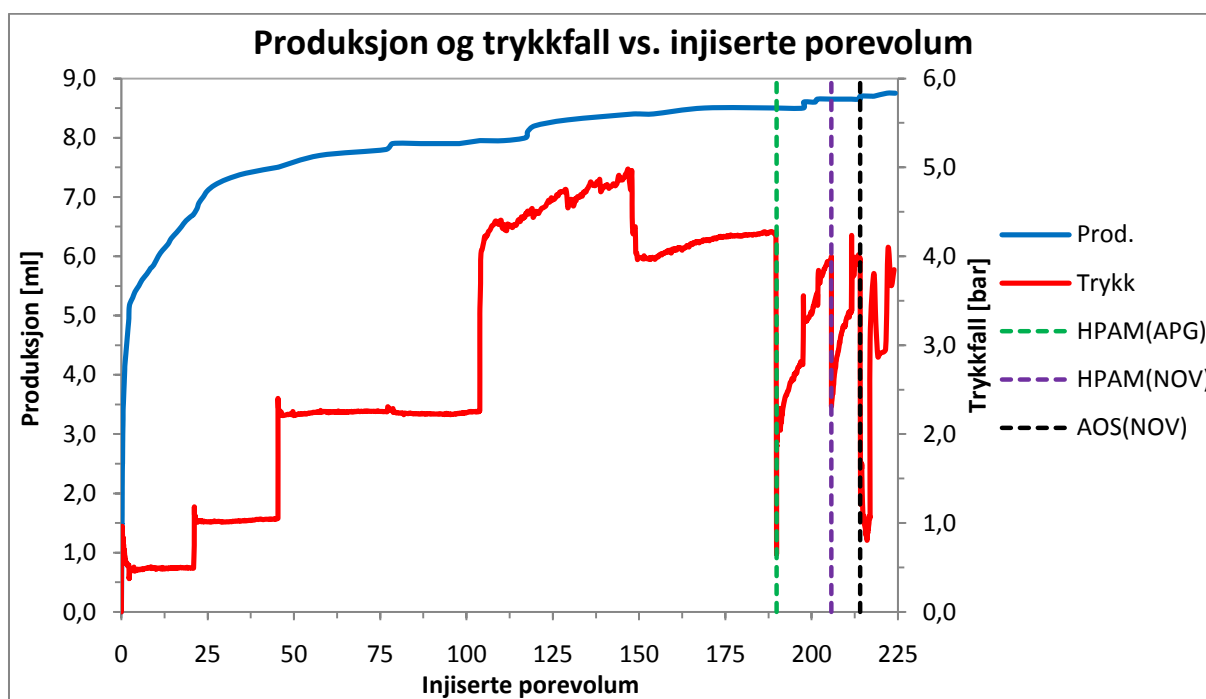
Vedlegg G: Data fra tvungen imbibisjon

Etter hvert fluid/hver fluidløsning som ble flømmet på kjerneprøven, ble det flømmet med høy rate gjennom omflømming. Dette ble gjort som forklart i avsnitt 5.5.8, for at produksjonen av olje som kunne ha hopet seg opp i baktryksregulatoren, ble notert som produksjon av riktig injeksjonsfluid. Oljen som ble produsert da det ble flømmet gjennom omflømmingen, er ikke blitt lagt til i produksjonsdataene gitt i tabellene og grafene i dette vedlegget. Kan hende vil derfor produsert olje og oljemetningen gitt i dette vedlegget, variere i forhold til det som er oppgitt i tabell 6-11, der produsert olje fra omflømmingen er lagt til. For kontrollen sin del, er produsert olje fra omflømmingen lagt til i egen tabell.

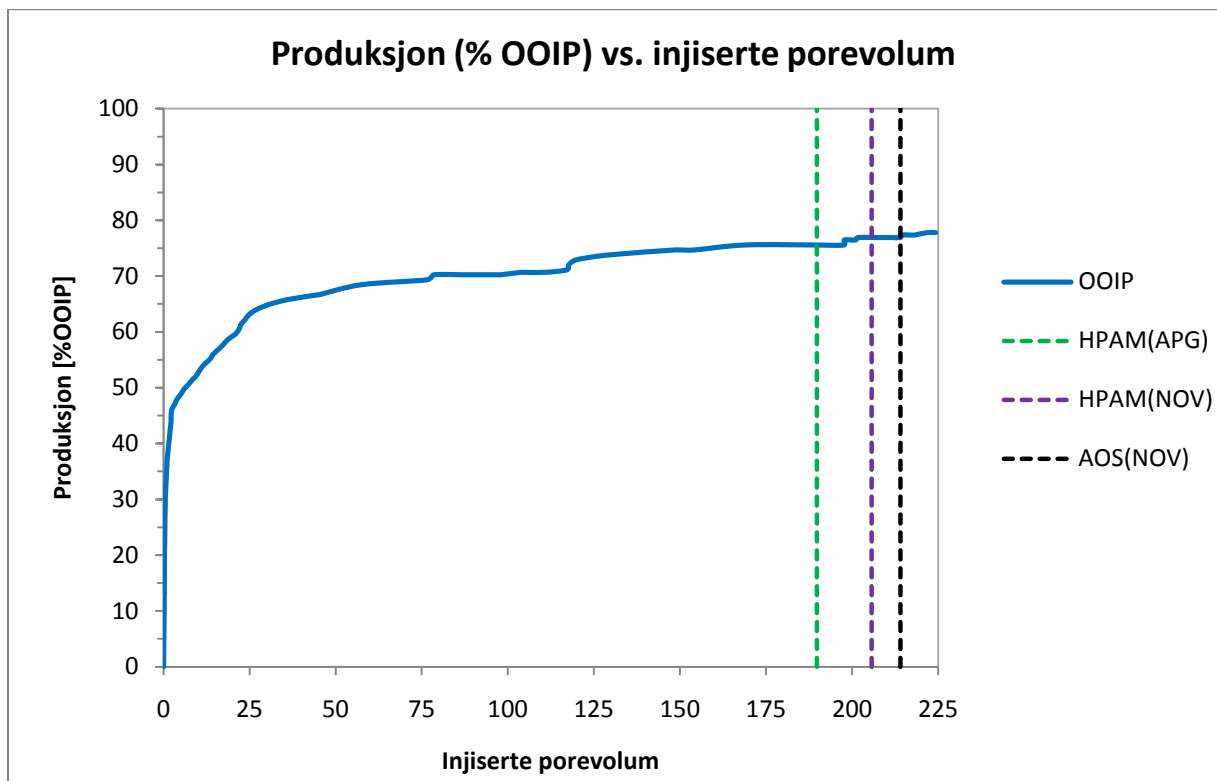
Tvungen imbibisjon for kjerneprøve Th 1

Tabell G-1: Produksjonsdata fra gjennomført tvungen imbibisjon på kjerneprøve Th 1.

Fluid	Rate [ml/min.]	Inj. [PV]	Trykkfall [bar]	Prod. [ml]	S_o	% OOIP	$K_{end,fluid}$ [mD]
APG	0,1	21	0,49	6,70	0,334	60	3,3
	0,3	45	1,05	7,50	0,275	67	
	0,7	104	2,26	7,95	0,242	71	
	1,8	148	4,71	8,40	0,209	75	
	1,35	190	4,27	8,50	0,202	76	
HPAM _{APG}	0,1	198	3,35	8,50	0,202	76	-
	0,15	206	4,00	8,65	0,191	77	
HPAM _{NOV}	0,1	211	3,37	8,65	0,191	77	-
	0,15	214	3,98	8,65	0,191	77	
AOS _{NOV}	0,1	217	1,09	8,70	0,187	77	-
	0,8	218	2,96	8,70	0,187	77	
	1,2	224	3,85	8,75	0,183	78	



Figur G-1: Tvungen imbibisjon av råolje fra kjerneprøve Th 1. Produksjonsprofilen er gitt med blå farge, mens profilen for differansetrykket er gitt med rød farge. Både produksjon og trykkfall er plottet som funksjon av antall injiserte porevolum.



Figur G-2: Produksjonsprofilen gitt prosentvis av opprinnelig oljeinnhold (eng. OOIP, Oil Originally in Place).

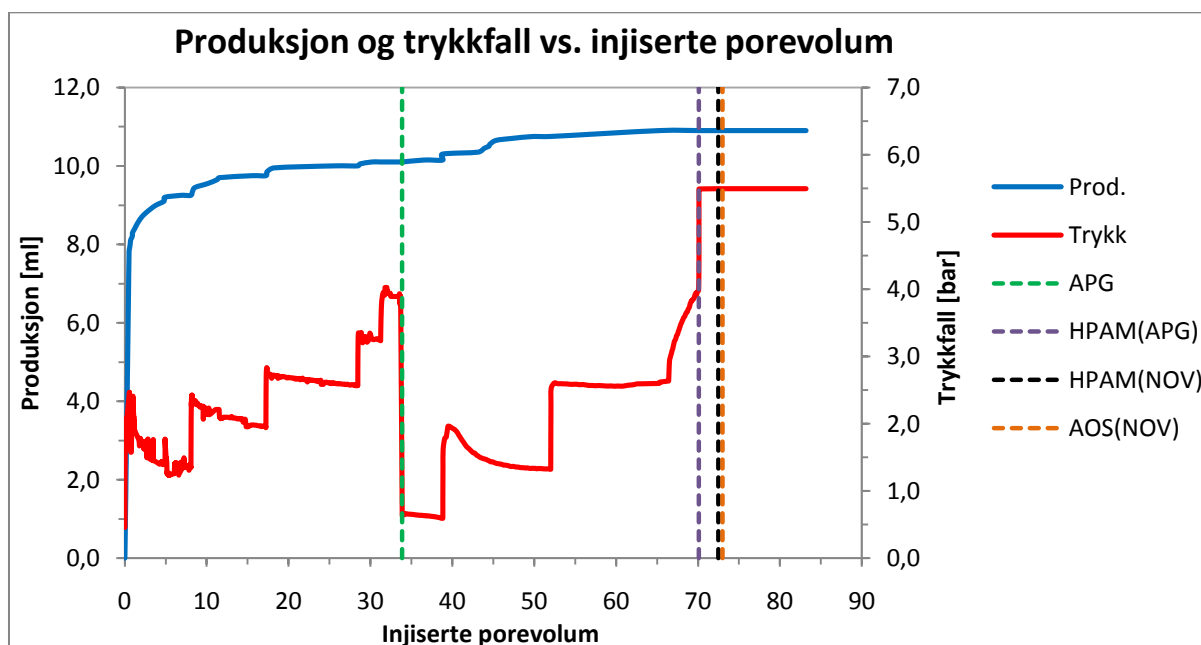
Tabell G-2: Produsert olje for flømming gjennom omflømmingen.

Ekstra produksjon, korrigert oljemetning og % OOIP			
Prosess:	Prod. [ml]	S_o	% OOIP
SFW	0,1	0,194	76
HPAM _{APG}	0	0,183	78
HPAM _{NOV}	0	0,183	78
AOSNOV	0	0,176	79

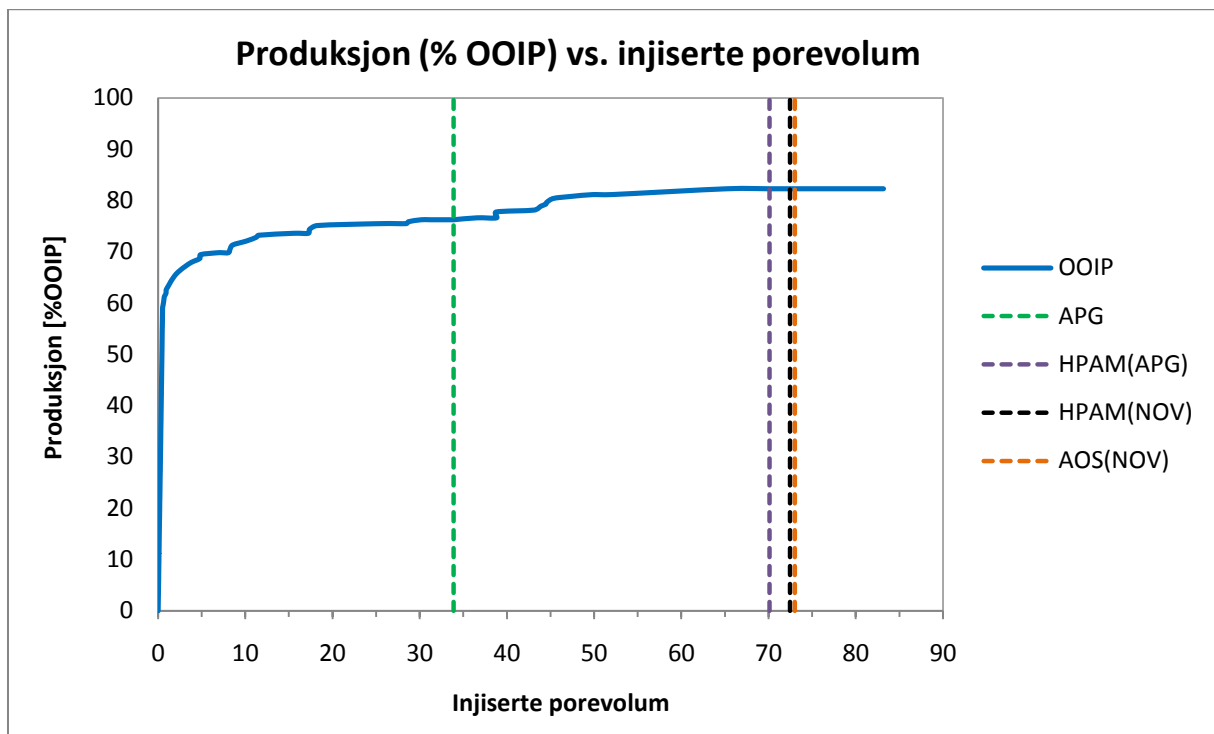
Tvungen imbibisjon for kjerneprøve Th 2

Tabell G-3: Produksjonsdata fra gjennomført tvungen imbibisjon på kjerneprøve Th 2.

Fluid	Rate [ml/min.]	Inj. [PV]	Trykkfall [bar]	Prod. [ml]	S_o	% OOIP	$K_{end,fluid}$ [mD]
SWW	0,1	8	1,35	9,25	0,258	70	1,3
	0,2	17	1,94	9,75	0,226	74	
	0,3	28	2,57	10,00	0,21	75	
	0,4	31	3,24	10,10	0,203	76	
	0,5	34	3,90	10,10	0,203	75	
APG	0,1	39	0,59	10,15	0,2	77	2,5
	0,1	52	1,32	10,75	0,161	81	
	0,6	65	2,60	10,90	0,155	82	
HPAM _{APG}	0,1	70	3,99	10,90	0,152	82	-
HPAM _{NOV}	0,1	73	5,49	10,90	0,152	82	-
AOS _{NOV}	0,1	83	5,49	10,90	0,152	82	-



Figur G-3: Tvungen imbibisjon av råolje fra kjerneprøve Th 2. Produksjonsprofilen er gitt med blå farge, mens profilen for differansetrykket er gitt med rød farge. Både produksjon og trykkfall er plottet som funksjon av antall injiserte porevolum.



Figur G-4: Produksjonsprofilen gitt prosentvis av opprinnelig oljeinnhold.

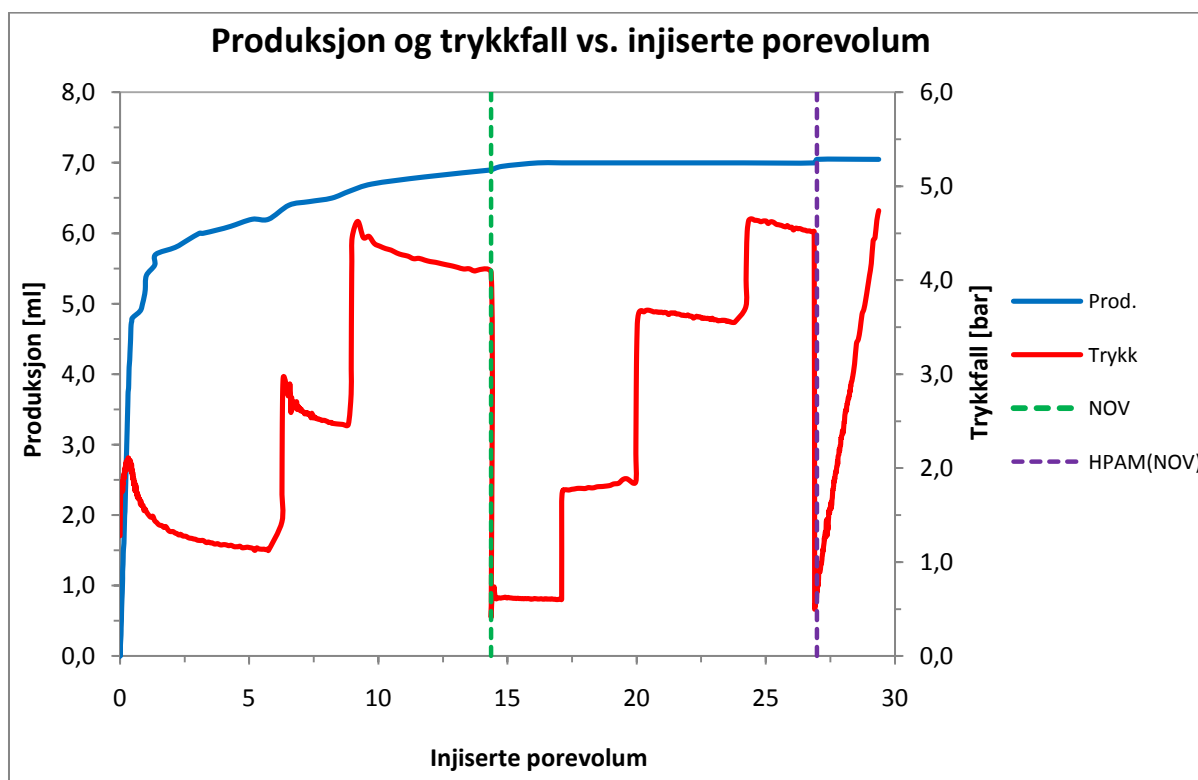
Tabell G-4: Produsert olje for flømming gjennom omflømmingen.

Ekstra produksjon, korrigert oljemetning og % OOIP			
Prosess:	Prod. [ml]	S_o	% OOIP
SFW	0	0,203	76
APG	0,1	0,149	79
HPAM _{APG}	0,05	0,145	83
HPAM _{APG}	0	0,145	84
AOS _{NOV}	0	0,145	84

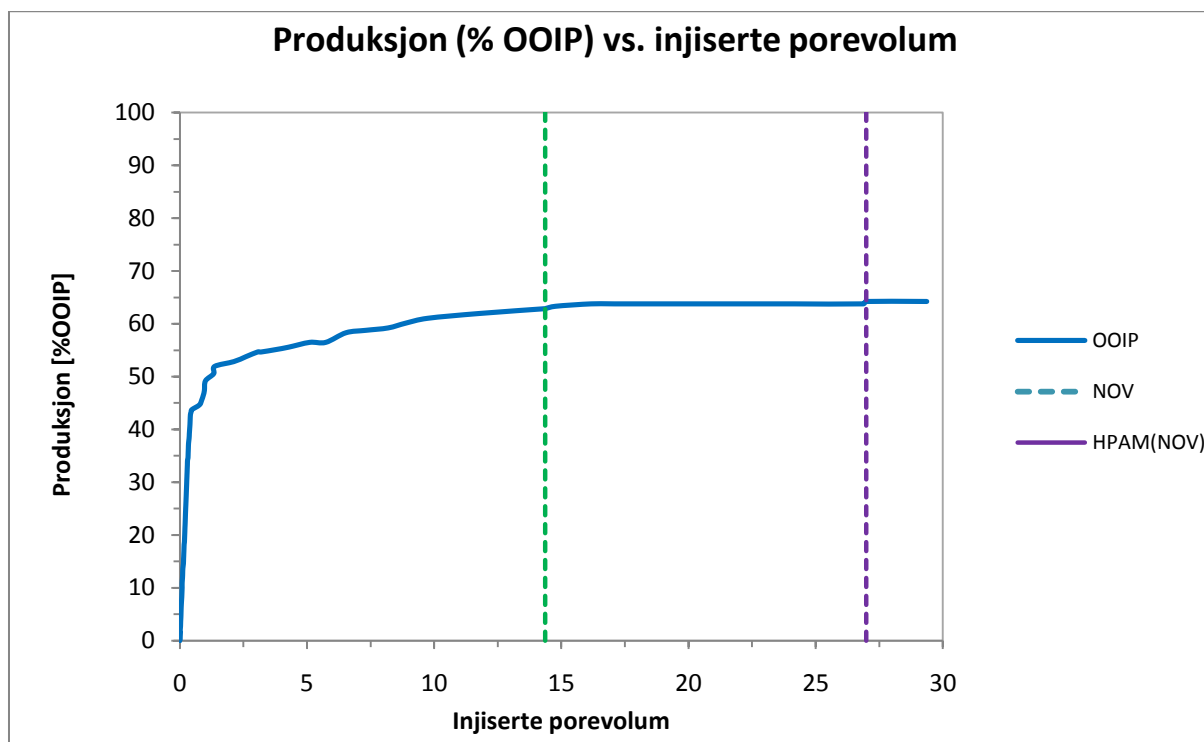
Tvungen imbibisjon for kjerneprøve Th 3

Tabell G-5: Produksjonsdata fra gjennomført tvungen imbibisjon på kjerneprøve Th 3.

Fluid	Rate [ml/min.]	Inj. PV	Trykkfall [bar]	Prod. [ml]	S_o	% OOIP	$K_{end,fluid}$ [mD]
SFW	0,1	6	1,1222	6,20	0,343	57	1,5
	0,3	8	2,4759	6,50	0,321	59	
	0,6	14	4,0744	6,90	0,292	63	
NOV	0,1	17	0,6	7,00	0,285	64	1,8
	0,3	20	1,884	7,00	0,285	64	
	0,6	24	3,551	7,00	0,285	64	
	0,8	27	4,5163	7,00	0,285	64	
HPAM _{NOV}	0,1	29	4,7391	7,05	0,282	64	-



Figur G-5: Tvungen imbibisjon av råolje fra kjerneprøve Th 3. Produksjonsprofilen er gitt med blå farge, mens profilen for differansetrykket er gitt med rød farge. Både produksjon og trykkfall er plottet som funksjon av antall injiserte porevolum.



Figur G-6: Produksjonsprofilen gitt prosentvis av opprinnelig oljeinnhold.

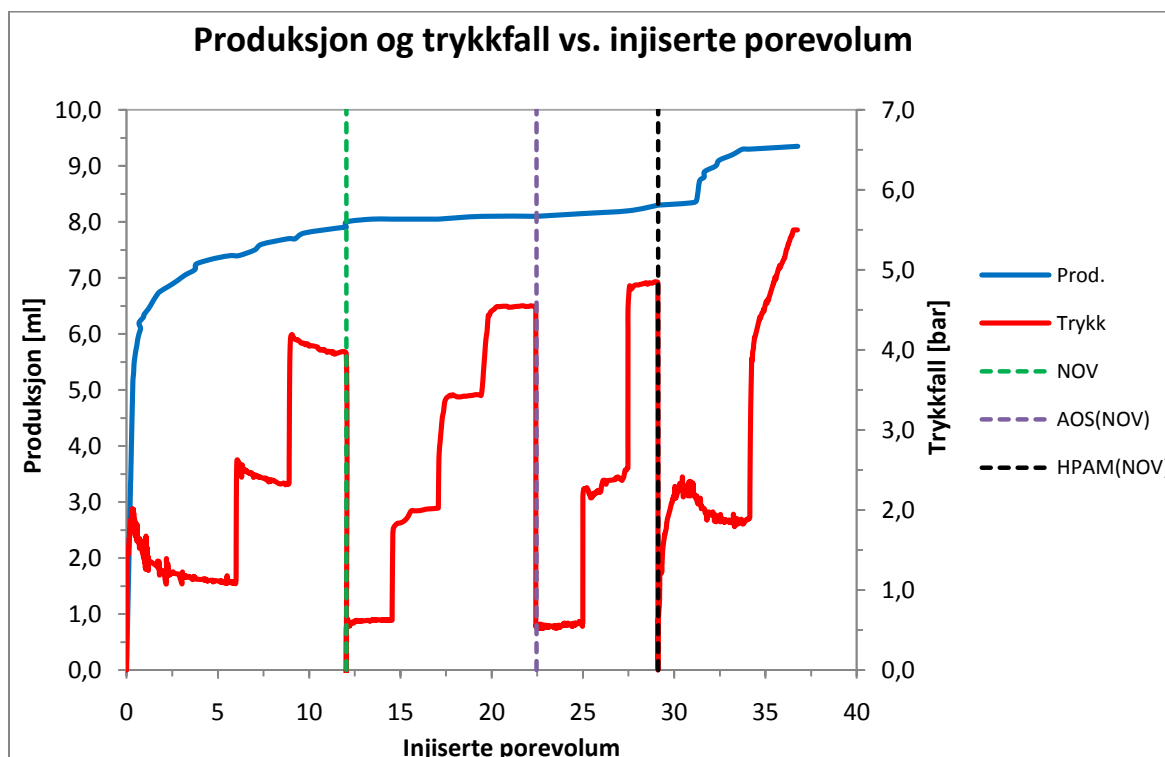
Tabell G-6: Produsert olje for flømming gjennom omflømmingen.

Ekstra produksjon, korrigert oljemetning og % OOIP			
Prosess:	Prod. [ml]	S_o	% OOIP
Spontat imbibisjon	0,20	0,774	2
SFW	0,20	0,264	67
NOV	0,05	0,260	67
HPAM _{NOV}	0,05	0,246	69

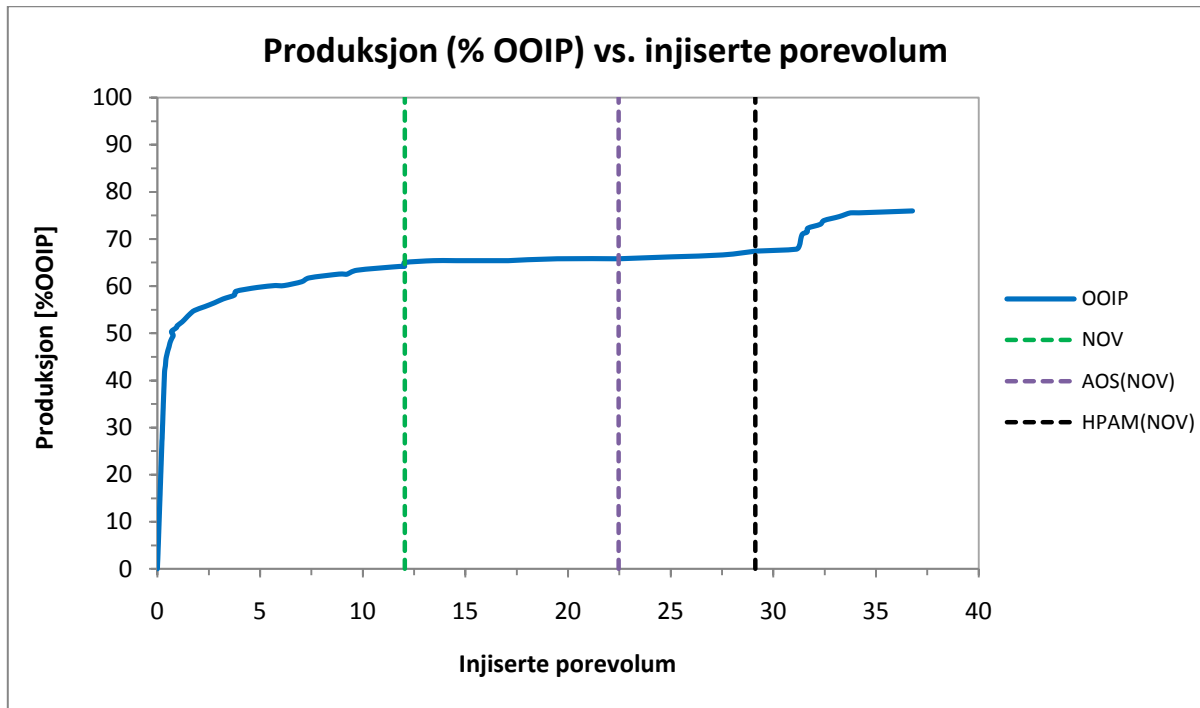
Tvungen imbibisjon for kjerneprøve Th 4

Tabell G-7: Produksjonsdata fra gjennomført tvungen imbibisjon på kjerneprøve Th 4.

Fluid	Rate [ml/min.]	Inj. PV	Trykkfall [bar]	Prod. [ml]	S_o	% OOIP	$K_{end,fluid}$ [mD]
SFW	0,1	6	1,1	7,40	0,332	60	1,43
	0,3	9	2,3	7,70	0,302	63	
	0,6	12	4,0	7,90	0,289	64	
NOV	0,1	15	0,6	8,05	0,279	65	1,9
	0,3	18	2,6	8,05	0,279	65	
	0,6	20	3,4	8,10	0,276	66	
	0,8	23	4,5	8,10	0,276	66	
AOS _{NOV}	0,1	25	0,6	8,15	0,272	66	1,8
	0,4	28	2,5	8,20	0,269	67	
	0,8	29	4,8	8,30	0,263	67	
HPAM _{NOV}	0,1	34	1,9	9,30	0,197	76	-
	0,15	37	5,5	9,35	0,194	76	



Figur G-7: Tvungen imbibisjon av råolje fra kjerneprøve Th 4. Produksjonsprofilen er gitt med blå farge, mens profilen for differansetrykket er gitt med rød farge. Både produksjon og trykkfall er plottet som funksjon av antall injiserte porevolum.



Figur G-8: Produksjonsprofilen gitt prosentvis av opprinnelig oljeinnhold.

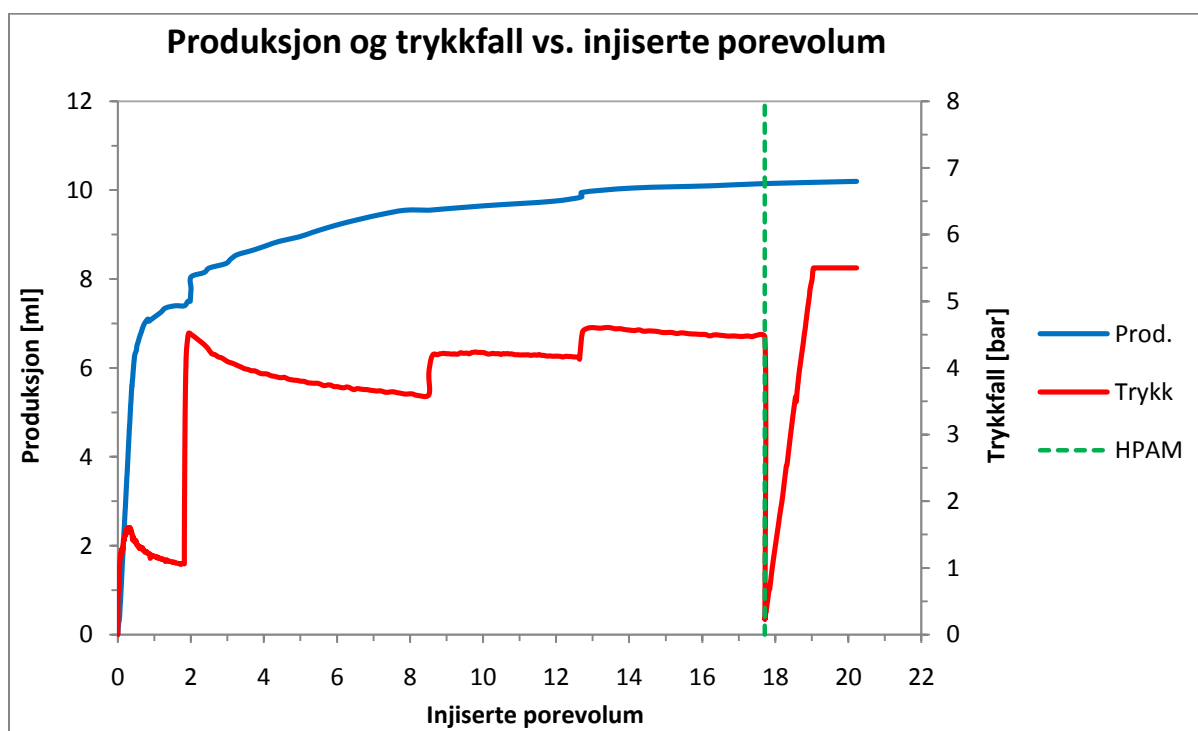
Tabell G-8: Produsert olje for flømming gjennom omflømmingen.

Ekstra produksjon, korrigert oljemetning og % OOIP			
Prosess:	Prod. [ml]	S_o	% OOIP
Spontat imbibisjon	0,30	0,787	3
SFW	0,00	0,289	64
NOV	0,35	0,233	72
AOS _{NOV}	0,15	0,210	74
HPAM _{NOV}	0,45	0,108	86

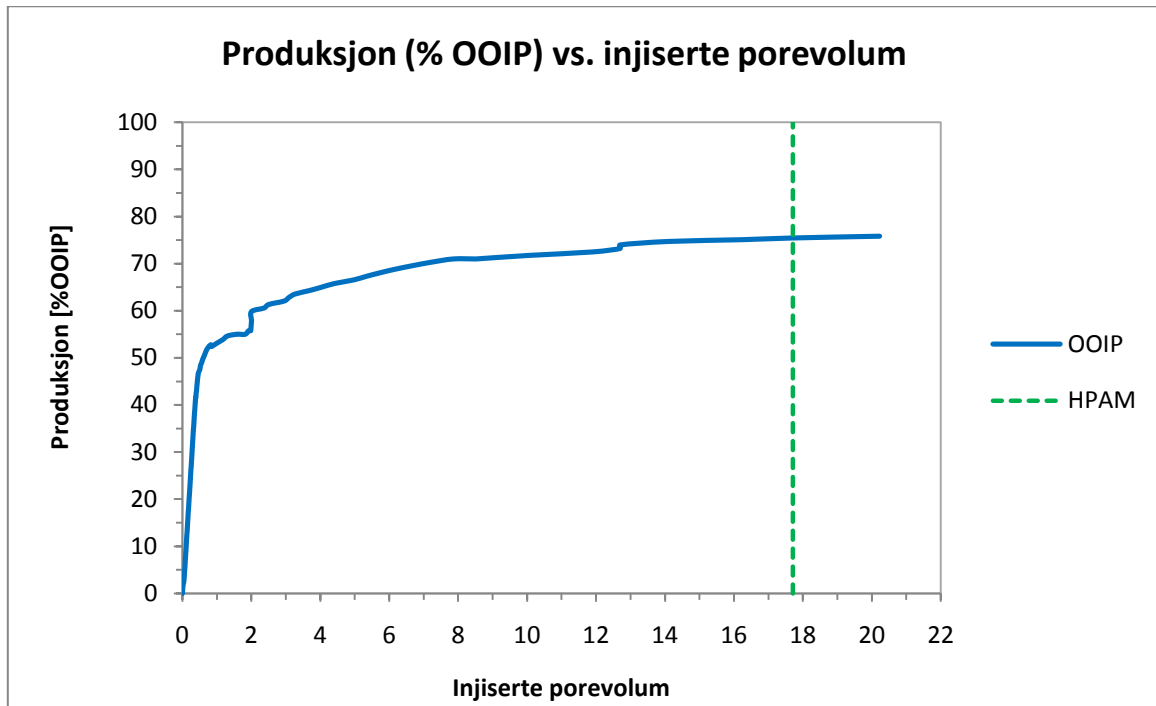
Tvungen imbibisjon for kjerneprøve Th 5

Tabell G-9: Produksjonsdata fra gjennomført tvungen imbibisjon på kjerneprøve Th 5.

Fluid	Rate [ml/min.]	Inj. PV	Trykkfall [bar]	Prod. [ml]	S_o	% OOIP	$K_{end,fluid}$ [mD]
SWW	0,1	2	1,1	7,4	0,391	55	2,3
	0,7	9	3,6	9,55	0,252	71	
	0,9	13	4,1	9,55	0,252	74	
	1	18	4,5	10,15	0,213	75	
HPAM	0,1	20	5,5	10,2	0,210	76	-



Figur G-9: Tvungen imbibisjon av råolje fra kjerneprøve Th 5. Produksjonsprofilen er gitt med blå farge, mens profilen for differansetrykket er gitt med rød farge. Både produksjon og trykkfall er plottet som funksjon av antall injiserte porevolum.



Figur G-10: Produksjonsprofilen gitt prosentvis av opprinnelig oljeinnhold.

Tabell G-10: Produsert olje for flømming gjennom omflømmingen.

Ekstra produksjon, korrigert oljemetning og % OOIP			
Prosess:	Prod. [ml]	S_o	% OOIP
SFW	0	0,213	75
APG	0	0,210	76