

**VANNBASERT EOR I OPPSPRUKNE BERGARTER  
- ØKT OLJEUTVINNING VED  
KJEMIKALIETILSETNING I INJEKSJONSVANNET**



**Masteroppgave i eksperimentell reservoar fysikk**

**av**

**Arita Nyheim**

**Institutt for fysikk og teknologi**

**Universitetet i Bergen**

**Juni, 2010**

## **Anerkjennelse**

Denne oppgaven er blitt fullført takket all tilgjengelig hjelp fra flere personer gjennom masterstudien. Først av alle vil jeg takke Professor Arne Graue for å ha vært en god motivator, for støtte og forståelse. Takk for en veldig interessant oppgave og problemstillinger.

Takk til ConocoPhillips i Bartlesville representert av Jim Johnson og James J. Howard. Takk til Jim Stevens for hans tålmodighet og kontinuerlig hjelp i hele oppholdsperioden i USA.

Takk til Professor Tor Austad, og Skule Strand for gode veiledende samtaler både i Stavanger og i Bergen.

Takk til Professor Ali Hamouda for en interessant samtale som fordypet seg i kjemi.

Stor takk til Dr. Martin Fernø, Dr. Geir Ersland og Dr. Else Johannesen, Marianne Steinbo og Dr. Jarle Husebø for god veiledning og veldig god støtte.

Takk til kollegane Bergit Brattekås, Åsmund Haugen, Knut Arne Birkedal og Reidar Grønsdal for to gode år på petroleumsfysikk.

Takk til Inez Luiza Buzdugan for gode samtaler, både faglig og privat.

Spesiell takk til min kjære nære mamma som jeg ikke har sett på snart 6 år. Og som ber hver dag om få mulighet til å få treffe meg.

Man klarer seg lite uten støtte fra venner og kjære, så med det vil jeg takke alle de gode, gamle og nye venner for å ha gitt meg gode minner i livet. Spesielt mine kjære Anette Drønen og Gjermund O. Åkre for støtte og trygghet.

# Innhold

|  |             |
|--|-------------|
| <b>Sammendrag</b> .....  | <b>iv</b>   |
| <b>Introduksjon</b> .....  | <b>vii</b>  |
| <b>1 Teori</b> .....   | <b>1</b>    |
| 1.1 Porøsitet .....  | 1           |
| 1.2 Metning .....  | 2           |
| 1.3 Permeabilitet .....  | 4           |
| 1.3.1 Absolutt permeabilitet .....   | 4           |
| 1.3.2 Effektiv og relativ permeabilitet .....  | 5           |
| 1.4 Fukt .....   | 8           |
| 1.4.1 Målemetoder for fukt .....   | 8           |
| 1.4.2 Forandring av fuktpreferanse .....   | 12          |
| 1.4.3 Effekt av fukt på vannflømming .....   | 13          |
| 1.4.4 Effekt av fukt på kapillærtrykk .....  | 14          |
| 1.5 Fuktendring ved elding i råolje .....  | 15          |
| 1.6 Grenseflatespenning .....  | 16          |
| 1.7 Injeksjon av saltvann i kalkreservoar .....  | 18          |
| 1.7.1 Påvirkningen av porevannkjemi på overflateladning og fuktegenskaper til karbonater .....   | 18          |
| 1.7.2 Karbonatoverflateinteraksjonen i tilstedeværelsen av potensialbestemmende ioner .....  | 23          |
| 1.7.3 Høytemperaturimbibisjon med B3-råolje som oljefase .....   | 24          |
| <b>2 Eksperimentelle prosedyrer</b> .....  | <b>25</b>   |
| 2.1 Kjernemateriale .....  | 25          |
| 2.2 Væskeegenskaper .....  | 26          |
| 2.3 Eksperimentelle oppsett .....  | 27          |
| 2.3.1 Porøsitetsmåling .....   | 27          |
| 2.3.2 Måling av absolutt permeabilitet .....   | 27          |
| 2.3.3 Eldingsoppsett .....   | 28          |
| 2.3.4 Fuktmålinger .....   | 30          |
| 2.3.5 Imbibisjon ved høytemperaturer .....   | 31          |
| <b>3 Resultat og diskusjon</b> .....   | <b>35</b>   |
| 3.1 Kjernedata .....   | 35          |
| 3.1.1 Porøsitet og Permeabilitet .....   | 35          |
| 3.2 Bakgrunn .....   | 37          |
| 3.3 Høytemperaturimbibisjon - resultater .....   | 38          |
| 3.3.1 Høytemperaturimbibisjon på sterkt vannfuktede kjerner .....  | 38          |
| 3.3.2 Høytemperaturimbibisjon på nøytralfuktede Stevns kjerner for å se på effekten av sulfat i imbibisjonsvannet .....                  | 44          |
| 3.3.2.1 Høytemperaturimbibisjon med B3-råolje som oljefase .....   | 51          |
| 3.3.3 Høytemperaturimbibisjon på nøytralfuktede Stevns og Portland kjerner for å undersøke effekten av kalsium i imbibisjonsvannet ..... | 55          |
| <b>Oppsummerende diskusjon</b> .....   | <b>67</b>   |
| <b>Konklusjon</b> .....  | <b>70</b>   |
| <b>Nomenklaturliste:</b> .....   | <b>73</b>   |
| <b>Referanser</b> .....  | <b>75</b>   |
| <b>Appendiks I</b> .....   | <b>I</b>    |
| <b>Appendiks II: Noen nyttige formler</b> .....  | <b>VIII</b> |

## Sammendrag

En stor del av verdens hydrokarbonreserver finnes i karbonater. Karbonatreservoarer er komplekse fordi reservoarbergarten ofte er sprø og sprekker lett. Mineralsammensetningen av karbonater gjør poreoverflaten mer tilbøyelig til å bli oljefuktet sammenlignet med for eksempel mer konsoliderte sandreservoarer. Karbonatreservoarer er vanligvis nøytralfuktet eller på oljefuktet side. Dette forhindrer vanninjeksjon fra å være en effektiv metode for økt oljeutvinning, særlig i oppsprukne reservoarer, der vann fortrinnsvis vil innvandre sprekknettverket. En viktig mekanisme for økt oljeutvinning ved vanninjeksjon i oppsprukne vannfuktet bergart er spontanimbibisjon. Potensialet for spontanimbibisjon er lavere for systemer med lav vannfukt. Derfor kan oljeutvinningen økes om en klarer å forandre fukten mot mer vannfuktede forhold.

Nylig har Professor Austad ved Universitet i Stavanger foreslått en ny metode for reversering av fukt mot mer vannfuktet tilstand. Metoden fokuserer på kjemien av injeksjonsvannet; ved å tilsette høye konsentrasjoner av sulfat i injeksjonsvannet er det vist fuktendring for Stevns kalk. I tillegg til testing av sulfat, er også andre ioner viktige i de kjemiske reaksjonene mellom olje, vann og mineraler. Hovedtema i denne masteroppgaven er bruk av sulfat, kalsium og magnesium i syntetisk sjøvann for økt oljeutvinning. Formålet med oppgaven er å undersøke om denne metoden øker oljeutvinningen ved å endre fuktpreferansen og dermed øker potensialet for spontanimbibisjon. To forskjellige karbonattyper er benyttet - Stevns og Portland kalk. Imbibisjonsforsøkene er utført ved 130° C.

I alt 40 kjerner ble kuttet, tørket og mettet med to ulike metningsvann; kalksteins- og Ekofiskvann. Porøsitet og permeabilitet for alle kjernene ble målt. 33 kjerner ble eldet under 80°C i fire dager, før kjernene ble satt til høytemperaturimbibisjon. Kjernene som ikke ble eldet ble brukt som referansekjerner. Kjernene ble utsatt for mange flømninger. Før elding ble flømningene gjennomført for å klargjøre kjernene for kjerneanalyse, mens flømningene etter elding og høytemperaturimbibisjon ble gjort for å måle Amott vannindeks.

Endring av vannkjemi ved tilsetning av sulfat har i tidligere arbeid resultert i en økning av oljeutvinning ved høye temperaturer for Stevns kalk. Observasjoner i denne oppgaven tilsier at virkningen av sulfat er avhengig av fukten og at virkningen av ionet på fuktendringen viser

seg klarere ved Amott vannindeks mellom  $I_w = 0,14-0,19$  (målt ved romtemperatur) enn ved høyere fukttilstander. Forskjellen mellom tester med og uten sulfat er lavere ved en vannindeks på rundt  $I_w = 0,25$ .

Seks sterkt vannfuktede kjerner ble brukt som referanseprøve. Kjernene med og uten tilsatt sulfat hadde samme startvannmetning på om lag  $S_{wi} = 0,35$  før imbibisjon. Referansekjernene med og uten tilsatt sulfat i imbibisjonsvannet hadde en utvinning mellom 33-50 % av OIP (med sulfat) og 44,6-51 % av OIP (uten sulfat). Dette bekrefter antagelsen om at ingen tydelig effekt var ventet der systemet allerede er sterkt vannfuktet. Samme test ble utført på åtte Stevns nøytralfuktete kjerner (eldede), for å sammenlikne virkning av sulfat som funksjon av fukt.

Halvparten av kjernene som var bruk til å teste effekten av sulfat i imbibisjonsvannet, ga merkbare resultater i utvinningen under høytemperaturimbibisjon. Kjernene med sulfat i imbibisjonsvannet hadde en utvinning på ca 43 % av OIP, mens kjernene uten tilsatt sulfat hadde en utvinning på ca 30 % av OIP. Amott vannindeksen var på rundt 0,15-0,19 for alle kjernene som var brukt i denne delen av forsøket. Det bør nevnes at disse kjernene hadde kalksteinsvann som initiell metningsvann. Et annet forsøk for kjerner med og uten sulfat i imbibisjonsvannet, viste minimal forskjell i utvinning under høytemperaturimbibisjon.

Arbeidet omfatter også resultater fra 12 kjernepluggen som ble brukt til test av tilstedeværelsen av kalsium i imbibisjonsvannet ved høytemperatur spontanimbibisjon. To av kjernene var Portland referansepluggen. Kjernene ga ulike resultater for oljeutvinning med og uten kalsium i vannet. Pluggen med tilsatt kalsium hadde en utvinning på om lag 56 % av OIP, mens uten kalsium var utvinningen på 42 % av OIP. Kjernene hadde forskjellige initielle vannmetninger som kunne ha ført til den store endring i utvinningen. I tillegg til dette, ble det kjørt en høytemperaturimbibisjon for 10 nøytralfuktet kjernepluggen med og uten kalsium i det syntetiske sjøvannet, for å se nærmere på effekten av kalsium på kjernene med lavere fukt.

Kjernene med kalsium i imbibisjonsvannet hadde en utvinningsdifferanse (før og etter høytemperaturimbibisjon), målt mot spontanimbibisjon ved romtemperatur, mellom 32-41 % av OIP og en fuktendring på om lag  $I_w = 0,07-0,28$  mot sterkere vannfukt (målt på Amott-skalaen). Uten kalsium tilstede var utvinningsdifferansen (mellom før og etter

høytemperaturimbibisjon) på 29-35 % av OIP og fuktendring var i området  $I_w = 0,05-0,1$  mot sterkere vannfukt.

Høytemperatur spontanimbibisjonsforsøk viser at det er en effekt av sulfat på oljeutvinningen. Effekten er ikke så tydelig som det tidligere resultater fra Universitet i Bergen og Stavanger har rapportert. Det er mulig at fukten for kjernene som er brukt i denne oppgaven ikke er lav nok til å se en tydeligere effekt av sulfationet. De potensialbestemmende ioner mot kalk,  $Ca^{2+}$  og  $SO_4^{2-}$ , spiller en viktig rolle i fuktendring prosessen, og effekten av disse ionene er bergartsavhengig.

## Introduksjon

Metoder for økt oljeutvinning (EOR: Enhanced Oil Recovery) er hovedsakelig rettet mot å forbedre væskestrømning og fortrenningseffektivitet i reservoaret. De hyppigst anvendte EOR-metoder kan deles i tre grupper: termiske-, blandbarhets- og kjemiske metoder.

Hovedfokuset i denne oppgaven er på kjemiske metoder. Noen av disse metodene er rettet mot økning i fortrenningseffektivitet i makroskopisk skala ved endring av mobilitetsforholdet mellom injisert fluid og fortrent fluid. Det kan også være økning i fortrenningseffektivitet på mikroskopisk skala ved å redusere grenseflatespenningen, eller endre fukten i bergarten. I denne oppgaven er det fokusert på effekten av potensialbestemmende ioner i injeksjonsvannet på fuktendringen i både sterkt vannfuktet- og nøytralfuktet bergarter.

Det er vanskelig å øke fortrenningseffektivitet på makroskopisk skala med hensyn til den høyt oppsprukne natur til karbonatreservoarer. Dette er også tilfellet ved bruk av kjemisk flømming, fordi det injiserte fluidet helst strømmer gjennom sprekkene. Kjemiske EOR-metoder som er utført på oppsprukne karbonatreservoarer fokuserer på mobilisering av fanget olje i poreskala. For å forbedre vannflømmingseffektiviteten er kjemiske tilsetninger som kan redusere grenseflatespenningen mellom fasene samt endre fukt i bergarten ofte blitt undersøkt.

Fukt av reservoarbergarter spiller en viktig rolle for oljeutvinning, og den påvirker nesten alle typer kjerneanalyser. For å øke oljeutvinningen i nøytralfuktet eller oljefuktet karbonatreservoarer, det er blitt gitt en del forslag i litteraturen. To av disse er:

1. Reversere fukten eller endre den mot mer vannfuktet tilstand ved å bruke kjemikalietilsetninger (Austad & Zhang, 2005; T. Austad & Zhang, june 2005; P Zhang & T. Austad, 2005)
2. Redusere Grenseflate spenningen IFT for å mobilisere kapillær fanget olje (P. Zhang, 2006).

Overflaten til kalk- reservoarbergarter er ganske reaktiv grunnet sin biogeniske natur. Dette gjør det mulig for kalk å reagere med potensialbestemmende ioner som er representert i sjøvannet.

I det siste, har det blitt forslått tilsetning av sulfat, magnesium og kalsium til modifisert sjøvann for å gjøre mineraloverflaten nær porehalsen mer vannfuktet (Austad & Zhang, 2005; T. Austad & Zhang, june 2005; P Zhang & T. Austad, 2005). Nevnte salter er rapportert som potensialbestemmende ioner.

Spontanimbibisjonstester ble utført ved å variere konsentrasjonen av  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$  og  $\text{Mg}^{2+}$  i imbibisjonsfluidet for å studere deres effekt på økt oljeutvinning individuell eller i kombinasjon.

Sulfat som befinner seg i sjøvannet, blir adsorbent på den positivt ladede kalkoverflaten og reduserer den positive overflateladningen. På grunn av mindre elektrostatisk frastøtning, vil mer  $\text{Ca}^{2+}$  adsorberes på overflaten og reagere med adsorbent karboksylgrupper som allerede er bundet til kalkoverflaten og forme en organisk karboksylmateriale. Dersom temperaturen er tilstrekkelig høy kan  $\text{Mg}^{2+}$  substituere det kalsiumionet som er bundet til karboksyl-gruppen. Dette kan føre til en fuktendring.

For å reprodusere noen av disse metodene som er forslått av Professor Austad ved Universitet i Stavanger, har denne oppgaven hatt fokus på økt oljeutvinning ved spontanimbibisjon av syntetisk sjøvann som inneholder forskjellige salttilsetninger.

Hovedmålene med oppgaven er:

- Øke utvinningen ved bruk av potensialbestemmende ioner.
- Redusere restoljemetning ved fuktendring for karbonatkjerneplugger.
- Måle fuktendring eller reversibel fukt for forberedte/fuktendrete bergarter med salttilsetninger i syntetisk sjøvannet.
- Undersøke mulige fuktendringer for nøytralt til oljefuktede kjerner mot mer vannfuktet tilstand ved bruk av forskjellig vannkjemi og undersøke om det øker oljeutvinningen.
- Undersøke hvordan forskjellige kjemivann påvirker oljeutvinningen i kalk under langtids høytemperaturimbibisjon.

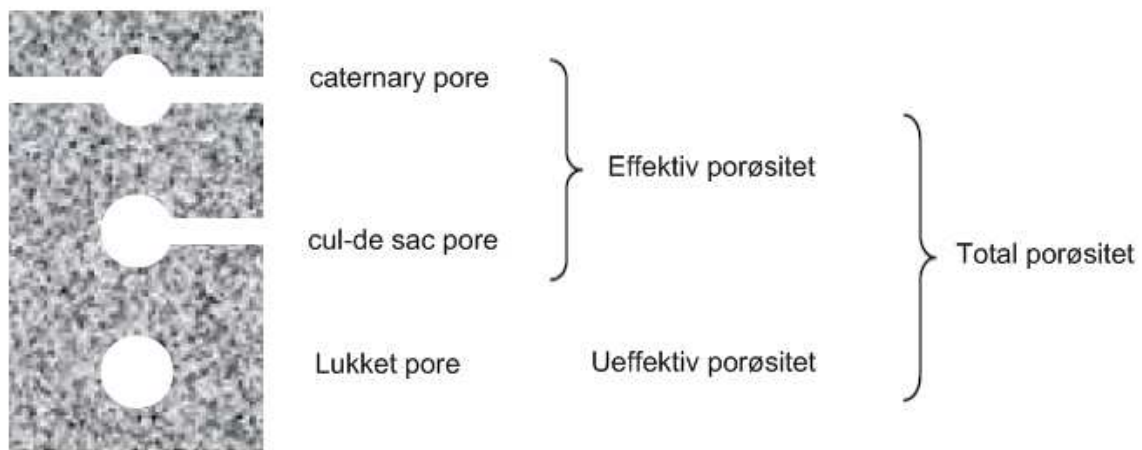


# 1 Teori

Reservoarfysikk beskriver strømming av fluider i porøse medium. Det porøse medium kan ha et nettverk av porer som er forbundet med hverandre og derfor er i stand til å befordre en væskestrøm. Dette kapitlet dekker grunnleggende bergartsparametre som er vesentlig for oppgaven.

## 1.1 Porøsitet

Sedimentære bergarter består av mineralkorn av varierende form og størrelser som er sementert sammen slik at det oppstår hulrom eller porer. Strukturer av slike bergartsformasjoner som danner feller for væskestrøm kan være potensielle oljekilder. Reservoarporer er fylt med formasjonsvann og/eller hydrokarboner. Reservoarvæskene kan strømme mellom porene der det er åpne forbindelser. Omfanget av porer karakteriseres ved parameteren porøsitet. Generelt er porene delt opp i tre typer; catenary porer, cul-de sac porer og lukkede porer (Figur 1.1).



**Figur 1.1: Idealisert struktur for de tre grunnleggende typene av porer (Selly, 1998).**

Catenary porer er bundet sammen med de andre porene og har god kommunikasjon gjennom mer enn en porehals. Cul-de-sac, eller blindveiporene kommuniserer svakere med hverandre gjennom kun en porehals. Stengte porer har ingen kommunikasjon med resten av porenettverket, og vil ikke bidra til permeabilitet eller petroleumsproduksjon (Selly, 1998). En bergarts porøsitet er definert som fraksjonen av porevolum mot det totale bergartsvolumet.

$$\phi = \frac{V_{pore}}{V_{bulk}} = \frac{V_{bulk} - V_{matrix}}{V_{bulk}} \quad (1.1.1)$$

Formelen definerer den totale porøsitet som er delt opp i absolutt og effektiv porøsitet. Den absolutte porøsiteten er forholdet mellom det totale porevolum og bulkvolumet. Absolutt porøsitet består av alle de tre poretypene som er nevnt ovenfor. Den effektive porøsiteten er forholdet mellom det totale volumet av sammenbundet porer (caternary og cul-de-sac) og bulkvolumet.

Fra en reservoaringeniørs synspunkt, er den effektive porøsiteten av størst interesse fordi den gir en indikasjon på den totale mengden utvinnbar olje og gass i reservoaret.

## 1.2 Metning

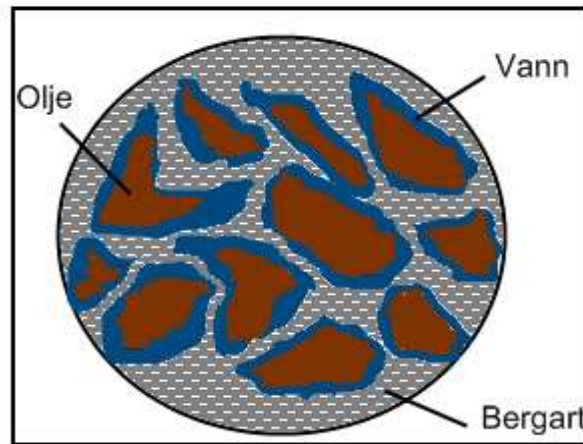
Når en porøs bergart med en gitt porøsitet har porer fylt med vann, olje og gass, kan det volumetriske innholdet i porene skrives som

$$V_p = V_o + V_w + V_g \quad (1.2.1)$$

der  $V_p$  er det totale porevolumet,  $V_o$  er volumet til oljen,  $V_w$  er volumet til vann,  $V_g$  er gassvolumet. Formelen fører til en definisjon av metning,  $S_i$ . Dersom et porøst medium er 100 % mettet med et eller flere fluider, vil hver av fasene ha en metning gitt ved

$$S_i = \frac{V_i}{V_p}, i = Olje, Gass, Vann \quad (1.2.2)$$

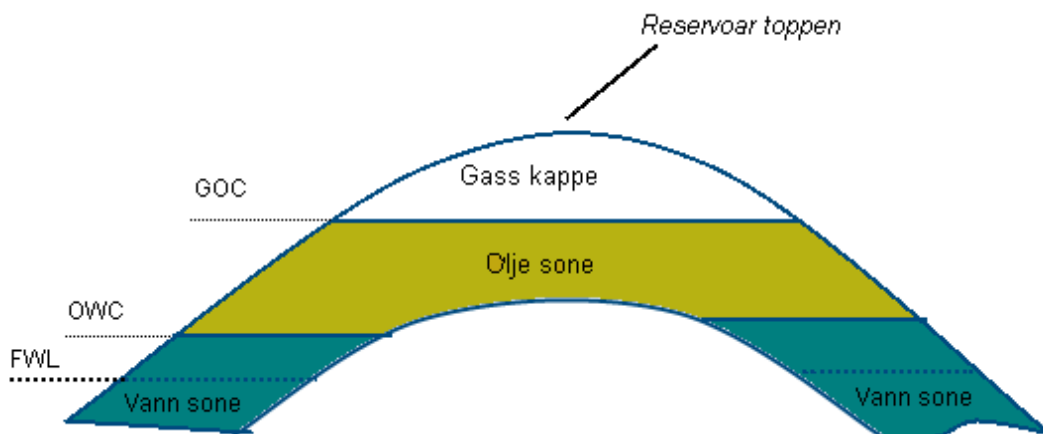
Fra definisjonen, vil et fluids metning varierer fra 0 til 1, gitt av volumet av fluidet som befinner seg i bergarten relativt til det totale porevolumet. Hvis to væsker eksisterer sammen, er de som regel fordelt ujevnt i porene på grunn av forskjellig fuktpreferanser. De adhesive kreftene fra en væske mot poreveggene (mineraloverflaten) er oftest sterkere mot den ene av de to væskene.



**Figur 1.2: Fordeling av vann og olje fasene i vannfuktet porøst medium**

Når oljen migrerer inn i reservoarbergarter fra den underliggende kildebergarten, fortrenger den det vannet som porene opprinnelig var mettet med, og fyller porene med olje (Figur 1.2). Denne prosessen kalles drenering. Enten ved å flømme eller ved å bruke en sentrifuge på en kjerneplugg, vil noe av vannet alltid være igjen. Denne metningen er referert til som ikke-reducerbar vannmetning,  $S_{wi}$ , og er den laveste vannmetning i et olje/vann system. I et scenario av petroleumproduksjon, der vann fortrenger olje, blir noe av oljen fanget inne i porene. Denne metningen er referert til som restoljemetning eller residuell oljemetning.

Oljemetningen i reservoaret varierer i avstand fra olje-vann kontakt til toppen av reservoaret. Figur 1.3 viser fluiddistribusjon i et reservoar og noen viktige fluidkontakter.



**Figur 1.3: Enkel tegning av fluid distribusjon i et reservoar.**

Gass-olje kontakt (GOC) separerer gasskappen fra en underliggende oljesone. Gass er tilstedet som innløst f.eks i olje, under GOC, mens olje-vann-kontakten separerer oljesonen fra den underliggende vannsonen, og under OWC er olje generelt sett fraværende. Free-water level (FWL) er en imaginær overflate der trykket i oljen er lik trykket i vannsonen. Med andre ord, FWL er olje-vann-kontakt der kapillære krefter er fraværende (Selly, 1998). Kapillærtrykket vil bli diskutert senere i kapittelet.

## 1.3 Permeabilitet

Permeabilitet forteller noe om mediets evne til å overføre fluider gjennom et nettverk av sammenbundne porer. Permeabilitet kan avhenge av en rekke fysiske forhold, som forholdet mellom porehalsen og porevolumene, porestørrelsesfordeling og turtuositeten (klongerheten) i mediet.

### 1.3.1 Absolutt permeabilitet

Den andre essensielle parameteren for reservoarbergarter er permeabilitet. Egenskapene til permeabilitet er relatert til porøsitet. I et kvalitativt uttrykk, kan permeabilitet beskrives som kapasiteten en porøs bergart har til å føre en fluidstrøm. Store sammenhengende poreåpninger er forbundet med høy permeabilitet, mens små, usammenhengende poreåpningene er forbundet med lav permeabilitet. Permeabilitet er en tensor, en størrelse som ofte varierer i retning. Avhengig av avsetningsmiljøet kan permeabiliteten være god i horisontal retning hvis den består av horisontalt stablede kanaler, men lav i vertikal retning. Grad av anisotropi er av stor betydning for å predikere strømningsmønster i reservoarer og for å optimalisere brønnplassering og produksjonsstrategi. Darcys lov for en lineær horisontal strøm av inkompressible væsker gjennom et porøst medium kan skrives som følger

$$Q = \frac{K \Delta P A}{\mu L} \quad (1.3.1)$$

Der  $Q$  er strømnings rate [ $\text{cm}^3/\text{s}$ ],  $K$  er permeabilitet [D],  $\Delta P$  er trykkfallet over kjerneprøven[atm],  $A$  er tverrsnittsareal av prøven [ $\text{cm}^2$ ],  $L$  er lengden av kjerneprøven [cm] og  $\mu$  er væskens viskositet [cP]. Permeabilitet har dimensjonen kvadrert lengde. Konvensjonelt er permeabilitetsenheten kalt Darcy (D) mest brukt. En Darcy er permeabilitet som tillater en væske med 1 cP viskositet å strømme gjennom et tverrsnitt på  $1\text{cm}^2$  med en rate på  $1\text{cm}^3/\text{s}$  ved en trykkdifferanse på 1 atm/cm.

### 1.3.2 Effektiv og relativ permeabilitet

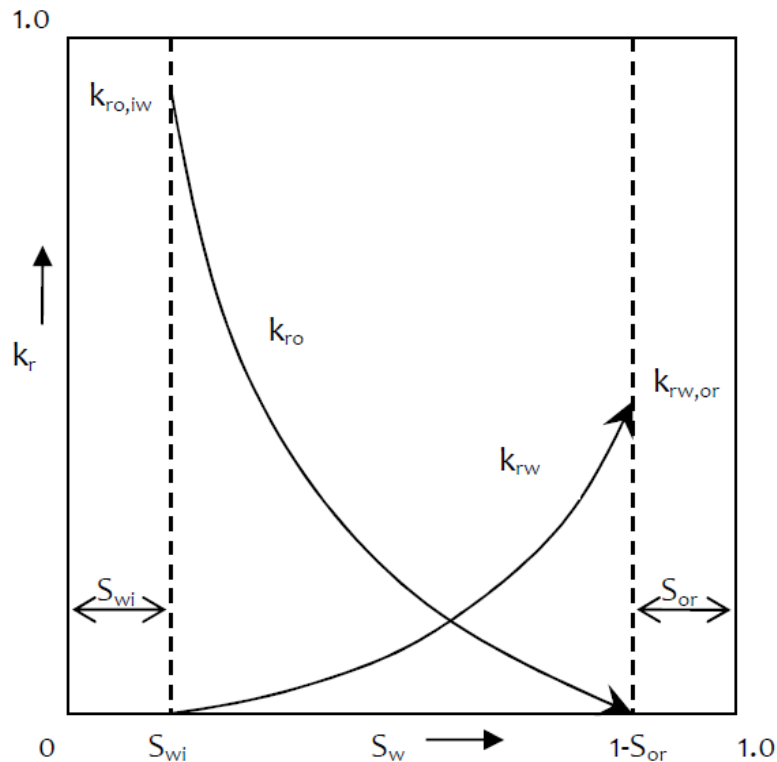
Hvis det er mobile ublandbare fluider til stede i reservoaret samtidig trengs det en utvidelse av Darcys lov for å beskrive systemet. Når to eller tre fluider strømmer gjennom et porennettverk, vil hver av fluidene ha en effektiv permeabilitet som er sterkt avhengig av fluid metningen. Den effektive permeabiliteten for et gitt fluid er en funksjon av metning, metningsfordeling, porestørrelsesdistribusjon og metningshistorie. Den effektive permeabilitet er definert som følgende:

$$K_{ei} = \frac{q_i \mu_i L}{A \Delta P} \quad (1.3.2)$$

der  $i$  betegner en bestemt fase (e.g. olje, vann eller gass). Forholdet mellom den effektive permeabilitet for en fase  $i$  og den absolutte permeabiliteten,  $K$ , av en porøs bergart er den relative permeabilitet ( $K_{ri}$ ):

$$K_{ri} = \frac{k_{ei}}{K} \quad (1.3.3)$$

Relativ permeabilitet er en dimensjonsløs størrelse som vanligvis ligger mellom 0 og 1 avhengig av metning. To prosesser er beskrevet gjennom relativ permeabilitet: imbibisjon og drenering.



**Figur 1.4:** Skjematiske kurver for relativ permeabilitet for vann og olje, Figuren viser en imbibisjonsprosess i en vannfuktet system (Lien, 2007).

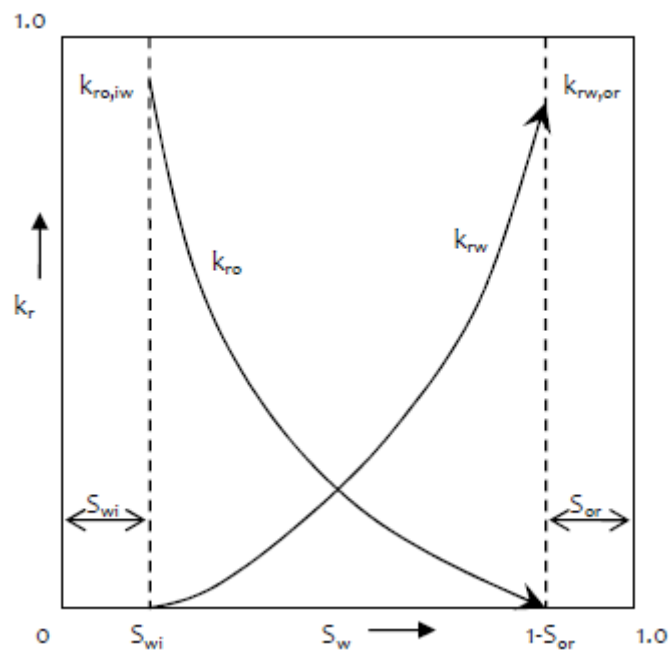
Metning for den vætende fasen vil øke i en imbibisjonsprosess. For et vannfuktet system vil vannet spontant imbibere inn i det porøse mediet og relativ permeabilitet kan plottes som funksjon av vannmetning,  $S_w$ . På grunn av kapillære krefter, vil systemet nå en ikkereduserbar vannmetning,  $S_{wi}$ . Denne betegner det laveste vannnivå der vann ikke lenger kan strømme. Ved denne metningen okkuperer oljen det meste av porevolumet og har sin høyeste relative permeabilitet. Hvis vannmetningen øker vil den relative permeabiliteten for olje,  $k_{ro}$ , minke til et punkt hvor den blir immobil ved residual oljemetning,  $S_{or}$ . På dette punktet er oljen kapillært fanget og vannmetning er på sitt høyeste,  $S_w = 1 - S_{or}$ .

Formen på relative permeabilitetskurver og  $k_{rw,or}$  (relativ permeabilitet for vann ved residual olje metning), gir en verdifull informasjon om mediets fuktforhold. Den ikke-vættende fasen vil ved lav oljemetning oppføre seg som isolerte dråper omgitt av den vætende fasen. Derimot, den vætende fasen er alltid festet til og blir fanget i de minste porene. På grunn av dette, er det rimelig at de isolerte dråpene av den ikke-vættende fasen er ett større hinder for strømning av vætende fasen enn omvendt. Endepunkts relativ permeabilitet  $k_{rw,or}$  for den vætende fasen er dermed lavere enn endepunkts relativ permeabilitet for olje ved  $S_{wi}$ ,  $k_{ro,iw}$  (Figur 1.4). Denne effekten er mer synlig i det mediets vannmetning blir sterkere (Lien, 2007).

I kurvene for vann og olje relativ permeabilitet, er væskene mobile i området mellom  $S_{wi}$  og  $1-S_{or}$  (Figur 1.4) og den relative permeabiliteten er forskjellig fra null. Hver kurve har en maksimumsverdi kalt endepunkt relativ permeabilitet. Vanligvis, er endepunktet under 1, og den relative permeabiliteten er lavere for den vætende fasen enn for den ikke-vættende fasen.

I en relativ permeabilitets kurve for vann og olje er væskene mobile i området mellom  $S_{wi}$  og  $1-S_{or}$  (Figur 1.4) og den relative permeabiliteten er forskjellig fra null. Hver kurve har en maksimumsverdi kalt endepunkt relativ permeabilitet. Vanligvis, er endepunktet under 1.

I et vannfuktet system vil endepunkts relativ permeabilitet for olje være betydelig høyere enn endepunkts relativ permeabilitet for vann. Krysspunktet (der vann og olje relativ permeabilitet er lik) vil vanligvis være større enn 0,5 (Figur 1.4)). I et oljefuktet system, vil de to endepunktene være på omtrent samme høyde og kurvene krysser når  $S_w < 0.5$  (Lien, 2007) (Figur 1.5).



**Figur 1. 5: Relativ permeabilitet kurve for olje og vann i et oljefuktet system (Lien, 2007).**

Grafene krysser over  $S_w < 0.5$  og endepunkts relativ permeabilitet for vann,  $K_{rw,iw}$  er nesten like høy som endepunkt relativ permeabilitet for olje,  $K_{ro, iw}$  (Lien, 2007).

## 1.4 Fukt

Fukt er en svært viktig parameter i reservoarsammenheng. Mikroskopisk fordelig og strømming av væsker i poresystemet styres i stor grad av fukt. Denne egenskapen påvirker andre egenskaper som kapillærtrykk, relativ permeabilitet, oppførsel ved vannflømming, elektriske egenskaper og simulert tertiær utvinning (Anderson, 1986b). Økt kunnskap om fukt er viktig både for å kunne beregne oljeutvinningen og for å muliggjøre økt utvinning.

Fukt er tendensen en gass/væske har til å spre seg på eller klebe seg til en fast overflate ved tilstedeværelse av andre ikke-blandbare væsker (Craig, 1971). Fukt kan også defineres med hva bergarten foretrekker i bergart/olje/vann system (Anderson, 1986a).

I et system med bergart, vann og olje kan man få variasjoner fra sterkt vannfuktende til sterkt oljefuktende bergarter. I mellom disse ytterpunktene er det et område hvor bergarten verken er vannfuktet eller oljefuktet. Fukten til bergarten er da nøytral (Johannesen, 2004).

### 1.4.1 Målemetoder for fukt

For å kunne forstå konseptet med fukt, er det viktig å ha god teori om hvordan man kan måle fukt med en laboratorieskala. Metodene som er mest brukt i kjerneanalyse er kontaktvinkel-, Amott-Harvey- og USBM metoden.

Disse metodene og deres fordeler og begrensninger blir beskrevet i dette kapitlet. Hvis det plasseres en dråpe vann på en overflate senket i olje, vil en kontaktvinkel mellom  $0^\circ$  og  $180^\circ$  formes. Et typisk vann/olje /bergart system er vist i Figur 1.6. Overflateenergien for dette systemet kan bli beskrevet gjennom Youngs ligning:

$$\sigma_{ow} \cos \theta = \sigma_{os} - \sigma_{ws} \quad (1.4.1)$$

der

$\sigma_{ow}$  = grenseflatespenningen mellom olje og vann.

$\sigma_{os}$  = grenseflatespenning mellom olje og overflaten

$\sigma_{ws}$  = grenseflatespenning mellom vann og overflaten.

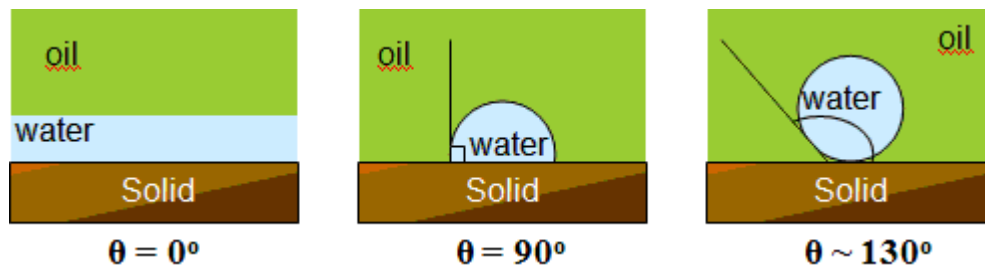
$\theta$  = kontaktvinkel, målt gjennom vannfasen.



## Kontaktvinkelmetoden

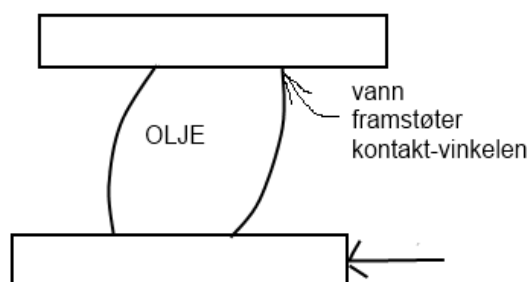
Måling av kontaktvinkel er den beste metoden for fuktmåling når det brukes et kunstig porøst medium og rene fluider. Det er fordi det er liten eller ingen sjanse for at forbindelser fra oljen vil forandre fukt når de er tilstede. Det er også en god metode å bruke når man ønsker å undersøke effekter av temperatur, formasjonsvann og trykket som funksjon av fukten.

Kontaktvinkelen  $\theta$  mellom  $0^\circ$  og  $60\text{-}75^\circ$  karakteriseres som en vannfuktet overflate. Overflaten er oljefuktet når kontaktvinkelen er fra  $105\text{-}120^\circ$  til  $180^\circ$ , og nøytral når kontaktvinkelen er rundt  $90^\circ$  (Anderson, 1986b). Overflaten defineres av den delen av mineralkornene i en sedimentær bergart som er i kontakt med fluider. Det er fukten i bergarten som avgjør hvilke fluider som legger seg langs poreveggene og hvilket fluid som legger seg i midten av porene og porehalsen. Komposisjonene til bergartene kan variere i et porøst medium. En ikke-homogen bergart vil derfor kunne ha en ikke-uniform fukt eller fraksjonell fukt. Årsaken til den varierende fuktpreferansen kan være at den indre overflaten til bergarten består av en del mineraler med ulike adsorpsjonsegenskaper og overflatekjemi (Anderson, 1986a). Eksempel på fuktvinkelmåling er vist i Figur 1.6.



**Figur 1.6: Kontaktvinkelen for forskjellige fuktklasser. Fra venstre til høyre: sterkt vannfuktet, nøytralfuktet og oljefuktet (Brattekås, 2009).**

Det er imidlertid noen problemer knyttet til denne metoden. Kontaktvinkelhysterese er et av hovedproblemene. Eksperimenter har vist at en dråpe kan ha flere stabile kontaktvinkler, avhengig av hvilke krefter som virker på dråpen (Figur 1.7). Det er flere årsaker til kontaktvinkelhysterese, blant annet: 1) overflate heterogenitet, 2) overflate immobilitet på et makromolekylær skala (Anderson, 1986b).



Figur 1.7: Kontakt vinkel hysteresis er avhengig av kreftenes arbeid (Bognø, 1999).

### Amott-Harvey metoden

En annen metode som hovedsakelig er brukt for fuktmålinger er Amott-Harvey metoden. Indeksen er egnet for både vannfuktet og olje fuktet tilstander, men er ikke sensitiv ved mer nøytralfuktet tilstand. Ved å bruke denne metoden finner man den gjennomsnittlige fukten i en kjerneplugg (Anderson, 1986b). Metoden bygger på at den vætende fasen imbibierer spontant inn i kjernen og fortrenger den ikke-fuktete fasen i kjernen. Metoden er en kombinasjon av en serie flømmingsprosesser; drenering, spontanimbibisjon og tvungen imbibisjon. Metningen etter spontanimbibert væske blir sammenliknet med metning ved flømming eller sentrifugering.

Residuell vannmetning ( $S_{wi}$ ) vil være igjen etter en oljeflømning. På dette metningspunktet blir kjernen nedsunket i vann for spontanimbibisjon. Det siste metningspunktet som trengs for beregning av Amott indeksen er etter tvungenimbibisjon, her vil den residuelle oljemetningen ( $S_{wf}$ ) eller høyeste vannmetningen være i løpet av metningssyklusen. Etter denne prosessen kan det være nødvendig å se om kjernen vil imbibere olje spontant. Siden kjernen er nedsunket i olje, vil eventuell vannproduksjon bli målt ( $S_{spo}$ ). Med disse metningsverdiene tilgjengelig er det mulig å regne den relative fortrenningsindeks (RDI) ved først å beregne vann- og oljeindeks, henholdsvis:

$$I_w = \frac{S_{spw} - S_{wi}}{S_{wf} - S_{wi}} \quad (1.4.2)$$

og

$$I_o = \frac{S_{wf} - S_{spo}}{S_{wf} - S_{wi}} \quad (1.4.3)$$

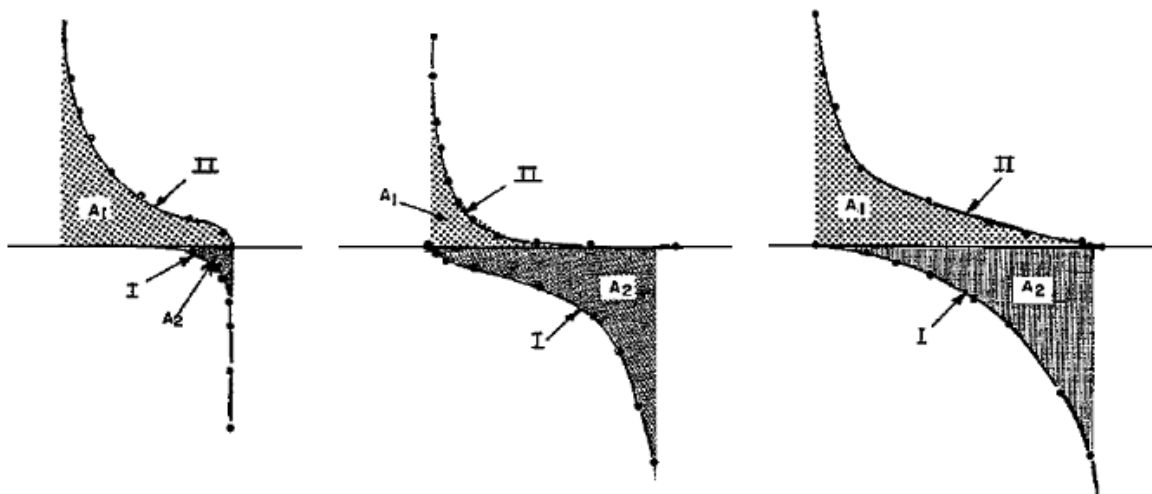
Amott-Harvey fukt indeks kan da finnes ved:

$$I_{AH} = I_w - I_o = \frac{V_{O,SP,IMB}}{V_{O,MOBILT}} - \frac{V_{W,SP,IMB}}{V_{W,MOBILT}} \quad (1.4.4)$$

For de fleste sterkt vannfuktete prøver er  $S_{wf}$  lik  $S_{spo}$ . Dermed vil  $I_o$  være null, og  $I_w$  vil alene indikere fukten av kjernepluggen. Amott vannindeks defineres som vann produsert under spontanimbibisjon i forhold til den totale mengden av mobile væske. Dermed forteller det oss noe om styrken til de kapillære kreftene i kjernen. En fordel med denne testen er at den er lett, og ikke veldig tidkrevende. Den er følsom for blandet og delvis fuktete kjerner på grunn av at metoden tar hensyn til spontan fortregning av både olje og vann. En ulempe er at Amott-testen er lite sensitiv rundt nøytral fukt. Det er denne metoden som blir brukt videre i oppgaven.

### USBM-metoden

Metoden er basert på kapillærtrykkskurven. På grunn av de eksisterende kreftene mellom mineraloverflaten og det fuktete fluidet, er det lettere for det fuktende fluidet å fortrenge det ikke-fuktende fluidet og visa versa. USBM-metoden sammenligner arbeidet som er nødvendig for en fase for å fortrenge en annen. Det er funnet at dette arbeidet er proporsjonal med områdene under kapillærtrykkskurven (Leverett, 1941), illustrert i figuren nedenfor.



Figur 1.8: Kapillærtrykkskurver for drenering og imbibisjon, viser A1 og A2 ved forskjellige fukt. (Anderson, 1986) Venstre: vannfuktet, midten: olje fuktet, høyre: nøytral fukt.

Det er to forskjellige typer fortregning i tofasestrømning i et porøst medium – imbibisjon og drenering.

- Drenering: den ikke-fuktede fasen fortrenger den vætende fasen
- Imbibisjon: den fuktede fasen fortrenger den ikke-fuktede fasen

Ved å oppnå kapillærtrykkskurver for drenerings- og imbibisjonsprosessen, kan arealene under hver kurve markeres og fukt indeksen,  $W$ , bli kalkulert.

$$W = \log\left(\frac{A_1}{A_2}\right) \quad (1.4.5)$$

der  $A_1$  er arealet ved positivt kapillartrykk, og  $A_2$  er arealet ved negativt kapillartrykk.

Tabell 1.1 viser en oppsummering over forholdet mellom fukt og fuktemetodene.

**Tabell 1.1: Sammenligning av fuktkriterier for de tre metodene.**

| Parameterne                    | Vannfuktet   | Nøytralfuktet | Oljefuktet    |
|--------------------------------|--------------|---------------|---------------|
| <u>Kontaktvinkel [grader]</u>  |              |               |               |
| Minimum                        | 0°           | 60° til 75°   | 105° til 120° |
| Maksimum                       | 60° til 75°  | 105° til 120° | 180°          |
| <u>Amott fukt indeks</u>       | 1.0 til 0.3  | 0.3 til -0.3  | -0.3 til -1.0 |
| Fortregning ved vann forholdet | Positiv      | Null          | Null          |
| Fortregning ved olje forholdet | Null         | Null          | Positiv       |
| <u>USBM fukt indeks</u>        | Tilnærmet 1* | Tilnærmet 0   | Tilnærmet -1* |

\* Med hensyn til definisjon for fukt indeksen,  $W$ , er det mulig for USBM fukt indeksen å bevege seg mot uendelig i vannfuktet system, og mot negativt uendelig i oljefuktet system.

### 1.4.2 Forandring av fuktpreferanse

Nesten alle dagbruddbergater er sterkt vannfuktet (Anderson, 1986b). Men hvis man ser nærmere på reservoarbergartene vil en finne at disse bergartene har en annen fuktpreferanse. Fuktegenskapene til  $b^{2+}$ ergartene er bestemt av molekylene i det ytterste laget til bergarten

(Morrow, 1990). Etter migrering av oljen vil de polare komponentene i råoljen passere vannfilmen og blir fanget på overflaten til bergarten. Den polare enden vil bli adsorbent, noe som vil føre til en mer oljefuktet bergart (Anderson, 1986a). Det er flere faktorer som påvirker fuktforandringen. Oljesammensetningen og mineraloverflaten har størst innvirkning. Trykk og temperatur, komposisjon av ioner, pH-verdi og saltholdigheten til vannet har betydning for forandring av fukt.

En oljefuktet bergart kan bli forandret til vannfuktet tilstand ved endring av overflatemineralogien, ved rensing av poreoverflatene i porøse medium med alkohol. Denne prosessen kan bli reversert. Hvis det porøse mediet blir flømmet med råolje, kan adsorpsjon av polare komponenter og/eller deponering av organiske materiale forandre det vannfuktende bergarten (Anderson, 1986a).

### **1.4.3 Effekt av fukt på vannflømming**

Vannflømming er stadig oftere brukt som en sekundær utvinningsmetode, der vannet er injisert inn i reservoaret for å fortrenge oljen foran seg og for å opprettholde reservoartrykket under produksjonen. Reservoarer produserer bare olje fram til vanngjennombrudd. Etter gjennombruddet, vil vannproduksjonen øke og oljeproduksjon minke. Brønnen fortsetter å produsere helt til WOR (water-oil-ratio) er så høy at brønnen blir ikke lenger økonomisk drivbar.

Vannflømming i vannfuktet og oljefuktet system er kjent for å oppføre seg forskjellig. For et uniformt fuktet system er det anerkjent at vannflømming i vannfuktete reservoar er mer effektiv enn i oljefuktet reservoar. Under vannflømming av vannfuktet system, vil vannet bevege seg med en uniform front gjennom det porøse mediet. Det injiserte vannet vil imbibere inn i de minste porene for å fortrenge oljen ut til de store porene. Det fører til en effektiv fortrenkning ved vannflømming. Etter en periode vil oljens diskontinuitet bli ustabil og bryte sammen på grunn av oppveksten av vannfilmen. Oljen som er igjen vil da forme en sfærisk formet dråpe i sentrum av poren og bli immobil. På grunn av denne immobiliteten i dette vannfuktet systemet, vil det være lite eller ingen olje produksjon etter vanngjennombrudd (Anderson, 1987C).

I et sterkt oljefuktet system, vil oljen befinne seg i de minste porene som en film på bergartenes overflate, mens vannet er fanget mellom en oljefilm i de største porene. Når vannflømmingen er i gang, vil vannet danne kontinuerlige kanaler gjennom de store porene, og fortrenge noe av oljen foran seg. Dette fører imidlertid til et tidligere vanngjennombrudd og en lang haleproduksjon av både vann og olje, som igjen fører til lav utvinning. Dette konkluderes med at vannflømming i en oljefuktet bergart er mindre effektiv enn i en vannfuktet bergart (Anderson, 1987C).

Oljeutvinning ved vannflømming er generelt kontrollert av olje- og vann relativ permeabilitet av et system og av olje/vann viskositetsforhold. Effekten av relativ permeabilitet og viskositetsforholdet på vannflømmingen er vist av fraksjonsstrømfarmelen (formel 1.4.6). Hvis kapillæreffekten neglisjeres og det antas et horisontalt system, vil fraksjonsstrømfarmelen være følgende (Anderson, 1987C):

$$f_w(S_w) = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w K_{ro}}{\mu_o K_{rw}}} \quad (1.4.6)$$

der  $f_w$  er fraksjonsstrømmen av vannet,  $S_w$  er vannmetning,  $\mu_o$ ,  $\mu_w$  er olje- og vannviskositet, og  $K_{ro}$ ,  $K_{rw}$  er olje- og vann relativ permeabilitet. Fraksjonsstrømmen av vann ved en gitt metning vil øke når vann/olje viskositet forholdet minker og det vil føre til et tidligere vanngjennombrudd.

#### 1.4.4 Effekt av fukt på kapillærtrykk

Kapillartrykkskurven er en funksjon av fukt, porestruktur og metningshistorien (Anderson, 1987A). Kapillartrykkeffekten kan defineres som den molekylære trykkdifferansen på tvers av grensesnittet til væskene, og denne trykkdifferansen er gitt av Laplace ligningen:

$$P_c = p_o - p_w = \sigma \left( \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right), \quad (1.4.7)$$

Forskjellen i området under primærdreneringskurven og området under imbibisjonskurven når kjernen er sterkt vannfuktet er årsaken til endringer i fri energi (Figur 1.8).

Lite eller intet arbeid trengs i en imbibisjon når den fuktende fasen fortrenger den ikke-fuktende fasen, dette gjelder kun for vannfuktet system. Prosessen skjer spontant, mens et større arbeid trengs når oljen fortenger vann. Fra formel (1.4.5) er det klart at arbeid i disse prosessene er relatert til arealet mellom x-akse og kurve.

Figur 1.8 framstiller forskjellene i både form og størrelse av kapillartrykkskurver med varierende fuktpreferanser. Kjernen er sterkt vannfuktet i venstre del av figuren, og området under primærdreneringskurven (II) er mye større enn under imbibisjonskurve (I), som reflekterer mengde arbeid som trengs i disse to prosessene.

I tilfelle B er kjernen oljefuktet. Området og mengde arbeid er reversert sammenliknet med tilfelle A. Fukten er nøytral i tilfelle C, og mengde arbeid som trengs under drenering og imbibisjon er relativt lik siden kjernen ikke har preferanse for noen av væskene. Forholdet mellom fukt og områdene under kapillærtrykkskurvene kan summeres med følgende tabell:

**Tabell 1. 2: Forholdet mellom arbeid (W) og fukt.**

| Fukt       | W           |
|------------|-------------|
| Vannfuktet | $W \sim 1$  |
| Oljefuktet | $W \sim -1$ |
| nøytral    | $W \sim 0$  |

## 1.5 Fuktendring ved elding i råolje

Dagbruddbergarter har en tendens til å oppføre seg som sterkt vannfuktet bergarter. Sterkt vannfuktede reservoarer er færre enn tidligere antatt og de fleste karbonater er ikke-vannfuktede petroleumsreservoarer. Fukten i kjernen kan bli forandret til mindre vannfuktet eller oljefuktet tilstand ved elding. Over tid vil bergarten adsorbere polare komponenter fra oljen, som vil gjengi kjerneprøvens endrede fukttilstand. Spesielt polare komponenter fra tunge asfaltener og resinfraksjoner vil påvirke fukten. Potensialet for hver råolje til å endre fukten av kjernen er avhengig av API-gravitasjon og syre- og basetallet til oljen. Disse kvalitetene beskriver hvordan asfaltenene er løst opp i olje. Hvis oljen er et svakt løsemiddel for asfaltener, kan asfaltenene felles ut og dermed styrke prosessen av fuktendring (J.S. Buckley & Y. Liu, 1998).

Saltvannssammensetningen kan også, avhengig av karakteristikken av råolje, påvirke fuktendringen ved å påvirke ladningen av både olje/saltvann og bergart/saltvann kontaktflaten. For noen saltvannssammensetninger, vil både vann/bergart og olje/vann grenseflater ha lik ladning og den resulterende frastøtning vil stabilisere vannfilmen. Hvis vannfilmen ikke er stabil, kan sterkt vannfuktet tilstand opprettholdes og hvis ikke, vil den tynne vannfilmen på bergartsoverflaten kollapse, så er det mulig å få fuktendring. Dersom ladningen mellom vann/bergart og olje/vann ikke er uniform, vil den tynne vannfilmen på bergartsoverflate kollapse og gjør det mulig for oljekomponentene å adsorbere på den faste overflaten. På grunn av den heterogene sammensetning av poreveggsoverflaten, er det sannsynlig at flere mekanismer samarbeider for å endre fukten til bergarten (J.S. Buckley & Y. Liu, 1998).

## 1.6 Grenseflatespenning

To ikke-blandbare væsker i kontakt med hverandre danner en menisk i grenseflaten som er karakterisert med en grenseflatespenning. Ved konstant temperatur er denne egenskapen avhengig av kjemikalieinnholdet i væskene og er dermed ganske følsom for kjemiske endringer. Grenseflatespenningen er avgjørende for mengden olje som blir kapillært fanget i porerommet. Kjemisk endring for å redusere grenseflatespenningen er derfor aktuelt som en metode for å øke oljeutvinningen. Kapillaritet er det fysiske fenomenet som fører til at en vætende væske trekker seg inn i tynne kapillarrør, som bl.a. gjør at vann suges opp i planter og trær. Dette skyldes spenningen som oppstår på grenseflaten mellom to fluider, for eksempel mellom olje og vann.

Mellom molekylene virker den tiltrekkende van der Waals krefter For å fjerne et gitt molekyl fra de andre molekylene i væsken må det utføres et arbeid mot den konservative kraften fra de andre molekylene. Det innebærer at molekylet har en negativ potensiell energi  $E_p$ . For en væske som består av  $m$  molekyler er den potensielle energien,  $E_p$  gitt som:

$$E_p = \sum_{i=1}^n E_{p,i} \quad (1.6.1)$$

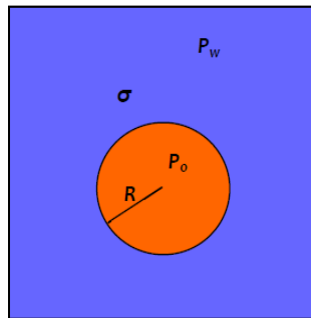


Den mest stabile væsken er den som har lavest potensiell energi, noe som skjer når flest mulig molekyler er i væskens indre, og ikke på overflaten, dvs. når volumet  $V$  er størst i forhold til overflaten  $O$ . For en kule er  $V/O = R/3$ . Dette er den geometriske formen som har det største  $V/O$  forholdet.

For å øke overflaten til et gitt væskevolum må den potensielle energien, som er negativ, økes. Derfor må det utføres et positivt arbeid på væsken. Grenseflatespenningen defineres som:

$$\sigma = \frac{dW}{dA} \quad (1.6.2)$$

der  $\sigma$  er grenseflatespenningen og  $dW$  er arbeid som trengs for å øke væskens overflate med et visst areal  $dA$ .



Figur 1.9: Oljedråpe i vann (Aasheim, 2008).

Hvis en kuleformet oljedråpe befinner seg i vann (Figur 1.9), vil det være et trykk  $P_o$  i oljen og  $P_w$  i vannet. Dråpen har en radius  $R$  som er bestemt av grenseflatespenningen  $\sigma$ . Grenseflatespenningen prøver å minimalisere overflaten av dråpen og det vil forårsake en kraft innover mot sentrum av dråpen. Likevekten kan oppnås bare hvis  $P_o > P_w$  (Lien, 2007). Det er en relasjon mellom trykkforskjell og grenseflatespenningen for vann og olje, dette er vist i formelen under:

$$P_o - P_w = \frac{2\sigma}{R} \quad (1.6.3)$$

Dersom grenseoverflaten mellom to fluider ikke er kuleformet, må det brukes to såkalte hovedkrumningsradier  $R_1$  og  $R_2$  innføres og ligning (1.6.3) erstattes med Laplace ligningen:

$$P_o - P_w = \sigma \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (1.6.4)$$

## **1.7 Injeksjon av saltvann i kalkreservoar**

Vannflømming er ansett som en billig og effektiv sekundær oljeutvinningsmetode, som er anvendbar på de fleste reservoar. Spesielt for oppsprukne reservoar er betingelsene for effektiv vannflømming sterkt avhengig av reservoarfukten. I dette arbeidet er det lagt vekt på muligheter for forbedring av oljeutvinningen under vannflømming av oppsprukne karbonatreservoar, med vekt på kalkreservoar. Kalkformasjonene betraktet i denne oppgaven er moderat vannfuktet til nøytralfuktet. Gjennomsnittlig oljeutvinning fra karbonatreservoar er mindre enn 30 % (Punternvold, 2008). Årsaken til dette er at de fleste karbonatreservoar fortrinnsvis er olje- eller nøytralfuktet, hvilket gjør vannflømming til en svak IOR (den vanlige forkortelsen for Increased Oil Recovery) teknikk. I et oppsprukket reservoar vil vanninjeksjon avansere i de mer permeable oppsprekningene, noe som vil føre til tidlig vanngjennombrudd og ofte lav oljeutvinning.

Kalk er i natur vannfuktet, men tilstedeværelsen av råolje i bergarten kan over tid bryte ned vannfilmen på poreveggen. Dette fører til at overflateaktive komponenter vil adsorberes på bergartenes overflate, som fører til at overflaten blir mindre vannfuktet eller oljefuktet. Imidlertid har flere undersøkelser vist at karbonatbergarter blir mer vannfuktet med temperaturøkning (Hognesen, 2005).

Syretallet er blant de avgjørende parameterne for oljen, den ansees å diktere fuktnaturen til reservoaret. Syretallet og temperaturen kan ikke betraktes som uavhengige parametere. Syretallet minker med temperaturøkning på grunn av nedbrytning av syrematerialet i oljen (P. Zhang & T. Austad, 2005a). Syre- og basetallet er brukt til å karakterisere de polare komponentene av råolje. Syretallet er et mål for sure komponenter i oljen, mens basetallet representerer de basiske komponentene (Buckley & Wang, 2002), (J. S. Buckley & Y. Liu, 1998).

### **1.7.1 Påvirkningen av porevannkjemi på overflateladning og fuktegenskaper til karbonater**

For å forbedre oljeutvinningen i et mindre vannfuktet eller oljefuktet reservoar, er det blitt lagt mye vekt på kjemien til vannfasen (Morrow, Tang, Valat, & Xie, 1998). Nylig har det vært en del forslag om å tilsette sulfater og magnesiumsalter til formasjonsvannet for å gjøre

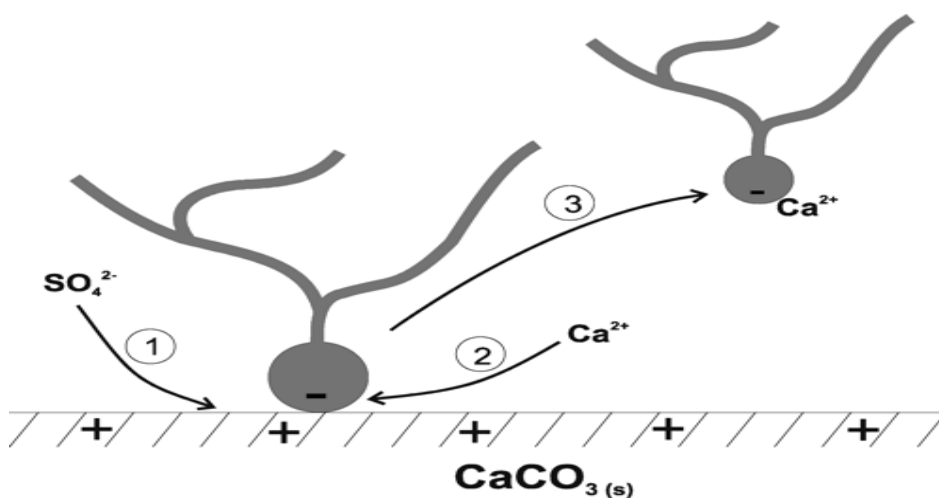
mineraloverflaten nær porehalsen mer vannfuktet (P. Zhang & T. Austad, 2005b), (Hognesen, 2005). Dette kan forbedre oljeutvinningen ved å øke spontanimbibisjon.

Hoveddelen av oppgaven vil fokusere på kjemiske aspekter relatert til reaksjoner mellom kunstig sjøvann og kalk, i tillegg til vannkjemisk effekt på overflateladningen og bergartoppløsning i en ren kalsiumkarbonatbergart. Saltvann med lav salinitet ser ut til å fukte poreoverflater mer, og det er vist at reduksjon av salinitet i injeksjonsvann øker oljeproduksjonen (Morrow & Tang, 1999; P. M. Zhang, Tweheyo, & Austad, 2007). I oppsprukne kalkfelt som på Ekofisk, er spontanimbibisjon av vann ansett på å være en viktig utvinningsmekanisme (Hamon, 2004).

Aktive ioner i kunstig sjøvann som  $Mg^{2+}$ ,  $SO_4^{2-}$  og  $Ca^{2+}$ , vil spille en viktig rolle angående fuktforandring (T. Austad, Strand, Madland, Puntervold, & Korsnes, 2008). Disse ionene er rapportert som potensialbestemmende ioner som kan endre fukten til et porøst medium fra nøytralfuktede til mer vannfuktende tilstander (Puntervold, 2008).

Forskere er ikke enige om hvilke effekter sulfat har på fuktendring og hvilke mekanismer som forårsaker denne endringen. Hovedmekanismen går ut på at negativt ladede karboksylgrupper blir absorbert på den positivt ladede kalkoverflaten. Systemet vil da over tid oppnå likevekt med formasjonsvannet som inneholder  $Ca^{2+}$  ioner. Denne likevekten vil bli forstyrret når sulfat innholdende sjøvann blir injisert i reservoaret. Likevekten blir forstyrret ved at de negative  $SO_4^{2-}$ -ionene vil senke den positive ladningen til bergartoverflaten (Figur 1.10). Ved elektrostatisk frastøtning vil mer  $Ca^{2+}$  ioner komme seg nærmere overflaten og fortrenge noen av karboksylgruppene ved ionebinding (Puntervold, 2008).

I de fleste reservoarer er det høy konsentrasjon av  $Ca^{2+}$  og lav konsentrasjon av  $SO_4^{2-}$  i formasjonsvannet. Dette vil føre til en ustabil vannfilm mellom olje og bergarten på grunn av negativ ladede vann-olje grenseflate og positivt ladet kalkoverflate.



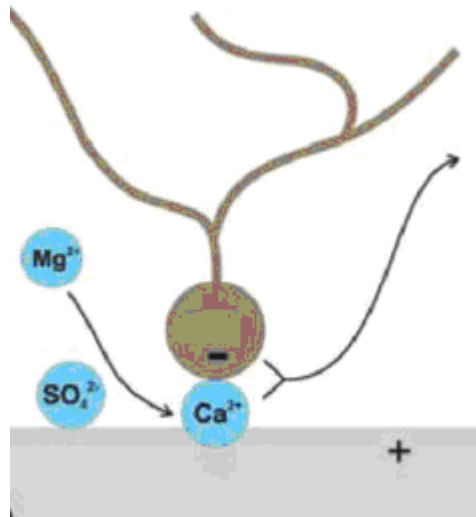
Figur 1.10: Forslått fuktendrings mekanisme i kalk (Zhang, 2006).

Det er store mengder  $Mg^{2+}$ -ioner i sjøvannet, og de små ionene er sterkt hydratisert i vannet, men dehydratiseres delvis ved temperaturøkning. Ved høye temperaturer vil magnesiumionet involveres i fuktendring (Punternvold, 2008).

Ekperimentelle undersøkelser gjort ved Universitet i Stavanger har vist at ved høye temperaturer, 90-100°C, kan  $Mg^{2+}$  ioner erstatte kalsiumionene fra kalkoverflaten ved en langsom flømming av sjøvannet gjennom bergarten (Figur 1.11). Dermed bør  $Mg^{2+}$  ioner være i stand til å erstatte karboksyl-bundede kalsiumioner, hvilket fører til en mindre oljefuktet overflate (Punternvold, 2008).



Konsentrasjonen av magnesium, kalsium og sulfat i vannet som er spontant imbibert i kalkkjernene påvirker mengden av produsert olje (S. Strand, Hognesen, & Austad, 2006; P. M. Zhang, et al., 2007). En forklaring på det kan være at sulfat, kalsium og magnesium adsorberes på poreoverflaten, endrer overflateladning og kan dermed påvirke de polare oljekomponentenes evne til å adsorberes.



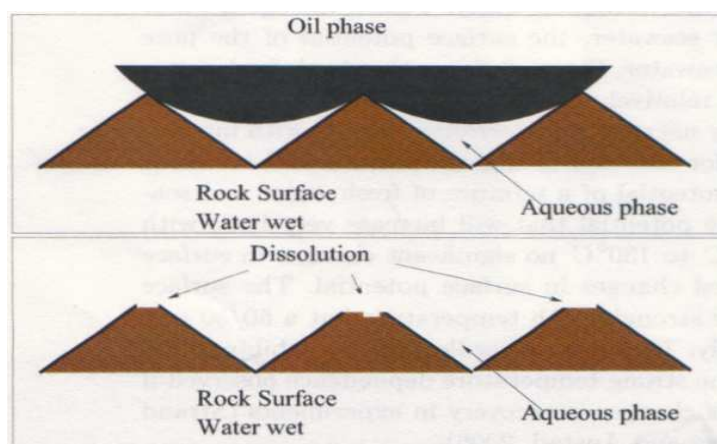
**Figur 1.11: Forslått mekanisme når  $Mg^{2+}$ ,  $Ca^{2+}$  og  $SO_4^{2-}$  er aktive ved høy temperatur (Austad et al., 2008).**

I følge (Hiorth, Cathles, & Madland, 2009), er sjøvann i likevekt med kalsitt ved lav temperatur, men ved høyere temperatur vil kalsium i sjøvannet reagere med sulfatet og felle ut anhydritt ( $CaSO_4$ ).



Løseligheten til kjemiske stoffer er en funksjon av temperaturen. Ved lav temperatur kan fuktendringen oppstå ved å øke sulfatkonsentrasjon. Dersom temperaturen øker med tilstedeværelse av høy konsentrasjon av sulfat, vil det føre til at sulfat og kalsium felles ut og hele effekten forsvinner. Et annet problem med denne reaksjonen er at utfelling av anhydritt i det porøse mediet vil føre til redusert permeabilitet, spesielt når anhydritt-avsetningen legger seg i porehalsen. Dette vil igjen redusere fuktendringen hvor sulfationene inngår som en stor del av mekanismen. Uten magnesiumionet, vil ikke denne mekanismen fungere. Magnesium er et toverdige-ion og vil kunne danne et ionepar med sulfat. Denne bindingen vil forhindre utfelling av anhydritt siden sulfat forblir solvatisert i løsningen (T. Austad, et al., 2008). For at mekanismene i Figur 1.10 og Figur 1.11 skal fungere så er det viktig at konsentrasjonen av  $SO_4^{2-}$  ioner ikke er høy.

Forskere ved Universitetet i Stavanger har utviklet en kjemisk modell som støtter teorien om at oppløsning av kalsitt vil finne sted ved høye temperaturer (Hiorth, et al., 2009).



**Figur 1.12: Oppløsning av kalsittoverflaten som fører til fuktending (Hiorth et al., 2009).**

Når  $\text{CaSO}_4$  blir dannet blir konsentrasjon av kalsiumioner i vannfasen lavere, noe som fører til at systemet kommer ut av likevekt. Ny kalsium må tilføres for at løsningen skal holdes i likevekt med kalsitt. Det betyr at kilden til kalsiumioner må komme fra oppløsning av overflaten til kalsittbergarten (Figur 1.12). Dersom oppløsningen skjer der oljen er absorbert, blir oljen frigjort fra kalsittoverflaten og fukten til mediet endres (Hiorth, et al., 2009).

Spontanimbibisjon vil øke med økende konsentrasjon av sulfat. I tillegg til sjøvann som inneholder store mengder av sulfat, er temperatur en viktig parameter i fuktending ved  $\text{SO}_4^{2-}$  tilsetning, fordi affiniteten av  $\text{SO}_4^{2-}$  for kalkoverflaten øker med temperatur (S. Strand, et al., 2006). Magnesium, sulfat og kalsium er involvert i fuktforandringsprosessen, men sulfat er det viktigste parameter som må være tilstede sammen med en av de to andre ionene  $\text{Ca}^{2+}$  eller  $\text{Mg}^{2+}$ , eller begge.

Nylig fullførte eksperimenter viser at et system som inneholder magnesiumioner, trenger høyere kritisk kapillærtrykk for å bryte ned vannfilmen, sammenliknet med andre ioner som  $\text{SO}_4^{2-}$  og ionefritt vann. Med andre ord, tilstedeværelsen av magnesiumioner indikerer en mer stabil vannfilm og krever en økning i kapillærtrykk for å bryte ned vannfilmen i tillegg til temperaturøkning (Karoussi & Hamouda, 2008).

På grunn av frastøtende krefter mellom de positive magnesium og kalsiumionene, vil det føre til at magnesiumionene ikke klarer å komme nær nok bergartsoverflaten. I syntetisk sjøvann som inneholder både magnesium- og sulfationer, vil det negative sulfationet reagere med kalsiumionet og danne en anhydritt som vil føre til at de frastøtende kreftene mellom de

positive ionene blir svakere, slik at ionebyttingen mellom magnesium og kalsium skjer lettere (Hamouda, 18 feb. 2010).

### **1.7.2 Karbonatoverflateinteraksjonen i tilstedeværelsen av potensialbestemmende ioner**

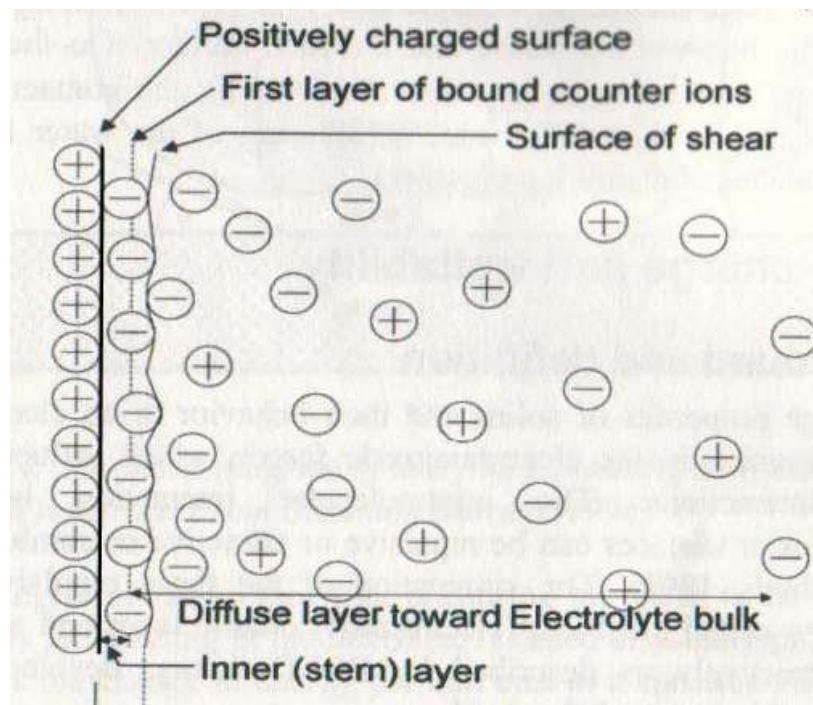
Overflateinteraksjoner er en viktig egenskap av partikler eller overflater i kontakt med en elektrolyttløsning. Elektrostatiske interaksjoner mellom ladede overflater til reservoarbergartene og de eksisterende polare komponenter i råolje bestemmer type, styrke og omfang av adsorpsjon av polare grupper på mineraloverflaten, hvilket igjen påvirker fuktstatusen til bergarten, og dermed oljeutvinningen (Hamouda & Karoussi, 2009).

Ladningen til kolloidale partikler oppstår ved forskjellige mekanismer, for eksempel adsorpsjon av polare komponenter på partikkeloverflaten eller frigjøring av syre- og basegrupper på partikkeloverflaten. Partikkelladningen er balansert av en lik og motsatt ladning fra ionene i den omliggende løsningen. Disse ionene klynger seg rundt partiklene i små diffuse ”skyer”.

Selv om spaltning av enkle ioner gir en god indikasjon på de grunnleggende forutsetninger for spaltning, er den reelle situasjonen mer komplisert fordi det vil være en høy tetthet av ioner som skilles ut fra overflaten. Dette vil kunne føre til frastøtende krefter mellom utskilte ioner og en sterkere tiltrekningskraft tilbake til overflaten, på grunn av det elektriske feltet som genereres der (Richard & Marilyn, 2007).

Tilstedeværelsen av partikkeloverflateladninger som er omgitt av en diffus sky av tellbare ladninger kalles det elektriske dobbeltlaget (Hamouda & Karoussi, 2009). Det elektriske potensialet av en ladet overflate eller en partikkel kan bli estimert ut fra Zeta-potensialet. Zeta-potensialet er det elektriske potensialet ved grensen mellom sternlaget og bulkløsningen (Figur 1.13). Når partikler kommer så nært hverandre at dobbeltlagene overlapper, frastøter de hverandre. Styrken på den elektriske kraften avhenger av Zeta-potensialet. Hvis Zeta-potensialet er mindre enn 25mV, vil frastøtningen ikke være sterk nok til å overvinne van der Waals tiltrekningene mellom partiklene, hvilket vil føre til at partiklene klumper seg sammen. Et høyt Zeta-potensial vil forhindre partikkelsammenklumping og holde dispersjonen (spredningen) fritt flytende og uniform. Derfor er det et mål å oppnå høyest mulig Zeta-

potensial. Magnesium- og sulfationer er blitt vist å redusere effekten av dobbeltlagfrastøtning med varierende effekt (Hamouda & Karoussi, 2009). Det er rapportert at magnesium adsorberes på kalsittoverflaten og konkurrerer med adsorpsjon av  $\text{Ca}^{2+}$ , dermed minker raten av kalsittkrystalloppvekst (Karoussi & Hamouda, 2007).



**Figur 1.13:** Typisk skematikk av elektrostatisk dobbelt lag struktur for en positivt ladet overflate i en elektrolytt (Karoussi, 2008).

### 1.7.3 Høytemperaturimbibisjon med B3-råolje som oljefase

Når sulfatvannet kommer inn i kjernen, desorberer karboksylsyregruppene som er på kalkoverflaten. Hvis karboksylsyregruppene og de polare komponentene skal desorbere av mineraloverflaten, må det være et godt løsemiddel som kan løse disse fra overflaten. Dekan er et utfellingsmiddel mot asfaltenisk polare komponenter, som fører til at de polare komponentene desorberes mye mindre. De polare komponentene trenger et godt løsemiddel for å løse seg, og råolje er antatt å være en god løsemiddel for dem. Når man bruker dekan som oljefase i kjernen etter elding, vil det skapes et system hvor adsorberte polare komponentene på bergarten sitter ekstra godt, fordi de ikke kan løse seg i dekan (T. Austad, 2010). En aromatisk olje med en god del aromatiske komponenter vil være et godt løsemiddel for asfalten (T. Austad, 2010). Basert på dette, ble det utført en test på Stevns kjerneplugg der råolje var oljefasen i kjernen under spontanimbibering av syntetisk sjøvann med og uten tilsatt sulfat.



## 2 Eksperimentelle prosedyrer

Dette kapitlet beskriver prosedyrer for hvert eksperiment utført i denne oppgaven. Kjerneanalyser er viktige redskaper til å undersøke og karakterisere reservoarbergarter, men forberedelse av kjernene for bruk til kjerneanalyser er tidkrevende arbeid. Måling av porøsitet og permeabilitet kan ta over en time for hver kerne, mens vakuumering og metning av kjernene kan gjøres for flere kjerner samtidig for å spare tid. Eldingsprosessen krever noen timer forberedelse. Oksidering av råolje tar minst to dager før oljen er klar til bruk, og elding av hver kerne tar minst fire dager. Eldingen avsluttes med injeksjon av 5 PV dekanafalten og 5 PV dekan. Når fukten er bestemt blir kjernene videre satt til spontanimbibisjon ved romtemperatur som varer i minst to uker, før de flømmes for finne fuktpreferansen. Deretter blir kjernene drenert tilbake til ikke-reduserbar vannmetning, før spesiell kjerneanalyse.

### 2.1 Kjernemateriale

Kjerneanalyse er et viktig verktøy i gransking og karakterisering av reservoarbergarter. Det beste med kjerneanalyse er at man bruker kjerner som er tatt direkte fra reservoaret, men å utføre kjerneanalyse på slike kjerner er både kostbart og tidkrevende. Dessuten vil prøvematerialet som blir tatt opp fra reservoaret miste både trykk og temperatur som følge av trykkforskjellen mellom reservoaret og trykket på overflaten. I denne prosessen mister prøvematerialet mange av sine opprinnelige egenskaper. Derfor er det vanlig å bruke dagbruddbergarter som analog til kalkreservoarer på laboratorium. Disse er lettere tilgjengelig, og mindre kostbare. Ved Institutt for fysikk og teknologi ved Universitetet i Bergen brukes det blant annet kalksteinmateriale fra Stevns, syd for København, og Portland dagbruddet i Ålborg, Danmark. Disse benyttes fordi de er analoge til reservoarer i Nordsjøen (Lie, 1995a). Stevns kalk er en dagbruddbergart fra kystområdet syd for København i Danmark. Den er et mykt og porøst medie fra Maastrichtian. Denne kalken har vanligvis lav permeabilitet (2-5 mD) og høy porøsitet på rundt 40-50 %. Bergarten består av 99 % kalsitt og 1 % quartz. Portland kalk er dagbruddbergart nær Ålborg i Danmark, og er en micrite type kalk fra Maastricht alder. Bergarten består av 99 % kalsitt og 1 % quartz. Bergarten er blitt identifisert som en god representant for de fleste kalkfelt i Nordsjøen. På grunn av disse egenskapene er den ofte benyttet som analog reservoarbergart i laboratorieforsøk. Porøsitet er i området mellom 40-50 % og permeabilitet på 1-10 mD (Lie, 1995b).

## 2.2 Væskeegenskaper

Forskjellige fluider er brukt i dette studiet. Deres hovedegenskaper som tetthet og viskositet er viktige for kalkulering, og vist i tabell 2.1.

**Tabell 2. 1: Oppsummering over fluidene som er brukt i oppgaven.**

| Navn                                      | Innhold   | Tetthet [g/cm <sup>3</sup> ] | Viskositet 20°C [cP] | Bemerkninger  |
|---|---|------------------------------|----------------------|---|
| Kalksteinsvann                            | Destillert vann<br>50g/l NaCl<br>50g/l CaCl <sub>2</sub> *2H <sub>2</sub> O<br>0,5 ml NaN <sub>3</sub>  | 1,05                         | 1,09                 | Brukt til å mette Stevns kjerner                          |
| Ekofisk vann                              | Destillert vann<br>40g/l NaCl<br>34g/l CaCl <sub>2</sub> *H <sub>2</sub> O<br>5,0g/lMgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O<br>0,5ml NaN <sub>3</sub>  | 1,05                         | 1,09                 | Brukt til å mette Stevns og Portland                      |
| Ekofisk råolje                            | Råolje  | 0,85                         | 14,3                 | Brukt til elding  |
| Dekahydronaftalene                        | Mineralolje   | 0,90                         | 0,85                 | Renhet ≈ 95%  |
| n-dekan(C <sub>10</sub> H <sub>22</sub> ) | Mineralolje   | 0,73                         | 0,92                 | Renhet ≈ 95%  |
| SSW-0S                                    | Destillert vann<br>26,80g/lNaCl<br>0,17g/lNaHCO <sub>3</sub><br>9,05g/lMgCl <sub>2</sub> *H <sub>2</sub> O<br>1,91g/l CaCl <sub>2</sub> *H <sub>2</sub> O<br>0,75g/l KCl  | 1,024                        | 1,09                 | Imbibisjons fluid for Stevns                              |
| SSW-4S                                    | Destillert vann<br>13,15g/lNaCl<br>13,63g/lNa <sub>2</sub> SO <sub>4</sub><br>0,17g/lNaHCO <sub>3</sub><br>9,05g/lMgCl <sub>2</sub> *H <sub>2</sub> O<br>1,91g/l CaCl <sub>2</sub> *H <sub>2</sub> O<br>0,75g/l KCl | 1,024                        | 1,09                 | Brukt som imbibisjons fluid for resten av Stevns kjerner. |
| SSW - med Ca                              | Destillert vann<br>23,74 g/l NaCl<br>3,40 g/l Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub><br>0,17g/l NaHCO <sub>3</sub> 9,05 g/l MgCl <sub>2</sub><br>1,91 g/l CaCl <sub>2</sub> *H <sub>2</sub> O<br>0,75 g/l KCl              | 1,024                        | 1,09                 | Imbibisjons-fluid for Stevns og Portland kjerner          |
| SSW-uten Ca                               | Destillert vann<br>25,65 g/l NaCl<br>3,4 g/l Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub><br>0,17 g/l NaHCO <sub>3</sub><br>9,05g/l MgCl <sub>2</sub><br>0(null) CaCl <sub>2</sub> *H <sub>2</sub> O<br>7,5 g/l KCl              | 1,024                        | 1,09                 | Imbibisjons-fluid for Stevns og Portland kjerner          |

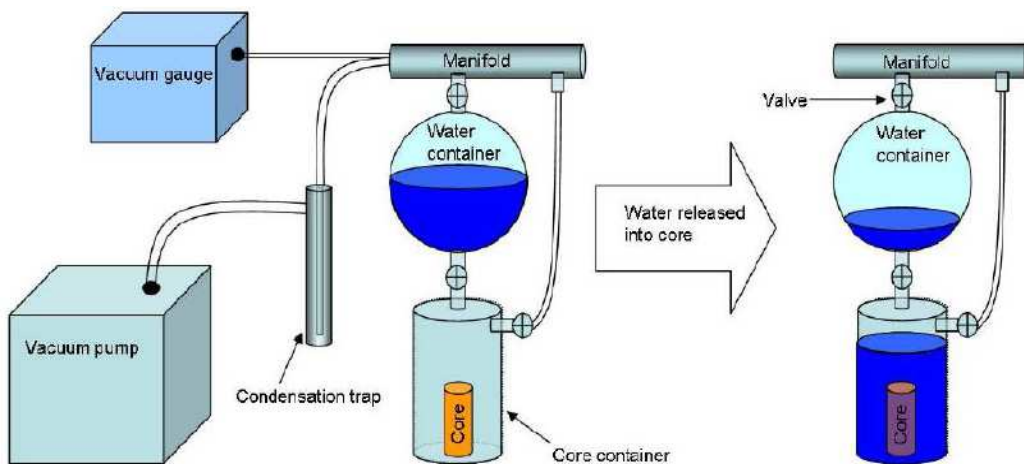
## 2.3 Eksperimentelle oppsett

### 2.3.1 Porøsitetmåling

I forkant av spesielle kjerneanalyser (SCAL), ble grunnleggende kjerneparametre målt. Kjernene ble tørket i minst 3 dager ved 80 °C for å forhindre fuktighet i porene. Luften var fjernet fra fluidet som kjernene skulle mettes med ved vakuumering. Før vakuumering ble kjernelengde, diameter og tørrvekt målt. Fluidet ble sluppet ned til kjernene når undertrykket var nådd 0,1mBar. Etter hvert ble kjernen tatt ut og veid. Når vekten av kjernen før og etter vakuumering var registret, kunne porevolumet beregnes.

$$V_p = \left( \frac{m_{\text{mettet}} - m_{\text{tørr}}}{\rho_{\text{metningsfluidet}}} \right) \quad (2.1)$$

hvor  $m_{100\%}$  og  $m_{\text{tørr}}$  er vekten av 100 % mettet og tørr prøve,  $\rho$  er tettheten til saltvannet. Det eksperimentelle oppsettet er illustrert i figur 2.1.



Figur 2.1: Eksperimentelt oppsett for vakuumering (Haugen, 2007).

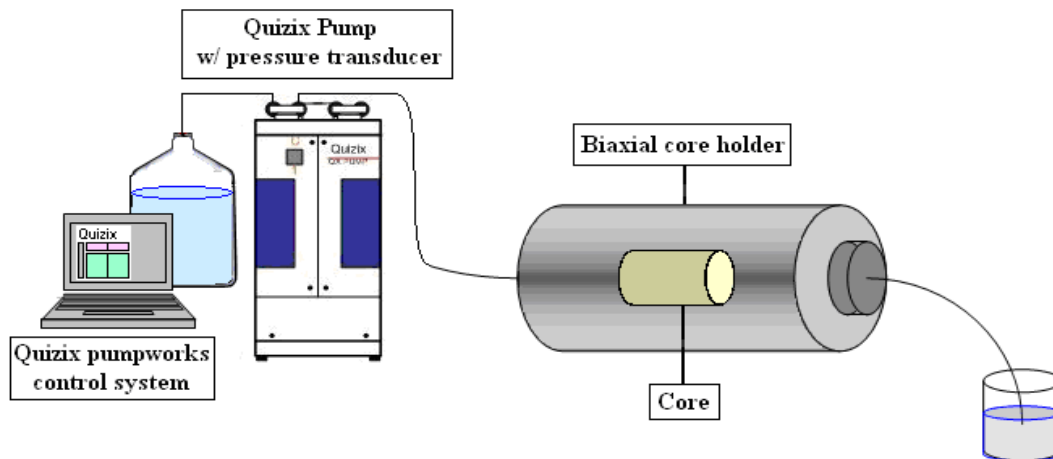
Etter metningen av kjernene, blir de oppbevart i syntetisk sjøvann, som de ble mettet med for å sikre ionisk likevekt med bergartens overflate.

### 2.3.2 Måling av absolutt permeabilitet

Den absolutte permeabiliteten av kjernen ble målt ved å plassere kjernen i en biaxial kjerneholder under et omslutningstrykk, som vanligvis ikke overstiger 10 bar over

linjetrykket. Trykket må være i denne størrelsesorden for å sikre at væsken som blir injisert passerer gjennom kjernen og ikke mellom kjernepluggen og den omsluttende gummihylsen.

For å måle absolutt permeabilitet, ble saltvannet injisert inn i 100 % mettede kjerner ved forskjellige rater, mens trykkfallet over kjernen var målt. Den absolutte permeabilitet ble regnet ut fra Darcys lov. Det eksperimentelle oppsettet er illustrert i Figur 2.2.

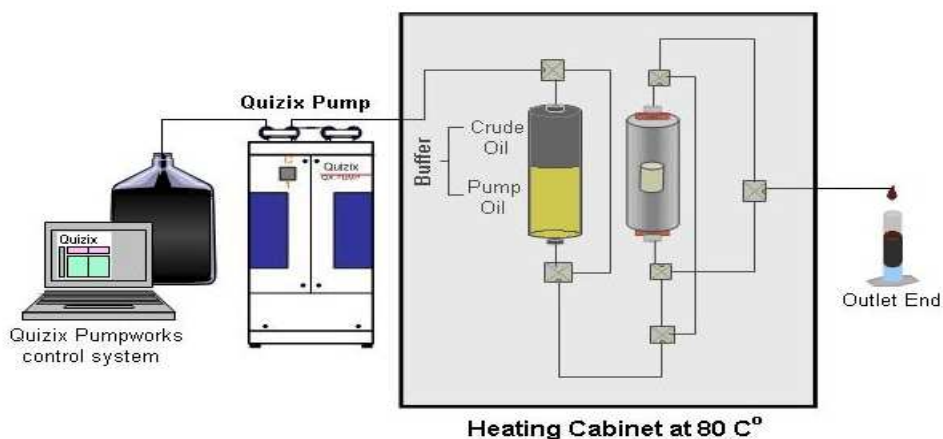


Figur 2.2: En eksperimentell oppsett for måling av absolutt permeabilitet (Brattekås, 2009).

Det er nødvendig at porevolumet i kjernen er mettet med kun en væske og at metningsfluid er eneste strømmende væske gjennom hele eksperimentet.

### 2.3.3 Eldingsoppsett

De fleste eksperimenter i denne oppgaven går ut på å forstå mekanismene for fuktendring. Metoden som er brukt til å forandre fukt i bergarten er basert på en kjemisk interaksjon ved høy temperatur mellom råolje og bergartoverflaten under lav strømningsrate av råolje ved  $S_{wi}$  for en tidsperiode.



**Figur 2.3: Eksperimentoppsett for elding av kjerner. Alle ventilene er toveis justerbare. Ovnene kan ha mer enn ett oppsett (Brattেকås, 2009).**

Usikkerheter angående fuktfordeling i en kjerneprøve kan påvirke laboratoriek eksperimenter og tolkingen av slike eksperimenter. En eldingsteknikk som produserer homogen og reproducerbar fukt i kalkplugg er derfor utviklet (Graue, Aspenes, Bogno, Moe, & Ramsdal, 2002) (Figur 2.3).

Før eldingsprosessen starter, fordampes råolje i en ovn i noen dager for å fjerne de lette komponentene og øke konsentrasjon av de tunge komponentene i oljen. Etter fordamping, filtreres råoljen gjennom et 2-3 cm tykk filter av samme type bergart som det senere skal eldes i. Hvert steg av eldingsprosessen blir foretatt ved 80 °C for å hindre voksutfelling fra råoljen.

Eldingsprosessen starter med å installere to kjerneprøver som er 100 % mettet med formasjonsvann inne i eldingsskapet. Kjernene blir drenert fra begge retningene med kontinuerlig injeksjon av råolje ved konstant trykk til den irreducerbare vannmetningen  $S_{wi}$  blir nådd. For å oppnå en lav  $S_{wi}$ , blir minimum 2,5 PV av råolje flømmet gjennom kjernen i hver retning ved maksimalt differensialtrykk. For kalk benyttes et trykk på 2 bar/cm kjernelengde, og for karbonat 1,5 bar/cm kjernelengde. Drenering av kjernen i begge retningene sikrer en mer uniform vannmetningsdistribusjon. Det er viktig å oppnå en lav vannmetning, fordi det øker eldingseffekten. Ved høy initiell vannmetning, vil vannet hindre oljen fra å kontakte poreveggen, og dermed reduseres effekten av eldingen (Graue, et al., 2002).

Selve eldingsprosessen starter i motsatt retning av drenering med konstant rate på 1,5 ml/time for 3,8 cm (1,5”) diameter kjerne. Strømningsraten må være tilstrekkelig lav for å sikre at tunge komponenter kan adsorberes på bergartoverflate (Graue, et al., 2002). Avhengig av kjernematerialet og ønsket fukt, er eldingstiden varierende fra noen timer til 10 dager. Etter halve eldingtiden snus retningen på eldingen. Dette for å etablere en uniform fuktfordeling i kjernepluggen (Aspenes, Graue, & Ramsdal, 2003). Eldingen blir bestemt ut i fra hvilken fukt som er ønsket. Tidligere studier viser at Amott indeksen synker ved økende eldingstid (Graue, Viksund, & Baldwin, 1999).

Elding stoppes ved å injisere 2,5 PV dekanaftalen (Decahydronaphtalene) i hver retning. Dette stopper elding ved å erstatte råoljen i kjernen, samtidig vil dekanaftalen hindre utfelling av asfaltenene fra råoljen. Dermed skapes en buffersone mellom råoljen og mineraloljen dekan som er injisert etter dekanaftalen. Minst 5 PV av dekan blir injisert for å sikre at all dekanaftalen ble fortrenget fra kjernen. Etter å ha avsluttet det siste steget, ble kjernepluggen senket i dekan og kjølt ned, før fuktmålingene settes i gang. To kjerneprøver av sammenlignbare porøsitet og permeabilitet ble eldet sammen for å sikre sammenlignbarhet mellom dem.

#### 2.3.4 Fuktmålinger

Amott-Harvey metoden, som er beskrevet i kapittel 1.4.1, blir brukt til å måle fukten til kjernen. Kjerner ved irreduerbar vannmetning blir plassert i egne imbibisjonsceller for å imbibere vann i noen dager, til oljeproduksjonen stoppet. Det fortrenget oljevolumet fra hver imbibisjonscelle blir målt som funksjon av tiden. Tvungen fortrenkning blir oppnådd ved injeksjon av vann ved konstant differensialtrykk (likt dreneringstrykket (2bar/cm)), og det fortrenget oljevolumet blir registrert. Kjernene plasseres deretter i oljefylte imbibisjonsceller for å fortrenge vannet ved spontanimbibisjon av olje. Etter registrering av den fortrenget vannmengden, blir kjernen flømmet med olje og det fortrenget vannvolumet noteres. De registrerte volumene som brukes til å beregne Amott-Harvey indeksen,  $I_{AH}$ , kan regnes ut ved følgende formel:

$$I_{AH} = \delta_w - \delta_o = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} - \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad (2.3.1)$$

der  $\delta_w$  er fortregningen ved vannforholdet er gitt ved mengde olje fortregnt ved spontanimbibisjon,  $V_{osp}$ , delt på det totale volumet av fortregnt olje,  $V_{ot}$ .  $\delta_o$  er fortregningen ved oljeforholdet som refererer til mengde vann fortregnt ved spontanibibert olje delt på det totale volumet av vann fortregnt av olje.

Imbibisjonsraten og det fortregnte oljevolumet varierer med initiell vannmetning. Dette kan dermed vanskeliggjøre bruk av spontanimbibisjonsdata for karakterisering av fukt (Viksund, Graue, Eilertsen, & Moe, 1998).

### **2.3.5 Imbibisjon ved høytemperaturer**

For å øke oljeutvinningen i nøytral- og oljefuktet reservoarer, har det vært mye fokus på kjemien til vannfasen (Morrow, et al., 1998; Y. Zhang & Morrow, 2007). Nylig har det vært forslag om å legge til saltene sulfat og magnesium til saltvannet for å gjøre mineraloverflate nær porehalsen mer vannfuktet. Professor Tor Austad og Professor Aly Hamouda ved Universitet i Stavanger har gjort flere eksperimenter på dette, og har vist bemerkelsesverdige resultater (Karoussi & Hamouda, 2007).

Austad brukte dagbruddbergarten Stevns kalk, med høy porøsitet og lav permeabilitet. Han eldet kalkkjernene med olje av høyt syretall for å gi dem nøytral fukt. Spontanimbibisjonstest var utført ved forskjellige temperaturer fra 70-130°C, ved å bruke modifisert sjøvann med varierende konsentrasjoner av sulfatet (T. Austad, Strand, Høgnesen, & Zhang, 2005a).

Basert på blant annet forsøkene til Professor Tor Austad, ble kjernepluggene i denne oppgaven tatt et steg videre ved å utsette dem for høytemperaturimbibisjon og forskjellige sammensetninger av sjøvann.

Første problemstillingen i denne oppgaven er å finne ut om sulfatet kan brukes som en fuktendrende agent for kalk ved høye temperaturer. Fuktendringen er avhengig av at det er nok  $Ca^{2+}$ -ioner tilstedet, i tillegg til sulfat. Ved høye temperaturer skjer det en substitusjon mellom magnesium og kalsium på overflaten. Hvis  $Mg^{2+}$  kan substituere  $Ca^{2+}$  fra kalk nærmere overflaten, så bør den være i stand til å erstatte  $Ca^{2+}$  som er bundet til karboksylgruppen på kalkoverflaten.

Den andre problemstillingen er å finne ut hvordan magnesium påvirker fukten på overflaten med og uten kalsiumsaltet tilsatt til syntetisk sjøvann. For å holde saliniteten eller ionestyrken konstant, tilsettes natriumklorid saltet (NaCl) istedenfor kalsiumklorid ( $\text{CaCl}_2 \cdot x\text{H}_2\text{O}$ ).

Etter siste steget med sekundær drenering med olje for å finne total vann produsert, ble kjernene satt i individuelle imbibisjons-celler og fylt med modifisert sjøvann, som er tilsatt forskjellige salter, slik det er illustrert i Tabell 2.1. Deretter ble kjernene satt inn i en ovn på 130 °C.

Første serie av kjernene ble testet ved ConocoPhillips Technology Center i Bartlesville, Oklahoma, for å kjøre høytemperaturimbibisjon. Alt tekniske utstyr som trengtes var tilgjengelig for det eksperimentelle oppsettet; en varmeovn på 130°C og imbibisjonsceller med tilhørende koblinger og et mottrykk for å holde trykket konstant i de varme imbibisjonscellene. Nytt identisk oppsett måtte designes og installeres for å kunne kjøre høytemperaturimbibisjon i Bergen. For å gjøre arbeidet mest mulig effektivt, var oppsettet designet slik at det var mulig å få flere celler i ovnen samtidig. Siden spontanimbibisjonen skjedde ved 130 °C, måtte det tilføres trykkstøtte inn til imbibisjonscellene for å unngå at vannet kokte. Trykkstøtten var fra trykkluft i tillegg til en nitrogentank som var koblet til en trykkbeholder med destillert vann (Figur 2.4).

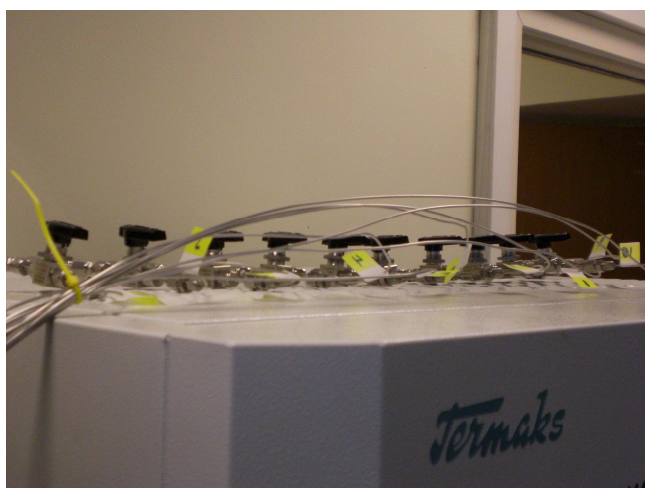


**Figur 2.4:** Trykktank som fører trykkstøtte inn til imbibisjonscellene. Tanken inneholder destillert vann.



Passende imbibisjonsceller var spesielt lagd for denne testen. Glassveggen var betydelig tykkere og sterkere enn vanlige celler, og cellene ble montert på en rustfri stålbunn. Hver av cellene var testet ved høyere temperatur og trykk på laboratorium av spesialister og var deretter godkjent til bruk. Imbibisjonscellene var snudd opp- ned og fylt med enten syntetisk sjøvann uten tilsatt sulfat eller med tilsatt fire ganger konsentrasjonen sulfat før cellene ble montert på en metallbunn og satt i ovnen. Metallbunnen, som var laget av titanium, har to porter, en inngang og en utgang som ble brukt til å fylle cellene med imbibisjonsvannet, og stengt under forsøket.

Når trykket nådde 3,6 bar, ble ventilene på trykktanken åpnet, slik at vannet i trykkstøttetanken kunne strømme fra tanken og mot imbibisjonscellene. Dersom det oppsto lekkasje, måtte ventilen som er koblet til hver enkelt celle stenges uten at det vil påvirke de andre cellene (Figur 2.5). Dette ga oss bedre kontroll over eksperimentet og sikkerheten.



**Figur 2.5: Ventilene for høytemperaturimbisjons systemet. Ventilene kan isolere trykket inn til hver enkelt celle inne i ovnen.**

I samarbeid med masterstudenten, Reidar Grønsdal ved Universitet i Bergen, ble sulfat-imbibisjonstesten ved høy temperatur reproduisert på Stevns kalk for å sammenlikne våre resultater med resultatene fra Professor Tor Austad.

Det var plass til 8 kjerner om gangen i ovnen, der kjernene var delt i de med tilsatt 4 ganger konsentrasjon og de uten tilsatt sulfat til det syntetiske sjøvannet (Figur 2.6). Det var brukt

kalksteins- eller ekofiskvann som initiell metningsvann. Imbibisjonkarakteristikken for eldede kjerner ved romtemperatur finnes i Appendiks I, Figur 1 og Figur 2, før kjernene ble videre behandlet med sulfat og kalsium i injeksjonsvannet ved høytemperaturimbibisjon.



**Figur 2.6: Imbibisjonsoppsett for 130 °C spontanimbibisjon. Kjerner med og uten tilsatt sulfat er markert i figuren.**

Samme test ble utført på Stevns og Portland kalk, der effekten av kalsium på poreoverflaten ble undersøkt.

Etter høytemperaturimbibisjon ble kjernene flømmet og oljeproduksjonen ble sammenliknet med resultatene fra før høytemperaturimbibisjon, for å beregne fuktendringen.

### 3 Resultat og diskusjon

Tidligere har det blitt gjort studier på effekten av potensialbestemmende ioner på oljeutvinning for ulike fuktforhold, og det viste seg å ha en positiv effekt på Stevns kalk (Karoussi, 2008; P. Zhang, 2006) og, i et begrenset datasett, ingen innvirkning på Portland kalk (Berge, (2008); Jorunn Aasheim, 2008). Det ville vært interessant å se om det var mulig å reprodusere de tidligere resultatene på forskjellige typer kalk. Hvis resultatene er reproduserbare vil det styrke argumentene om at sulfat er en effektiv fuktmodifiserende agent i karbonat ved høye temperaturer.

I denne delen av oppgaven er følgende punkter presentert og diskutert:

- Høytemperaturimbibisjon på sterkt vannfuktete kjerner for å se på effekten av sulfat og kalsium på fukten.
- Høytemperaturimbibisjon på nøytralfuktete Stevns kjerner for å se på effekten av sulfat i imbibisjonsvannet.
- Høytemperaturimbibisjon på nøytralfuktete Stevns og Portland kjerner for å undersøke effekten av kalsium i imbibisjonsvannet.

#### 3.1 Kjernedata

Totalt ble det brukt 40 kjerner i dette studiet. Resultatene for kjernene som ikke er presentert i selve oppgaven er presentert i Appendiks I.

##### 3.1.1 Porøsitet og Permeabilitet

Porøsitet og absolutt permeabilitet for pluggene vises i Tabell 3.1

Tabell 3. 1: Oversikt over kjernene som er bruk i denne oppgaven

| Kjerne Navn | Bergart Type | Lengde [cm] | Diameter [cm] | PV[ml] | Porøsitet [%] | Abs. Perm[mD] |
|-------------|--------------|-------------|---------------|--------|---------------|---------------|
| SR7         | Stevns       | 6,01        | 3,82          | 32,7   | 47,5          | 5,7           |
| SR8         | Stevns       | 6,00        | 3,81          | 32,6   | 47,7          | 5,2           |
| 9C          | Stevns       | 6,01        | 3,82          | 31,5   | 45,8          | 3,7           |

|                 |          |      |      |       |      |     |
|-----------------|----------|------|------|-------|------|-----|
| 9D              | Stevns   | 6,01 | 3,81 | 31,3  | 45,7 | 4,5 |
| A1              | Stevns   | 6,01 | 3,8  | 29,1  | 42,7 | 4,4 |
| A5              | Stevns   | 6,01 | 3,8  | 28,83 | 42,4 | 4,0 |
| 7C              | Stevns   | 6,01 | 3,81 | 32,2  | 47,0 | 7,3 |
| A7              | Stevns   | 5,99 | 3,81 | 29,5  | 43,2 | 3,6 |
| A3              | Stevns   | 6,00 | 3,8  | 28,9  | 42,5 | 2,8 |
| A2              | Stevns   | 6,11 | 3,8  | 29,46 | 42,5 | 2,9 |
| S2              | Stevns   | 6,00 | 3,81 | 34,8  | 50,8 | 5,3 |
| S3              | Stevns   | 6,02 | 3,81 | 34,2  | 49,8 | 6,1 |
| S21             | Stevns   | 6,04 | 3,81 | 33,7  | 48,9 | 6,4 |
| PC7             | Portland | 6,00 | 3,81 | 32,1  | 46,9 | 7,4 |
| PC25            | Portland | 6,04 | 3,80 | 29,5  | 42,8 | 5,8 |
| 11A             | Stevns   | 6,00 | 3,80 | 30,2  | 44,4 | 6,2 |
| 11D             | Stevns   | 6,00 | 3,80 | 32,0  | 47,0 | 6,4 |
| PC6             | Portland | 6,00 | 3,81 | 32,5  | 47,5 | 4,8 |
| PC26            | Portland | 6,03 | 3,81 | 29,8  | 43,3 | 3,5 |
| S5              | Stevns   | 6,02 | 3,81 | 33,7  | 49,1 | 5,7 |
| S24             | Stevns   | 3,01 | 3,81 | 33,5  | 48,9 | 5,3 |
| SR21            | Stevns   | 6,04 | 3,82 | 31,8  | 46,3 | 9,3 |
| A1(3)B2         |          |      |      |       |      |     |
| SR9<br>(5D) B1  | Stevns   | 6,01 | 3,81 | 31,7  | 46,3 | 4,3 |
| SR11<br>(6B) B1 | Stevns   | 5,99 | 3,81 | 31,7  | 46,4 | 3,7 |
| SR17            | Stevns   | 6,06 | 3,82 | 31,9  | 46,0 | 5,0 |
| 2B              | Stevns   | 5,98 | 3,81 | 32,2  | 46,0 | 4,1 |
| A4              | Stevns   | 5,98 | 3,81 | 28,7  | 42,0 | 4,0 |
| 10C             | Stevns   | 6,0  | 3,81 | 28,8  | 42,0 | 4,7 |
| A8              | Stevns   | 6,0  | 3,80 | 27,9  | 40,1 | 2,0 |
| 9A              | Stevns   | 6,0  | 3,76 | 29,3  | 44,1 | 4,2 |
| S1              | Stevns   | 6,0  | 3,8  | 27,1  | 40,0 | 6,3 |
| S13             | Stevns   | 6,0  | 3,81 | 28,7  | 42,2 | 3,7 |
| S15             | Stevns   | 6,0  | 3,81 | 30,1  | 44,3 | 6,2 |
| PC11            | Portland | 6,04 | 3,76 | 26,3  | 40,0 | 2,5 |
| ST1             | Stevns   | 6,01 | 3,8  | 32,1  | 47,1 | 6,1 |

|     |        |      |      |      |      |     |
|-----|--------|------|------|------|------|-----|
| ST2 | Stevns | 6,00 | 3,81 | 32,0 | 46,9 | 6,2 |
| ST3 | Stevns | 6,01 | 3,83 | 31,2 | 45,1 | 6,3 |
| ST4 | Stevns | 6,01 | 3,8  | 31,4 | 46,0 | 4,6 |
| ST5 | Stevns | 6,01 | 3,82 | 32,3 | 46,9 | 5,5 |
| ST6 | Stevns | 6,01 | 3,80 | 32,1 | 47,1 | 5,7 |

## 3.2 Bakgrunn

Som tidligere nevnt i denne oppgaven, har Professor Tor Austad ved Universitet i Stavanger gjort studier innenfor testing av potensialbestemmende ioner på kalkbergarter. Der benyttet han dagbruddkalk, Stevns, med høy porøsitet og lav permeabilitet. I studien hans ble kalken eldet med olje av høyt syretall for å gjøre kjernene mindre vannfuktet. Spontanimbibisjonstester var utført ved temperaturer fra 70-130 °C ved bruk av syntetisk sjøvann med varierende konsentrasjoner av sulfat. Han oppdaget at spontanimbibisjon av syntetisk sjøvann kun ga økt oljeutvinning ved høye temperaturer. Austad argumenterer for at sulfat har en tendens til å reversere fukten mot mer vannfuktet tilstand ved adsorpsjon på kalkoverflaten.

Det potensialet sulfat har for å endre fukten er sterkt relatert til temperaturen. I tidligere forsøk ved Universitet i Bergen, har effekten av sulfat blitt undersøkt på Stevns kjerner. For å undersøke forskjellen i fuktendringen hadde noen av kjernene sulfat i imbibisjonsvannet, og andre uten sulfat. Kjernene med tilsatt sulfat i imbibisjonsvannet hadde en gjennomsnittlig utvinning på ca 60 % av OIP og om lag 35 % av OIP for kjerner uten tilsatt sulfat. Portland/Rørdal bergartene hadde høyest utvinning på 55 % OIP, der kjernen ble imbibert i syntetisk sjøvann tilsatt 4 ganger konsentrasjoner sulfat (Berge, 2008). Den store forskjellen i oljeutvinningen mellom disse to relativt like kalktypene skjer trolig på grunn av silicainnhold i kjernene. Austad har nylig oppdaget at Rørdal kalk inneholder en større mengde av silica komponenter enn det Stevns kalk gjør. Silica er negativt ladet ioner ved pH lavere enn 2. Denne forhindrer karboksyl gruppene, som også er negativt ladet, fra å adsorberes på kalkoverflaten (Berge, 2008; Jorunn Aasheim, (2008) ).

I tillegg til sulfat, ble det også utført forsøk med kalsiumioner i imbibisjonsvann under høy temperatur; med og uten tilstedeværelse av kalsium i det syntetiske sjøvannet. To typer

bergarter er introdusert, Stevns og Portland/Rørdal, med ulike initielle metningsvann; kalkstein- og ekofiskvann (se Tabell 2.1), for å igjen se nærmere på om forskjellen i vannsammensetningen kan påvirke effekten av sulfat.

### **3.3 Høytemperaturimbibisjon - resultater**

#### **3.3.1 Høytemperaturimbibisjon på sterkt vannfuktede kjerner**

To sterkt vannfuktet Stevns kalkkjerner, SR7 og SR8 ble mettet med kalksteinsvann, drenert til irreducerbar vannmetning og plassert i syntetisk sjøvann med 4 ganger konsentrasjonen av sulfat for SR7 og syntetisk sjøvann uten tilsatt sulfat for SR8. Resultatene for disse kjernene var brukt til å vurdere omfanget av fuktendring ved tilsetning av sulfat. Dette ble gjort i USA.

I tillegg ble det montert et høytemperaturopsett i Bergen, der det ble kjørt et nytt referanseforsøk, siden første forsøket i Bartlesville ble avbrutt etter tre timer på grunn av lekkasje. Fire nye sterkt vannfuktet Stevns kjerner ble denne gangen mettet med Ekofiskvann, og satt til høytemperaturimbibisjon med imbiberende vannfase SSW-0S for SR9 og SR11, og SSW-4S for SR17 og SR21.

Syntetiske sjøvann med og uten tilsatt  $\text{Ca}^{2+}$ , i tillegg til sulfat, ble testet på Portland kalk. Kjernene ble brukt som referansekjerner uten elding, og formålet med dem var å oppnå en spontanimbibisjon karakterisering med og uten tilsetning av sulfat eller kalsium for Stevns og Portland kalk ved sterk vannfuktet tilstand, i tillegg til å sammenlikne grad av fuktendring. Tabell 3.2 viser data over referansepluggene som var jobbet med i USA og Bergen. Alle kjernene hadde en lengde på rundt 6,0 cm og en diameter på om lag 3,81 (1,5" in).

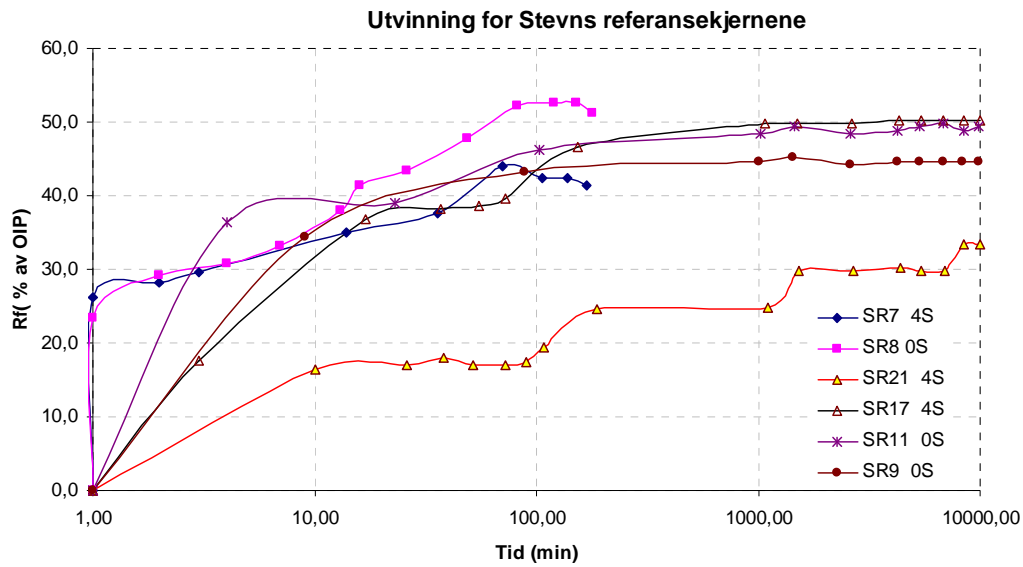
**Tabell 3. 2 Oversikt over petrofysiske størrelser for referansekjernerne.**

| Kjerner | PV (ml) | Porøsitet (%) | Perm (mD) | Initielt fluid | Imbibisjonsfluid      | Swi   | Rf (%) | Fukt |
|---------|---------|---------------|-----------|----------------|-----------------------|-------|--------|------|
| SR7     | 32,7    | 47,5          | 5,7       | Kalksteinsvann | 4S                    | 0,38  | 41,5   | 1,0  |
| SR8     | 32,7    | 47,7          | 5,2       | Kalksteinsvann | 0S                    | 0,37  | 51,2   | 1,0  |
| SR9     | 31,8    | 46,3          | 4,3       | Ekofiskvann    | 0S                    | 0,32  | 44,6   | 1,0  |
| SR11    | 31,7    | 46,4          | 3,7       | Ekofiskvann    | 0S                    | 0,39  | 49,4   | 1,0  |
| SR17    | 31,9    | 46,0          | 5,0       | Ekofiskvann    | 4S                    | 0,33  | 50,2   | 1,0  |
| SR21    | 31,9    | 46,3          | 9,3       | Ekofiskvann    | 4S                    | 0,39  | 33,3   | 1,0  |
| PC5     | 32,2    | 47,1          | 4,9       | Ekofiskvann    | Med Ca <sup>2+</sup>  | 0,223 | 56,0   | 1,0  |
| PCR5    | 31,9    | 46,4          | 6,5       | Ekofiskvann    | Uten Ca <sup>2+</sup> | 0,31  | 41,8   | 1,0  |

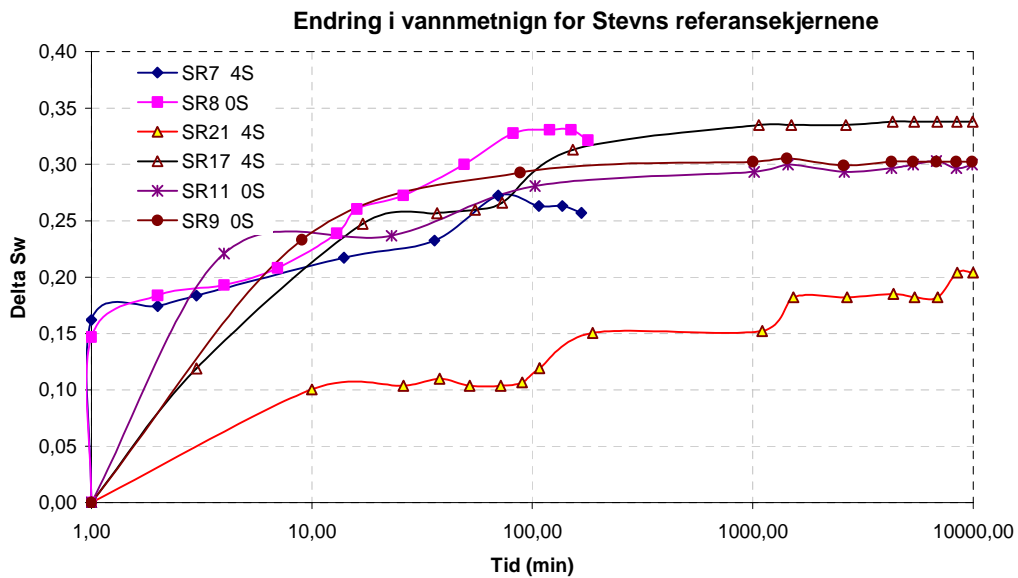
\* Seks forskjellige fluider var benyttet i denne delen av oppgaven; kalksteins- og ekofiskvann som metningsfluider, og syntetisk sjøvann med og uten tilsatt sulfat (SSW0)/(SSW4) og syntetiske sjøvann med og uten tilsatt Ca<sup>2+</sup> som imbibisjonsfluider. Vannsammensetningene vises i Tabell 2.1.

Figur 3.1 viser produksjon under spontanimbibisjon på 130 °C for alle referanseforsøkene for Stevns kjerner. SR7 og SR8 kjerner viste en tilnærmet lik oppførsel i begynnelsen av forsøket, men etter ca 50 minutt begynte SR7 å vise variasjoner i metningen. Testen for disse to kjernene ble stoppet etter ca 4 timer på grunn av lekkasje i systemet. Før forsøket ble avsluttet, ble det lagt merke til misfarging av imbibisjonsvannet som SR7 kjernen imbiberte i under høy temperatur. Misfargingen viste seg å være kalkpartikler på rundt 0,8 ml som løsnet fra kjernen under høytemperaturimbibisjon (Figur 3. 4).

De andre fire Stevnskjernene (SR7, SR9, SR11 og SR21), (Figur 3.1), ble utført i Bergen, uten lekkasje og ble tatt ut av ovnen etter en ukes tid. Kjernene produserte ca 40-50 % av OIP, unntatt SR21 som mistet litt olje i det imbibisjonscelle ble fylt med fire ganger konsentrasjon av sulfat i et syntetisk sjøvann. Litt av oljen som ble produsert fra SR21 pluggen, hang fast langs kantene, og cellen kunne ikke ristes av sikkerhetsmessige årsaker

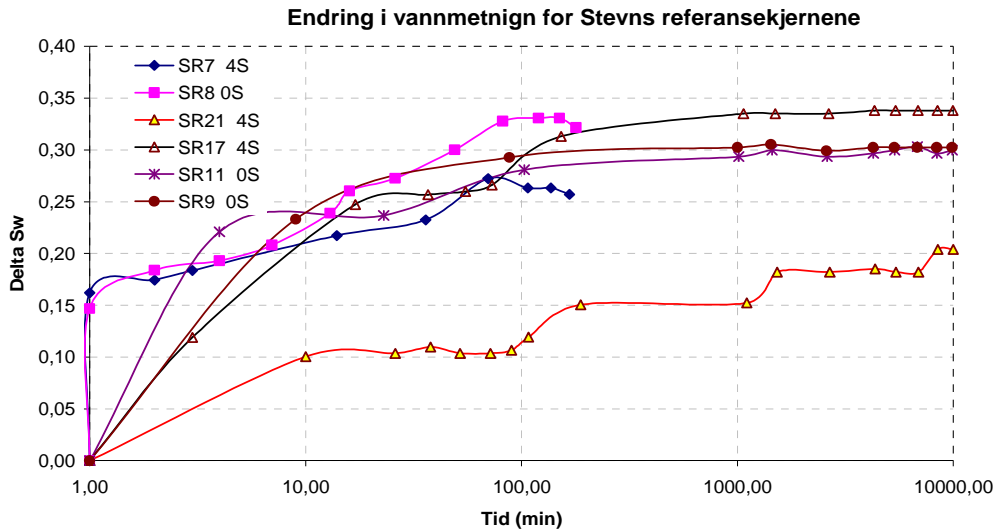


**Figur 3.1:** Utvinning som funksjon av tid for Stevns referansekjernene med og uten tilstedeværelse av sulfat i imbibisjonsvannet. For kjernene utført i USA og Bergen.



**Figur 3. 2:** Vannmetning som funksjon av tid for Stevns referansekjernene med og uten sulfat i vannet. For kjernene utført i USA og Bergen.





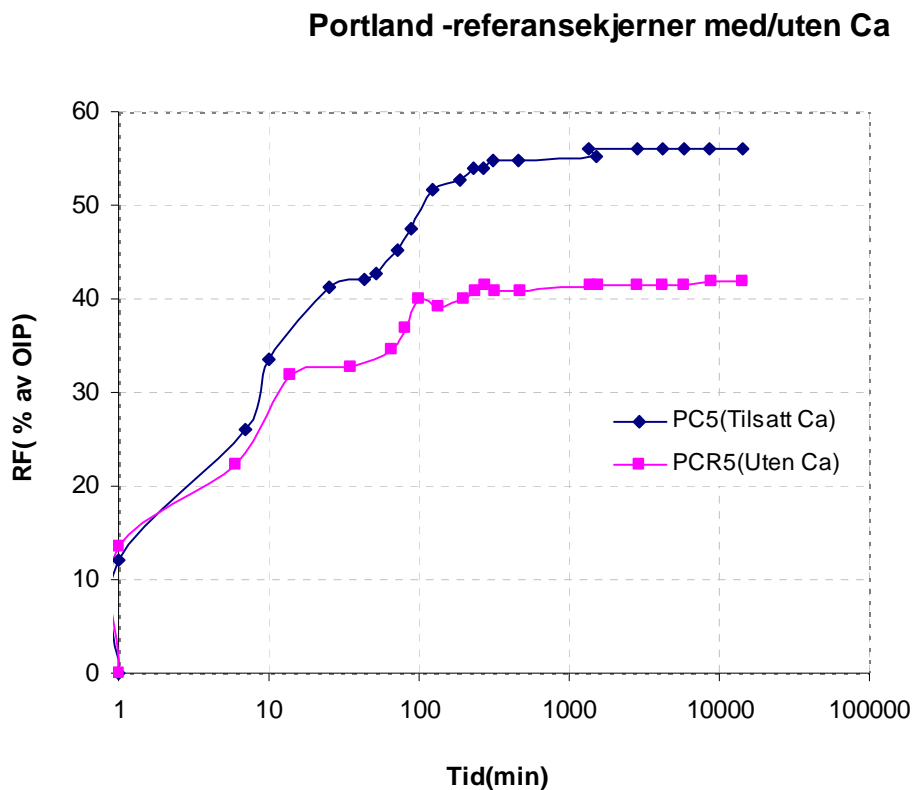
**Figur 3. 3: Oversikt over endring i metningen for Stevns referansekjernene med og uten tilsatt sulfat i vannet.**



**Figur 3. 4: Pulver i bunnen av imbibisjonscelle som inneholdt en sterkt vannfuktet kjerne.**

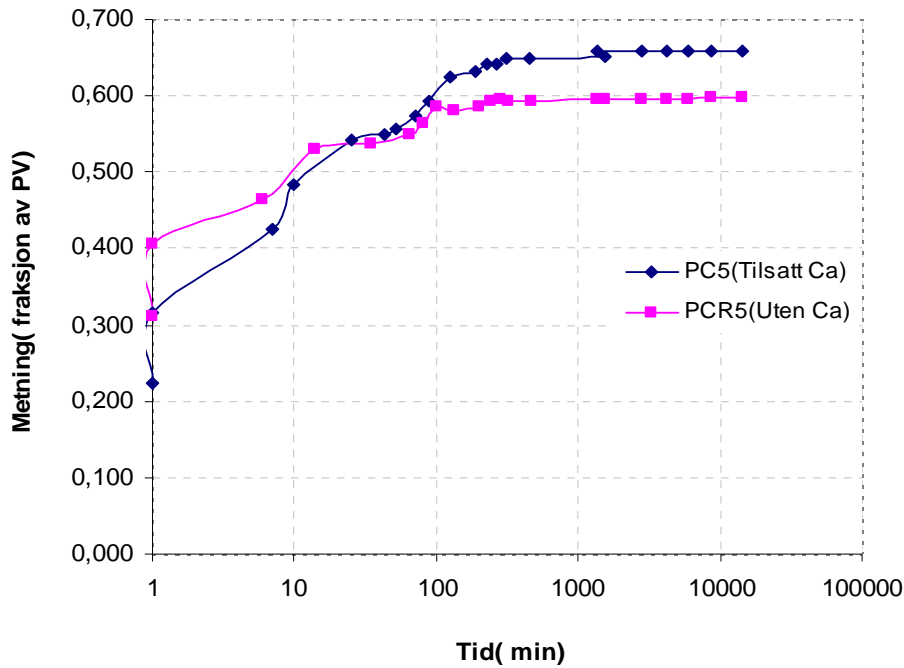
Figur 3. 2 viser oversikt over endepunktverdiene for gjennomsnittlige vannmetninger. Både SR7 og SR8 hadde en initiell vannmetning på rundt 0,38, men SR7 fikk en lavere endepunkt vannmetning på slutten av forsøket enn det SR8 hadde. Alle seks kjernene hadde en initiell vannmetning på rundt 0,32-0,39 og den gjennomsnittlige vannmetningen etter testen var ferdig varierte fra 0,63-0,69, unntatt SR21 pluggen som hadde et endepunkt på 0,59, noe som kan tyde på at kjernen kan ha mistet metningsbalansen.

For å undersøke om det var temperaturen i seg selv eller potensialbestemmende ioner som forårsaker en fuktendring i Portland bergart, ble det utført en test på sterkt vannfuktet bergartsmaterialet med og uten tilsatt  $\text{Ca}^{2+}$  ved en temperatur på  $130^\circ\text{C}$ . PC5 imbibert i syntetisk sjøvann med tilsatt  $\text{Ca}^{2+}$  og PCR5 imbiberte i samme vannet men uten tilsatt  $\text{Ca}^{2+}$  saltioner. Pluggene hadde en initiell vannmetning på  $S_{wi}= 0,22$  (PC5) og  $S_{wi}= 0,31$  (PCR5). Figur 3.5 viser en klar forskjell i endepunktene for disse to kjernene. Utvinningen var på 56 % av OIP for PC5 og på 42 % av OIP for PCR5, men disse resultatene er basert på forskjell i initiell vannmetning mellom kjernene. Det er ikke forventet noe forskjell i endepunktene siden kjernene er begge sterkt vannfuktet. Kjernene hadde endepunkts vannmetninger på omlag 0,66 (PC5) og 0,60 (PCR5) og en endring i vannmetning på 0,43 for PC5, og 0,3 for PCR5 (Figur 3.6 og Figur 3.7). Kjernene hadde forskjellige initielle vannmetninger, som kunne ha vært årsaken til forskjell i utvinning for disse to Portland kjernene.



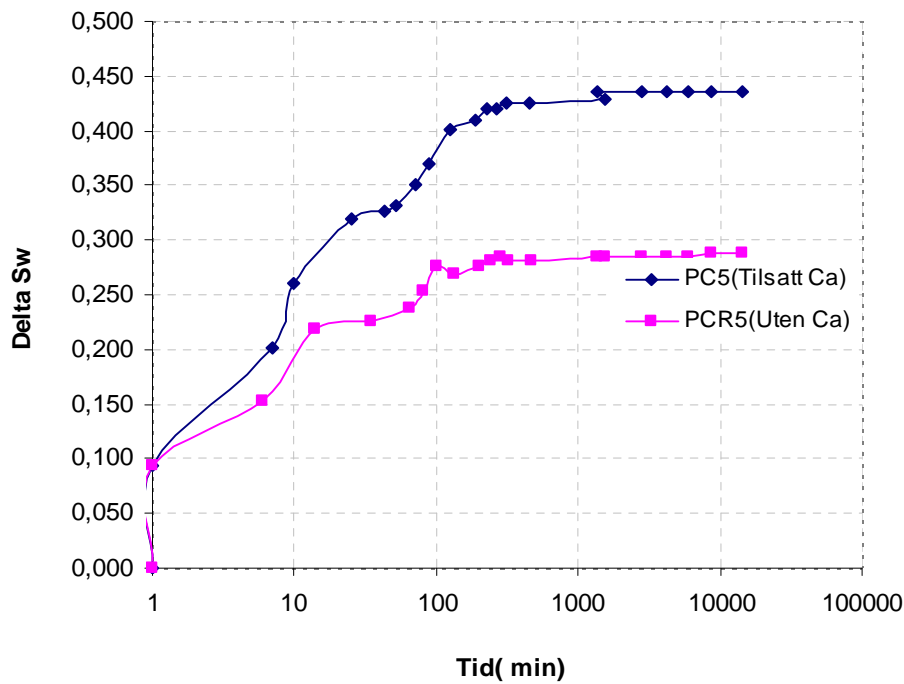
**Figur 3.5: Utvinningen for Portland referansekjerner med / uten tilsatt Ca.**

### Potland -referansekjerner med /uten Ca



Figur 3.6: Gjennomsnittlig vannmetning for Portland referansekjerner, med /uten tilsatt Ca.

### Potland -referansekjerner med /uten Ca



Figur 3.7: Endring i metning for Portland referansekjernene, med og uten tilsatt  $\text{Ca}^{2+}$  i imbibisjonsvannet. Delta  $S_w$  som funksjon av tid.

Formålet med referanseforsøkene var å sammenligne omfanget av fuktendringen med og uten tilstedeværelsen av sulfat, eller med og uten kalsium, når kjernen er sterkt vannfuktet i forhold til de eldede kjernene nedenfor. Som forventet for sterkt vannfuktet kjerner, viser imbibisjonsprofilen for Stevns kjerner en tilnærmet identisk oppførsel i imbibisjonskarakteristikken. Basert på disse resultatene, er det ingen forskjell på sterkt vannfuktet med og uten tilsatt kalsium i imbibisjonsvannet. Forskjell i endepunktene kan komme av forskjellen i initiell vannmetning for kjernene.

### 3.3.2 Høytemperaturimbibisjon på nøytralfuktede Stevns kjerner for å se på effekten av sulfat i imbibisjonsvannet

Første del av høytemperaturimbibisjon ved bruk av sulfat i imbibisjonvannet ble utført ved ConocoPhillips teknologisenter i Bartlesville. Åtte Stevns kjerneplugger ble brukt for å evaluere effekten av sulfatsaltet ved spontanimbibisjon. Tabell 3.3 viser en oversikt over de petrofysiske størrelsene, initielle vannmetninger, utvinningsfaktorene og fukten for hver av kjernene.

Tabell 3. 3: Petrofysiske egenskapene til kjernene brukt i Conocophilips, Bartlesville.

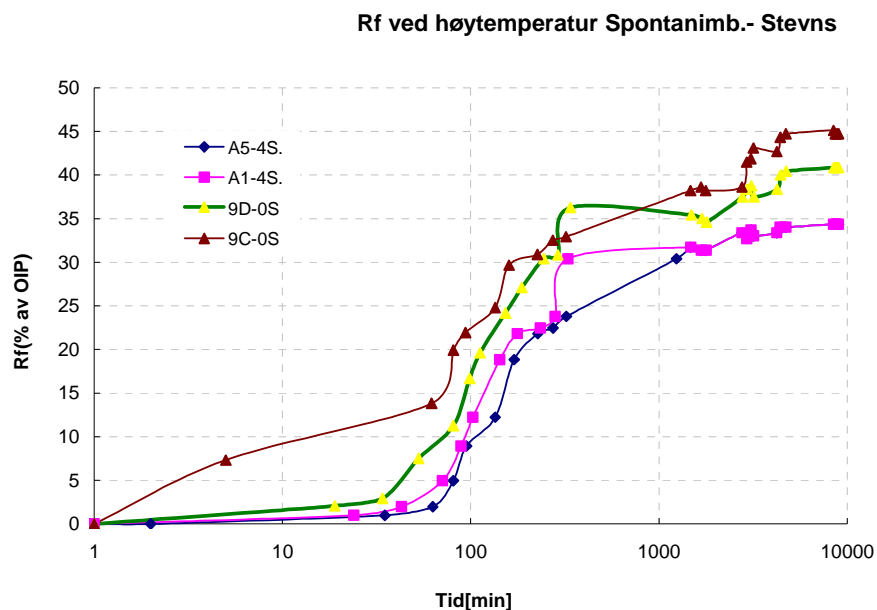
| Kjerne | Bergart | Vp (ml) | Porøsitet (%) | Perm (mD) | Eldings tid | Initielt fluid | Imbibierende fluid | Swi  | Rf (% OIP) | Fukt |
|--------|---------|---------|---------------|-----------|-------------|----------------|--------------------|------|------------|------|
| 9C     | Stevns  | 31,5    | 45,8          | 3,7       | 4 dager     | KV             | SSW-0S             | 0,22 | 44,7       | 0,19 |
| 9D     | Stevns  | 31,3    | 45,7          | 4,5       | 4 dager     | KV             | SSW-0S             | 0,23 | 40,8       | 0,18 |
| A1     | Stevns  | 29,1    | 42,7          | 4,4       | 4 dager     | KV             | SSW-4S             | 0,22 | 48,2       | 0,15 |
| A5     | Stevns  | 28,8    | 42,4          | 4,1       | 4 dager     | KV             | SSW-4S             | 0,21 | 45,5       | 0,15 |
| 7C     | Stevns  | 32,2    | 47,0          | 7,4       | 4 dager     | KV             | SSW-0S             | 0,27 | 27,6       | 0,15 |
| A7     | Stevns  | 29,5    | 43,2          | 3,6       | 4 dager     | KV             | SSW-0S             | 0,28 | 30,5       | 0,14 |
| A3     | Stevns  | 28,9    | 42,5          | 2,8       | 4 dager     | KV             | SSW-4S             | 0,29 | 41,9       | 0,18 |
| A2     | Stevns  | 29,4    | 42,5          | 2,9       | 4 dager     | KV             | SSW-4S             | 0,25 | 43,2       | 0,20 |

- Perm: Permeabilitet i mD
- KV: Kalksteinsvann som metningsfluid
- SSW-0S: Syntetisk sjøvann – uten tilsatt sulfat.
- SSW-4S: Syntetisk sjøvann – med tilsatt sulfat.

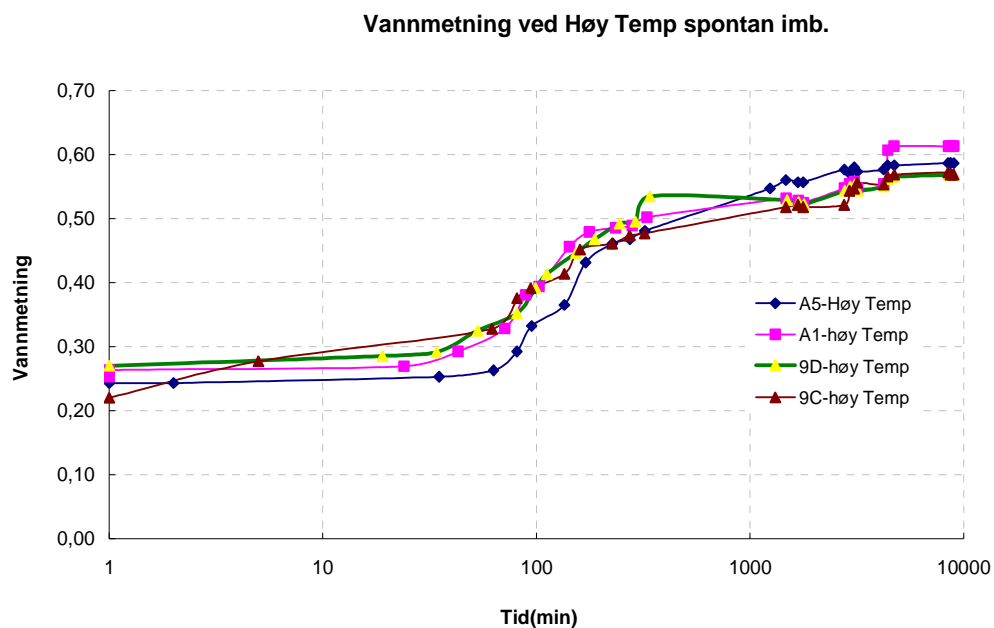
Fire av kjernene hadde sulfat i imbibisjonsvannet og de andre fire hadde ikke. Kjernene 9C og 9D var uten tilsatt sulfat mens kjernene A1 og A5 var med sulfat, slik de er presentert i tabellen. Oppsummering av utvinningen for disse fire kjernene er gitt i Figur 3.8. Endepunktene for kjernene med og uten tilsatt sulfat var ganske lik. Forsøket viste ingen klar effekt av sulfat. Eksperimentet ble utført parallelt med et annet eksperiment, og ble derfor påvirket av lekkasje problemene som oppsto med andre kjerner i ovnen.

Den endelig utvinningen for kjernene 9C og 9D uten tilsatt sulfat var mellom 41-44 % av OIP mens for de to andre A1 og A5 med tilsatt sulfat, var utvinningen mellom 45-48 % av OIP etter ca 8 dager. Det er ikke stor forskjell mellom utvinningen for kjernene, og en kan dermed si at sulfat viste ubetydelig effekt i denne delen av forsøket.

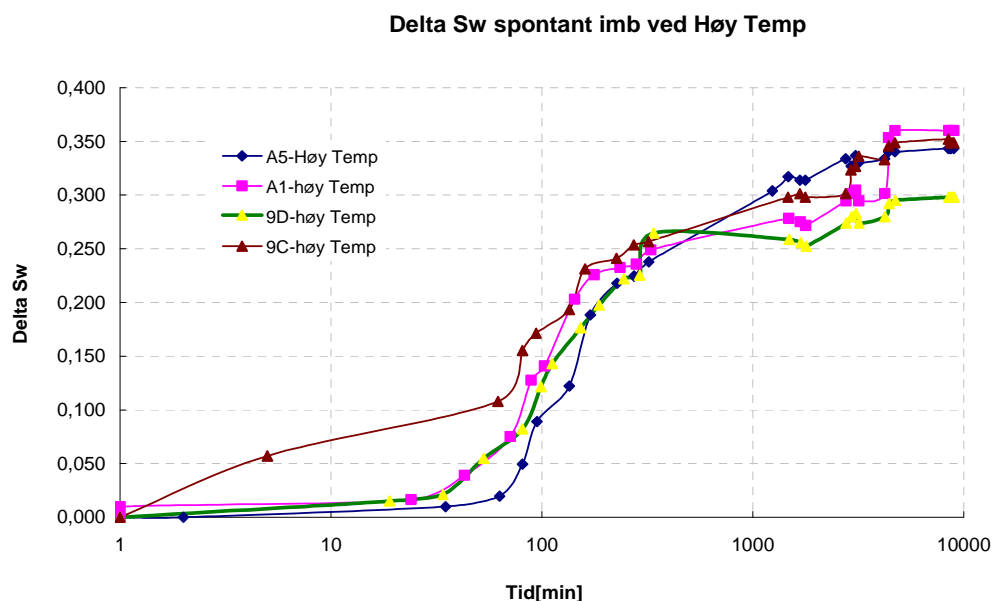
Ett nytt eksperiment ble satt i gang med fire nye Stevns kjerneplugger, der to av de (7C og A7) var uten tilsatt sulfat, mens de to andre (A3 og A2) hadde fire ganger sulfat i imbibisjonsvannet.



**Figur 3.8: Utvinningen under spontanimbibisjon ved 130 C for Stevns kjernene som funksjon av tid. Samme endepunktsmetning for kjernene med og uten tilsetning av sulfat i imbibisjonsvannet.**



**Figur 3.9: Høytemperatur spontanimbibisjon for Stevns kjernene med /uten tilsatt sulfat. Vannmetning i fraksjon av PV som funksjon av tid.**



**Figur 3.10: Endring i vannmetning som funksjon av tid. Spontanimbibisjon for fire av Stevnskjernene ved 130°C. Med og uten tilsatt sulfat i imbiberende vannet.**

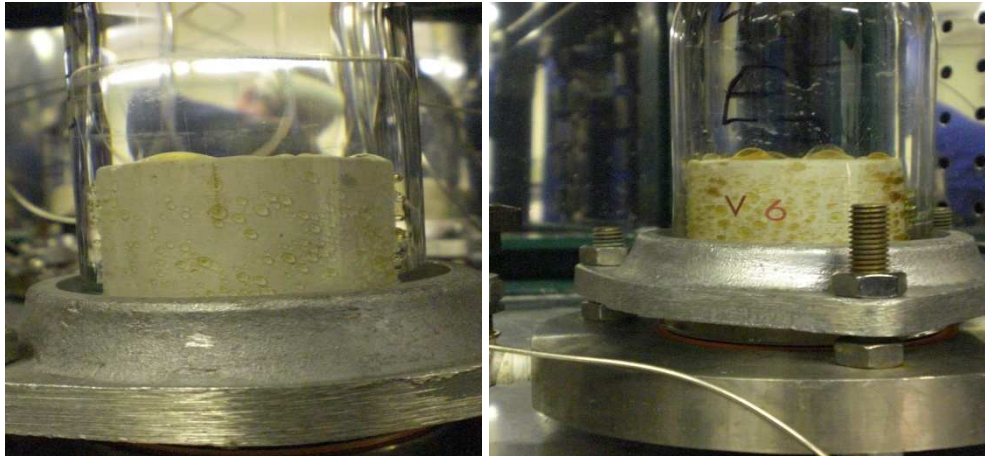
Nytt forsøk, Figur 3.12 viser utvinning som funksjon av tid for fire Stevns kjerner med og uten tilsatt sulfat i imbibisjonsvannet (A2, A3, A7 og 7C). Det oppsto ingen lekkasje med disse fire kjernene, men imbibisjonscellene mistet trykkstøtten som hindret vannet fra å koke, og all væske i cellene ble fordampet, hvilket medførte at forsøket ble avsluttet etter ca 10 timer.

Ved tidspunktet eksperimentet ble avsluttet var utvinningen for kjernene som imbiberte sulfatvann høyere enn for kjernene som var i imbibisjonsvann uten tilsatt sulfat. Utvinningsfaktoren var på mellom 27-30 % av OIP for 7C og A7 (uten tilsatt sulfat) og mellom 41-43 % av OIP for A3 og A2 (med sulfat), etter ca 6 timer i høytemperaturimbibisjon. Det var lett å se forskjellen mellom disse kjernene ut fra endepunktene. Kjernene med tilsatt sulfat skiller seg ganske klart ut. Den gjennomsnittlige vannmetningen etter spontanimbibisjon lå på rundt 0,47-0,56 for kjernene uten tilsatt sulfat, og på rundt 0,57-0,59 for kjernene med tilsatt sulfat (Figur 3.13).

Endepunktsmetningene for alle kjernene med og uten tilsetning av sulfat i imbibisjonsvannet er presentert i Tabell 3.5. Amott vannindeksen i dette forsøket varierte fra  $I_w = 0,14-0,20$  og den initielle vannmetningen var fra  $S_{wi} = 0,25-0,29$  der kalksteinsvann var det initielle fluidet. Kalksteinsvann inneholder ingen magnesiumioner, men en stor mengde kalsiumioner. Tidligere arbeid gjort ved Universitet i Stavanger, viste at magnesium i initiell metningsvann, fører til en dårlig elding, grunnet at magnesiumioner har en tendens til å stabilisere vannfilmen (Karoussi & Hamouda, 2007). Etter flere undersøkelser av høytemperaturimbibisjon med og uten tilsetning av sulfat på Stevns kjerneplugg, viser det seg at Amott vannindeksene for kjernene med kalksteinsvann som initiell metningsvann gir en indikasjon på mer effektiv elding (Karoussi & Hamouda, 2007). Ut fra resultatene i denne oppgaven og resultater som er gjort av andre masterstudenter ved Universitet i Bergen, ble det observert at kalksteinsvann som initiell metningsvann gir lavere Amott vannindeks enn Ekofisk vann, som vil føre til en mer effektiv elding. Tabell 3.3 og 3.6 viser en oversikt over fuktmålingene for eldede Stevns kjerner før høytemperaturimbibisjon. Verdiene for Amott vannindeksen er høyere for kjernene som hadde Ekofiskvann som initiell vannmetning.

Karakteristikken av den produserte oljen under høytemperaturimbibisjon viste seg å være forskjellig for kjernene med og uten tilsatt sulfat. Det ble observert brunfarget olje i kjernene som imbiberte sulfat, og en klarere farge i oljen for kjernene uten tilsatt sulfat. Figur 3.11 viser fargeforskjellen på den produserte oljen som kan indikerer en effekt av sulfat, men det er bare en visuell observasjon, ingen kjemisk analyse gjort som bekrefter det. Jerninnholdet i bergarten kunne vært en av årsakene til fargingen av oljen, men Stevns inneholder ikke jern. Det er en god indikasjon på løsriving av tyngre komponenter som følge av fuktendring.

Under høytemperaturimbibisjon vil råolje kunne mobiliseres lettere, noe som kan føre til endring i fukten. Observasjonen kan relateres til fuktendringer og overflatefenomener. Hvis sulfat er en aktiv potensialbestemmende ion i denne prosessen, burde tilstedeværelsen av saltet kunne styrke fjerning av råoljen fra overflaten, som vil føre til mer farging i den produserte oljen.

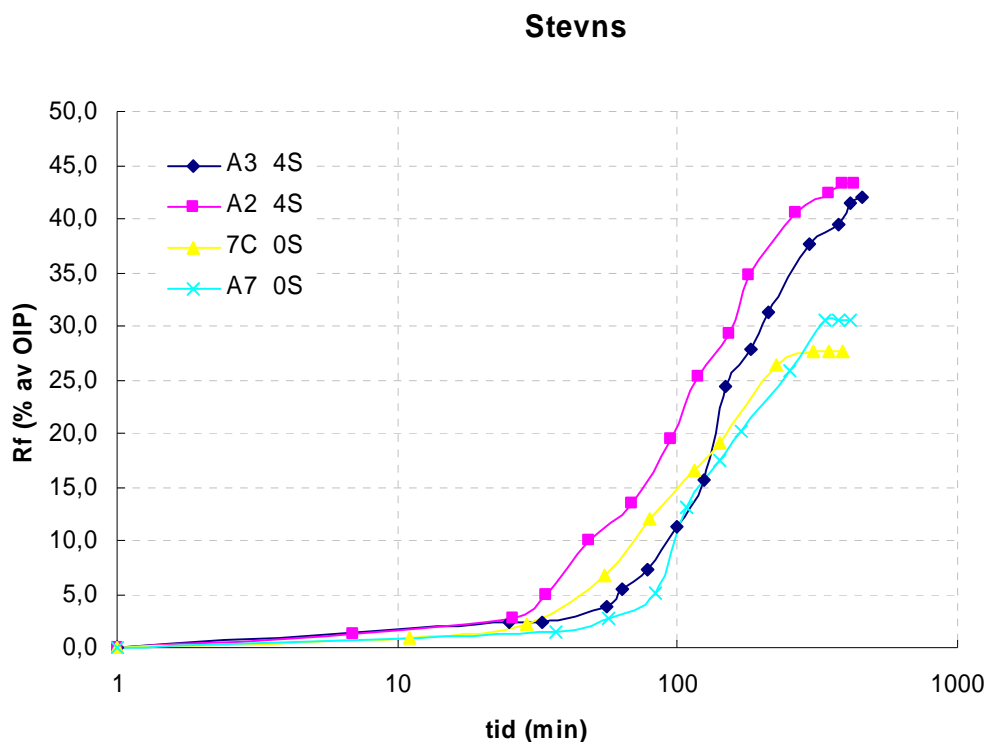


**Figur 3.11: Fargeforskjell i produsert olje. Høyre: Stevns kjerne med tilsatt sulfat. Venstre: Stevns kjerne med uten tilsatt sulfat til imbibisjonsvannet.**

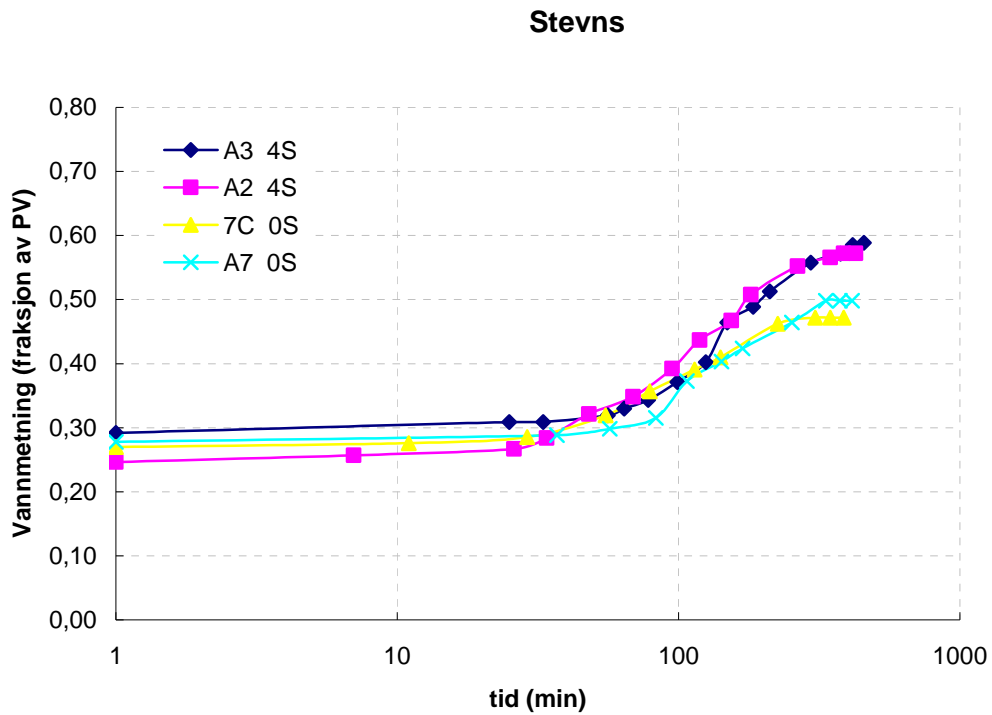
Figur 3.12 og Figur 3.14 viser at grafene for kjernene uten tilsatt sulfat i imbibisjonsvannet (7C og A7) begynte å flate ut tidligere enn for kjernene med sulfat i vannet. Tidligere forsøk ved Universitet i Stavanger er gjort med kjerner som hadde så lav fukt at de ikke imbiberer vann ved romtemperatur, og dermed var det lettere å se forskjell i karakteristikk med og uten tilsetning av sulfat i vannet. Økt spontanimbibisjon kan oppnås dersom de kapillære kreftene økes. Dette kan gjøres dersom injeksjonsfluidet kan endre fukten til mediet til mer vannfuktet. I enkelte imbibisjoner vil det initelle vannet samle seg i midten av kjernen på grunn av at kapillærkreftene er for små til å fortrenge væsken i dette området. Her blir diffusjon fenomenet presentert. Diffusjonen fører til en transport av ionene fra imbibisjonsvannet og inn i bergartsmedium. Tidligere arbeid viser at sulfat adsorberes sterkere på kalkoverflaten når temperaturen øker, og raten av diffusjonen vil øke når temperaturen øker (T. Austad, Strand, Høgnesen, & Zhang, 2005b). Sulfationene har mulighet til å forflytte seg i vannfilmene ved hjelp av diffusjon. For at sulfationer skal transporteres igjennom hele kjernen er det nødvendig med diffusjon fra det punktet der konsentrasjonen av sulfationer i vannfronten avtar. Høy konsentrasjon av sulfat kan skape problemer i porøse medium. Dersom



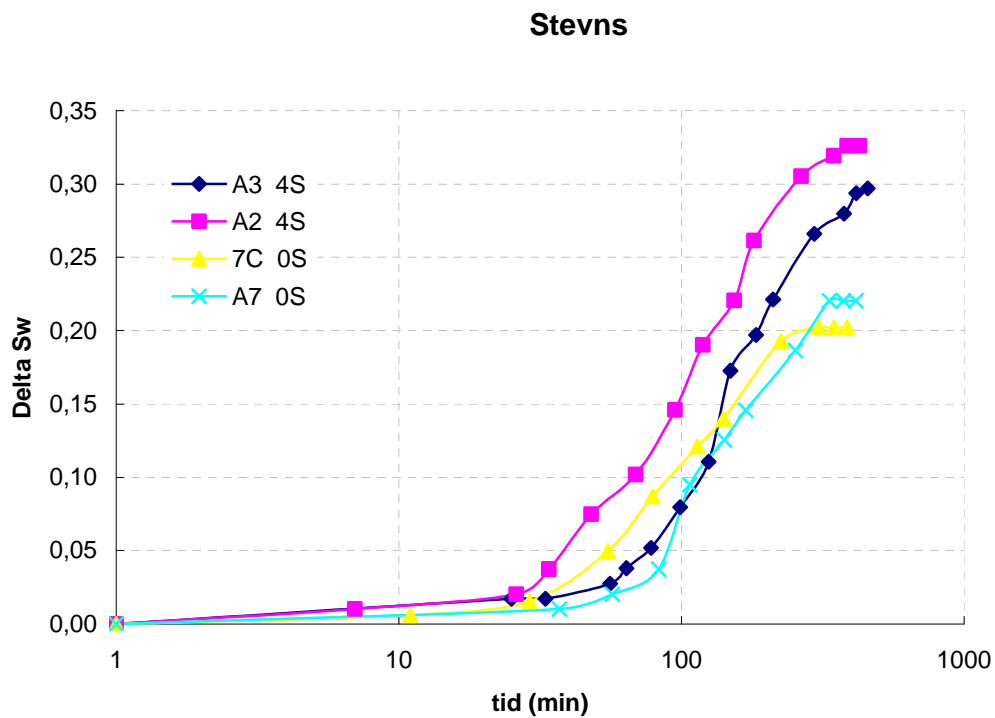
konsentrasjon av sulfat og kalsium i imbibisjonsvannet er høyere enn løselighetsproduktet vil det medføre anhydritt dannelse. Anhydritten vil sette seg fast i porene som vil føre til reduksjon i strømming og igjen til lavere oljeproduksjon.



**Figur 3.12: Utvinningsfaktoren ved høyttemperaturimbisjjon som funksjon av tid, Stevns. Forskjell mellom sulfat og ikke sulfat i imbibisjonsvannet.**



Figur 3.13: Vanmetning for Stevns kjernene med og uten tilsetning av sulfat i imbibisjonsvannet ved høytemperaturimbibisjon, som funksjon av tid (min).



Figur 3.14: Metningsendring som funksjon av tid (min). Stevns kjerner med og uten tilsatt sulfat i imbibisjonsvannet ved 130°C.

**Tabell 3.4: Data for initielle vannmetninger, endepunktsmetninger og utvinningsfaktorer ved romtemperatur og ved 130° C med og uten tilsatt sulfat.**

| Kjerne | Bergart | Fukt | Vp (ml) | Swi1 | Sw (22°C) | Rf (%OIP) (22°C) | Swi2 | Sw 130°C (0S) | Rf (%OIP) (0S) | Sw 130°C (4S) | Rf (%OIP) (4S) |
|--------|---------|------|---------|------|-----------|------------------|------|---------------|----------------|---------------|----------------|
| 9C     | Stevns  | 0,19 | 31,5    | 0,20 | 0,29      | 11,9             | 0,22 | 0,57          | 44,7           |               |                |
| 9D     | Stevns  | 0,18 | 31,3    | 0,20 | 0,30      | 12,0             | 0,23 | 0,55          | 40,8           |               |                |
| A1     | Stevns  | 0,15 | 29,1    | 0,17 | 0,26      | 10,8             | 0,27 | -             | -              | 0,59          | 48,2           |
| A5     | Stevns  | 0,15 | 28,8    | 0,15 | 0,24      | 10,2             | 0,29 | -             | -              | 0,57          | 45,5           |
| 7C     | Stevns  | 0,15 | 32,2    | 0,23 | 0,31      | 10,0             | 0,21 | 0,47          | 27,6           | -             | -              |
| A7     | Stevns  | 0,14 | 29,5    | 0,23 | 0,31      | 10,6             | 0,22 | 0,50          | 30,5           | -             | -              |
| A3     | Stevns  | 0,18 | 28,9    | 0,23 | 0,34      | 13,5             | 0,25 | -             | -              | 0,59          | 41,9           |
| A2     | Stevns  | 0,20 | 29,5    | 0,22 | 0,32      | 13,9             | 0,28 | -             | -              | 0,57          | 43,2           |

- Vp: Porevolum.
- $S_{wi1}$ : Initiell vannmetning etter primærdrenering.
- $S_{wi2}$ : Initiell vannmetning etter sekundærdrenering.
- $S_w$ : Vannmetning etter spontanimbibisjon
- Rf: Utvinningsfaktoren (%OIP)

### 3.3.2.1 Høytemperaturimbibisjon med B3-råolje som oljefase

Som nevnt tidligere i delkapittel 1.7.3, må et godt løsemiddel til for å løse de polare komponentene fra poreoverflaten. Dekan er et utfellingsmiddel mot asfalteniske polare komponenter og er dermed et dårlig løsemiddel. Råolje er antatt å være et godt løsemiddel for polare komponenter. Basert på denne problemstillingen, ble det utført en test, der råolje er oljefasen i Stevns kjerner under høytemperaturimbibisjon av syntetisk sjøvenn med og uten tilsetning av sulfat.

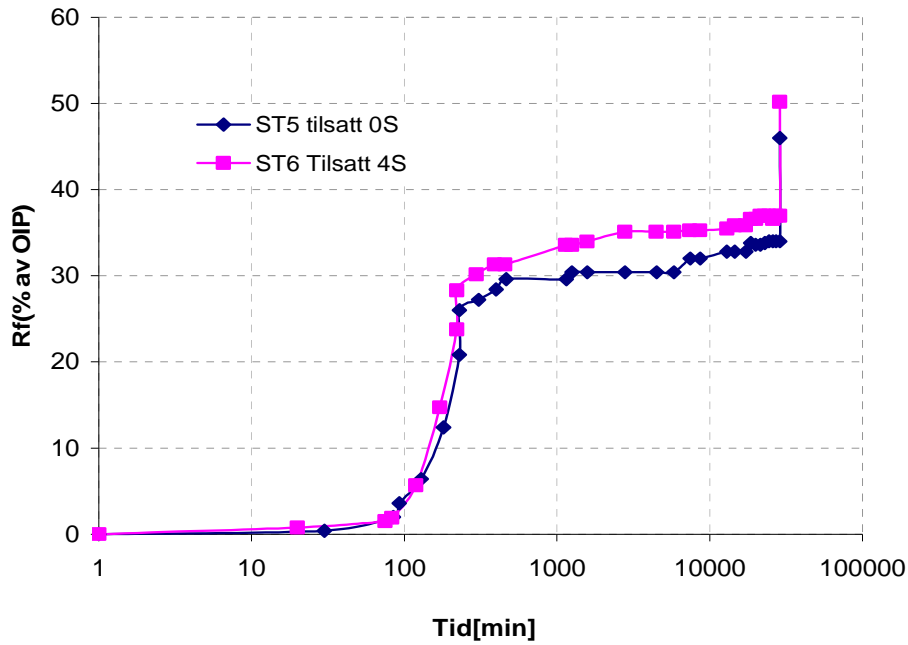
Etter elding ble 2 Stevns kjerner satt inn i 80°C imbibisjonvann uten at temperaturen på kjernepluggene gikk under 60°C for å hindre voksdannelse i råoljen. Kjernene ble satt inn i ferdig monterte imbibisjonceller og rett inn i 130°C varm ovn der kjernene imbiberte i to uker.

**Tabell 3. 5: Resultat for bruk av råolje som oljefase.**

| Kjerne | Bergart | Vp (ml) | Swi  | Sw (130°C) (0S) | Rf (%OIP) (130°C) (0S) | Sw 130°C (4S) | Rf (%OIP) (130°C) (4S) |
|--------|---------|---------|------|-----------------|------------------------|---------------|------------------------|
| ST5    | Stevns  | 32,3    | 0,23 | 0,64            | 46,0                   | -             | -                      |
| ST6    | Stevns  | 32,3    | 0,17 | -               | -                      | 0,65          | 50,2                   |

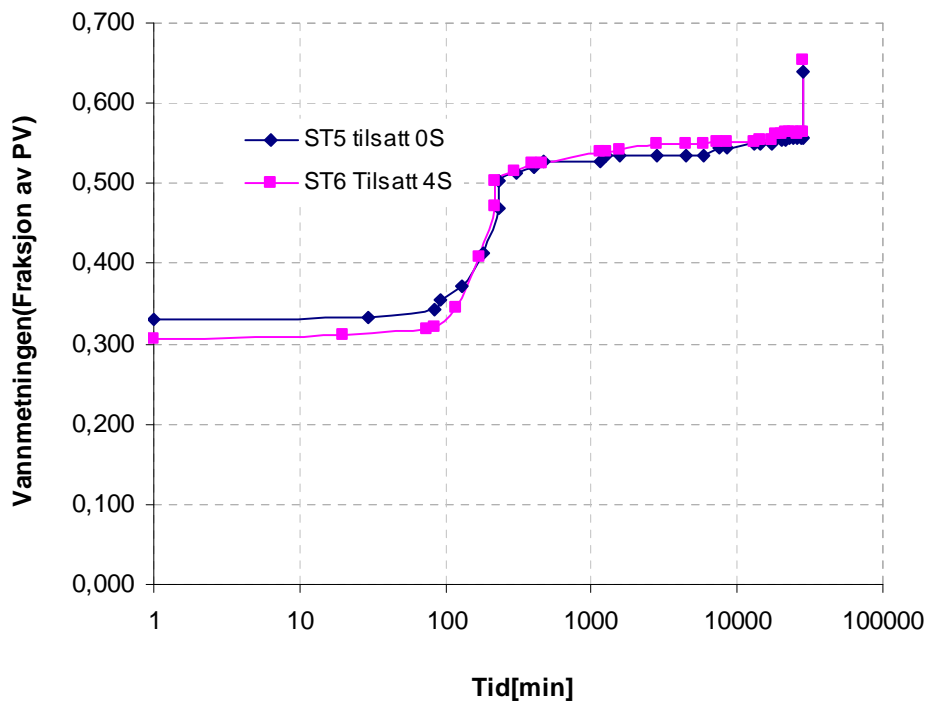
Figur 3.15 og Figur 3.16 oppsummerer utvinningen (Rf) og gjennomsnittlige vannmetningen under spontanimbibisjon for kjernene ST5 og ST6. Begge kjernene var eldet i fire dager, og hadde ekofiskvann som initiell fluid. De initiale vannmetningene var  $S_{wi}= 0,17$  (ST6) og  $S_{wi}= 0,23$  (ST5). ST5 imbiberte syntetisk sjøvann uten tilsatt sulfat, mens ST6 hadde en fire ganger konsentrasjon av sulfat. Kjernene hadde en tilnærmet lik imbibisjonsrate og endepunkt. Den endelige utvinningen var på 46 % av OIP for ST5 og på rundt 50 % av OIP for ST6. Gjennomsnittlige vannmetningen var på  $S_w= 0,64$  (ST5) og  $S_w= 0,65$  (ST6). Figur 3.15 Figur 3.16 og Figur 3.17 viser klart at endepunktet for de to kjernene går opp mot slutten av kurvene. Under høytemperaturimbibisjon var noe av den produserte oljen liggende igjen på utsiden av kjernen uten å stige opp i imbibisjonscellene. Cellene ble ristet slik at oljedråpene løsnet fra overflaten etter at testen var ferdig og ovnen slått av, med tanke på at trykket i cellene og den høye temperaturen er høye risikobetingelser. Disse oljedråpene ble sett på som en stor usikkerhet og ble derfor valgt å korrigere for dette i endepunktet.

### Spontan imb ved 130C med råolje tilstede



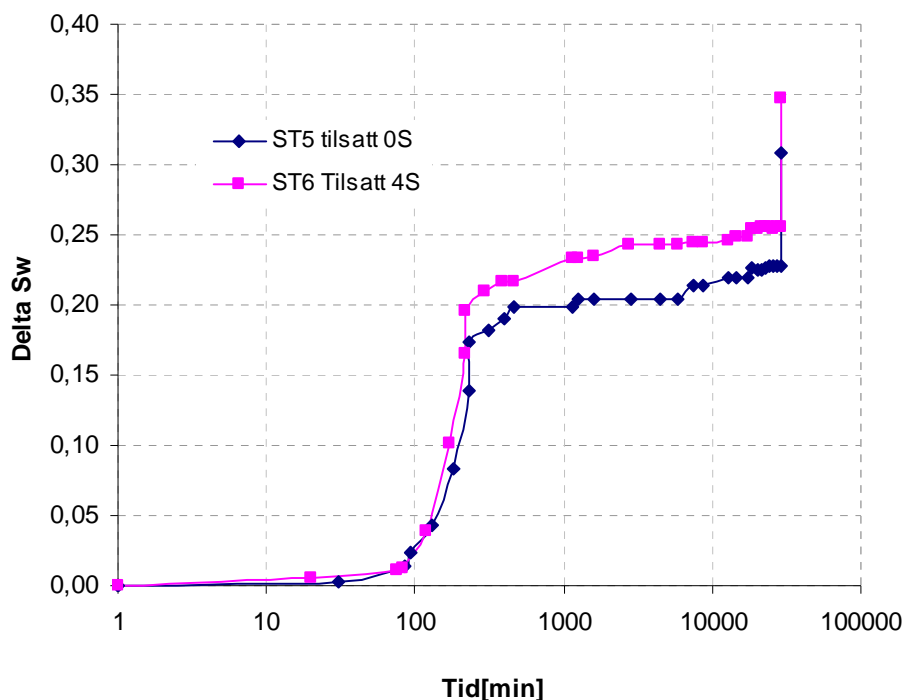
Figur 3.15: Utvinningen med råolje som oljefasen i kjernen under 130°C. Endepunktene viser oljedråpene som lå på overflaten uten å stige i imbibisjonscellen. Disse punktene ble lest av på slutten av eksperimentet.

### Spontan imb ved 130C med råolje tilstede



Figur 3.16: Gjennomsnittlig vannmetning for kjernene med råolje som oljefase ved 130°C.

### Spontan imb ved 130C med råolje tilstede



Figur 3.17: Gjennomsnittlig vannmetning for kjernene med råolje som oljefase ved 130°C.

Det er vanskelig å komme langt nok ned i fukt, når eldingen er svak og det kan føre til at sulfat viser lite effekt. Temperaturen i seg selv kan endre fukten til det porøse mediet. Oljen som var brukt på disse to kjernene (ST5 og ST6) hadde lavt syretall, mens råoljen som var brukt i Professor Austad sine eksperimenter ved Universitet i Stavanger hadde høyere syretall, og inneholder flere polare komponenter. Testene til Austad var utført på nøytralfuktet kjerner og kjernene imbiberte ikke vann ved spontanimbibisjon, dermed var det lettere å se forskjellen ved bruk av imbibisjonsvann med og uten tilsatt sulfat ved høytemperaturer.

Ved tilsetning av sulfat kan fuktpreferansen endres fra nær nøytral- til mer vannfuktet tilstand. Karboksylgruppene som er tilstede i råoljen adsorberes på kalsittoverflaten og endrer fukten til mediet fra vannfuktet til nær nøytral fukt. Sulfat adsorberes på kalkoverflaten og reduserer den positivt ladede kalsittoverflaten slik at de negativ ladede polare komponentene blir desorbent, som kan føre til en fuktendringprosess i kjernen (P. Zhang, 2006).

Dekan kan være et dårlig løsningsmiddel for polare komponentene i råoljen. Det kan forhindre effekten av sulfat som et fuktreverserende ion. Bruk av råolje som oljefase ga ingen

stor forskjell i endepunktene for med og uten tilsatt sulfat. Det vil kanskje tilsi at fukten er litt for høy for å få full effekt av sulfat, og at temperaturen i seg selv er nok til å endre fukten.

### **3.3.3 Høytemperaturimbibisjon på nøytralfuktede Stevns og Portland kjerner for å undersøke effekten av kalsium i imbibisjonsvannet**

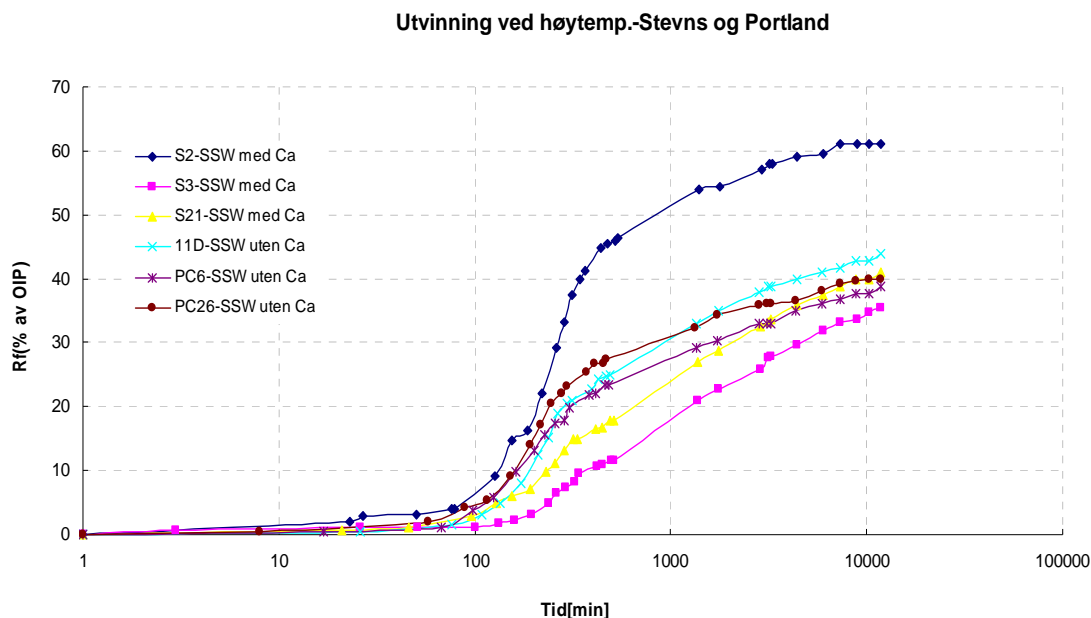
For å undersøke effekten av  $\text{Ca}^{2+}$  på fuktendringen, ble det foretatt en ny høytemperaturimbibisjon. Høytemperaturimbibisjon ble utført ved bruk av syntetisk sjøvann med og uten tilsetning av kalsium i det imbiberende vannet. Både Stevns og Portland kjernematerialet ble eldet til mindre vannfuktet betingelser før de ble undersøkt. Ionestyrken til det imbiberende fluidet ble holdt konstant ved å tilsette ekvivalente mengder natriumklorid der hvor kalsium var fraværende. Imbibisjonskarakteristikken for Stevn- og Portland kalk før høytemperaturimbibisjon finnes i Appendiks I, del B og D.

To undersøkelser ble gjort på eldede Stevns kjerner hvor ekofiskvann var det initielle vannet, som kjernene var mettet med. Halvparten av kjernene ble imbibert med vann tilsatt kalsium, mens den andre halvparten var uten  $\text{Ca}^{2+}$ . Første serien bestod av seks kjerner (S2, S3, S21, 11D, PC6 og PC26). Der S2, S3 og S21 ble imbibert med kalsium og 11D, PC6 og PC26 ble imbibert med vann uten tilsatt kalsium, alle kjernene imbiberte på  $130^{\circ}\text{C}$ . Tabell 3.6 viser de initielle fuktverdiene og metningene for alle seks kjernene før høytemperaturimbibisjon. Kjernene med kalsium i vannet hadde Amott vannindeks som varierte fra  $I_w=0,05$  (S3) til  $I_w=0,07$  (S21) for kjernene med lik oppførsel. Den siste kjernen (S2) hadde en initiell fukt på 0,28 og det blir dermed vanskelig å sammenlikne resultatene fra denne kjernen med de andre kjernene som hadde en betydelig lavere fukt. Den initielle vannmetningen varierte fra  $S_{wi}=0,09$  til  $S_{wi}=0,28$  for kjernene tilsatt kalsium i imbibisjonsvannet. Kjerneprøvene uten kalsium i vannet, hadde en Amott indeks som varierte fra  $I_w=0,14$  til  $I_w=0,16$  og en initiell vannmetning på  $S_{wi}=0,17$  til  $S_{wi}=0,25$ .

Figur 3.18 viser utvinningen som funksjon av tid for Stevns- og Portland kjernene med og uten tilsatt kalium ved høytemperaturimbibisjon. Det ser ut til at kjernene uten tilsatt kalsium ligger litt høyere i utvinningen enn kjernene med kalsium i imbibisjonsvannet. Forskjellen i spredningen er ikke stor, unntatt for S2 som har mye høyere imbibisjonsrate og en utvinningsfaktor på ca 61 % av OIP.

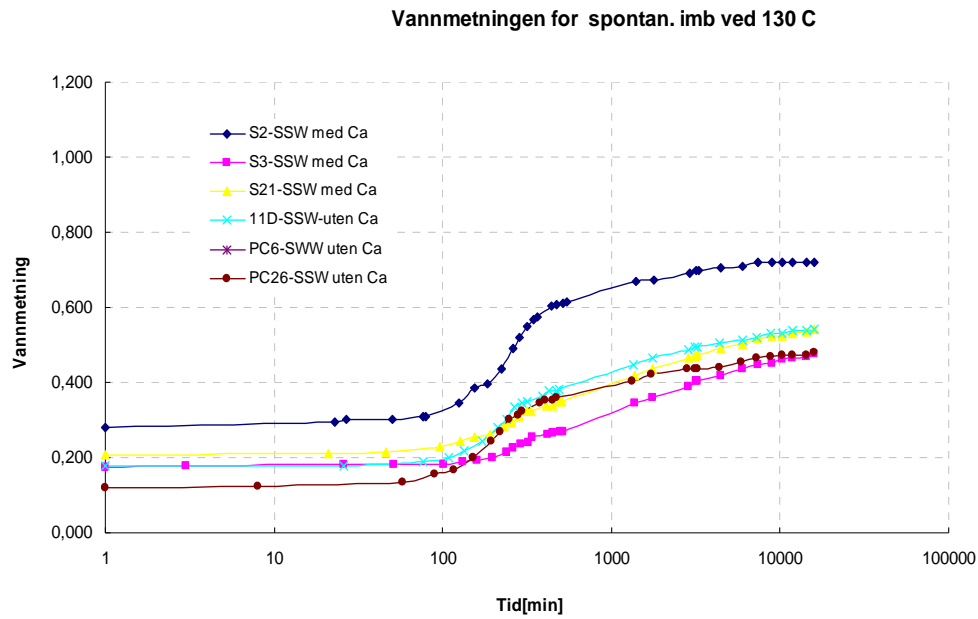
Oppførselen til kjernene er tilnærmet lik, unntatt S2 som hadde en høyere vannmetning i forhold til S3 og S21 (Figur 3.19). Kjernene (S3 og S21) hadde en utvinning på 36,5 og 42,2 % av OIP, og en endepunkts vannmetning på 0,47 og 0,54 (Figur 3.20), disse to var tilsatt kalsium i imbibisjonsvannet. Utvinningen for kjernene uten tilsatt kalsium var mellom 39-45 % av OIP og en gjennomsnittlig vannmetning i endepunktet på 0,48-0,54. Ut fra disse tallene, er det klart å se at kjernene er tilnærmet lik i endepunktene og basert på dette ser man ingen klar effekt av kalsium på oljeutvinningen. Del B i Appendiks I viser en oversikt over oppførselen til S2 kjernepluggen ved romtemperatur før kjernen ble behandlet med kalsium ved høytemperaturimbibisjon. Kjernen hadde en endring i fukt før og etter høytemperaturimbibisjon på  $I_w = 0,28$  og en utvinning på om lag 61 % av OIP. Det er vanskelig å konkludere med at det har skjedd en stor endring i fukten i og med at kjernen hadde høyere metnings- og utvinningsverdier i forhold til resten av de kjernene før høytemperaturimbibisjon.

Imbibisjonsraten og endepunktsmetningene var høy for S2 i forhold til resten av kjernene. Kjernen hadde en høyere fukt initielt enn de andre kjernene som ble studert og dette gjorde en direkte sammenligning vanskelig.

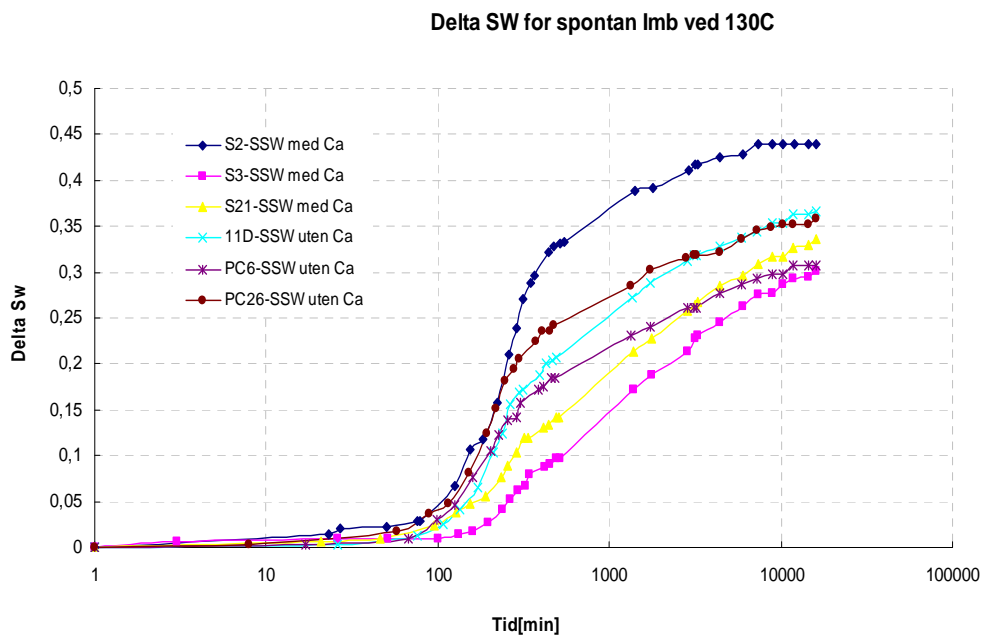


**Figur 3.18: Utvinning ved høytemperaturimbibisjon utført på Stevns og Portland kalk med og uten tilsetning av  $Ca^{2+}$ .**





**Figur 3.19: Endepunkts vannmetning for Spontanimbisjjon ved 130°C for Stevns og Portland med og uten tilsetning av  $Ca^{2+}$  i imbibisjonsvannet.**



**Figur 3.20: Endring i vannmetning som funksjon av tid. Høytemperaturimbisjjon for Stevns og Portland kjerner med og uten tilsatt kalsium i det imbiberende fluidet.**

Tabell 3.6 gir en oversikt over de petrofysiske parametrene for alle nøytralfuktede kjerner som ble undersøkt i (med og uten kalsium) eksperimentet.

**Tabell 3.6: Oversikt over petrofysiske egenskapene for nøytral fuktet Stevns med og uten Ca<sup>2+</sup> i imbibisjonsvannet ved 130°C.**

| Kjerne | Bergart  | Vp   | Porøsitet (%) | Permeabilitet (mD) | Initielt fluid | Imbiberende fluid         | Swi  | Rf (%OIP) | Fukt |
|--------|----------|------|---------------|--------------------|----------------|---------------------------|------|-----------|------|
| S2     | Stevns   | 34,8 | 50,8          | 5,3                | EK             | SSW- Ca <sup>2+</sup>     | 0,28 | 61,1      | 0,28 |
| S3     | Stevns   | 34,0 | 49,8          | 6,0                | EK             | SSW- Ca <sup>2+</sup>     | 0,09 | 36,4      | 0,07 |
| S21    | Stevns   | 33,7 | 48,9          | 6,4                | EK             | SSW- Ca <sup>2+</sup>     | 0,10 | 42,2      | 0,05 |
| 11D    | Stevns   | 32,0 | 47,0          | 6,4                | EK             | SSW uten Ca <sup>2+</sup> | 0,22 | 44,4      | 0,14 |
| PC6    | Portland | 32,5 | 47,5          | 4,9                | EK             | SSW uten Ca <sup>2+</sup> | 0,24 | 38,8      | 0,14 |
| PC26   | Portland | 29,8 | 43,3          | 3,5                | EK             | SSW uten Ca <sup>2+</sup> | 0,17 | 40,8      | 0,16 |
| ST1    | Stevns   | 32,1 | 47,1          | 6,1                | EK             | SSW- Ca <sup>2+</sup>     | 0,21 | 36,4      | 0,18 |
| ST2    | Stevns   | 32,5 | 46,6          | 6,2                | EK             | SSW uten Ca <sup>2+</sup> | 0,22 | 52,0      | 0,21 |
| ST3    | Stevns   | 31,2 | 45,1          | 6,4                | EK             | SSW- Ca <sup>2+</sup>     | 0,21 | 50,6      | 0,23 |
| ST4    | Stevns   | 31,4 | 46,0          | 4,6                | EK             | SSW uten Ca <sup>2+</sup> | 0,19 | 47,6      | 0,24 |

- EK: Ekofiskvann.
- SSW - Ca<sup>2+</sup>: syntetisk sjøvann med tilsatt kalsium salter
- SSW- uten Ca<sup>2+</sup>: syntetisk sjøvann uten tilsatt kalsium.
- S<sub>wi</sub>:Initiell vannmetning
- Rf (% av OIP): Utvinningsfaktoren (%OIP)
- 

Utvinningen for kjernene med og uten tilsatt kalsium er tilnærmet lik, noe som kan tilsi at det er lite virkning av kalsium. Fuktmålingene gjort etter høytemperaturimbibisjon indikerer at fuktendringen er størst i kjernene som ble imbibert med vann tilsatt kalsium. Grafene i Figur 3.18 ser ut til å gå mot det samme endepunktet i vannmetning. Dette kan indikere at de kjernene med lavest fukt oppfører seg tilnærmet likt som kjernene med høyere fukt. Dette kan angi at det er større fuktendring som skjer i kjernene tilsatt kalsium i imbibisjonsvannet.

På grunn av adsorpsjon / co-adsorpsjon av både sulfat- og kalsiumioner på kalkoverflaten, kan kalsium reagere med adsorberte karboksylgruppene som er bundet til overflaten og utløse en

organisk karboksyl i materialet, og en fuktendring vil starte. Det er klart å se fra resultatene i Tabell 3.7 at det er en forskjell i fuktendring ved bruk av kalsium. Temperatureksponering kunne også ha ført til at kjernene er blitt mer vannfuktet. Der er en konsistent endring av fukten mot mer vannfuktet tilstand for alle kjernene med og uten tilsatt kalsium.

Tabell 3.7 angir fukten før og etter høytemperaturimbibisjon. For kjernene med tilsatt kalsium i imbibisjonsvannet varierte fuktendringen før og etter høytemperaturimbibisjon fra  $\Delta I_w = 0,07-0,28$ , mens fuktendringen for kjernene uten kalsium i vannet var mellom  $\Delta I_w = 0,05-0,08$ . Endringer i vannmetningene ved spontanimbibisjon i forhold til initielle metninger er litt høyere etter høytemperaturimbibisjon enn før. Det viser at det har skjedd en liten fuktendring, og sterkere kapillærkrefter er blitt dannet, hvilket vil gjøre det lettere å drive vannet inn i kjernen.

Fuktendringen kan også bekreftes fra endringen i det mobile området. Tabellen nedenfor viser oversikt over de forskjellige metningsverdiene før og etter høytemperaturimbibisjon. Endringen i metningen ( $1-S_{or}-S_{wi}$ ) er mindre etter enn før høytemperaturimbibisjon, som viser at det mobile området er blitt mindre, dermed en økning i fukten, som er bekreftet fra de forskjellige Amott vannindeksene før og etter høytemperatur spontanimbibisjon i tabellen. Reduksjonen i det mobile området er litt større for kjernene tilsatt kalsium i imbibisjonsvannet enn kjernene uten kalsium. Det vil si at fuktendringen er litt større for kernepluggene med kalsium i vannet enn dem uten kalsium.

**Tabell 3. 7: Endepunktsmetninger under Amott - Harvey fuktmåling før og etter 130°C spontanimbibisjon.**

| Kjerne | SSW                | S <sub>wi1</sub> | S <sub>w</sub> spont<br>(22°C) | S <sub>w</sub> etter forced<br>imb. | S <sub>wi3</sub> | S <sub>w</sub> spont (22°C) | S <sub>w</sub> forced imb<br>(22°C) | I <sub>AH1</sub> | I <sub>AH2</sub> |
|--------|--------------------|------------------|--------------------------------|-------------------------------------|------------------|-----------------------------|-------------------------------------|------------------|------------------|
| S2     | M/Ca <sup>2+</sup> | 0,28             | 0,42                           | 0,80                                | 0,17             | 0,43                        | 0,64                                | 0,28             | 0,56             |
| S3     | M/Ca <sup>2+</sup> | 0,09             | 0,13                           | 0,63                                | 0,14             | 0,22                        | 0,44                                | 0,07             | 0,28             |
| S21    | M/Ca <sup>2+</sup> | 0,10             | 0,13                           | 0,71                                | 0,35             | 0,41                        | 0,8                                 | 0,05             | 0,12             |
| 11D    | U/Ca <sup>2+</sup> | 0,22             | 0,28                           | 0,70                                | 0,15             | 0,22                        | 0,5                                 | 0,14             | 0,20             |
| PC6    | U/Ca <sup>2+</sup> | 0,25             | 0,31                           | 0,73                                | 0,2              | 0,28                        | 0,55                                | 0,14             | 0,22             |
| PC26   | U/Ca <sup>2+</sup> | 0,17             | 0,25                           | 0,70                                | 0,04             | 0,14                        | 0,5                                 | 0,16             | 0,21             |
| ST1    | M/Ca <sup>2+</sup> | 0,21             | 0,30                           | 0,75                                | 0,20             | 0,34                        | 0,62                                | 0,18             | 0,33             |
| ST2    | U/Ca <sup>2+</sup> | 0,22             | 0,22                           | 0,77                                | 0,31             | 0,43                        | 0,71                                | 0,21             | 0,31             |
| ST3    | M/Ca <sup>2+</sup> | 0,21             | 0,21                           | 0,72                                | 0,26             | 0,41                        | 0,66                                | 0,23             | 0,36             |
| ST4    | U/Ca <sup>2+</sup> | 0,19             | 0,2                            | 0,71                                | 0,25             | 0,40                        | 0,68                                | 0,24             | 0,33             |

- S<sub>wi1</sub>: Initiell vannmetning ved romtemperatur
- S<sub>w</sub>, spont (22C): Vannmetning for spontanimbibisjon ved romtemperatur.
- S<sub>w</sub> etter forced imb: Vannmetning etter tvungen imbibisjon ved både romtemperatur og 130°C.
- S<sub>wi3</sub>: Initiell vannmetning etter høytemperaturimbibisjon.
- M/Ca<sup>2+</sup>: Med tilsatt kalsium i imbibisjonsvannet.
- U/Ca<sup>2+</sup>: Uten tilsatt kalsium i imbibisjonsvannet.
- I<sub>AH1</sub> og I<sub>AH2</sub>: Amott vannindeks før og etter høytemperaturimbibisjon.

Til sammenligning er endringen i fukt før og etter høytemperaturimbibisjon mindre for 11D, som ble imbibert med vann uten kalsium. I 11D er endringen i fukt før høytemperaturimbibisjon I<sub>w</sub>= 0,06. Dette viser at det også skjer en fuktendring i denne kjernen, men at endringen i fukt er minimalt i forhold til kjernene som ble imbibert med kalsium. Endring i fukt uten tilstedeværelse av kalsium i imbibisjonsvannet kan være kjemisk relatert til substitusjon av Ca<sup>2+</sup> med Mg<sup>2+</sup> på kalkoverflaten. Det presiseres at dette er for små endringer til å trekke konklusjoner fra.

Portland kjernene inneholder silikater som er negativt ladet ved pH større enn 2. Dette kan føre til en svak elding av bergarten. Både silikat og den hydrofile delen av karboksylgruppen

er negativt ladete ioner. Denne negativt ladede kombinasjonen vil føre til elektrostatisk frastøtning som hindrer adsorpsjon av karboksylgruppene på overflaten. Resultatene i denne oppgaven viser at for Portland kjernene som imbiberte ved høytemperatur i fravær av kalsium i imbibisjonsvannet, er det en liten endring i fukten på ca  $\Delta I_w = 0,05-0,08$ . Fra Figur 3.18 ser det ut til at spontanimbibisjon grafene for Portland kjernen ser til å ha tilnærmet samme endepunkt som for kjernene med tilsatt kalsium, og tilnærmet like utvinning. Kjernene oppførte seg normalt, men som det viser seg i Tabell 3.7, har den initiell vannmetningen etter høytemperaturimbibisjon minket drastisk ned til 0,04 for PC26. Årsakene var blant annet lekkasje i systemet under eldingen. Amott vannindeksen for kjernen ser til å ha økt like mye som søsterkjernen PC6.

Det ble observert noen karakteristiske flekker på kjernene som ble imbibert uten kalsium (Figur 3.21). Dette kan være rester av de polare komponentene som endrer fukten til mediet. Observasjoner av disse flekkene på overflaten kan tyde på at fuktendringen i dette tilfelle er dårlig siden polare komponenter fortsatt er bundet til overflaten på kjernene uten tilsatt kalsium i imbibisjonsvannet. Dette ble ikke observert for kjerner som ble imbibert med kalsium, noe som kan tyde på at disse kjernene ble mer vannfuktet siden ingen polare komponenter er festet igjen på overflaten av bergarten.



**Figur 3.21: Nøytralfuktet Stevns og Portland kjerner med og uten tilsatt  $\text{Ca}^{2+}$  i imbibisjonsvannet, etter høytemperaturimbibisjon. Observasjon av misfarge på kjernene uten kalsium i vannet.**

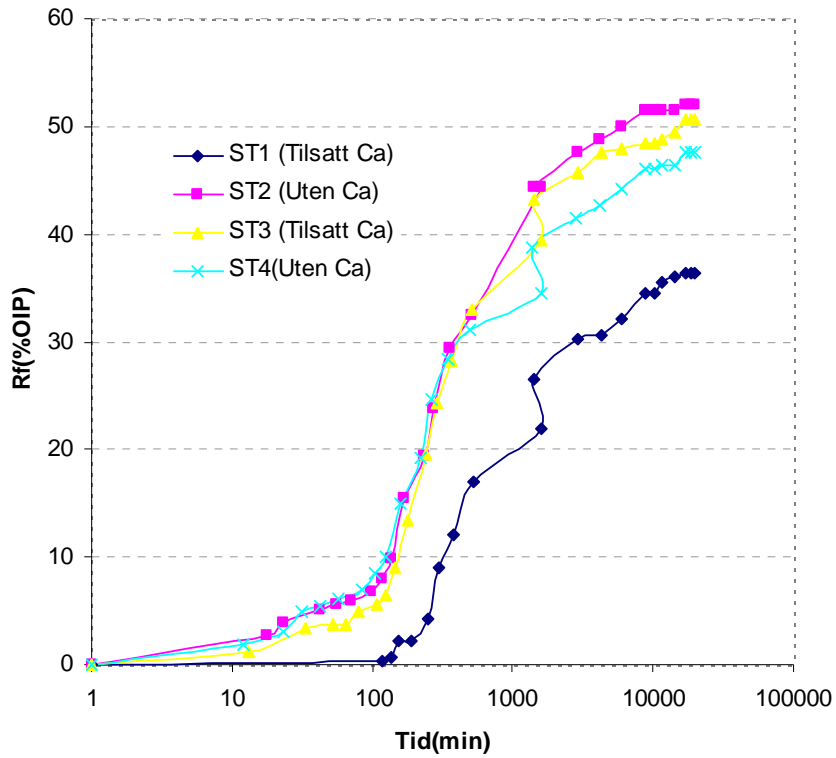
En ny undersøkelse ble utført på fire nøytral fuktet Stevns kjerner (ST1, ST2, ST3 og ST4). Formålet med testen var å få imbibisjonskarakteristikken med og uten tilstedeværelse av  $\text{Ca}^{2+}$  ionene i imbibisjonsvannet, og i tillegg øke statistikken.

ST1 og ST2 var søsterplugger som ble eldet samtidig, og det samme var ST3 og ST4. Alle fire kjernene var eldet i 4 dager for å oppnå mindre vannfuktende tilstander. ST1 og ST3 ble imbibert i syntetisk sjøvann tilsatt kalsium, mens ST2 og ST4 ble imbibert i sjøvann der kalsium var fraværende ved høytemperaturimbibisjon. Den initielle metningen for ST1 og ST3 var  $S_{wi}= 0,21$  og  $0,23$ , og  $S_{wi}= 0,19$  og  $0,18$  for ST2 og ST4

Figur 3.22, Figur 3.23 og Figur 3.24 viser oppsummering over utvinningene, vannmetningene og endring i vannmetningene for alle fire kjernene. Figurene viser en nokså lik oppførsel for kjernen brukt i denne testen, unntatt ST1 som skilte seg litt ut. ST2 hadde en utvinning under høytemperaturimbibisjon på 52 % av OIP, en vannmetning på 0,62 og en endring i vannmetning på 0,41. ST3 som hadde kalsium i imbibisjonsvannet, hadde en utvinning på 50 % av OIP, en metning på 0,58 og en endring i metning på 0,43. ST4 hadde nokså like verdier (Tabell 3.8), men utvinningen lå på rundt 47 % av OIP. ST1 hadde en noe lavere utvinning på 36 % av OIP, en vannmetning på 0,47 og en endring i metning på rundt 0,30 i fraksjon av porevolumet. Kjernen skilte seg ut i produksjon og imbibisjonsrate rett etter elding. Den hadde en lengre induksjonstid i forhold til de tre andre kjernene (S2, S3 og S4), og grunnen kan være at forsøket startet med kald ovn.

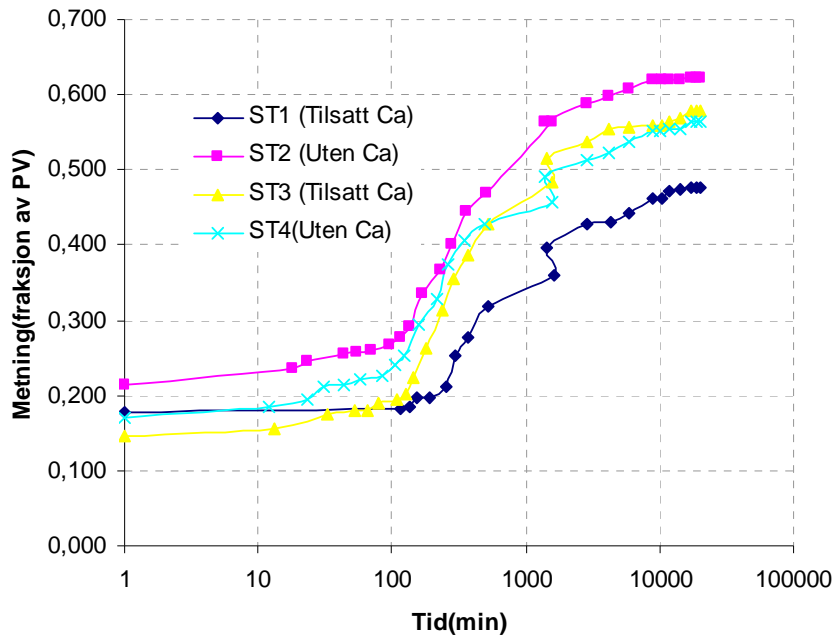
Fra de forskjellige verdiene for utvinning, vannmetning og endring i metningen, er det egentlig ikke stor forskjell på endringen før og etter høytemperaturimbibisjon (se Tabell 3.8).

### Stevns-med/uten Ca-ioner



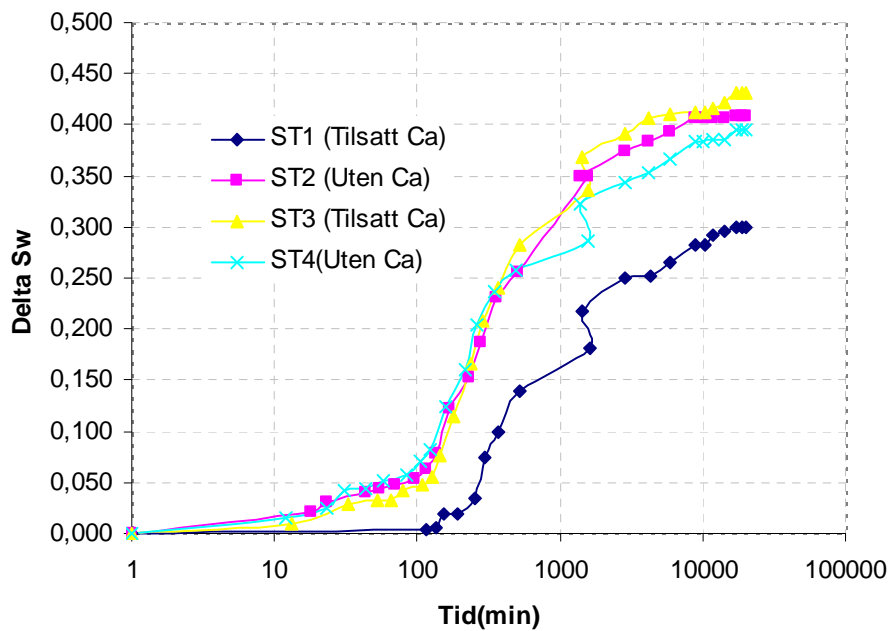
Figur 3.22: Høytemperaturimbibisjon ved 130°C, med og uten tilsetning av  $\text{Ca}^{2+}$  ioner. Utvinning som funksjon av tid.

### Stevns-med/uten Ca-ioner



Figur 3.23: Høytemperaturimbibisjon ved 130°C. Med og uten kalsium i imbibisjonsvannet. Metning som funksjon av tid.

### Stevns med og uten Ca<sup>2+</sup>



Figur 3.24: Høytemperaturimbibisjon ved 130°C, med og uten kalsium. Endring i vannmetning som funksjon av tid.



**Tabell 3. 8: Utvinning og endepunkts vannmetning etter spontanimbibisjon ved både romtemperatur og 130°C med og uten Ca<sup>2+</sup>.**

| Kjerne | Sw<br>spont<br>(22°C) | Rf (%OIP)<br>(22°C) | Sw130°C<br>(Ca <sup>2+</sup> ) | Rf (%OIP)<br>(Ca <sup>2+</sup> ) | Sw130°C<br>(U/Ca <sup>2+</sup> ) | Rf<br>(%OIP)<br>(U/Ca <sup>2+</sup> ) |
|--------|-----------------------|---------------------|--------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|
| S2     | 0,42                  | 20,0                | 0,72                           | 61,1                             | -                                | -                                     |
| S3     | 0,13                  | 4,10                | 0,47                           | 36,5                             | -                                | -                                     |
| S21    | 0,13                  | 3,15                | 0,54                           | 42,2                             | -                                | -                                     |
| 11D    | 0,28                  | 8,60                | -                              | -                                | 0,54                             | 44,4                                  |
| PC6    | 0,31                  | 9,18                | -                              | -                                | 0,52                             | 38,8                                  |
| PC26   | 0,25                  | 10,3                | -                              | -                                | 0,48                             | 40,8                                  |
| ST1    | 0,41                  | 12,2                | 0,47                           | 36,4                             | -                                | -                                     |
| ST2    | 0,44                  | 15,2                | -                              | -                                | 0,62                             | 52,0                                  |
| ST3    | 0,44                  | 15,1                | 0,58                           | 50,6                             | -                                | -                                     |
| ST4    | 0,42                  | 15,1                | -                              | -                                | 0,56                             | 47,6                                  |

- S<sub>w,spontan</sub> (22°C) : Vannmetning for spontanimbibisjon ved romtemperatur.
- Rf (% av OIP): Rf: Utvinningsfaktoren (%OIP)
- S<sub>w</sub> 130°C (Ca<sup>2+</sup>): Vannmetning ved høytemperaturimbibisjon med tilsatt kalsium i imbibisjonsvannet
- S<sub>w</sub> 130°C (Uten/Ca<sup>2+</sup>): Vannmetning ved høytemperaturimbibisjon uten tilsatt kalsium i imbibisjonsvannet.

Imbibisjonskarakteristikken viser at imbibisjonsraten er tilnærmet lik for ST2, ST3 og ST4, og en kort induksjonstid. En viktig observasjon under høytemperaturimbibisjon, er de samme brune karakteristiske flekkene som oppsto under første del av forsøket. De brune flekkene spredde seg på overflaten til ST2 og ST4 der kalsium var fraværende i imbibisjonsvannet, dette indikerer polare komponenter som er bundet til overflaten. Komponentene vil legge seg som en film på overflaten til bergarten og kan hindre vannet fra å komme inn i kjernen. Mens kjernene som hadde en flekkefri overflate, er sett på som de mest utsatte for fuktendring mot mer vannfuktet tilstand. Denne konklusjonen er underbygd i Tabell 3.9, der man kan sammenligne endring i Amott vannindeks. Kjernene med tilsatt kalsium i imbibisjonsvannet hadde en vannindeks endring på om lag  $\Delta I_w = 0,15$ , og for kjernene der kalsium var

fraværende fra imbibisjonsvannet var Amott vannindeks på rundt  $\Delta I_w = 0,1$ . Der er en viktig observasjon med hensyn til hvordan kalsium påvirker bergartsoverflaten. Imbibisjonskarakteristikken for kalkkjernene etter høytemperaturimbibisjon finnes i Appendiks I, del C og E, der figurene viser en oversikt over kjernene's oppførsel etter høytemperaturimbibisjon med kalsium i injeksjonsvannet.

Når konsentrasjonen av  $\text{Ca}^{2+}$  ioner økes, og alle andre ionekonsentrasjonene holdes konstant, kan det føre til at en økning i imbibisjonsvæskens evne til å endre fukten til kalk mot mer vannfuktet tilstand (Skule Strand, 2010). Ut fra arbeidet gjort i denne oppgaven er virkningen av kalsium på fuktendring vist å være merkbar, men endringen kan også være på grunn av de initielle metningene de forskjellige kjernene hadde.

## Oppsummerende diskusjon

I dette studiet har eksperimentene hovedsakelig blitt utført ved to forskjellige fuktpreferanser, sterkt vannfuktet og moderat- vannfuktet kjerner. Oppgaven er delt i tre deler, der første delen tar seg av referansekjerner (sterkt vannfuktet) med og uten tilsetning av sulfat, og med og uten tilsetning av kalsium i imbibisjonsvannet ved høytemperatur spontanimbibisjon. Den andre delen tar for seg effekten av sulfat på eldede Stevns kjerner, og den tredje delen tar for seg effekten av kalsium i tilstedeværelsen av både sulfat og magnesium i imbibisjonsvannet på eldede Stevns og Portland kjerner.

Formålet med oppgaven var å studere effekten av de nevnte ionene ved høytemperatur spontanimbibisjon.

For referansekjernene (sterkt vannfuktet) var forskjellen med og uten tilstedeværelse av sulfat liten. Økningen i utvinningen var like stor for kjernene som imbiberte syntetisk sjøvann tilsatt sulfat i forhold til kjerner som har imbibert i vann uten sulfat. To av kjernene opplevde en del lekkasje under høytemperaturimbibisjon (SR7 og SR8), som var årsaken til at testen for disse to kjernene ble avsluttet etter ca 3 timer. Flere Stevns kjerner ble satt til høytemperaturimbibisjon (SR9, SR11, SR17 og SR21), og forsøket ble gjennomført uten lekkasje. Kjernene produserte fra 45-50 % av OIP, men unntak av SR21, som hadde en lav utvinning på 33 % av OIP, grunnet tap av olje under oppfylling av imbibisjonscellen med vann.

Effekten av sulfat på Stevns moderatfuktet kjerner har tidligere vist at fukten går mot mer vannfuktet tilstand. Observasjonene i denne oppgaven viste lite effekt av sulfat i forhold til det som tidligere er rapportert. Åtte kjerner ble undersøkt for fuktendring med og uten sulfat i imbibisjonsvannet. Endepunktene for fire av kjernene (9C, 9D (med sulfat), A1, A5 (uten tilsatt sulfat)) var tilnærmet like. På grunn av lekkasje i denne delen av forsøkene, ble det preparert fire nye Stevns kjerner (A2, A3 (med sulfat i vannet), A7 og 7C (uten sulfat i vannet)). Kjernene opplevde ingen lekkasje, men likevel ble forsøket avsluttet på grunn av tapt trykkstøtte fra en nitrogentank. Utvinningen for kjernene som imbiberte vann med sulfat var høyere enn for kjernene uten tilsatt sulfat i vannet. Kjernene med sulfat i imbibisjonsvannet hadde en utvinning på ca 43 % av OIP, mens kjernene uten tilsatt sulfat

hadde en utvinning på ca 30 % av OIP. Kjernene med sulfat i vannet hadde høyere endepunkt både i gjennomsnittlig vannmetning og endring i vannmetning. Amott vannindeksen var på rundt 0,15-0,19 for alle kjernene som var brukt i denne delen av forsøket. Det bør nevnes at disse kjernene hadde kalksteinsvann som initiell metningsvann. De initielle vannmetningene varierte lite for de fire kjernene,  $S_{wi} = 0,25-0,29$ .

Den produserte oljen fra kjernene som imbiberte vann med sulfat, hadde et preg av brunfarge. Oljen som ble produsert fra kjernene uten tilsatt sulfat i vannet hadde en klarere farge. Jerninnholdet i bergarten kunne vært årsaken til denne brunfargen, men Stevns kalk inneholder ikke jern. Dermed kan denne brunfargen være polare oljekomponenter som ikke er blitt produsert etter eldingsprosessen, det kan relateres til overflatefenomener og fuktendringer som sulfat kan spille en rolle i. All råoljen var fjernet fra kjernene etter eldingsprosessen ved injeksjon av dekanafalten og dekan i kjernen, men noe av oljekomponentene er adsorbent på poreoverflaten under elding. Oljen kan lettere bli mobilisert under høye temperaturer og vil dermed føre til en fuktendring av mediet. Med tilstedeværelse av sulfationene i imbibisjonsvannet, vil mobiliseringen av råoljen bli styrket som igjen kan føre til den brune fargen i produsert olje under høytemperaturimbibisjon. Figur 3.12 og Figur 3.13 oppsummerer resultatene for de siste fire Stevns kjernene (A2, A3, A7 og 7C). Der er en klar forskjell i endepunktene for kjernene med og uten tilsatt sulfat.

Resultatene for fuktendringen for denne delen av forsøkene, viste en bedre effekt i utvinning ved bruk av sulfat ved en Amott vannindeks på 0,15-0,19. Dette stemmer med tidligere arbeid gjort ved Universitet i Bergen (Berge, 2008; Jorunn Aasheim, (2008) ). Kjernene som hadde sulfat i imbibisjonsvann produserte mer olje og hadde høyere endepunktsmetninger. Utvinningen for A2 og A3 (med sulfat i vannet) var på 42 % av OIP, mens kjernene uten tilsatt sulfat (A7 og 7C) hadde en utvinning på ca 30 % av OIP (Tabell 3.4).

Dekan kan være et dårlig løsningsmiddel for polare komponentene i råoljen, dermed ble det utført en test på to eldede Stevns kjerner med råolje som oljefase. Dette ga ingen stor forskjell i endepunktene for med og uten tilsatt sulfat. Det vil si at fukten muligens er for høy for å få merkelig effekt av sulfat, og at temperaturen i seg selv er nok til å endre fukten.

Det ble foretatt et nytt eksperiment ved høytemperatur spontanimbibisjon for å undersøke effekten av kalsiumionene på fuktendringen i Stevns kjerner. Ionestyrken i fluidet uten tilsatt

kalsium ble holdt på samme nivå som i imbibisjonsvannet med kalsium ved å justere mengden av NaCl. Tabell 3.7 viser en oversikt over Amott vannindeks før og etter høytemperaturimbibisjon. For kjernene med tilsatt kalsium i vannet varierte fuktendringen fra  $\Delta I_w = 0,07-0,28$ , men for kjernene uten kalsium i vannet var fuktendringen mellom  $\Delta I_w = 0,05-0,08$ . Fuktendringen kan bekreftes fra endringen i det mobile området. Tabell 3.7 angir forskjellige metninger før og etter høytemperaturimbibisjon. Endring i metningen i det mobile området ( $1-S_{or}-S_{wi}$ ) er lavere etter høytemperaturimbibisjon enn før, som viser at det mobile området er blitt mindre, som igjen viser en økning i fuktendringen. Reduksjonen i det mobile området er litt større for kjernene med kalsium i vannet enn for dem uten kalsium. Det vil si at fuktendringen er litt større for kjernene med kalsium i enn de uten kalsium i imbibisjonsvannet.

## Konklusjon

Egenskapene syntetisk sjøvann med ulike ionekomposisjoner har til å forbedre oljeutvinningen fra kalk ved fuktendring av overflaten, og effekten av reservoartemperatur på øktutvinning ved høytemperatur spontanimbibisjon (130°C) er nærmere undersøkt i denne oppgaven for to kalk dagbruddsbergarter, Stevns og Portland.

Ved over 100°C vil saltene i sjøvannet løse seg fra hydrogenbindingene, hvilket fører til økning i reaktiviteten av ionene. Ved høytemperaturimbibisjon ble effekten av sulfat studert for Stevns kjerneplugg og effekten av kalsium for Stevns og Portland. For å undersøke effekten av temperatur, ble kjernene imbibert uten tilsetning av sulfat og kalsium. Amott vannindekser ble målt før og etter høytemperaturimbibisjon for å måle fuktendringen for hver av kjernene. Det ble påvist at kjerner imbibert med sulfat reflekterte en moderat fuktendring mot mer vannfuktede forhold.

Formålet med referanseforsøkene var å sammenligne fuktendringen med og uten sulfat eller med og uten kalsium i imbibisjonsfluidet for både Stevns og Portland kalkkjerner. For Portland kjerner ble effekten av kalsium på imbibisjonsvannet undersøkt og det ble registrert forskjeller i % av OIP med og uten kalsium i imbibisjonsvannet. Utvinningen var på ca 56 % av OIP for kjernen med kalsium i imbibisjonsvannet, mens for kjernen uten kalsium tilstede i vannet, var utvinningen på ca 41 % av OIP. Kjernene hadde forskjellige initielle vannmetninger som kunne ha ført til denne forskjellen i utvinningen.

For nøytralfuktet Stevns kjerneplugg med og uten tilsatt sulfat, har tidligere eksperimenter ved Universitet i Stavanger og Bergen vist en god effekt for bruk av sulfat ved høytemperaturer. I denne oppgaven er det vist at virkningen av sulfat er avhengig av fukten i kjernen. Ved en Amott vannindeks på om lag  $I_w = 0,25-0,30$  var effekten av sulfat svakere enn ved en Amott vannindeks på  $I_w = 0,14-0,20$ . Kjernene som viste best effekt av sulfat i imbibisjonsvannet, er de kjernene med kalksteinsvann, som har høyt kalsiuminnhold, som initiell metningsfluid. Under imbibisjon ved 130°C økte oljeutvinningen i nøytralfuktet kjerner med over 50 % av OIP sammenlignet med imbibisjonene ved romtemperatur. Dette viser at temperatur har, i tillegg til vannkjemi, en påvirkning i prosessen.

Nøytralfuktet Stevns kjerner som ble bruk til å undersøke kalsiumvirkningen på fuktendringen, viste flere merkbare observasjoner. På overflaten til kjernene uten tilsatt kalsium i imbibisjonsvannet, ble det observert mørke flekker som viser at polare oljekomponenter ikke klarer å løsne fra overflaten, mens kjernene som imbiberte med kalsium i vannet hadde blanke mineraloverflater uten noen flekker. Det er kun overflaten på kjernene uten tilsatt kalsium som hadde brune flekker, mens oljen som var produsert var like blank for alle kjernene (med og uten tilsatt kalsium). Det indikerer at kjernene som imbiberte kalsium er blitt mer vannfuktet med tanke på at det er mindre oljekomponenter bundet på overflaten. De brune flekkene kan bli sett på som et lag på utsiden av kjernen som kan hindre vannfasen fra å flømme inn i kjernen. Videre observasjon, under flømning av kjernene med Ekofiskvann for å måle Amott vannindeks etter høytemperaturimbibisjon, var flømningsraten mye lavere for kjernene som ikke var tilsatt kalsium i vannet enn de med kalsium.

Endring i utvinning før og etter høytemperaturimbibisjon for kjernene med tilsatt kalsium i vannet var på mellom 32-41 % av OIP. Kjernene uten tilsatt kalsium i imbibisjonsvannet hadde en endring i utvinning på rundt 29-35 % av OIP mellom høytemperaturimbibisjon og romtemperaturimbibisjon. Fuktendringen etter høytemperatur spontanimbibisjon var mellom  $\Delta I_w = 0,07-0,28$  for kjernene med tilsatt kalsium i imbibisjonsvannet, og på  $\Delta I_w = 0,05-0,1$  for kjernene uten kalsium i vannet. Fra dette kan det slutes at når konsentrasjonen av  $Ca^{2+}$  økes, og alle andre ionekonsentrasjonene holdes konstant, vil imbibisjonsveskens evne til å forandre fuktingen mot mer vannfuktet system øke.

Hovedresultatene fra dette studiet er:

- Kalksteinsvann (høyt kalsiuminnhold) som initiell metningsvann i kjernene, fører til en mer effektiv elding av Stevns kjerner og en lavere Amott vannindeks, mens med Ekofiskvann (innholder magnesiumioner) blir Amott vannindeksen høyere for lik eldingstid.
- Virkning av sulfat er fuktavhengig: den høye vannfukten i Stevns kan ha bidratt til den lave effekten av sulfat.
- Virkning av sulfat er bergartsavhengig.
- Kombinasjonen av høy temperatur og høy konsentrasjon av sulfat kan føre til dannelse av anhydritt som har redusert fuktendringsmekanisme.
- De potensialbestemmende ioner mot kalk,  $Ca^{2+}$  og  $SO_4^{2-}$ , spiller en viktig rolle i fuktendring prosess

- Endring i Amott vannindeks for Stevns kjerner med og uten tilsatt kalsium i vannet viser en innvikning av kalsium på kalkbergart
- Høyere fuktendringer for kjerner utsatt for kalsium i imbibisjonsvannet enn kjernene uten kalsium.
- Etter høytemperatur fikk Stevns og Portland kjerner som var eksponert til injeksjonsvann uten kalsium farget belegg på bergartsoverflaten.



## Nomenklaturliste:

|                 |  |
|-----------------|--|
| $S_w$ :         | Vannmetning  |
| $S_{wi}$ :      | Irreversibel vannmetning   |
| $S_o$ :         | Oljemetning  |
| $\Phi$ :        | Porøsitet  |
| $V_p$ :         | Porevolum  |
| $V_t$ :         | Totalvolum   |
| $V_m$ :         | Matriksvolum   |
| $K$ :           | Absolutt permeabilitet   |
| $K_{eff.}$ :    | Effektiv permeabilitet   |
| $k_{rel.}$ :    | Relativ permeabilitet  |
| $k_{ro}$ :      | Relativ permeabilitet for olje   |
| $k_{ro, iw}$ :  | Relativ endepunkts permeabilitet for olje (ved irreversibel vannmetning) |
| $k_{rw}$ :      | Relativ permeabilitet for vann   |
| $k_{rw, or}$ :  | Relativ endepunkts permeabilitet for vann (ved residual oljemetning)     |
| $\mu$ :         | Fluid viskositet   |
| $L$ :           | Kjernelengde   |
| $q$ :           | Strømningsrate   |
| $(p_1 - p_2)$ : | Trykkfall over kjernen   |
| $A_1$ :         | Areal under positiv kapillartrykkskurve                                  |
| $A_2$ :         | Areal under negativ kapillartrykkskurve                                  |
| $A$ :           | Tverrsnittareal  |
| $AN$ :          | Syretallet   |
| $EOR$ :         | (Enhanced Oil Recovery) forbedret oljeutvinning                          |
| $i$ :           | Væske av interesse   |
| $IFT$ :         | (Interfacial Tension) grenseflatespenning                                |
| $IOR$ :         | (Improved Oil Recovery) økt oljeutvinning                                |
| $KOH$ :         | Kalsiumhydroksid   |
| $OIP$ :         | (Oil In Place) tilgjengelig olje   |
| $\Delta P$ :    | Trykkfall over kjernen   |
| $P_c$ :         | Kapillartrykk  |
| $R$ :           | Radius   |

|                |  |
|----------------|--|
| $\Delta S_w$ : | Endringen i vannmetning  |
| $S_{wi1}$ :    | Initiell vannmetning etter første drenering                                |
| $S_{wi2}$ :    | Initiell vannmetning etter andre drenering                                 |
| $S_{wi3}$ :    | Initiell vannmetning etter tredje drenering                                |
| SSW-0S:        | Syntetisk sjøvann uten tilsatt sulfat                                      |
| SSW-4S:        | Syntetisk sjøvann med fire ganger sulfatkonsentrasjonen til vanlig sjøvann |
| SSW-med Ca:    | Syntetisk sjøvann med tilsatt kalsium i imbibisjonsvannet                  |
| SSW-uten Ca:   | Syntetisk sjøvann uten tilsatt kalsium i imbibisjonsvannet                 |
| Rf:            | Utvinningsfaktor   |
| $\Delta I_w$ : | Endring i Amott vannindeks   |
| $I_w$ :        | Amott vannindeks   |
| $I_o$ :        | Amott oiljeindeks  |

## Referanser

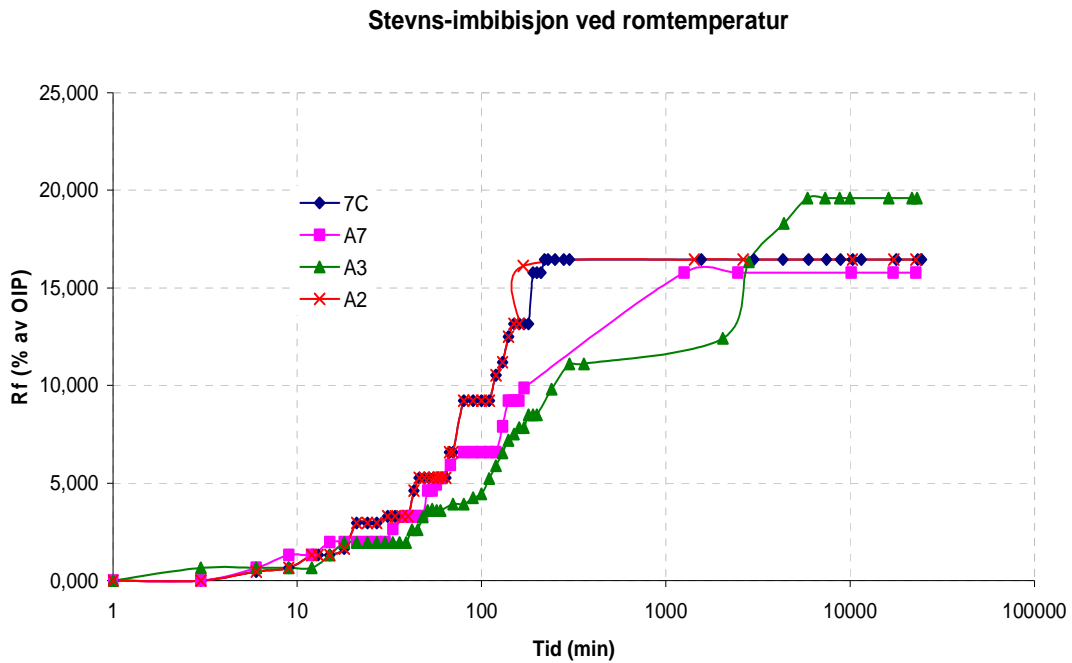
- Anderson, W. G. (1986a). Wettability Literature Survey .1. Rock-Oil-Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability. *Journal of Petroleum Technology*, 38(11), 1125-1144.
- Anderson, W. G. (1986b). Wettability Literature Survey .2. Wettability Measurement. *Journal of Petroleum Technology*, 38(12), 1246-1262.
- Anderson, W. G. (1987A). Wettability Literature Survey .4. Effects of Wettability on Capillary-Pressure. *Journal of Petroleum Technology*, 39(10), 1283-1300.
- Anderson, W. G. (1987C). Wettability Literature Survey .6. The Effects of Wettability on Waterflooding. *Journal of Petroleum Technology*, 39(12), 1605-1622.
- Aspenes, E., Graue, A., & Ramsdal, J. (2003). In situ wettability distribution and wetting stability in outcrop chalk aged in crude oil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 39(3-4), 337-350.
- Austad, & Zhang, P. (2005). *Waterflooding in Chalk: Relationship Between Oil Recovery, New Wettability Index, Brine Composition and Cationic Wettability Modifier*. Paper presented at the SPE Europec/EAGE Annual Conference, Madrid, Spain.
- Austad, T. (2010). Using crude oil as an oilphase in spontaneous imbibition. In 23.Mars.2010 (Ed.). Bergen.
- Austad, T., Strand, S., Høgnesen, E. J., & Zhang, P. (2005a). *Seawater as IOR Fluid in Fractured Chalk*. Paper presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry Houston, Texas, USA.
- Austad, T., Strand, S., Høgnesen, E. J., & Zhang, P. (2005b). *Seawater as IOR Fluid in Fractured Chalk*. Paper presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry Houston, Texas, USA.
- Austad, T., Strand, S., Madland, M. V., Puntervold, T., & Korsnes, R. I. (2008). Seawater in chalk: An EOR and compaction fluid. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 11(4), 648-654.
- Austad, T., & Zhang, P. (june 2005). waterflooding of preferential oil wer carbonates-oil recovery related to reservoir temperature and brine composition. *SPE 94166*, 13-16.
- Berge, M. (2008). *Waterbased EOR in Carbonates by adding Sulphate or Surfactants to injection water, and determine the impacts on the oil recovery at various wettabilities*. Universitet i Bergen.
- Berge, M. ((2008)). *Waterbased EOR in Carbonates by adding Sulphate or Surfactants to injection water, and determine the impacts on the oil recovery at various wettabilities*. Department of physics and technology. University of Bergen (Master).
- Buckley, J. S., & Liu, Y. (1998). Mechanisms of Wetting Alteration by Crude Oils *SPE Journal of Petroleum Technology*, 3(1), 56-61.
- Buckley, J. S., & Liu, Y. (1998). Some mechanisms of crude oil/brine/solid interactions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 20(3-4), 155-160.
- Buckley, J. S., & Wang, J. (2002). Crude oil and asphaltene characterization for prediction of wetting alteration. *Journal of petroleum science & engineering* 33(0920-4105 ), 195-202.
- Craig, F. F. (1971). The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. *SPE*.
- Graue, A., Aspenes, E., Bogno, T., Moe, R. W., & Ramsdal, J. (2002). Alteration of wettability and wettability heterogeneity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 33(1-3), 3-17.

- Graue, A., Viksund, B. G., & Baldwin, B. A. (1999). Reproducible wettability alteration of low-permeable outcrop chalk. *Spe Reservoir Evaluation & Engineering*, 2(2), 134-140.
- Hamon, G. (2004). Revisiting Ekofisk and Eldfisk Wettability *Society of Petroleum Engineers*, 8.
- Hamouda, A. (18 feb. 2010). In V. t. Stavanger (Ed.).
- Hamouda, A., & Karoussi, O. (2009). Surface phenomena of carbonate rocks (CaCO<sub>3</sub>) and fluid/solid interaction as a function of Temperature in presence of in Presence of SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> and Mg<sup>2+</sup>. *Progress in Oilfield Chemistry*, 8, 191-199.
- Hiorth, A., Cathles, L. M., & Madland, M. V. (2009). The impact of pore water chemistry on carbonate surface charge and oil wettability. *in press*.
- Hognesen, E., Strand, S., Austad, T. (2005). Waterflooding of Preferential Oil-Wet Carbonates: Oil Recovery Related to Reservoir Temperature and Brine Composition *SPE Journal of Petroleum Technology*, June 2005 13-16 (university of Stavanger), 1-6.
- Johannesen, E. (2004). *Oljeutvinning i kalkstein & NMR-karakterisering av fuktforhold etablert ved bruk av ulike råoljer*. Universitet i Bergen, Bergen.
- Karoussi, O. (2008). *Investigating Wettability Alteration of Chalk in Makro-, Micro- and Nonoscale with Temperature and Ions Effect on Oil Recovery.*, University in Stavanger.
- Karoussi, O., & Hamouda, A. A. (2007). Imbibition of sulfate and magnesium ions into carbonate rocks at elevated temperatures and their influence on wettability alteration and oil recovery. *Energy & Fuels*, 21(4), 2138-2146.
- Karoussi, O., & Hamouda, A. A. (2008). Imbibition of sulfate and magnesium ions into carbonate rocks at elevated temperatures and their influence on wettability alteration and recovery (vol 21, pg 2138, 2007). *Energy & Fuels*, 22(3), 2129-2130.
- Leverett, M., C. (1941). Capillary Behavior in Porous Solids *Published in Petroleum Transactions* 142(941152-G), 152-169
- Lie, M. (1995a). *Evaluering av Dagbruddbergarter som analoger til Kalksteinsreservoarer i Nordsjøen*.
- Lie, M. (1995b). *Evaluering av Dagbruddsbergarter som Analoger til Kalksteinsreservoarer I Nordsjøen. Master thesis* .
- Lien, J. R. (2007). *Reservoarteknikk I. Course Compendium PTEK 212*.
- Morrow, N. R. (1990). Wettability and Its Effect on Oil-Recovery. *Journal of Petroleum Technology*, 42(12), 1476-1484.
- Morrow, N. R., & Tang, G. Q. (1999). Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 24(2-4), 99-111.
- Morrow, N. R., Tang, G. Q., Valat, M., & Xie, X. (1998). Prospects of improved oil recovery related to wettability and brine composition. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 20(3-4), 267-276.
- Pierre, A., & lamarche, J. M. (1990). CALCIUM AS POTENTIAL DETERMINING ION IN AQUEOUS CALCITE SUSPENSIONS. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 11(6), 611-635.
- Punternold, T. (2008). *Waterflooding of carbonate reservoirs EOR by wettability alteration*. University of Stavanger, Stavanger.
- Richard, M. P., & Marilyn, E. K. (2007). Charged Colloids. In T. N. U. o. A. Department of Chemistry (Ed.), *Applied Colloid and Surface Chemistry* (pp. 93-96).
- Selly, R. C. (1998). *Elements of petroleum geology*.
- Strand, S. (2010). Tilsetting av Ca<sup>2+</sup> til imbibisjonsvannet. Stavanger.

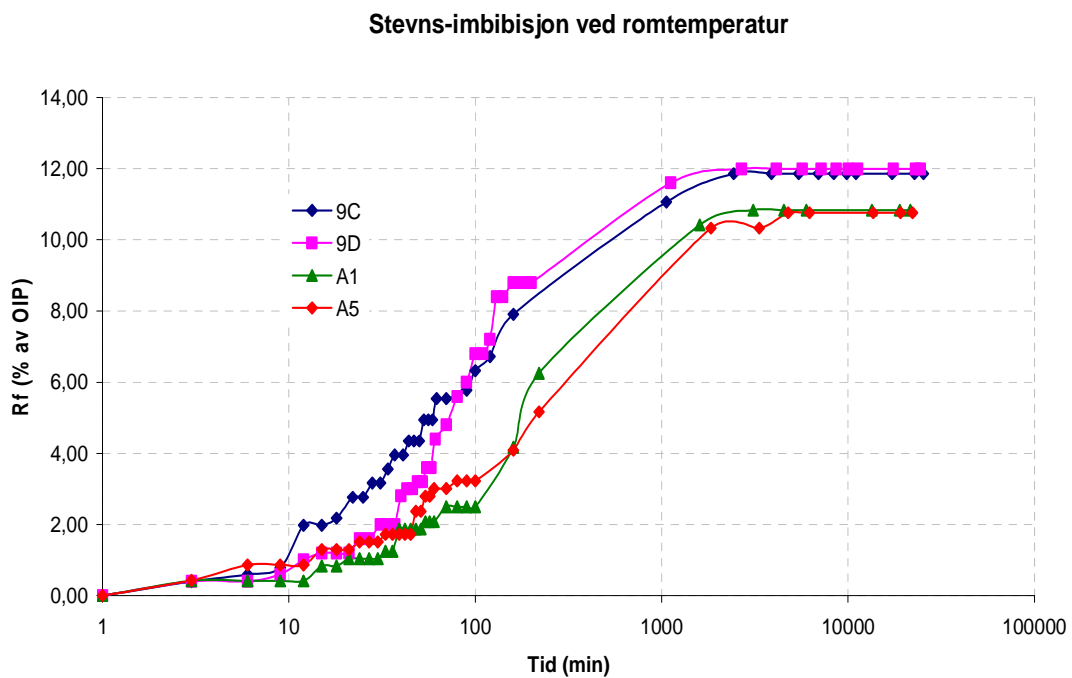
- Strand, S., Hognesen, E. J., & Austad, T. (2006). Wettability alteration of carbonates - Effects of potential determining ions ( $\text{Ca}^{2+}$  and  $\text{SO}_4^{2-}$ ) and temperature. *Colloids and Surfaces a-Physicochemical and Engineering Aspects*, 275(1-3), 1-10.
- Viksund, B. G., Graue, A., Eilertsen, T., & Moe, R. (1998). Initial water Saturation and Oil Recovery from Chalk and Sandstone by Spontaneous Imbibition *International Symposium of Society of Core Analysts*.
- Zhang, P. (2006). *Water-based EOR in fractured Chalk- Wettability and Chemical Additives*. University of Stavanger.
- Zhang, P., & Austad, T. (2005a). *The Relative Effects of Acid Number and Temperature on Chalk Wettability*. Paper presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, USA.
- Zhang, P., & Austad, T. (2005). *The relative effects of acid number and temperature on chalk wettability*. Paper presented at the SPE international symposium on oilfield Chemistry, Houston, Texas, USA.
- Zhang, P., & Austad, T. (2005b). *Waterflooding in Chalk: Relationship Between Oil recovery, New Wettability Index, Brine Composition and Cationic Wettability Modifier*. Paper presented at the SPE Europec/EAGE Annual Conference, Madrid, Spain.
- Zhang, P. M., Tweheyo, M. T., & Austad, T. (2007). Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ , and  $\text{SO}_4^{2-}$ . *Colloids and Surfaces a-Physicochemical and Engineering Aspects*, 301(1-3), 199-208.
- Zhang, Y., & Morrow, N. R. (2007). Waterflood performance by injection of brine with different salinity for reservoir cores *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 12.
- Aasheim, J. (2008). *EOR in Fractures Carbonate Reservoir by Wettability Reversal*. University of Bergen.
- Aasheim, J. ((2008) ). *EOR in Fractured Carbonate Reservoirs by Wettability Reversal*. *Department of Physics and Technology. University of Bergen(Master)*.

# Appendiks I

## A: Oversikt over imbibisjonskarakteristikken for Stevns kalk ved romtemperatur imbibisjon.

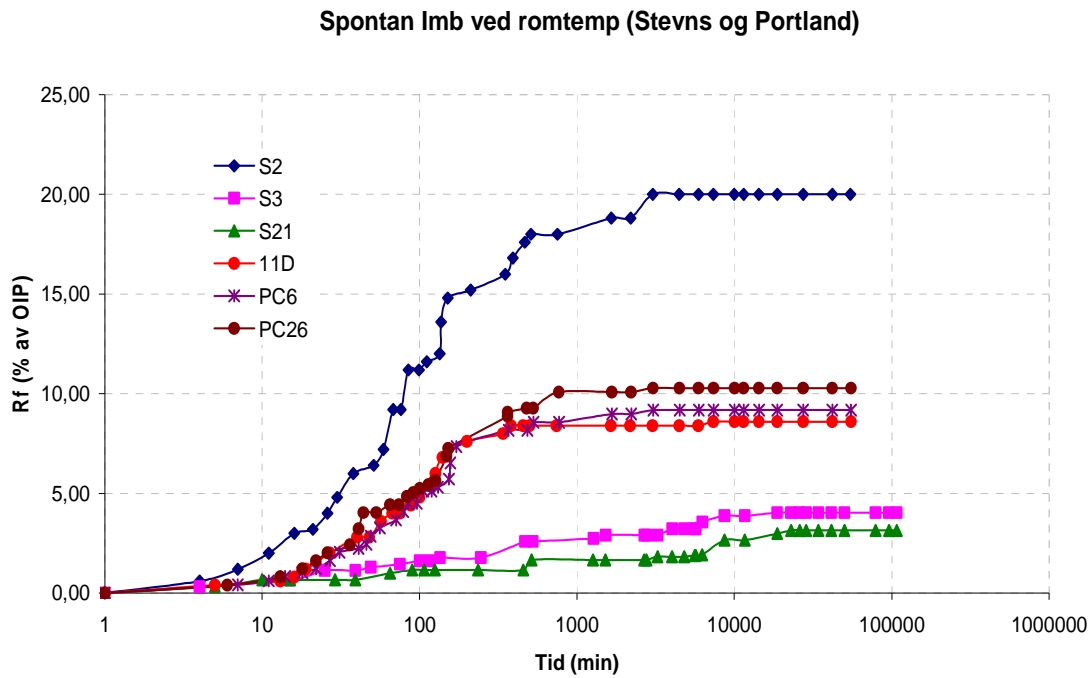


Figur 1: Utvinning som funksjon av tid. Stevns kjerner ved romtemperatur imbibisjon.

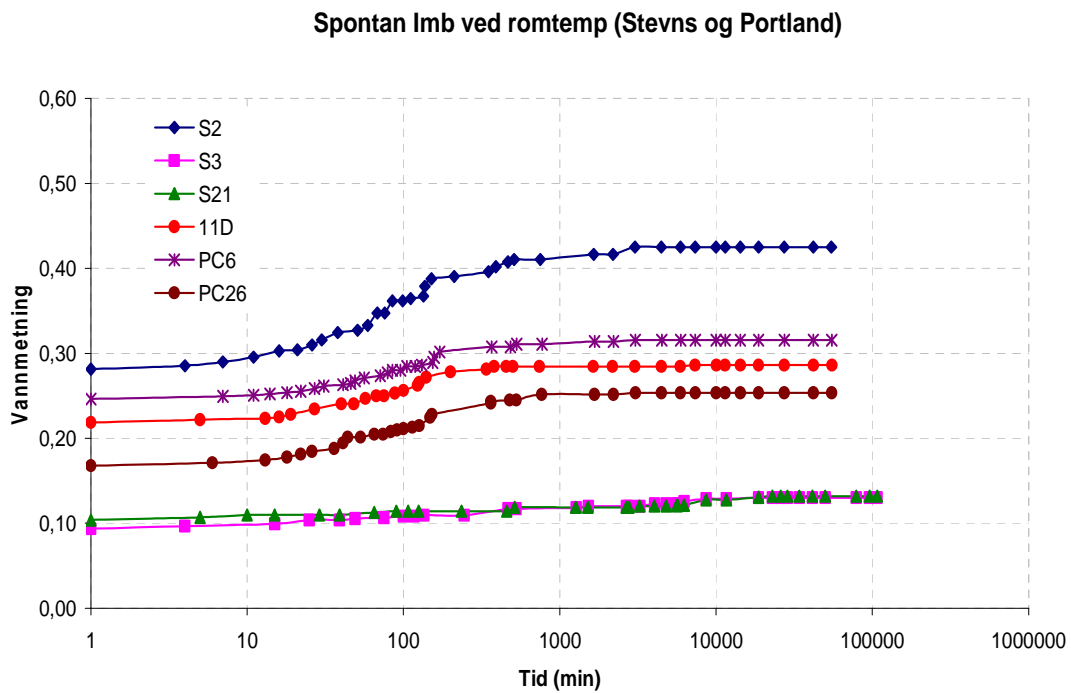


Figur 2: Utvinning som funksjon av tid. Stevns kjerner ved romtemperatur imbibisjon.

**B: oversikt over imbibisjonskarakteristikken for Stevns og Portland kalk ved romtemperaturimbibisjon.**

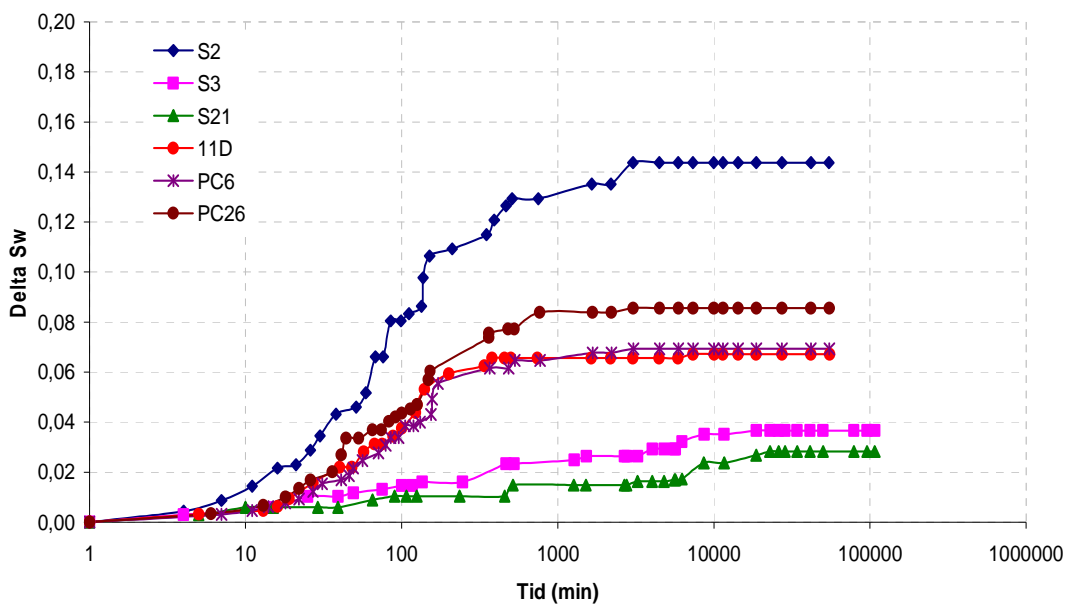


**Figur 3: Spontanimbibisjon ved rom temperatur for Stevns og Portland kjerner. Utvinning som funksjon av tid.**



**Figur 4: Spontanimbibisjon ved rom temperatur for Stevns og Portland. Vannmetning som funksjon av tid.**

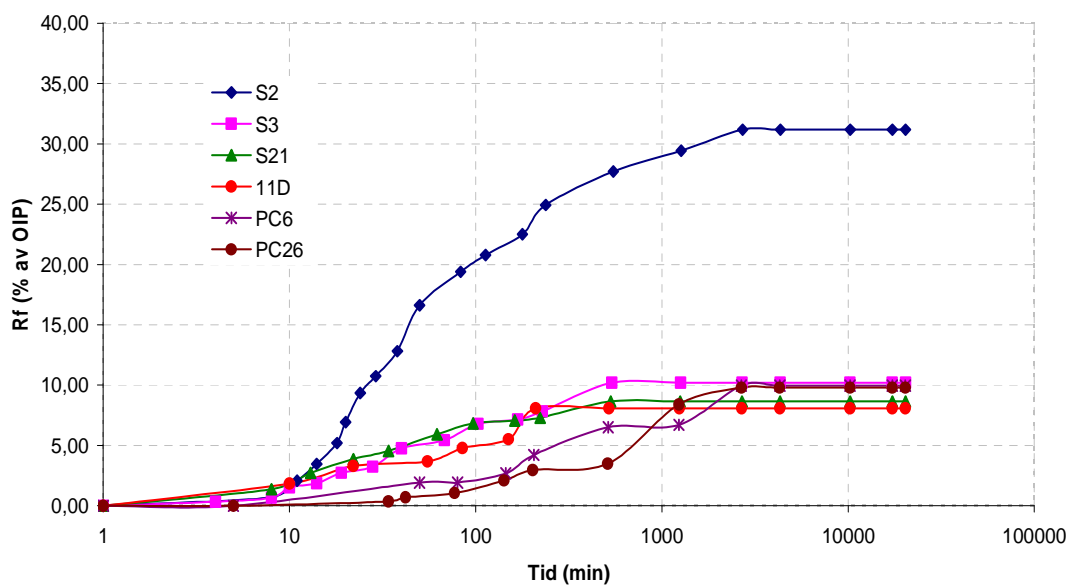
### Spontan lmb ved romtemp (Stevns og Portland)



Figur 5: Spontanimbisjjon ved rom temperatur for Stevns og Portland. Endring i metning som funksjon av tid.

### C: Oversikt over imbisijsjonskarakteristikken for Stevns og Portland kalk ved romtemperatur (etter h3ytemperaturimbisjjon)

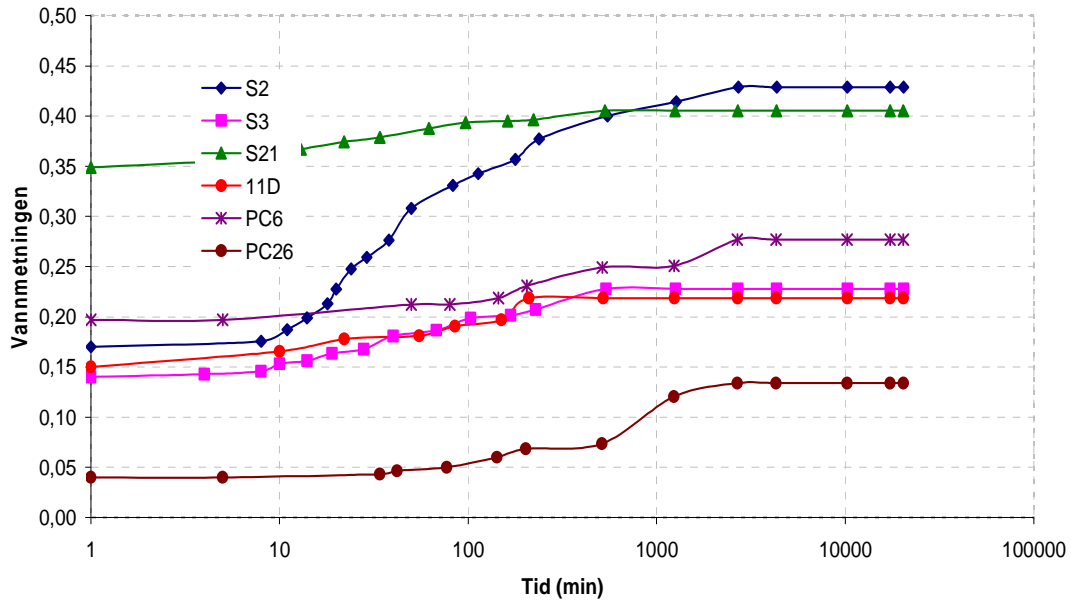
#### Spontan lmb ved romtemp etter 130 grader (Stevns og Portland)



Figur 6: Spontanimbisjjon ved rom temperatur etter h3ytemperaturimbisjjon for Stevns og Portland. Utvinning som funksjon av tid.

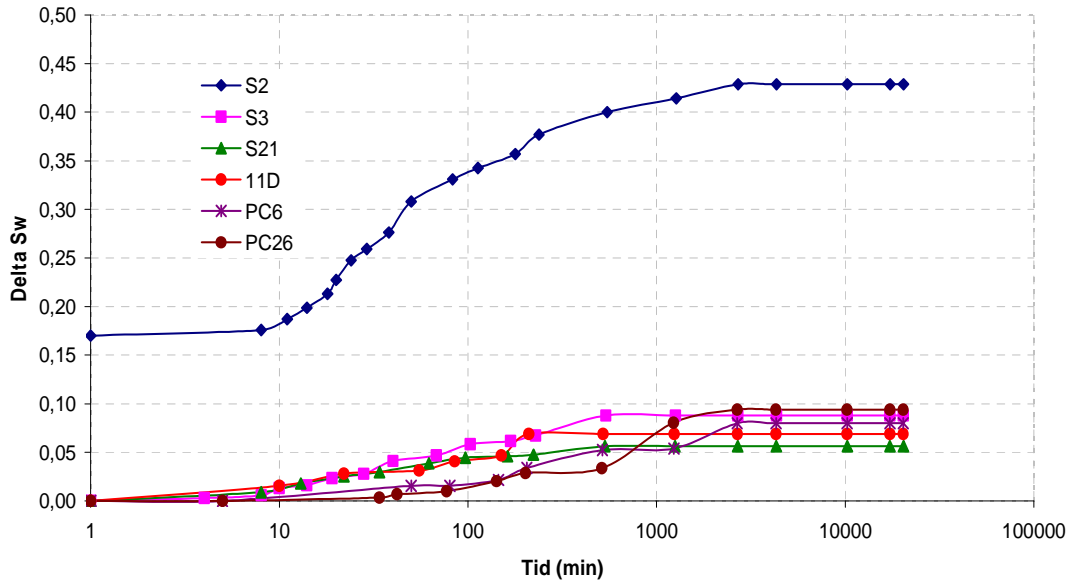


Spontan Imb ved romtemp etter 130 grader (Stevns og Portland)



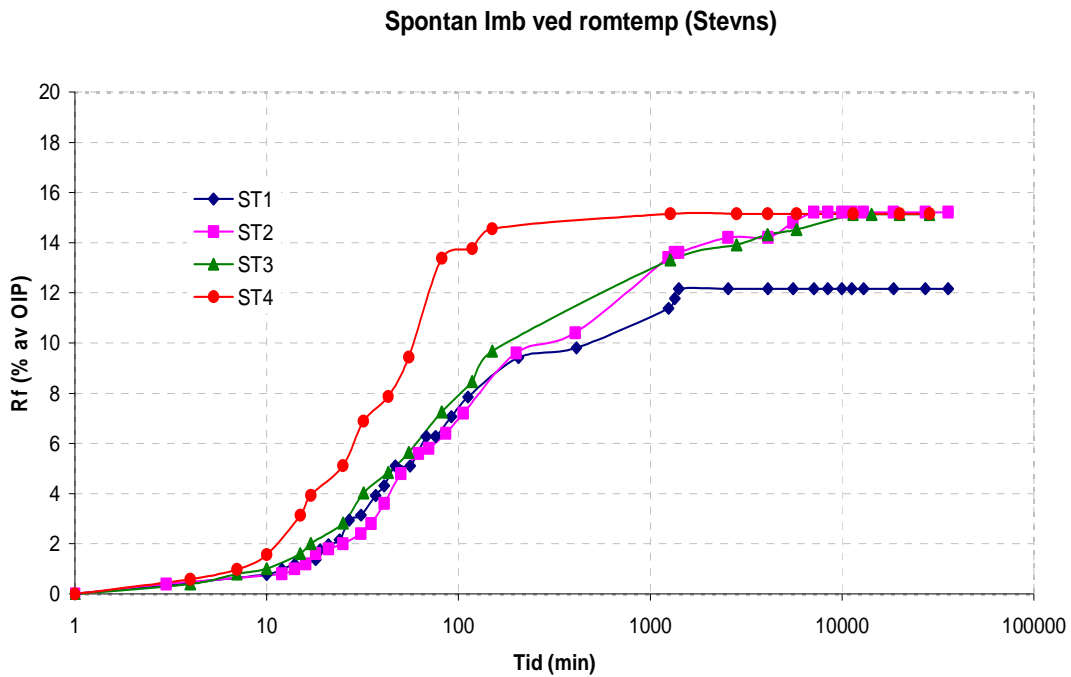
Figur 7: Spontanimbisjon ved rom temperatur etter høytemperaturimbisjon for Stevns og Portland. Vannmetning som funksjon av tid.

Spontan Imb ved romtemp etter 130 grader (Stevns og Portland)

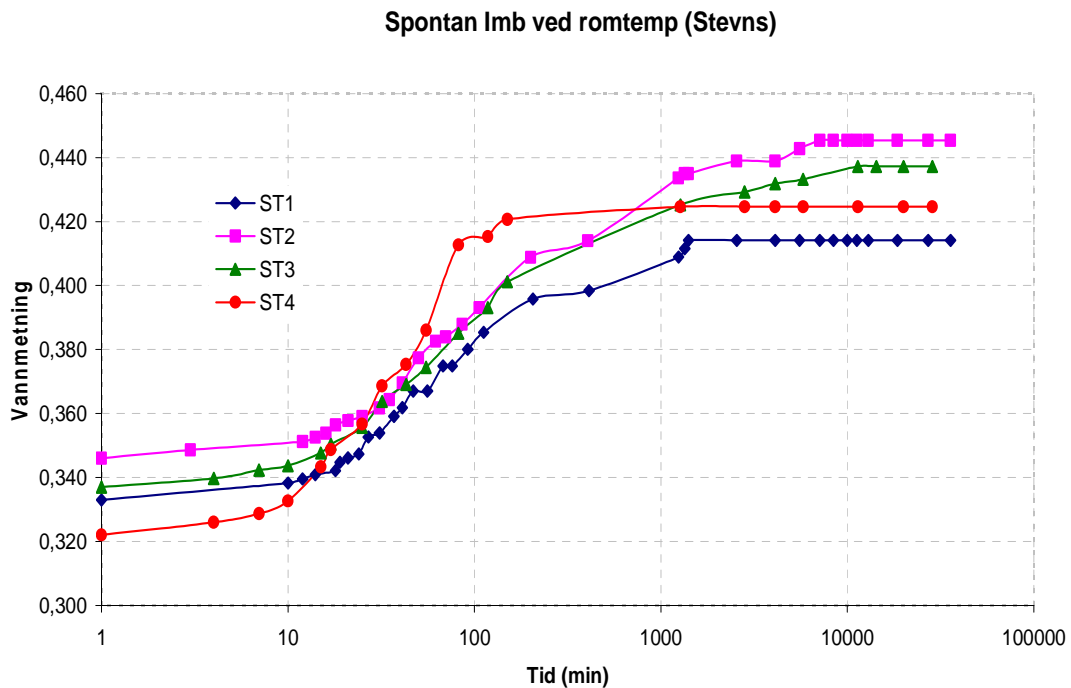


Figur 8: Spontanimbisjon ved rom temperatur etter høytemperaturimbisjon for Stevns og Portland. Endring i metning som funksjon av tid.

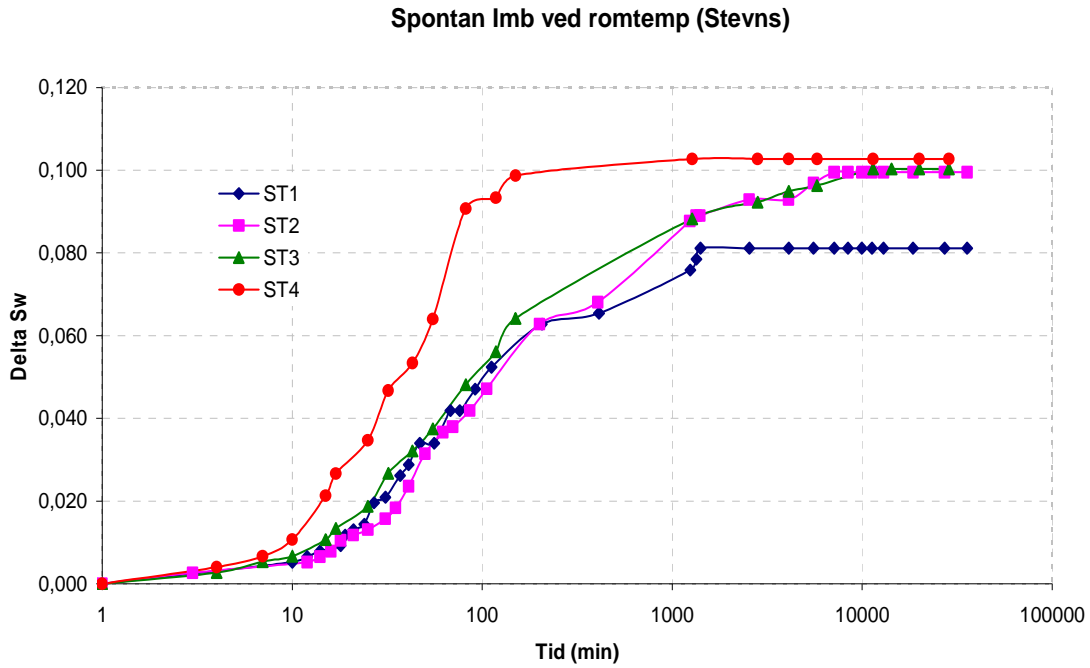
## D: Oversikt over imbibisjonskarakteristikken for Stevns kalk ved romtemperatur



Figur 9: Spontanimbisjjon ved rom temperatur for Stevns. Utvinning som funksjon av tid.

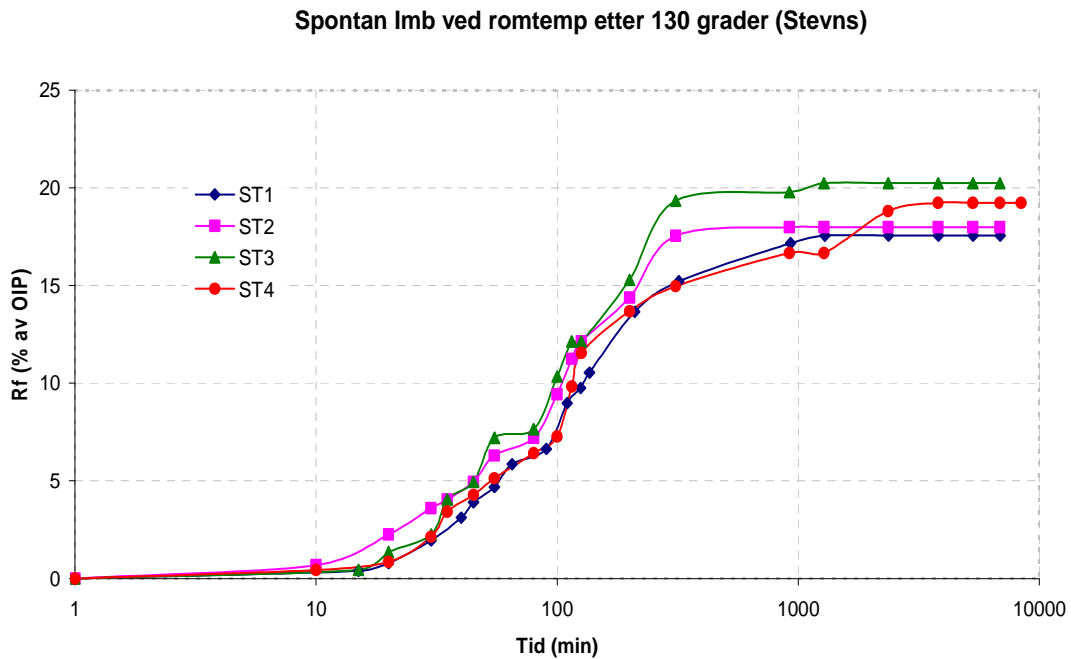


Figur 10: Spontanimbisjjon ved rom temperatur for Stevns. Vannmetning som funksjon av tid.



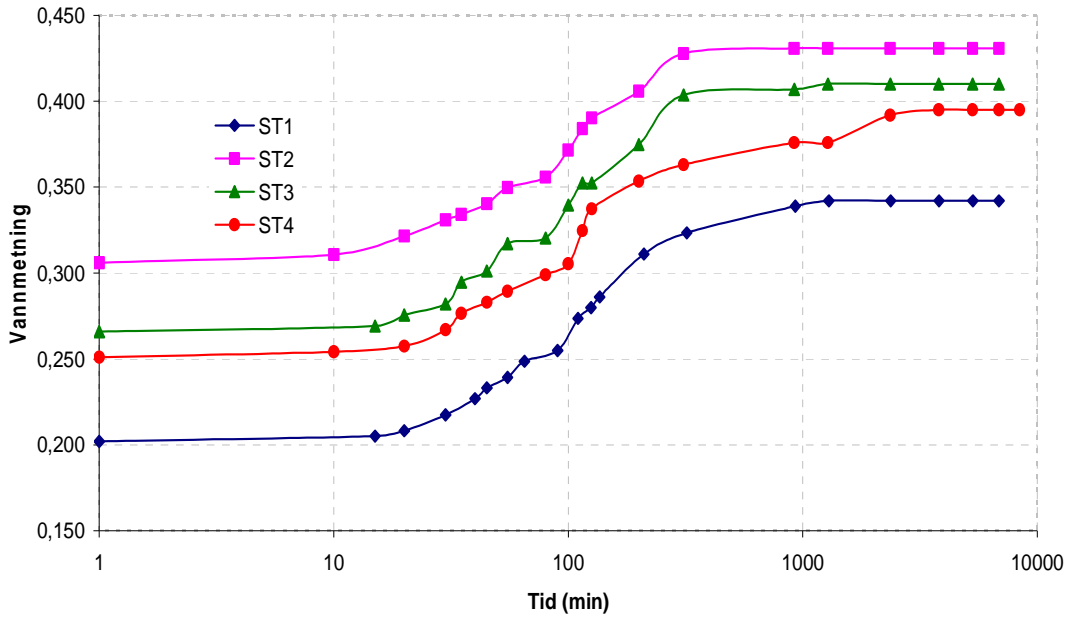
Figur 11: Spontanimbisjjon ved rom temperatur for Stevns. Endring i metning som funksjon av tid.

**E: Oversikt over imbisijsjonskarakteristikken for Stevns kalk ved romtemperatur (etter høyttemperaturimbisjjon)**



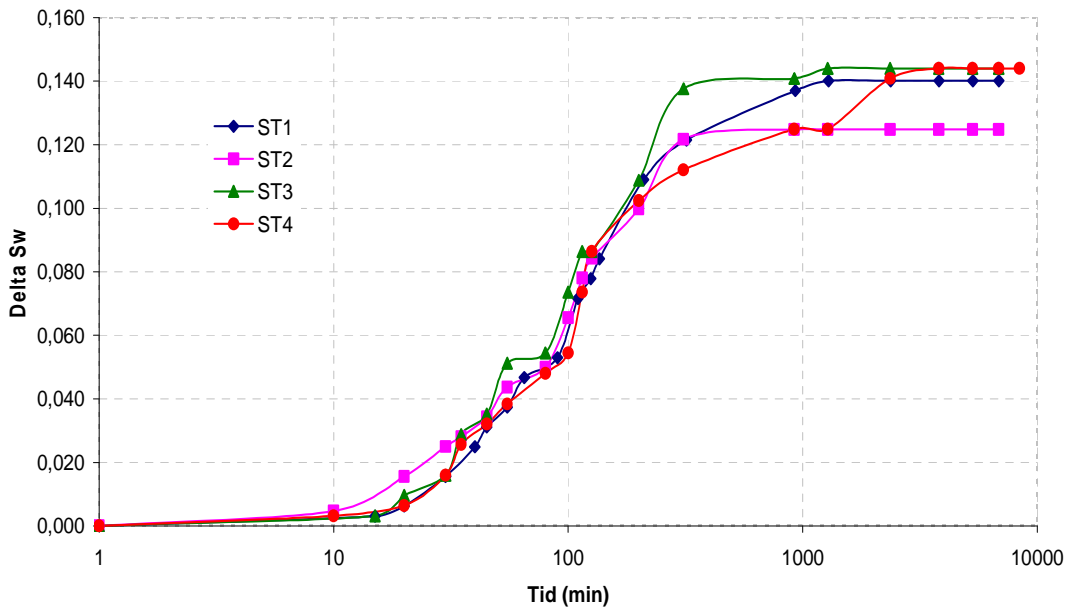
Figur 12: Spontanimbisjjon ved rom temperatur for Stevns, etter høyttemperaturimbisjjon. Utvinning som funksjon av tid.

Spontan lmb ved romtemp etter 130 grader (Stevns)



Figur 13: Spontanimbisjjon ved rom temperatur for Stevns, etter høytemperaturimbisjjon. Vannmetning som funksjon av tid.

Spontan lmb ved romtemp etter 130 grader (Stevns)



Figur 14: Spontanimbisjjon ved rom temperatur for Stevns, etter høytemperaturimbisjjon. Endring i metning som funksjon av tid.

## Appendiks II: Noen nyttige formler

$$V_b = \frac{1}{4} \times \pi \times d^2 \times L$$

$$\Delta V_b = \sqrt{\left(\frac{1}{4} \times \pi \times d^2 \times \Delta L\right)^2 + \left(\frac{1}{2} \times \pi \times d \times L \times \Delta d\right)^2}$$

$$V_p = \frac{\Delta m}{\rho_w}$$

$$V_p = \sqrt{\left(\frac{\Delta(\Delta m)}{\rho_w}\right)^2 + \left(\frac{\Delta m \times \Delta \rho_w}{\rho_w}\right)^2}$$

$$\phi = \frac{V_p}{V_b}$$

$$\Delta \phi = \sqrt{\left(\frac{\Delta V_p}{V_b}\right)^2 + \left(\frac{V_p \times \Delta V_b}{V_b^2}\right)^2}$$

$$K = \frac{q \times \mu \times L}{A \times \Delta P}$$

$$\Delta K = \sqrt{\left(\frac{\Delta q \times \mu_w \times L}{A \times \Delta P}\right)^2 + \left(\frac{q \times \mu_w \times \Delta L}{A \times \Delta P}\right)^2 + \left(\frac{q \times \Delta \mu_w \times L}{A \times \Delta P}\right)^2 + \left(\frac{q \times \mu_w \times L \times \Delta A}{A^2 \times \Delta P}\right)^2 + \left(\frac{q \times \mu_w \times L \times \Delta(\Delta P)}{A \times (\Delta P)^2}\right)^2}$$

$$S_{wi1} = \frac{V_p - V_{w,prod}}{V_p}$$

$$\Delta S_{wi1} = \sqrt{\left(\frac{\Delta V_p \times V_{w,prod}}{V_p^2}\right)^2 + \left(\frac{V_{w,prod}}{V_p}\right)^2}$$

$$S_{wi2} = \frac{(1 - S_{or}) \times V_p - V_{w,prod}}{V_p} = 1 - S_{or} - \frac{V_{w,prod}}{V_p}$$

$$\Delta S_{wi2} = \sqrt{(\Delta S_{or})^2 + \left(\frac{\Delta V_{w,prod}}{V_p}\right)^2 + \left(\frac{V_{w,prod} \times \Delta V_p}{V_p^2}\right)^2}$$

$$\delta_w = \frac{S_{wspw} - S_{wi}}{(1 - S_{or}) - S_{wi}}$$

$$\Delta\delta_w = \sqrt{\left(\frac{\Delta S_{wspw}}{(1 - S_{or}) - S_{wi}}\right)^2 + \left(\frac{S_{wspw} - (1 - S_{or})}{((1 - S_{or}) - S_{wi})^2} \times \Delta S_{wi}\right)^2 + \left(\frac{S_{wspw} - S_{wi}}{((1 - S_{or}) - S_{wi})^2} \times \Delta(1 - S_{or})\right)^2}$$

$$I_{AH} = \delta_w - \delta_o$$

$$\Delta I_{AH} = \sqrt{(\Delta\delta_w)^2 - (\Delta\delta_o)^2}$$