



**Økt oljeutvinning i kalk basert på  
vannkjemi og potensialbestemmende ioner  
for endring av fukt**

**Masteroppgave i reservoarfysikk  
av  
Reidar Grønsdal**

Institutt for fysikk og teknologi  
Universitetet i Bergen  
Norge

**Mai 2010**

## Sammendrag

Om lag 50 % av verdens oljereserver ligger lagret i karbonatreservoarer. Slike reservoarer har ofte en fukt som ligger i området fra nøytralt fuktet til moderat oljefuktet. Nøkkelmekanismen for høy oljeutvinning ved vanninjeksjon i oppsprukne reservoarer er spontanimbibisjon av vann inn i matriks. Spontanimbibisjon av vann avtar ved avtakende Amott indeks. Dette gjør at vanninjeksjon er en lite effektiv metode for økt oljeutvinning i karbonatreservoarer. I oppsprukne reservoarer med fuktpreferanse fra nøytral til oljefuktet er oljeutvinningen avhengig av andre mekanismer. En mulig teknikk for økt oljeutvinning fra slike reservoarer vil være å endre den opprinnelige fuktpreferansen i reservoaret fra nøytral/svakt oljefuktet til mer vannfuktede tilstander, for å øke potensialet for spontanimbibisjon av vann.

En foreslått metode er å tilsette høy konsentrasjon av sulfat til injeksjonsvannet. Dette kan senke den positive ladningen til karbonatoverflaten og mobilisere karboksylgruppene som endrer fuktpreferansen til mediet. Formålet med denne oppgaven er å studere effekten av sulfat på to ulike dagbruddsbergarter både ved spontanimbibisjon og tvungen imbibisjon (vannflømming), alt ved en temperatur på 130°C. I Portland kalk har effekten av temperatur blitt studert ved høytemperaturimbibisjon. Effekten av temperatur og sulfat har blitt isolert i Niobrara kalk. Fuktindeksler på tre dagbruddsbergarter; Niobrara-, Stevns- og Portland-kalk, har blitt målt etter høytemperaturimbibisjon og sammenlignet med Amott vannindekser før høytemperaturimbibisjon for å undersøke om fukten til bergartene er temperaturstabil.

Om lag 80 kjerner ble tørket og mettet med ulik vannkjemi. Porøsitet og permeabilitet ble målt for alle kjernene. 40 kjerner ble eldet til mindre vannfuktet tilstander ved hjelp av en dynamisk eldingsmetode. Eldingstiden varierte fra 4 – 8 dager. Et totalt antall på nærmere 200 flømminger har blitt gjort for å preparere kjernene før spesiell kjerneanalyse. Alle kjerner som har blitt vannflømmet ved romtemperatur ble flømmet med 5 porevolum injisert vann. Dreneringene ble gjort ved å injisere 2,5 porevolum med olje i hver retning.

Eksperimentene har i hovedsak blitt utført på 3 oppsett. De første høytemperaturimbibisjonene ble gjennomført på forskningssenteret til ConocoPhillips i Bartlesville, Oklahoma. Nye oppsett på høytemperaturimbibisjon og høytemperaturflømming ble designet og installert ved Universitetet i Bergen for å kunne gjennomføre resten av det eksperimentelle arbeidet i Bergen.

Niobrara kalk viste ubetydelig effekt for økt oljeutvinning ved bruk av sulfat. Fuktendringen ved elding viste seg å være ustabil under oppvarming i dette bergartsmaterialet. Effekten av høy temperatur alene gjorde at kjernene oppførte seg tilnærmet som sterkt vannfuktede kjerner. Forskjellen mellom kjerner som ble imbibert med sulfat i forhold til kjerner som ble imbibert uten sulfat var liten. Målinger av Amott vannindekser etter imbibisjonstestene viser at fukten i bergarten øker mot sterkere vannfukt, og at denne økningen nesten er like stor for kjerner som har imbibert vann med sulfat som de kjerner som imbiberte vann uten sulfat.

Effekten av sulfat i eldet Stevns kalk har tidligere blitt rapportert som svært god. Observasjoner gjort i denne oppgaven viser at sulfat ikke har så stor effekt som tidligere rapportert, men derimot er fuktavhengig. Høytemperaturimbibisjonene gjort i USA indikerte at effekten av sulfat er størst ved en vannindeks under  $I_w=0,2$  (målt ved romtemperatur). Ved vannindekser høyere enn  $I_w=0,25$  er forskjellen mellom tester med og uten sulfat lav, og kjerner med lik initiell vannmetning må sammenlignes for i det hele tatt kunne isolere effekten av sulfat.

Portland kjernematerialet inneholder silikater som er negativt ladet ved en  $pH>2$ . Dette fører til en svak fuktendring ved elding. Et tidligere arbeid har rapportert at disse kjerneprøvene oppfører seg likt både med og uten sulfat til stede i det imbibierende fluidet. To eldede Portland kjerneprøver ble imbibert med vann uten sulfat for å undersøke om temperaturen kan endre fukten til mediet. Nye fuktmålinger ble foretatt etter høytemperaturimbibisjonen og disse målingene viste at fukten endret seg lite etter høytemperaturimbibisjon.

Effekten av sulfat i eldet Niobrara kalk ved tvungen imbibisjon (vannflømming ved  $130^{\circ}\text{C}$ ) var fraværende. Trenden viser at utvinningen og endringen i vannmetningen er tilnærmet lik, uavhengig av sammensetningen til injeksjonsvannet. Dette er de samme observasjonene som er gjort under høytemperaturimbibisjon av samme bergart.

Tester ved  $130^{\circ}\text{C}$  i eldet Stevns kalk viser at sulfat har en effekt på oljeutvinning, ved både spontanimbibisjon og vannflømming. Effekten er dog ikke så høy som tidligere rapportert. Resultatene i oppgaven kan indikere at den moderate vannfukten i Stevns kjernepluggene kan ha bidratt til den lave effekten observert.

## Anerkjennelse

Først av alle vil jeg takke Professor Arne Graue for å ha vært en kjempegod veileder og motivator under masterstudiumet, og for at han alltid holder kontordøren sin åpen for sine studenter. Jeg vil også takke han for å ha gitt meg muligheten til å reise til USA som en del av de eksperimentelle arbeidet utført i denne masteroppgaven.

Tusen takk til Dr. Martin Fernø og Dr. Geir Ersland som har gjort en kjempegod jobb i teoretisk og praktisk veiledning.

Takk til Professor Tor Austad og Dr. Skule Strand ved Universitetet i Stavanger for å ha delt kunnskap om teorien rundt bruk av sulfat som et fukreverserende ion.

Takk til Professor Aly Anis Hamouda ved Universitetet i Stavanger for å ha bidratt til økt forståelse i teorien rundt potensialbestemmede ioner og endring av fukt.

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

Takk til alle medstudenter som jeg har jobbet sammen med under både Bachelor-graden og Mastergraden.

Takk til mekanisk verksted ved institutt for fysikk og teknologi for å ha laget de nødvendige delene til høytemperaturimbisjonsoppsettet.

Takk til mine foreldre (Johannes & Gerd-Line) og besteforeldre (Reidun & Reidar) for å ha gitt meg støtte og motivasjon under mitt 5 års lange studium ved Universitetet i Bergen.

Takk til min bror (Trond) for støtte og motivasjon.

Takk til Jonas Odland for gode samtaler og motivasjon.

# Innholdsfortegnelse

<b>Sammendrag</b> .....	<b>ii</b>
<b>Anerkjennelse</b> .....	<b>iv</b>
<b>Innholdsfortegnelse</b> .....	<b>v</b>
<b>Introduksjon</b> .....	<b>vii</b>
<b>Kapittel 1 – Grunnleggende reservoar fysikk</b> .....	<b>1</b>
1.1 – Porøsitet.....	1
1.2 – Absolutt permeabilitet .....	2
1.3 – Metning .....	2
1.4 – Relativ permeabilitet .....	3
1.5 – Fukt.....	4
1.5.1 – Effekten av fukt på relativ permeabilitet.....	5
1.5.2 – Effekten av fukt på kapillartrykk .....	6
1.5.3 – Effekten av fukt på vannflømming.....	9
1.5.4 – Effekten av fukt på imbibisjonskarakteristikk .....	11
1.6 – Måling av fukt .....	11
1.6.1 – Måling av kontaktvinkel.....	11
1.6.2 – Amott metoden .....	12
1.6.3 – USBM metoden.....	13
<b>Kapittel 2 – Sulfat og oppsprukne karbonatreservoarer</b> .....	<b>15</b>
2.1 – Mulige mekanismer .....	16
2.2 – Effekten av fluidkjemi på fukt .....	18
2.3 – Effekten av formasjonsvannets pH på fukt i karbonater .....	19
2.4 – Effekten av temperatur og syretall på fukt i karbonater .....	19
2.5 – Sjøvann som et kompaksjonsfluid.....	20
2.6 – Andre aspekter ved bruk av sulfat .....	21
2.7 – IOR og oppsprukne reservoarer .....	21
<b>Kapittel 3 – Eksperimentelle prosedyrer</b> .....	<b>23</b>
3.1 – Kjernemateriale .....	23
3.2 – Fluider .....	25
3.3 – Måling av porøsitet.....	26
3.4 – Måling av absolutt permeabilitet.....	27
3.5 – Elding og eldingsmetode .....	27
3.6 – Måling av fukt .....	29
3.7 – Høytemperaturimbibisjon.....	29
3.8 – Høytemperaturflømming .....	30
<b>Kapittel 4 – Resultat og diskusjon</b> .....	<b>32</b>
4.1 – Oversikt over permeabilitet og porøsitet .....	32
4.2 – Effekten av eldet filter på Niobrara kalk.....	34
4.3 – Høytemperaturimbibisjon USA, Niobrara og Stevns.....	37
4.4 – Høytemperaturimbibisjon Bergen, nytt referanseforsøk.....	50
4.4.1 – Bariumkloridtesten .....	53
4.5 – Høytemperaturimbibisjon – Eldet Stevns og Portland kalk .....	54
4.5.1 – Fuktmåling på Portland og Stevns etter høytemperaturimbibisjon.....	60
4.6 – Høytemperaturimbibisjon – Eldet Niobrara kalk .....	63
4.6.1 – Fuktmåling på Niobrara kalk etter høytemperaturimbibisjon .....	70
4.7 – Høytemperaturflømming av Niobrara og Stevns kalk .....	72
4.8 – Referanseforsøk – Sterkt vannfuktet Niobrara og Stevns kalk .....	72

4.9 – Høytemperaturflømming – Eldet Niobrara kalk .....	76
4.10 – Høytemperaturflømming – Eldet Stevns kalk .....	79
4.11 – Sammenligning mellom spontan og tvungen imbibisjon .....	82
4.12 – Usikkerheter .....	84
<b>Kapittel 5 – Konklusjon og videre arbeid .....</b>	<b>86</b>
5.1 – Oppsummering av konkrete konklusjoner .....	88
5.2 – Videre arbeid .....	89
<b>Nomenklaturliste .....</b>	<b>90</b>
<b>Referanser .....</b>	<b>92</b>
<b>Appendiks 1.....</b>	<b>95</b>
A. Imbibisjonskarakteristikker for Portland og Stevns kjerner etter høytemperaturimbibisjon, ved romtemperatur .....	95
B. Imbibisjonskarakteristikker for Niobrara kjerner etter høytemperaturimbibisjon, ved romtemperatur .....	97
C. Imbibisjonskarakteristikker for eldede Niobrara kjerner, ved romtemperatur .....	99
D. Imbibisjonskarakteristikker for eldede Stevns og Portland kjerner, ved romtemperatur .....	101

## Introduksjon

Oljeproduksjon blir ofte delt inn i tre kategorier. Primær, sekundær og tertiær utvinning. I den primære utvinningsfasen er det ekspansjon av fluider som fortrenger oljen ut av reservoaret under trykkavlastning. Ved denne teknikken blir om lag 5-20 % av olje opprinnelig til stede (OOIP) produsert avhengig av om oljen er mettet eller undermettet.

Sekundær utvinning blir vanligvis iverksatt lenge før den primære utvinningen avtar. Ved å tilføre energi til reservoaret kan trykket opprettholdes og en bedre volumetrisk og mikroskopisk sveip tar til, noe som igjen betyr økt oljeproduksjon. Gass og vanninjeksjon hver for seg eller kombinert (WAG) er eksempler på sekundær utvinning.

Den tertiære utvinningsfasen tar til når den sekundære utvinningen blir uøkonomisk og blir i industrien ofte omtalt som Enhanced Oil Recovery (EOR). Denne samlebetegnelsen omfatter blant annet blandbar gassflømming, kjemisk flømming og termisk stimulering. Et annet og mer vidtomfavnende uttrykk som ofte blir brukt er Improved Oil Recovery (IOR) som tar for seg reservoarkarakterisering, reservoardrift, integrerte operasjoner og boring av nye brønner. EOR metodene har oljen som ligger igjen i reservoaret etter vannflømming som hovedmål. I karbonatreservoarer kan dette oljevolumet være veldig stort siden utvinningsfaktoren er lav, ofte rundt 30 %.

I karbonatreservoarer fører kombinasjonen av sprekker som skiller lavpermeable reservoarblokker og dårlige fuktforhold, til at vannflømming er en lite effektiv utvinningsmetode. Vannet vil følge de høypermeable sprekksystemene fra injektor til produsent uten å spontanimbibere inn i matriks. Det er derfor av stor interesse å endre fukten fra olje- eller nær-nøytral fuktet til mer vannfuktet system siden oljeutvinning ved spontanimbibisjon er av stor interesse i slike system.

Sulfat, kalsium og magnesium har blitt rapportert som potensialbestemmende ioner mot karbonater som kan senke den allerede positivt ladede kalsittoverflaten og endre fukten fra nær nøytralt til mer vannfuktet system. Det er antatt at om lag 50 % av verdens oljereserver ligger i karbonatreservoarer, og de fleste av disse viser til et negativt kapillartrykk, noe som gjør vanlig vannflømming til en lite effektiv sekundær utvinningsmetode.

Effekten av sulfat har tidligere blitt rapportert som svært god på Stevns kjernematerialet. I denne oppgaven har effekten av sulfat blitt studert på Stevns og Niobrara kalk ved både høytemperaturimbibisjon og tvungen imbibisjon (vannflømming), alt ved en temperatur på 130°C. Effekten av temperatur har blitt studert på Portland kalk som indikerer en temperaturstabil fukt.

Effekten av sulfat har blitt observert i Stevns kalk ved høytemperaturimbibisjon og tvungen imbibisjon. Resultatene indikerer at effekten er fuktavhengig. Effekten av sulfat i Niobrara kalk har ikke blitt observert da temperaturen alene endret fukten til mediet.

Denne masteroppgaven er delt inn i fem hovedkapitler. Det første kapitlet introduserer grunnleggende begrep og parametre som er sentrale innenfor studiet av flerfasestrømning i porøse medier. Oppgaven tar videre for seg effekten av sulfat og fluidkjemi som funksjon av fukt og tre fuktendringsmekanismer blir gjennomgått før de eksperimentelle prosedyrene og eksperimentelle oppsettene brukt i denne masteroppgaven blir illustrert og forklart. Kapittel fire tar for seg resultater og diskusjon før oppgaven blir avrundet med tematiske og konkrete konklusjoner i kapittel fem.



# Kapittel 1 – Grunnleggende reservoarfysikk

De mest fundamentale parametrene i reservoarfysikk er porøsitet, permeabilitet, relativ permeabilitet, kapillartrykk, fluidmetning og fukt. Herunder følger en kort introduksjon av disse.

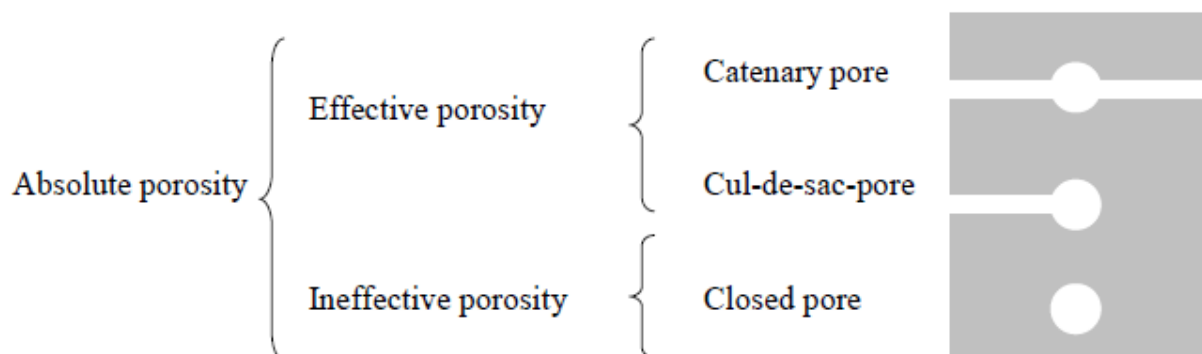
## 1.1 – Porøsitet

Porøsitet er en dimensjonsløs størrelse som gir forholdet mellom porevolum og totalvolum i en porøs bergart. Porøsitet er definert som:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_m}{V_t}, \quad (1.1.1)$$

hvor  $V_p$  er porevolumet,  $V_t$  er det totale volumet (bulkvolumet) og  $V_m$  er volumet av sedimentene (matriks). Den effektive porøsiteten definerer porene i et porøst medium som er forbundet med hverandre. Det er disse konnektive porene som er av størst interesse i studier av flerfasestrømning i porøse medium.

Litteraturen skiller mellom tre ulike typer porer: åpne porer, lukkede porer og Cul-de-sac porer, sistnevnte har bare kommunikasjon gjennom en porehals (**Figur 1.1.1**). Den absolutte porøsiteten inkluderer alle poretyper, mens den effektive porøsiteten ekskluderer lukkede porer.



**Figur 1.1.1: Ideell struktur og form på tre grunnleggende porer (Selley. Richard, 1998).**

Porøsitet blir også klassifisert ut fra forløp og geologisk historie. Porøsitet som følger av sedimentær avsetning klassifiseres som primær porøsitet. Porer som dannes post sedimentavsetning genererer sekundær porøsitet. Kjemiske reaksjoner og sprekkdannelse som følger av tektonisk aktivitet er eksempler på sekundær porøsitet.

## 1.2 – Absolutt permeabilitet

En annen sentral parameter er permeabilitet. Den absolutte permeabiliteten til en bergart beskriver det porøse mediets gjennomstrømmingsevne når porerommet er okkupert av kun en fase. Permeabiliteten kan finnes ved å anvende Darcys lov for fluidstrøm i et porøst medium:

$$q = \frac{K(p_1 - p_2)A}{\mu L}, \quad (1.2.1)$$

hvor  $q$  er strømningsraten,  $(p_1 - p_2)$  er trykkfallet over kjernen,  $A$  er tverrsnittsarealet,  $L$  er lengden på kjernen og  $\mu$  er fluidviskositeten. Darcys lov er en empirisk lov og er bare gyldig når: 1) Mediet er 100 % mettet med ett fluid, 2) det er ingen kjemisk reaksjon mellom bergart/fluid, og 3) fluidstrømmen i det porøse mediet er laminær.

## 1.3 – Metning

Porene i en reservoarbergart er vanligvis mettet med vann, olje og/eller gass. Volumetrisk kan poreinnholdet beskrives som:

$$V_p = V_v + V_o + V_g, \quad (1.3.1)$$

hvor  $V_v$ ,  $V_o$  og  $V_g$  representerer volumet av henholdsvis vann, olje og gass. Definisjonen av metning kan bli gitt som en fraksjon av porevolumet som er okkupert av et spesifikt fluid. Generelt kan dette skrives som:

$$S_i \stackrel{def}{=} \frac{V_i}{V_p}, i = 1, \dots, n \quad (1.3.2)$$

hvor  $n$  er antall faser/fluidier som er representert i reservoaret. Summen av de individuelle metningene vil alltid være 1.

## 1.4 – Relativ permeabilitet

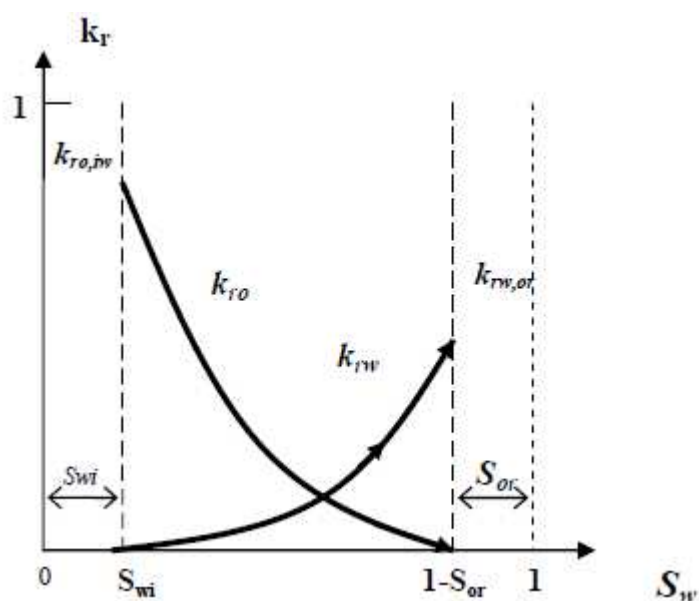
Relativ permeabilitet er et utvidet konsept brukt for å beskrive strømmingsevnen til et gitt fluid når flere ikke-blandbare faser fyller porerommet samtidig. Effektiv permeabilitet vil da variere med metning og metningshistorie. Darcys lov for et bestemt fluid definerer den effektive permeabiliteten:

$$k_{i,eff} = \frac{q_i \mu_i L}{A \Delta P}, \quad (1.4.1)$$

der  $i$  betegner den gitte fasen; olje, gass eller vann. Relativ permeabilitet er definert som forholdet mellom den effektive permeabiliteten til fasen og den absolutte permeabiliteten til bergarten.

$$k_{ri} = \frac{k_{i,eff}}{K}, \quad (1.4.2)$$

hvor  $k_{ri}$  og  $k_{i,eff}$  er den relative og effektive permeabiliteten til fase  $i$  og  $K$  er den absolutte permeabiliteten. Vanligvis ligger den relative permeabiliteten på verdier mellom null og en avhengig av hvilket system som blir studert. Relativ permeabilitet blir oftest representert som funksjon av vannmetning (**Figur 1.4.1**).



**Figur 1.4.1: Relativ permeabilitetskurver for imbibisjon for ett olje/vann system (Berge, 2008).**

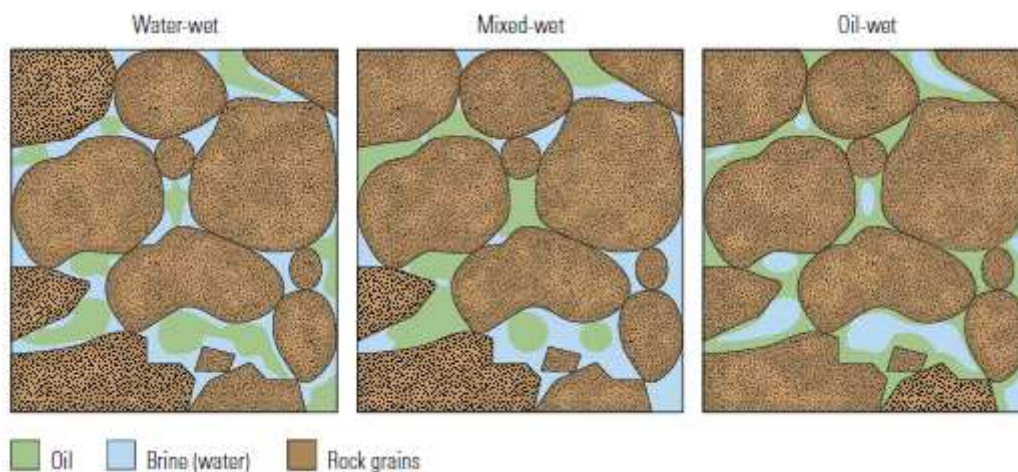
Det er to hovedtyper av væskefortrengning i et porøst medium; drenering og imbibisjon. Ved imbibisjon vil den vætende fase fortrenge den ikke-vættende fase, mens ved drenering vil den ikke-vættende fase fortrenge den vætende fase. Vættning, eller fukt, er beskrevet under.

## 1.5 – Fukt

Fukt kan defineres som den egenskapen et fluid har til å fukte en mineraloverflate når et annet ikke blandbart fluid er tilstede (Craig, 1971). Fuktpreferansen til en bergart er en viktig faktor siden den kontrollerer fluidfordelingen, relativ permeabilitet, kapillartrykk og vannflømmingskarakteristikker (Anderson, 1986a).

Dersom bergarten har preferanse mot vann vil vannet legge seg som en vannfilm ytterst mot poreveggene. Bergarten er da vannfuktet. Vannet vil okkupere de minste porene og kontakte brorparten av alle mineraloverflater. I et oljefuktet system er situasjonen motsatt. Olje vil ligge som en film mot poreveggene og vannet vil være posisjonert i midten av porene. I noen tilfeller kan bergarten ha lik preferanse for vann og olje. Et slik system er nøytralt fuktet.

**Figur 1.5.1** illustrerer fuktsystemer som er oljefuktet, vannfuktet og et system med blandet fukt.



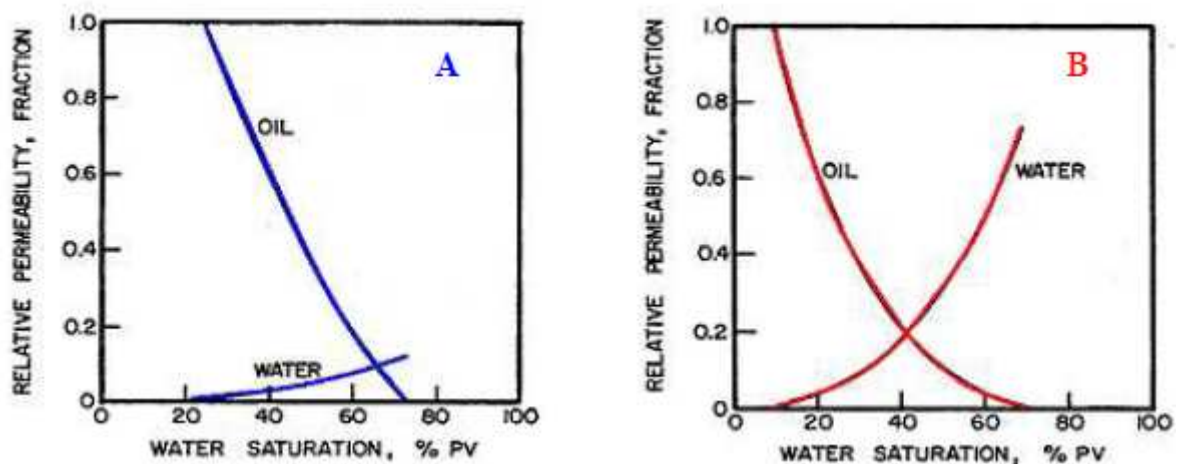
**Figur 1.5.1: Fluidfordeling i vannfuktet system (venstre), system med blandet fukt (midten) og oljefuktet system (venstre) (Abdallah *et al.*, 2007).**

En reservoarbergart kan også ha en heterogen fuktfordeling, som kan deles inn i fractionally-wet og mixed-wet systemer (se **Figur 1.5.1**). I et fractionally-wet system har bergarten preferanse for olje i noen områder som gjør disse områdene oljefuktet, mens resten av reservoaret kan være vannfuktet. Medier som har blandet fukt (mixed-wet) kan deles inn i to

underkategorier: MWL (mixed-wet large) hvor de største porene er oljefuktet og MWS (mixed-wet small) hvor de minste porene er oljefuktet (Skauge *et al.*, 2004).

### 1.5.1 – Effekten av fukt på relativ permeabilitet

Fukt vil ha stor innvirkning på relativ permeabilitet siden fukten styrer væskeplasseringen på porenivå og dermed væskenes strømningsmotstand. Hovedforskjellene i relativ permeabilitet for et vannfuktet og oljefuktet system ligger i at væskene okkuperer poren på tilnærmet motsatt vis. **Figur 1.5.1.1** angir relativ permeabilitetskurver for et vannfuktet og oljefuktet system.



**Figur 1.5.1.1: Relativ permeabilitetskurver for vannfuktet system (venstre) og oljefuktet system (høyre) (Anderson, 1987b).**

I et vannfuktet medium ved ikke-reduserbar vannmetning ( $S_{wi}$ ) er de minste porene mettet med vann, hvor vannet har veldig liten effekt på oljestrømmen. Siden vannet har liten effekt på oljestrømmen er den relative permeabiliteten til olje i dette punktet nokså høy. Ved residuell oljemetning ( $S_{or}$ ) er den effektive permeabiliteten til vann lav. Den residuelle oljemetningen vil ligge som små dråper i midten av de store porene. Den kapillært fanget oljen vil hindre strømning av vann i større grad en oljefilm langs veggen ville gjort, noe som resulterer i lav relativ permeabilitet for vann i et system som er vannfuktet. I et oljefuktet system er distribusjonen til fluidene motsatt. Den relative permeabiliteten til olje ved ikke reduserbar vannmetning ( $S_{wi}$ ) er relativ lav siden residuelt vann er sentrert i poren blokkerer for oljestrømmen. Ved residuell oljemetning er den relative permeabiliteten til vann høy, siden residuell olje er lokalisert i de små porene og som oljefilm langs poreveggene. **Tabell 1.5.1.1**, som er presentert under, viser noen generelle regler for relativ permeabilitetskurver for vann og oljefuktet systemer.

**Tabell 1.5.1.1: Generelle regler for å bestemme fukt ut i fra relativ permeabilitetskurver (Zolotukhin og Ursin, 2000).**

Egenskap	Vannfuktet	Oljefuktet
Intitiell vannmetning	Vanligvis større enn 20-25 % av PV	Vanligvis mindre enn 15 % av PV
Krysningspunkt vann/olje relativ permeabilitets kurve	Større enn 50 % vannmetning	Mindre enn 50 % vannmetning
Relativ permeabilitet til vann ved $S_{or}$	Mindre enn 30 %	Større enn 50 %

### 1.5.2 – Effekten av fukt på kapillartrykk

Når to ikke-blandbare, ikke-kompressible væsker møter hverandre i en pore vil overfatespenningene i væskene danne en menisk med en kurvaturform som følge av at den vætende fasen trekkes langs mineraloverflaten. Følgene av de kapillære kreftene er en trykkforskjell over menisken. Dette trykket kalles kapillartrykk og defineres som den molekylære trykkdifferansen mellom væskene. Denne trykkdifferansen beskrives av Laplace ligningen:

$$P_c = p_o - p_w = \sigma \left( \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right), \quad (1.5.2.1)$$

hvor  $\sigma$  er grenseflatespenningen,  $P_c$  er kapillartrykket,  $p_o$  er trykket i oljefasen,  $p_w$  er trykket i vannfasen og  $r_1, r_2$  er kurvaturradien til menisken målt vinkelrett på hverandre. Når andre fluider enn olje og vann blir introdusert blir kapillartrykket definert som:

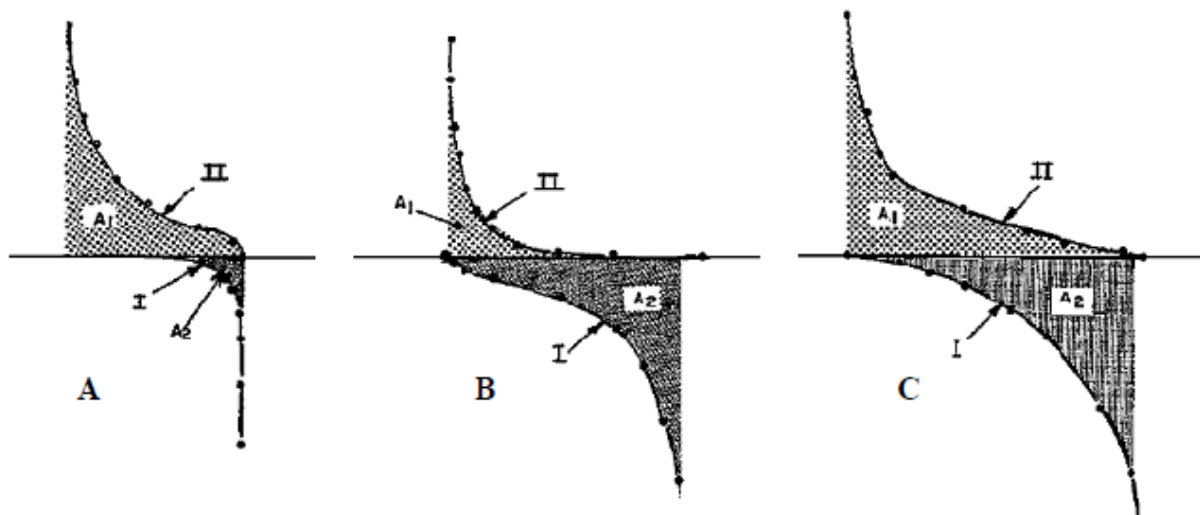
$$P_c = p_{nw} - p_w \quad (1.5.2.2)$$

Hvor  $p_{nw}$  er trykket i den ikke vætende fasen og  $p_w$  er trykket i den vætende fasen. **Figur 1.5.2.1** viser grenseflaten mellom to fluider, vann og olje, som har en kontaktvinkel  $\theta$  mellom vannfasen og kapillarrøret, målt gjennom vannfasen.



For å balansere kapillærkreftene, som virker oppover i vannfasen, må trykket i oljen over grenseflaten være større enn vanntrykket under. Trykket vil alltid være størst i den fasen hvor origo for kurvaturradiene finnes (der menisken krummer innover).

For kjerner med ulik fukt vil kapillartrykket variere for drenering og imbibisjon. Det er eksperimentelt bevist at det nødvendige arbeidet for å generere en fortregning er proporsjonalt med arealet under kapillartrykkskurven (Anderson, 1986b). For en sterkt vannfuktet kjerne vil arealet være størst under dreneringskurven. Lite eller intet arbeid trengs for å fortrenge den ikke-vættende fase, mens mye arbeid trengs for at den ikke vættende fase kan fortrenge den vættende fase. I en oljefuktet kjerne er det nødvendige arbeidet for fortregning reversert, mens i en kjerne med nær nøytral fukt vil det nødvendige arbeidet være tilnærmet likt, siden kjernen ikke har noe preferanse for noen av fluidene. **Figur 1.5.2.2** viser effekten av kapillartrykk på kjerner med ulik fuktpreferanse.



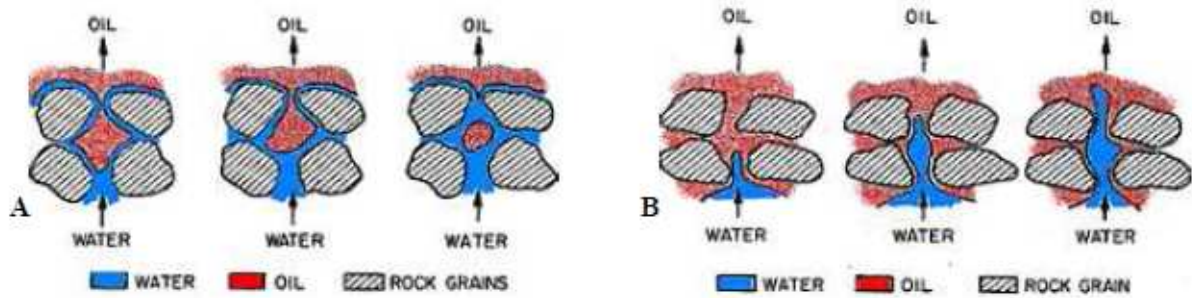
**Figur 1.5.2.2: Effekten av fukt på kapillartrykk. A: sterkt vannfuktet kjerne, B: sterkt oljefuktet kjerne og C: kjerne med nær nøytral fuktpreferanse (Anderson, 1986b).**



### 1.5.3 – Effekten av fukt på vannflømming

Vannflømming er en utbredt utvinningsteknikk og blir ofte omtalt som sekundær utvinning. Formålet med vanninjeksjon er å opprettholde reservoartrykket og fortrenge olje. Reservoaret produserer kun olje helt frem til vanngjennombrudd, som er det første tidspunktet der brønnen begynner å produsere vann. Etter vanngjennombrudd vil vannproduksjonen øke, helt til vann/olje forholdet (WOR) blir så høyt at brønnen ikke lenger er økonomisk. Det er tre residuelle oljemetninger av interesse i en vannflømming.  $S_{or}$  ved vanngjennombrudd, praktisk/økonomisk  $S_{or}$  og sann  $S_{or}$  (Anderson, 1987c). Dette er gjennomsnittlige metninger på en kjerne/reservoar og kan variere ut i fra hvilke system som blir vannflømmet. Praktisk  $S_{or}$  er når vann/olje forholdet er så høyt at brønnen ikke lenger er økonomisk. Den sanne  $S_{or}$  er den residuelle oljemetningen etter at mange porevolum vann har blitt injisert for å oppnå det absolutte endepunktet. Disse metningene kan variere etter hvilke fuktpreferanse et systemet har. I et vannfuktet system med en moderat olje/vann viskositet vil disse metningene være nokså like. I et system som er nær nøytralt/svakt oljefuktet vil vanngjennombruddet komme tidligere enn ved et sterkt vannfuktet system. Ved vanngjennombrudd i et nær nøytralt/svakt oljefuktet system vil  $S_{or}$  være høyere, noe som resulterer i lavere utvinning ved dette tidspunktet. Når den økonomiske  $S_{or}$  er nådd vil det fortsatt være kontinuitet i oljefasen. Det er mulig, men uøkonomisk, å produsere olje frem til den sanne  $S_{or}$ . Dette punktet blir først nådd, etter at flere hundre porevolum med vann har blitt injisert (Anderson, 1987c). Utviklingen av disse residuelle oljemetningene blir bestemt ut i fra fukten til systemet som blir studert.

Under vannflømming av et sterkt vannfuktet system vil vannfronten bevege seg som en uniform front. Vannet vil imbibere inn i de minste porene først for å fortrenge oljen ut til de største porene. Dette gjør vannflømming effektivt på et vannfuktet system. Etter en stund vil vannfilmene i porehalsene vokse og tilslutt bryte fasekontinuiteten til oljen. Oljen som ligger igjen i porekroppen er kapillært fanget og vil opptre som residuell oljemetning. Dette fenomenet kalles snap-off på engelsk, og er årsaken til at oljeproduksjonen etter vanngjennombrudd er tilnærmet lik null i et sterkt vannfuktet system. Skjematisk er dette illustrert i **Figur 1.5.3.1**.



**Figur 1.5.3.1: Vannflømming i A (sterkt vannfuktet system) og B (sterkt oljefuktet system) (Anderson, 1987c).**

I et oljefuktet system er oljen i de minste porene og opptrer som filmer på poreveggene og vannet vil være i midten av de største porene. Vannflømming i slike systemer vil føre til at vannet fortrenger noe av oljen og danner kontinuerlige kanaler eller fingre gjennom de største porene. Dette fører til tidlig vanngjennombrudd, lav utvinning og lang haleproduksjon. Vannflømming i et oljefuktet system er mindre effektivt enn i et vannfuktet system (Anderson, 1987c).

Hovedmekanismene i en vannflømming av et vannfuktet system er spontanimbibisjon. Effekten av relativ permeabilitet og mobilitetsforhold blir presentert gjennom formelen for fraksjonsstrøm.

$$f_w(S_w) = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}}, \quad (1.5.3.1)$$

hvor  $f_w$  er fraksjonsstrømmen til vann,  $S_w$  er vannmetningen,  $\mu_o$ ,  $\mu_w$  er viskositeten til olje/vann og  $k_{ro}$ ,  $k_{rw}$  er den relative permeabiliteten for henholdsvis olje og vann. Dette uttrykket for fraksjonsstrøm neglisjerer kapillære effekter og antar horisontal strøm. Formelen viser at dersom viskositetsforholdet eller forholdet mellom relativ permeabilitet stiger, vil også fraksjonsstrømmen for vann stige noe som vil resultere i tidligere vanngjennombrudd.

### 1.5.4 – Effekten av fukt på imbibisjonskarakteristikk

Drivkreftene for fluidfortrengning i en spontanimbibisjon er de kapillære kreftene som gjenspeiler fuktforholda. I en sterkt vannfuktet kjerne vil de kapillære kreftene være sterke. Typiske imbibisjonskarakteristikker for slike system vil være høyt endepunkt for spontan imbibisjon, ingen/svært kort induksjonstid og høy imbibisjonsrate. I kjerner med nær nøytral fuktpreferanse vil kontaktvinkelen nærme seg 90 grader noe som betyr at de kapillære kreftene er svake. Imbibisjonskarakteristikken i slike tilfeller vil være: lavt endepunkt etter spontan imbibisjon, lang induksjonstid og lav imbibisjonsrate.

## 1.6 – Måling av fukt

Det eksisterer mange ulike metoder for å måle fukten til et system. Likevel er ingen enkelt metode akseptert. Litteraturen skiller mellom tre ulike kvantitative metoder: kontaktvinkelmetoden, Amott-metoden og USBM-metoden. Kontaktvinkelmetoden måler fukten på en spesifikk mineraloverflate, mens Amott og USBM metoden måler den gjennomsnittlige fukten i en bergart.

### 1.6.1 – Måling av kontaktvinkel

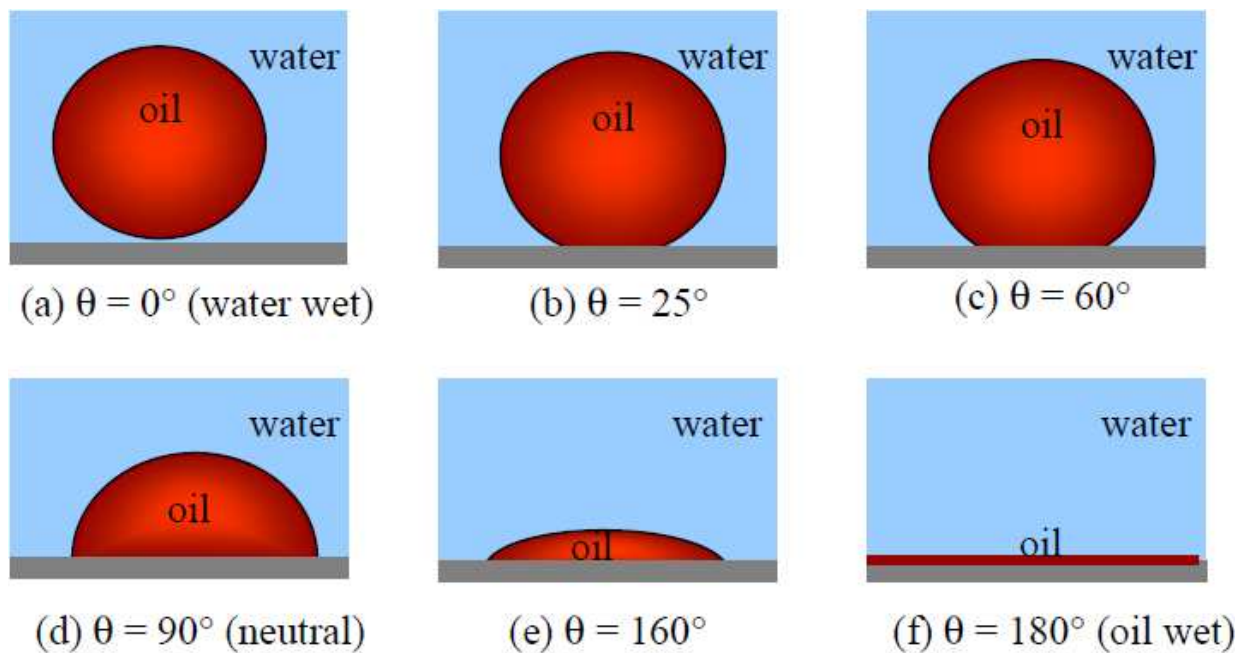
Når en oljedråpe blir plassert på en mineraloverflate som blir sunket ned i vann blir en kontaktvinkel, som ligger mellom 0 og 180 grader dannet. Denne vinkelen måles i den tettste fasen og avgjør fuktregimet. **Tabell 1.6.1.1** viser relasjonen mellom kontaktvinkel og fukt.

**Tabell 1.6.1.1: Kontaktvinkel og fuktpreferanse**

Kontaktvinkel ( $\theta$ )	Fuktpreferanse
0-30	sterkt vannfuktet
30-90	fortrinnsvis vannfuktet
90	Nøytralt
90-150	fortrinnsvis oljefuktet
150-180	sterkt oljefuktet

Kontaktvinkelmetoden er den beste måten å måle fukt når rene fluider og kunstige kjerneprøver blir brukt, fordi denne metoden utelukker muligheten for at surfaktanter eller andre komponenter som kan endre fukten blir introdusert (Anderson, 1986b). Metoden blir også brukt til å avgjøre om en spesifikk type råolje kan endre fukten til en spesifikk mineraloverflate og for å undersøke effekten av temperatur, trykk og formasjonsvann som funksjon av fukt.

Et problem med kontaktvinkelmetoden er kontaktvinkelhysterese. Det har blitt eksperimentelt bevist at en væskedråpe på en overflate kan ha flere stabile kontaktvinkler (Anderson, 1986b). Det er tre årsaker til kontaktvinkelhysterese: overflate grovhet, overflate heterogeniteter og overflate immobiliteter på en makromolekylsk skala. Et annet problem med å anvende kontaktvinkelmålinger på en reservoarbergart er at metoden ikke korrelerer for heterogeniteter i bergartsoverflaten. **Figur 1.6.1.1** illustrerer forholdet mellom kontaktvinkel og fuktpreferanse.



**Figur 1.6.1.1: Ideelle eksempler av kontaktvinkler (Morrow, 1990).**

## 1.6.2 – Amott metoden

Denne metoden kombinerer spontanimbibisjon og tvungen imbibisjon for å måle den gjennomsnittlige fukten på en kjerneprøve (Amott, 1959). Amott testen baserer seg på at den vætende fase vil imbibere spontant inn i kjernen og fortrenge den ikke-vætedende fasen. Amott-metoden består av fire steg: (1) Drenerer kjernen til  $S_{wi}$ , (2) plasserer kjernen i formasjonsvann og måler volumet av olje produsert ved spontanimbibisjon, (3) vannflømmer kjernen til  $S_{or}$  er nådd; og (4) plasserer kjernen i olje og måler volumet av vann fortrent av spontan oljeimbibisjon. Ved å utføre dette kan Amott-Harvey RDI indeksen kalkuleres.

$$I_{AH} = I_w - I_o = \frac{V_{O,SP,IMB}}{V_{O,MOBILT}} - \frac{V_{W,SP,IMB}}{V_{W,MOBILT}} \quad (1.6.2.1)$$

Hvor  $I_{AH}$  angir fukten,  $I_w$  er forholdet mellom volum olje produsert ved spontan og tvungen imbibisjon,  $I_o$  er forholdet mellom volum vann produsert ved spontan oljeimbibisjon og sekundær drenering.

Fuktskalaen varierer fra -1 (sterkt oljefuktet) til 1 (sterkt vannfuktet). I **Tabell 1.6.2.1** er det en oversikt over Amott indeks og fukt.

**Tabell 1.6.2.1: Fuktskala og fuktregimer fra Amott-Harvey indeksen**

$I_{AH}$	Fukt
$0,3 < I_{AH} < 1,0$	Sterkt vannfuktet
$-0,3 < I_{AH} < 0,3$	Fortrinnsvis vannfuktet
$-1,0 < I_{AH} < -0,3$	Sterkt oljefuktet

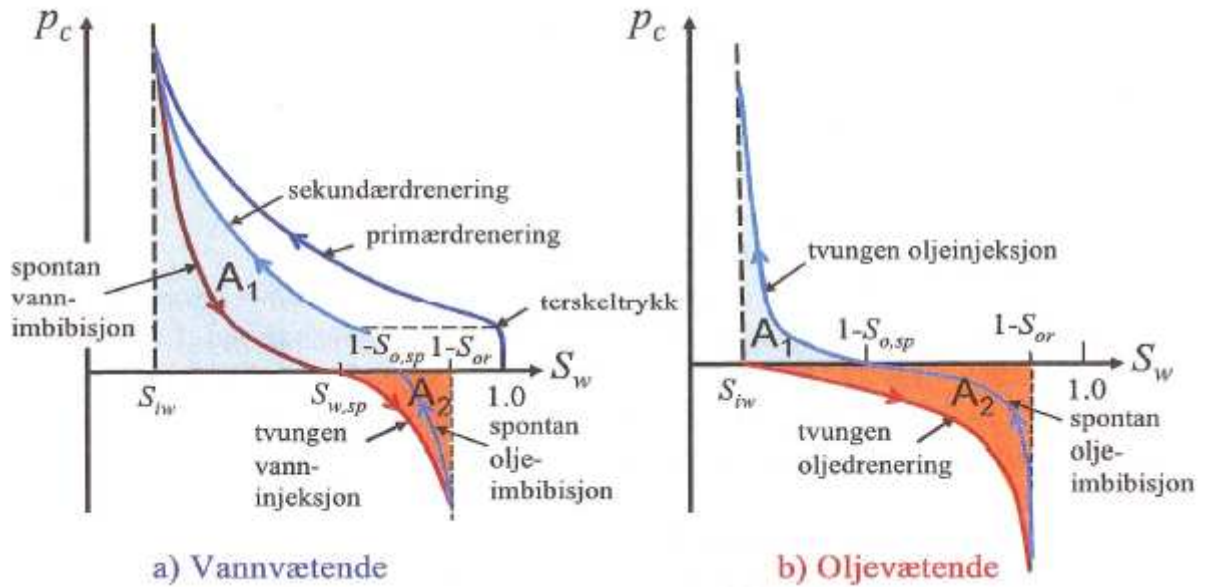
Hovedproblemet med Amott-Harvey metoden er at den er insensitiv rund nær nøytral fukt. Ved kontaktvinkler fra  $60^\circ$  til  $120^\circ$  vil ingen av fluidene spontanimbibere å fortrenge det andre fluidet (Anderson, 1986b).

### 1.6.3 – USBM metoden

Den siste kvantitative metoden for fuktmåling er USBM metoden (Donaldson *et al.*, 1969, Donaldson *et al.*, 1980, Donaldson, 1981). Siden Amott metoden gir et nøyaktig mål på vannfuktete og oljefuktete medier er USBM metoden sensitiv ved nær nøytral fukt. Ulempen med denne metoden er at testen bare kan utføres på kjernepluggen siden prøven må spinnes i en sentrifuge (Anderson, 1986b). Ved USBM sammenlignes det arbeidet som kreves for at et fluid skal fortrenge et annet fluid. Arbeidet som kreves når den ikke vætende fase fortrenger den vætende fase er større enn når den vætende fase fortrenger den ikke vætende fasen. Det er blitt eksperimentelt bevist at det nødvendige arbeidet for den ene fasen til å fortrenge den andre fasen er proporsjonalt med arealet under grafen (**Figur 1.6.3.1**) (Anderson, 1986b). Forholdet mellom disse arealene blir brukt til å kalkulere USBM indeksen.

$$W = \log\left(\frac{A_1}{A_2}\right) \quad (1.6.3.1)$$

Hvor  $A_1$  er arealet ved positivt kapillartrykk og  $A_2$  er arealet ved negativt kapillartrykk.



**Figur 1.6.3.1: Kapillartrykkskurver som viser imbibisjon og dreneringskurver for et vannfuktet system (venstre) og et oljefuktet system (høyre) (Lien, 2009).**

Følgende hovedklasser for fuktregimer ved USBM metoden:

- ✓ Vannfuktet:  $W_{USBM} > 0$
- ✓ Nøytralfuktet:  $W_{USBM} \approx 0$
- ✓ Oljefuktet:  $W_{USBM} < 0$

Som tidligere nevnt er USBM testen sensitiv ved nær nøytral fukt, men kan ikke bestemme om et system har blandet fukt (fractionally-wet/mixed-wet). I noen blandede fuktssystemer vil både olje og vann spontanimbibere. Ved å kombinere Amott og USBM metoden blir det oppnådd bedre oppløsning på USBM metoden siden det blir tatt hensyn til metningsendringen ved kapillartrykk lik null. Amott-indeksen blir også beregnet og kan, ved noen tilfeller, avsløre om systemet har blandet fukt (Anderson, 1986b).

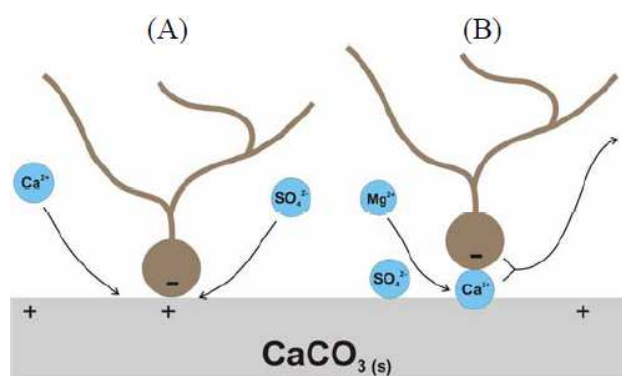
## Kapittel 2 – Sulfat og oppsprukne karbonatreservoarer

I tidligere arbeid er det vist at sulfat er et potensialbestemmende ion mot karbonater som kan senke den opprinnelige positive ladningen til karbonater. Det er observert at sulfat har en fuktreverserende egenskap, spesielt ved nær nøytral fukt (Zhang og Austad, 2005b). Dette er av stor interesse da et økt potensial for spontanimbibisjon i oppsprukne kalkreservoarer med moderat vannfukt kan øke den totale oljeproduksjonen betydelig. De største forekomstene av olje ligger lagret i karbonatreservoarer og de fleste reservoarene av denne typen viser til et negativt kapillartrykk (Høgnesen *et al.*, 2005), noe som gjør at vannflømming er en lite effektiv utvinningsteknikk. Den vannfuktede fraksjonen av kalkoverflaten må være over 0,6 for at spontanimbibisjon av vann skal forekomme (Zhang og Austad, 2005b). Økt spontanimbibisjon kan oppnås dersom de kapillære kreftene økes. Dette kan gjøres dersom det injiserte fluidet kan endre fukten til mediet fra nær nøytral-fuktet til vannfuktet. En av de foreslåtte mekanismene er at sulfat adsorberes på kalkoverflaten. Dette fører til at den initielt positivt ladede kalkoverflaten blir redusert slik at de negative ladede karboksylgruppene blir desorbert (Austad *et al.*, 2005). Dette fremmer gjenoppbygning av vannfilmer slik at mediet blir mer vannfuktet. Tidligere arbeid viser også at sulfat adsorberes sterkere på kalkoverflaten når temperaturen øker og at diffusjonsraten i det porøse nettverket øker når temperaturen øker (Austad *et al.*, 2005). Affiniteten til sulfat mot kalkoverflaten blir redusert med 60 % når temperaturen er 50°C, sammenlignet med 130°C (Austad *et al.*, 2005). Det er også viktig å ta hensyn til at konsentrasjonen av sulfat vil reduseres i vannfronten grunnet adsorbering av sulfat til kalkoverflaten.

## 2.1 – Mulige mekanismer

Effekten av sulfat på fuktendring og de aktive mekanismene som forårsaker denne fuktendringen er fremdeles ikke etablert, og flere mulige forklaringer finnes i litteraturen. Denne oppgaven vil se nærmere på tre mulige mekanismer. Både sulfat, kalsium og magnesium er rapportert som potensialbestemmende ioner som kan endre fukten til et porøst medium fra nær nøytral fukt til mer vannfuktete tilstander. Fuktendring i reservoaret oppstår når negativt ladete karboksylgrupper blir absorbert på den positivt ladete kalkoverflaten. Systemet vil over geologisk tid oppnå likevekt med formasjonsvannet som inneholder  $\text{Ca}^{2+}$  ioner. Når sjøvann, som inneholder  $\text{SO}_4^{2-}$  ioner, blir injisert inn i reservoaret under vannflømming blir likevekten forstyrret.  $\text{SO}_4^{2-}$  ionene adsorberes på kalkoverflaten og senker ladningen til den positive kalkoverflaten. På grunn av mindre elektrostatisk frastøting fra kalsittoverflaten kan flere  $\text{Ca}^{2+}$  ioner nærme seg kalkoverflaten og fortrenge noen av karboksylgruppene ved ionebinding (Punternvold, 2008). Sjøvann inneholder store mengder  $\text{Mg}^{2+}$  ioner som er sterkt solvatisert og lite reaktive i vann. Ved økt temperatur blir  $\text{Mg}^{2+}$  delvis dehydralisert og mer reaktivt når temperaturen øker (Punternvold, 2008).

Ved høye temperaturer,  $> 90\text{-}100^\circ\text{C}$ , blir også  $\text{Mg}^{2+}$  ionet involvert i fuktendringen. I tidligere arbeid ved Universitetet i Stavanger er det vist at  $\text{Mg}^{2+}$  kan erstatte  $\text{Ca}^{2+}$  ionet fra kalkoverflaten.  $\text{Mg}^{2+}$  ionet kan også fortrenge det karboksyl-bundede  $\text{Ca}^{2+}$  ionet, slik at overflaten blir mer vannfuktet (Punternvold, 2008). Skisse av mekanismen finnes i **Figur 2.1.1**.

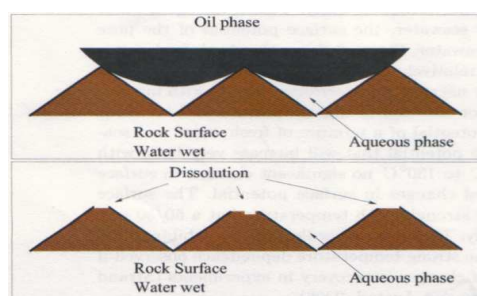


**Figur 2.1.1: Foreslått metode for fuktendring ved bruk av sjøvann. A: Foreslått mekanisme når  $\text{Ca}^{2+}$  og  $\text{SO}_4^{2-}$  ionene er aktive. B: Foreslått mekanisme når  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$  og  $\text{SO}_4^{2-}$  er aktive ved høyere temperaturer (Austad *et al.*, 2008).**



For at denne mekanismen skal fungere er det viktig at konsentrasjonen av  $\text{SO}_4^{2-}$  ioner ikke er for høy. Dersom konsentrasjonen av kalsium og sulfat overstiger løselighetsproduktet vil sulfat reagere med kalsium og danne anhydritt ( $\text{CaSO}_4$ ) og effekten vil forsvinne. Det er kjent at løseligheten til kjemiske stoff er en funksjon av temperatur. Ved lave temperaturer kan fuktendringen oppstå ved å øke sulfatkonsentrasjonen. Ved høye temperaturer og sulfatkonsentrasjoner vil kalsium og sulfat reagere og felle ut som anhydritt. Dette kan redusere fuktendringen hvor sulfationene inngår som en del av mekanismen (Austad, 2010). Anhydritt kan også felles ut inne i det porøse mediet noe som kan føre til redusert permeabilitet, spesielt dersom anhydritt avsetningene legger seg i porehalsen. For å observere effekten av sulfat er det viktig å holde sulfationene i vannløsningen. Uten magnesiumioner vil ikke denne mekanismen fungere. Magnesium er et ion med den egenskapen at det kan danne ionepar sammen med sulfat. Dette forhindrer utfellinger av anhydritt siden sulfat forblir solvatisert i løsningen (Austad, 2010).

Det eksisterer også andre forslag på mekanismer som kan forklare fuktendringer ved tilsetning av potensialbestemmende ioner. Den andre teorien tar for seg oppløsning av kalsitt og er utarbeidet av forskere i Stavanger. De har utviklet en kjemisk modell som støtter teorien om at oppløsning av kalsitt vil finne sted ved høye temperaturer (Hiorth *et al.*, 2009). Ved lave temperaturer er sjøvann i kjemisk likevekt med kalsittoverflaten. Ved høyere temperaturer vil kalsiumionene i sjøvann reagere med sulfat og felle ut anhydritt. Når anhydritt blir dannet mister vannfasen konsentrasjonen av kalsiumioner og systemet er ute av likevekt. For at systemet kan komme tilbake til likevekt må det tilføres kalsium fra bergarten til vannfasen. Dette betyr at kilden av  $\text{Ca}^{2+}$  ioner må komme fra oppløst kalsitt. Dersom oppløsningen skjer der hvor oljen er absorbert, blir oljen frigjort fra kalsittoverflaten og fukten til mediet endres (Hiorth *et al.*, 2009). Mekanismen er skissert i **Figur 2.1.2**.



**Figur 2.1.2: Foreslått mekanisme for fuktendring ved oppløsning av kalsittoverflaten (Hiorth *et al.*, 2009).**

En annen metode går ut på at det er magnesiumionet som forårsaker fuktendringen. Karbonater består av kalsiumkarbonat, altså av  $\text{Ca}^{2+}$  og  $\text{CO}_3^{2-}$  ioner. Slik som situasjonen er nå kan ikke magnesiumionet nærme seg overflaten grunnet frastøtende krefter mellom kalsium og magnesium. Når sulfat og magnesium blir injisert vil sulfationet reagere med kalsiumionet og danne anhydritt. Denne reaksjonen fører til at de frastøtende kreftene mellom kalsium og magnesium blir redusert slik at et ionebytte mellom kalsium og magnesium kan finne sted (Hamouda, 2010). Det initielle vannet har også vist seg å være avgjørende for effekten av magnesium og sulfat (Karoussi og Hamouda, 2007). Observasjoner gjort i tidligere arbeid har avslørt at kjerner som inneholder magnesium og sulfat blir mer vannfuktet. Dette er fordi at under dreneringsprosessen vil mindre olje absorberes på bergartsoverflaten. Med magnesiumioner initielt i kjernen vil vannfilmen være mer stabil. Det vil derfor kreve et større kapillartrykk for å rive vannfilmen, slik at fukten til mediet endres (Karoussi og Hamouda, 2007). Det er også observert at adsorpsjon av  $\text{Mg}^{2+}$  og  $\text{SO}_4^{2-}$  også finner sted på Ekofisk feltet. Dette ble observert ved at det produserte vannet hadde en lavere konsentrasjon av magnesium og sulfat enn det injiserte vannet og at konsentrasjonen av  $\text{Ca}^{2+}$  og  $\text{HCO}_3^-$  økte i det produserte vannet. Dette kan være en indikasjon på det skjer et mulig ionebytte mellom magnesium/sulfat og kalsium (Hamouda og Petrovich, 1998).

## **2.2 – Effekten av fluidkjemi på fukt**

Både  $\text{Ca}^{2+}$  og  $\text{SO}_4^{2-}$  er potensialbestemmende ioner mot kalkoverflaten som kan endre fukten til kalk (Pierre *et al.*, 1990). I de fleste karbonatreservoarene er konsentrasjonen av  $\text{SO}_4^{2-}$  lav sammenlignet med  $\text{Ca}^{2+}$ . Dette fører til at vannfilmen mellom oljen og bergartsoverflaten vil være ustabil siden grenseflaten mellom vann/olje er negativ og bergartsoverflaten er positiv. Professor Tor Austad mener at fukten kan reverseres fra nær nøytral fukt til mer vannfuktet dersom det imbiberende fluidet har et tilstrekkelig høyt forhold mellom  $\text{SO}_4^{2-}$  og  $\text{Ca}^{2+}$  ioner. Det anbefales at produsert formasjonsvann med høyt  $\text{Ca}^{2+}/\text{SO}_4^{2-}$  forhold bare blir brukt til trykkstøtte i områder som allerede er blitt vannflømmet og ikke til et oljefortrengende fluid (Austad *et al.*, 2005).

### **2.3 – Effekten av formasjonsvannets pH på fukt i karbonater**

Siden kalsiumkarbonat fra formasjonen har en stor bufferkapasitet vil det være rimelig å anta at pH i et karbonatreservoar er omtrent konstant, vanligvis rundt 7-8 (Austad *et al.*, 2005). Det vil også være naturlig å anta at fuktendringer som skjer grunnet pH endringer bare er midlertidige. Vanligvis er kalsittoverflaten positivt ladet ved en pH under 9,5. Olje-vannfilmen er negativ på grunn av dissosiasjonen av karboksylgruppene som er til stede i råolje. Vannfilmen mellom bergart og olje vil derfor bli ustabil og olje vil kontakte bergartsoverflaten. Karboksylgruppene som finnes i asfaltener, absorberes kjemisk på karbonatoverflaten ved å fortrenge vann. Observasjoner viser at syretallet er en avgjørende faktor for fuktpreferansen til karbonatreservoarer og det er også observert at fuktpreferansen går mot mindre vannfuktet tilstand ved økende syretall (Austad *et al.*, 2005). Tilstedeværelsen av silikater, som er negativt ladet, vil ha en stabiliserende effekt på vannfilmen.

### **2.4 – Effekten av temperatur og syretall på fukt i karbonater**

Syretallet blir definert som mg KOH/g olje, hvor KOH er kaliumhydroksid. Oljer med høyt syretall inneholder tunge polare komponenter. Disse komponentene kan adsorberes på overflaten i en pore og endre fuktpreferansen til mediet. Det er kjent at karboksylgruppene går i oppløsning når temperaturen stiger og at fuktpreferansen i karbonater går mot mer vannfuktet tilstand når syretallet minker. I sandsteinsreservoarer er situasjonen reversert. Det er vist at sandstein blir mer oljefuktet når temperaturen øker (Standnes og Austad, 2003). Noen eksempler fra karbonatfelt er presentert gjennom **Tabell 2.4.1**.

**Tabell 2.4.1: Felteksempler på fukt, syretall og temperatur (Zhang og Austad, 2005a).**

Felt	Bergart	Fukt	T <sub>res</sub>	Syretall
Ekofisk	kalk	fortrinnsvis vannfuktet	130°C	0,1mg KOH/g olje
Valhall	kalk	svakt vannfuktet	90°C	0,3-0,5 mg KOH/g olje
Yates	dolomitt	fortrinnsvis oljefuktet	30°C	1,0 mg KOH/g olje

## 2.5 – Sjøvann som et kompaksjonsfluid

Kompaksjon er en viktig drivmekanisme for oljeutvinning fra porøse kalkreservoar og er til stede på Ekofisk feltet. Dette kan observeres som nedsynkning eller deformasjon av havbunnen. Slik nedsynkning ble oppdaget i 1984 på Ekofisk feltet og førte til en storstilt redningsaksjon av riggen (Sulak, 1991). Kompaksjon av en bergart er definert som prosessen hvor den kompressive styrken til en bergarten blir overgått og plastisk deformasjon oppstår (Fossen og Gabrielsen, 2005). Ved kompaksjon av et oljereservoar kan resultatet bli irreversibel reduksjon av porøsitet og permeabilitet.

Kalk er en relativ myk bergart, men tidlig invasjon av hydrokarboner kan hindre kompaksjon ved ytterligere diagenese. Styrken til kalken blir påvirket av porøsiteten og innholdet av silikater (Punternvold, 2008). Tidligere arbeid har foreslått at kompaksjonsoppførsel til kalk er avhengig av vannkjemien til det fluidet som kalken er mettet med (Newman, 1983). Når sjøvann blir injisert inn i reservoaret blir den kjemiske likevekten mellom kalk og formasjonsvann forstyrret og kan medføre at kalken blir mekanisk svakere ved vekselvirkninger mellom det injiserte sjøvannet og kalkoverflaten. (Punternvold, 2008). Dette kan delvis forklares ved oppløsning av  $\text{CaCO}_3$  og utfelling av  $\text{CaSO}_4$  som fjerner et eller begge av de vanlige ionene i kalken ( $\text{Ca}^{2+}$  og  $\text{CO}_3^{2-}$ ). Sjøvann inneholder potensialbestemmende ioner som  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$  og  $\text{CO}_3^{2-}$  som kan endre fukten til kalk mot mer vannfuktet tilstander (Pierre *et al.*, 1990). Mekaniske eksperimenter har avslørt at de samme ionene er ansvarlige for å redusere styrken til kalk slik at kompaksjon tar til (Austad *et al.*, 2008). Det er vist at  $\text{Mg}^{2+}$  ioner fra sjøvann kan substituere  $\text{Ca}^{2+}$  ioner fra kalkoverflaten og at denne substitusjonen øker som funksjon av temperatur.

Initiellt er kalkoverflaten positivt ladet. Når  $\text{SO}_4^{2-}$  ioner ikke er tilstede i sjøvann, blir  $\text{Ca}^{2+}$  ioner substituert med  $\text{Mg}^{2+}$  ioner i porekroppen og ingen forskjell i den mekaniske styrken til kalk er observert. Når  $\text{SO}_4^{2-}$  ioner er til stede i sjøvann skjer denne substitusjonen ved den intergranulære kontakten siden  $\text{SO}_4^{2-}$  ionet blir tiltrukket mot den intergranulære kontakten ved elektrostatiske krefter. Siden  $\text{Mg}^{2+}$  og  $\text{SO}_4^{2-}$  danner ionepar som holder seg i løsningen kan  $\text{Mg}^{2+}$  ionet komme nærmere sandkontakten og substituere  $\text{Ca}^{2+}$  ion fra overflaten. Dannelse av  $\text{MgCO}_3$  reduserer den mekaniske styrken til kalk som et resultat av ulik atomstørrelse av  $\text{Ca}^{2+}$  og  $\text{Mg}^{2+}$  (Punternvold, 2008).

## **2.6 – Andre aspekter ved bruk av sulfat**

En negativ side ved bruk av sulfat er at gassen  $H_2S$  kan dannes. Dette er en svært giftig og brennbar gass. Konsentrasjoner over 500 ppm kan føre til øyeblikkelig respirasjonsstans og død i løpet av 30-60 minutter (Giftinformasjonen, 1997). Forekomster av denne gassen kan også være til stede i naturlige forekomster av hydrokarboner. Fordelen med bruk av sulfat er at spontanimbibisjon i noen bergarter øker. Vanligvis vil reservoaringeniørene fjerne sulfat fra injeksjonsvannet for å forhindre utfelling av salter som  $BaSO_4$  og  $SrSO_4$  i brønn og nærbrønnsområder. Det er ingen tvil om at tilsetning av sulfat vil øke disse problemene, men en økning i utvinning kan rettferdiggjøre innkjøp av inhibitorer (Høgnesen *et al.*, 2005).

## **2.7 – IOR og oppsprukne reservoarer**

IOR potensialet i oppsprukne reservoarer er stort. De fleste karbonatreservoarer er oppsprukne noe som gjør at utvinningsmekanismene skiller seg fra vanlige reservoarer. Konvensjonelle og oppsprukne reservoarer skiller seg på følgende vis:

- Gass/olje forholdet (GOR) vs utvinning er betydelig lavere i et oppsprukket reservoar. Den gode vertikale permeabiliteten fører til at gass vil segregere opp i taket på reservoaret.
- Trykkfallet per produsert enhet olje er lavt. Grunnen er at det er helt andre utvinningsmekanismer som gjør seg gjeldene i oppsprukne reservoarer.
- Den transiente sonen mellom vann/olje er skarp og horisontal både under statiske og dynamiske betingelser. Den høye permeabiliteten i sprekkene gjør at endringer vil fort komme tilbake i likevekt.
- Trykkfallet rundt brønnen er lavt i oppsprukne reservoarer. Den høye permeabiliteten i sprekkene gjør at trykkgradientene er lave. Gradientene er store nok til å føre en fluidstrøm mot brønnen, men ofte for lave til å kontrollere fluidutveksling mellom sprekk og matriks (Van Golf-Racht, 1982). Dette avhenger av forholdet mellom sprekkpermeabilitet og matrixpermeabilitet samt fuktforhold (Graue *et al.*, 2002b).
- Konstante PVT verdier som funksjon av dypet kan forekomme i oppsprukne reservoarer dersom en konveksjonsprosess finner sted (Van Golf-Racht, 1982).

I konvensjonelle reservoarer er det fluideksjon og kompaksjon av bergarten som er de primære utvinningsmekanismene (Lien, 2009). I noen oppsprukne reservoarer er det kapillaritet, hvor differansen mellom kapillartrykk i matriks og sprekk har en signifikant påvirkning på utvinningsfaktoren (Firoozabadi, 2000). Karbonatreservoarer er ofte oppsprukne fordi dolomitt og kalkstein er mye sprøere enn sandstein (StatoilHydro, 2007) og som tidligere nevnt viser også noen felt til negativt kapillartrykk (Høgnesen *et al.*, 2005). Vannflømming av slike systemer er lite gunstig. Vannet vil følge sprekkssystemet og ikke spontanimbibere inn i matriks. Dette fører til tidlig vanngjennombrudd og lav utvinning. Det er mange karbonatfelt som viser til negativt kapillartrykk, men det finnes unntak. Noen karbonatreservoar har nær nøytral fuktpreferanse, noe som betyr at vannflømming kan være et IOR tiltak. Spontanimbibisjon vil være en viktig utvinningsmekanisme i slike tilfeller. Eksempel på et slikt er feltet Ekofiskfeltet. Det ble oppdaget sent i 1969 og ble produsert ved trykkavlastning fram til november 1987 da vannflømming ble iverksatt (Sulak, 1991). Det ble lenge antatt at vannflømming ikke var mulig siden det ble trodd at fukten var på den oljefuktete siden. Tester viste at vann imbiberte inn i Maastrichtian kalk, faktisk så mye som 45 % av porevolumet (Thomas *et al.*, 1987). Sulfatinjeksjon på slike felt kan være lovende siden spontanimbibisjon er en viktig utvinningsmekanisme. Tidligere arbeid gjort av Professor Tor Austad viser at sulfat endrer imbibisjonskarakteristikken til mer vannfuktet og dermed kan potensialet for oljeproduksjon ved spontanimbibisjon økes. For at sulfatinjeksjon skal være effektivt må fukten være på den moderat vannfuktete siden (Zhang og Austad, 2005b).

## Kapittel 3 – Eksperimentelle prosedyrer

I dette kapittelet vil de eksperimentelle prosedyrene brukt i denne masteroppgaven bli gjennomgått.

Å forberede kjerner som skal brukes videre i eksperimenter er arbeid som tar lang tid. Når det gjelder tørking og metting av kjerner kan flere kjerner prepareres samtidig ved å bruke dobbelt oppsett i vakuumeringsskapet. Erfaring viser at måling av permeabilitet tar ca 30 min per kjerne. Når eldingsprosessen starter er det flere dager med forbereding før selve eldingen kan ta til. Oljen som skal brukes må oksideres i 3-4 dager, før den kan filtreres gjennom et Portland filter. Etter at kjernene er installerte i kjerneholdere inne i eldingsskapet må de dreneres til ikke-reduserbar vannmetning, før selve eldingsprosessen kan starte. For å avslutte eldingen må det injiseres 5 porevolum dekanafalten og dekan. Etterpå må fukten bestemmes. Kjernene blir satt i imbibisjonsceller i flere uker før de kan vannflømmes for å finne fuktpreferansen. Etter vannflømming må kjernene dreneres tilbake til  $S_{wi}$ , før de er klare for spesiell kjerneanalyse.

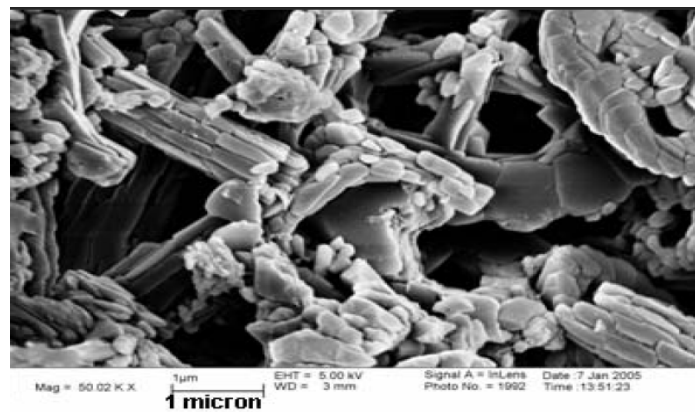
### 3.1 – Kjernemateriale

Kjerneprøver hentet direkte fra reservoaret representerer reservoarets strømningssegenskaper best. Kjernetaking er en kostbar operasjon og mange usikkerheter blir introdusert ved boring og trykkavlastning. Fra reservoaret til overflaten vil både trykket og temperaturen endre seg, slik at den originale fluidfordelingen i kjernen kan endre seg. En måte å overkomme dette på er å rense kjernen med ulike løsemidler i en såkalt *cleaned state*. Det neste steget er å gjenopprette den originale fluidfordelingen i kjernen ved å eksponere kjernen mot reservoarolje ved reservoartemperatur over tid, en teknikk som kalles *restored state* (Anderson, 1986a). Et problem med *cleaned state* er å vite om alle uønskede komponentene i kjernen er blitt fjernet, slik at kontaminering av kjernen blir unngått. Et annet viktig moment er usikkerheten om *restored state* faktisk gjenspeiler de opprinnelige forholdet.

I denne oppgaven har det blitt brukt dagbruddsbergarter som analoger til kalkreservoarer. Prøvene ble preparert på en slik måte at de gjenspeilte de aktuelle fuktregimet og fluidfordelingene som er representativt for aktuelle oljereservoarer i Nordsjøen. Det er i hovedsak blitt brukt tre ulike kalkbergarter: Stevns, Niobrara og Portland kalk.

Stevns kalk er en dagbruddsbergart nær København i Danmark. Mediet er mykt med høy porøsitet og stammer fra Maastrichtian tid. Denne kalken har som oftest veldig lav permeabilitet (2-5 mD) og høy porøsitet (40-50 %) (Zhang og Austad, 2005a). Vanligvis er denne kalken homogen og består av 96 % coccolitisk matriks (Milter, 1996). Dette er en skjør kalk som lett går i stykker.

Niobrara kalk er en dagbruddsbergart fra Kansas, USA. Den har høy porøsitet (40-50%) og lav permeabilitet (0,1-3,0 mD (Watney, 2005)). Kalken er finkornet og består av en blanding av calcareous, organisk og terrigenous komponenter (70-80 % karbonat). Niobrara kalk er sprø men litt mer robust sammenlignet med Stevns og Portland. **Figur 3.1.1** viser et utsnitt av Niobrara kalken.



**Figur 3.1.1:** Utsnitt av Niobrara kalk (Watney, 2005) .

Portland kalk kommer fra en sement fabrikk i Rørdal, Danmark. Denne kalken har en absolutt permeabilitet som strekker seg fra 1-4 mD og en porøsitet fra 45-48 %. Formasjonen er i fra Maastrichtian tid og består i hovedsak av coccolitiske avsetninger. Innholdet i bergarten er 99 % kalsitt og om lag 1 % kvarts og noe innhold av silikater. Dette er også en skjør bergart som lett går i stykker (Fernø *et al.*, 2010).



### 3.2 – Fluider

Flere ulike vannsammensetninger ble brukt både som initielt vann og imbiberende vann. Tre ulike typer oljer ble også brukt. **Tabell 3.2.1** gir en oversikt over fluidene som ble brukt i denne masteroppgaven

**Tabell 3.2.1: Oversikt over fluider brukt i oppgaven.**

Fluid	Sammensetning	Tetthet (g/ml)	Viskositet 20°C cP	Kommentar
Kalksteinsvann	Destillert vann 50 g/l NaCl 50 g/l CaCl <sub>2</sub> *2H <sub>2</sub> O 0,5 ml NaN <sub>3</sub>	1,05	1,09	Brukt til å mette Stavns og Niobrara
Ekofisk vann	Destillert vann 40 g/l NaCl 34 g/l CaCl <sub>2</sub> *2H <sub>2</sub> O 5,0 g/l MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O 0,5 ml NaN <sub>3</sub>	1,05	1,09	Brukt til å mette Stavns og Niobrara
SSW-0S	Destillert vann 26,79 g/l NaCl 0,17 g/l NaHCO <sub>3</sub> 0,75 g/l KCl 9,05 g/l MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O 1,91 g/l CaCl <sub>2</sub> *2H <sub>2</sub> O	1,024	1,09	Brukt som imbiberende fluid til Stavns/Niobrara og Portland
SSW-4S	Destillert vann 13,15 g/l NaCl 13,64 g/l Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> 0,17 g/l NaHCO <sub>3</sub> 0,75 g/l KCl 9,05 g/l MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O 1,91 g/l CaCl <sub>2</sub> *2H <sub>2</sub> O	1,024	1,09	Brukt som imbiberende fluid til Stavns og Niobrara
Dekanaftalen	Mineralolje C <sub>18</sub> H <sub>38</sub>	0,90	0,85	Renhet ≈ 95 %
Dekan	Mineralolje C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0,73	0,92	Renhet ≈ 95 %
Ekofisk råolje	Råolje	0,85	14,3	AN 0,09 BN 1,18 Viskositet ved 80°C ≈ 2,7 cP

SSW-4S: Syntetisk sjøvann som inneholder fire ganger sulfatkonsentrasjonen til vanlig sjøvann.

SSW-0S: Syntetisk sjøvann uten innhold av sulfat.

### 3.3 – Måling av porøsitet

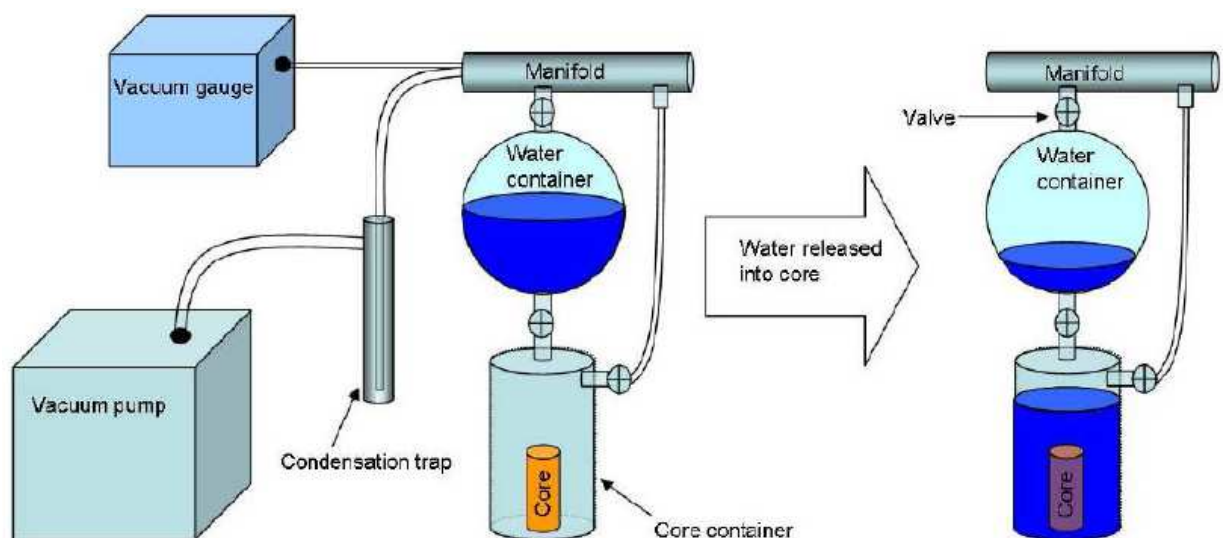
I denne oppgaven ble porøsiteten kalkulert ved hjelp av metningsmetoden. Først ble prøven plassert i et varmeskap på 80°C for å tørke ut all fuktighet i kjernen. Deretter ble vekten, lengden og diameteren til kjernen bestemt. Kjerneprøven ble så installert i en vakuumerings sylinder. Først ble det aktuelle fluidet vakuumert for å fjerne mesteparten av luften, før selve kjerneprøven ble vakuumert. Da ønsket undertrykk var nådd (< 0,1 mBar) ble fluidet sluppet ned til kjerneprøven. Etter en stund ble kjerneprøven tatt ut av vakuumerings sylindern og vekten ble bestemt. Når vekten av tørr og 100 % mettet kerne var bestemt kunne porevolumet beregnes:

$$V_p = \left( \frac{m_{\text{mettet}} - m_{\text{tørr}}}{\rho_{\text{fluid}}} \right) \quad (3.3.1)$$

Hvor  $m_{\text{mettet}}$  og  $m_{\text{tørr}}$  er henholdsvis vekten av kjerneprøven når den er 100 % mettet med ønsket fluid og 100 % tørr. Porøsiteten kan da beregnes slik:

$$\phi(\%) = \frac{V_p}{V_t} * 100\% \quad (3.3.2)$$

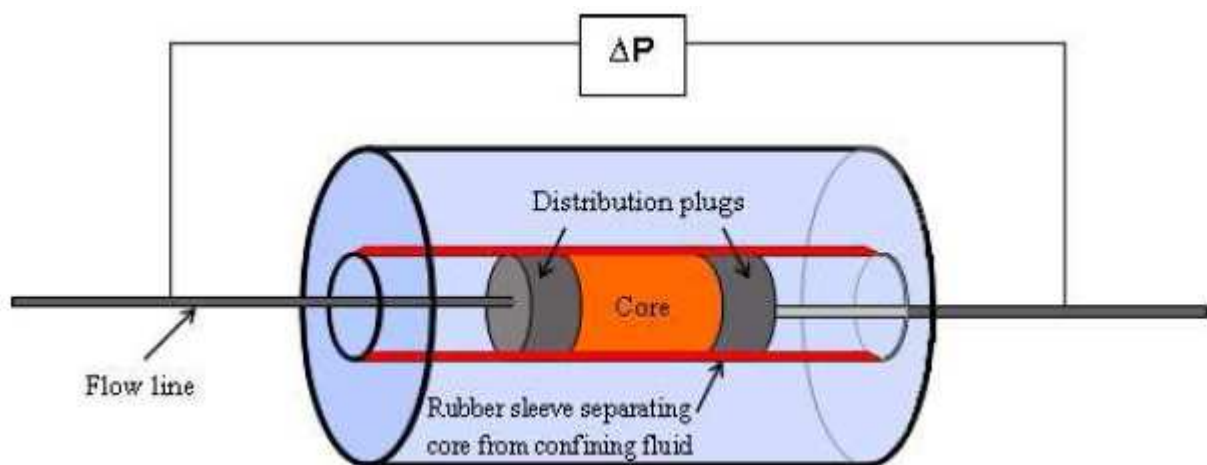
Figur 3.3.1 illustrerer oppsettet.



Figur 3.3.1: Oppsett av vakuumeringsutstyr (Haugen, 2007).

### 3.4 – Måling av absolutt permeabilitet

Når kjerneprøvene var mettet med vann kunne den absolutte permeabiliteten måles. Dette ble gjort ved å installere kjerneprøven i en Hassler kjerneholder med et omslutningstrykk som var 10 bar over linjetrykket. Kjernen ble flømmet med et identisk fluid som den initielt var mettet med. Når kjernelengden, tverrsnittsarealet, flømmingsraten og viskositeten til vann var kjente parametre, kunne den absolutte permeabiliteten beregnes ved hjelp av Darcy-ligningen (**formel 1.2.1**), ved å måle differensialtrykket over kjernen for en gitt rate. **Figur 3.4.1** illustrerer en Hassler kjerneholder.

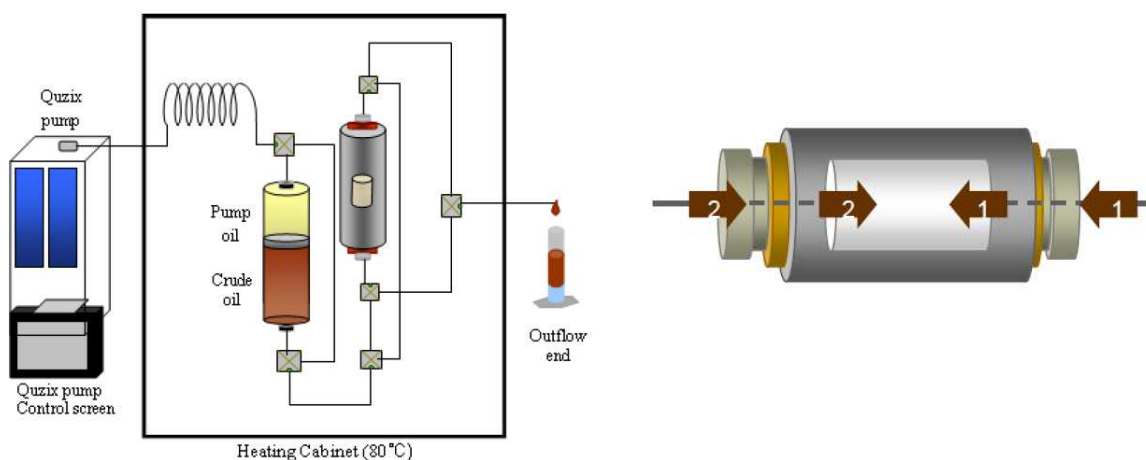


**Figur 3.4.1: Hassler kjerneholder (Berge, 2008).**

### 3.5 – Elding og eldingsmetode

Siden dagbruddsbergarter er sterkt vannfuktet, og svært få reservoarer er sterkt vannfuktet, må den representative fluidfordelingen gjenskapes for å kunne representere reservoaret. Dette er spesielt viktig ved bruk av karbonatbergarter siden det er påvist at 80-90 % av verdens karbonatreservoarer viser et negativt kapillartrykk, altså de er fortrinnsvis oljefuktet (Høgnesen *et al.*, 2005). Det er dokumentert at nærmere 50 % av verdens oljereserver ligger lagret i karbonatreservoarer (Høgnesen *et al.*, 2005). Utvinningen fra slike felt er lavt (ofte mindre enn 30 %) noe som fører til at IOR potensialet fra slike reservoarer er stort. Det vil derfor være en nødvendighet i eksperimentell kjerneanalyse å bruke representative kjerneplugger for å tilegne en dypere forståelse av hvordan fukten påvirker flerfasestrøm i porøse medier og hvordan man kan endre fukten til mer vannfuktete regimer for å fremme en bedre mikroskopisk og volumetrisk sveipeffektivitet, noe som betyr høyere oljeutvinning.

Eldingsmetoden brukt i denne oppgaven var en dynamisk metode som foregikk i et eldingsskap ved 80°C (Graue *et al.*, 2002a). Det ble eldet to kjerner samtidig for å få mest mulig identiske egenskaper på kjernene. Så lenge det var olje inne i kjernen var det viktig at temperaturen var konstant 80°C, for å unngå voksutfellinger i råoljen. Hele prosessen startet med å installere to kjerneprøver som var 100 % mettet med syntetisk formasjonsvann (i to Hassler kjerneholdere) inne i eldingsskapet. Kjerneprøvene ble drenert ved å injisere råolje, i begge retninger, ned til  $S_{wi}$ . Råoljen ble injisert ved konstant trykk. For kalk var dreneringstrykket 2 bar/cm kjernelengde. Selve eldingsprosessen startet i motsatt retning av dreneringen med en konstant rate på 1,5 ml/time for kjerneprøver med en diameter på 3,82 cm og 3 ml/time for kjerneprøver med en diameter på 5,08 cm (Graue *et al.*, 2002a). Etter halve eldingstiden ble flømmingsretningen reversert. Dette var for å få etablert en uniform fuktfordeling i kjernepluggene (Aspenes *et al.*, 2003). Eldingstiden ble bestemt ut i fra hvilken fukt som var ønsket. Tidligere arbeid viser at Amott indeksen synker ved økende eldingstid (Graue *et al.*, 1999). Prosessen ble avsluttet ved å injisere 2,5 PV dekanafalten og dekan i hver retning for å fortrenge råoljen ved blandbar fortrenkning. Det var vektlagt å først injisere dekanafalten for å fortrenge råoljen. Dersom dekan kommer i kontakt med råolje kan utfellinger av asfaltener forekomme. Dekan er gunstig å bruke som oljefase siden mobilitetsforholdet (ved romtemperatur) stemmer godt overens med mobilitetsforholdet på noen kalkreservoarer i Nordsjøen under reservoarforhold. Dekan er også en ren mineralolje som ikke vil endre fukten til kjernepluggen og er dermed egnet til forsøk som skal reproduseres (Graue, 2010). **Figur 3.5.1** illustrerer eldingsoppsettet og anvendt eldingsmetode.



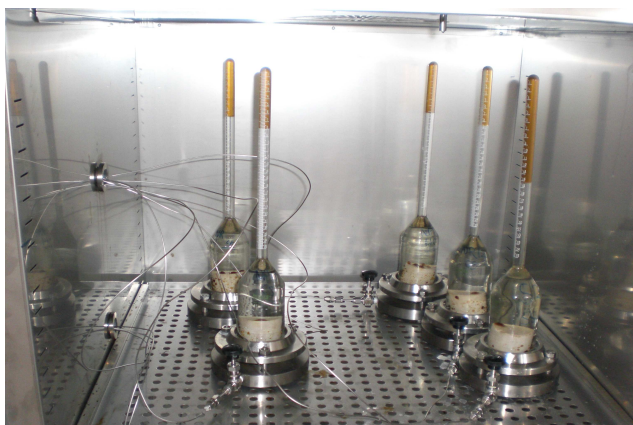
**Figur 3.5.1: Skjematisk framstilling av eldingsoppsettet (venstre) og anvendt eldingsmetode (høyre) (Berge, 2008).**

### **3.6 – Måling av fukt**

Fukten på kjernepluggene i oppgaven ble bestemt ved hjelp av Amott metoden (Amott, 1959) (se kapittel 1.6.2). Etter drenering og elding ble kjernepluggene plassert i imbibisjonsceller som var fylt med formasjonsvann. Oljeproduksjonen ble målt som funksjon av tiden. Etter endt spontanimbibisjon ble kjerneprøvene vannflømmet og oljeproduksjonen ble målt. Fukten ble deretter kalkulert ved hjelp av **formel 1.6.2.1**. For sterkt vannfuktete kjerner startet spontanimbibisjonen umiddelbart og mesteparten av produksjonen var over på en time. For kjerner med lav Amott indeks var induksjonstiden lenger og produksjonen strakk seg over en lengre tidsperiode.

### **3.7 – Høytemperaturimbibisjon**

De første høytemperaturimbibisjonene ble gjort på forskningscenteret til ConocoPhillips i Bartlesville, Oklahoma. For å kunne gjøre dette i Bergen måtte et helt nytt oppsett designes og installeres. Oppsettet ble designet slik at det var mulig å kjøre ti kjernepluggen samtidig. Siden spontanimbibisjonsforsøkene skjer ved 130°C (**Figur 3.7.2**, høyre) må det tilføres trykkstøtte inn til imbibisjonscellene slik at imbibisjonsvannet i cellene og kjernene ikke koker. Trykkstøtten kom både fra en nitrogentank og husluften som var koblet til en trykkbeholder som inneholdt destillert vann (se **Figur 3.7.2**, venstre). Da ønsket trykk var oppnådd (4 bar) ble ventilen på trykktanken åpnet slik at vannet strømmet inn til imbibisjonscellene via en 1/16" ståltubing. Disse cellene var laget av forsterket glass og ble montert på en bunn som var laget av titanium. Denne bunnen hadde en inngang med en nåleventil og en utgang som ble brukt til å fylle cellene med ønsket vann. Utgangen ble holdt stengt under forsøket. Den største utfordringen med dette eksperimentet var å unngå lekkasje mellom bunnen og imbibisjonscellen. For å unngå å måtte stoppe hele forsøket dersom lekkasje i en celle skulle forekomme ble det designet et system av ventiler slik at trykket inn til hver enkelt celle kunne kontrolleres fra utsiden av ovnen (**Figur 3.7.2**, midten). Ved lekkasje av en celle kunne trykkstøtten inn til denne cellen enkelt bli fjernet, slik at den lett kunne bli tatt ut av ovnen uten å påvirke resten av forsøket. **Figur 3.7.1** viser fem av ti celler som står til imbibisjon i 130°C.



**Figur 3.7.1: Oppsett av høytemperaturimbibisjon i Bergen.**



**Figur 3.7.2: Venstre: Trykktank med destillert vann som gir trykkstøtte inn til cellene. Midten: System av ventiler som kan isolere trykket inn til hver enkelt celle. Høyre: Viser temperatur på ovnen under forsøkene.**

### **3.8 – Høytemperaturflømming**

For å kunne gjøre vannflømming på 130°C, ble et det laget et nytt oppsett i varmeskapet hvor eldingene ble utført. Baktrykksregulatorer ble testet og installert på oppsettet. For å unngå at fluidene i kjernen kokte var det nødvendig med baktrykksregulatorer slik at linjetrykket var høyere enn kokepunktet til fluidene. Det ble brukt ett baktrykk på 7 bar som ble hentet fra husluften. Ett nytt system av tubing, som var i rustfritt stål, ble laget og installert. Ny tubing ble trukket fra pumpene, inn i varmeskapet og koblet direkte på kjerneholderene. Produksjonstubingen var også i rustfritt stål og ble koblet direkte inn på en baktrykksregulator som var plassert på utsiden av ovnen. Fra bakstrykksregulatoren ble det laget tubing i plast som gikk opp i et vannbad hvor produksjonen gikk inn i en imbibisjonscelle. Dette gjorde at oljeproduksjonen lett kunne leses av og det hindret også fordampning av de produserte fluidene. Darcy hastigheten på flømmingene ble satt til 2 cm/dag, som er den hastigheten vann forflytter seg med, i aktuelle kalkreservoarer i Nordsjøen. Dette ble beregnet ut fra det mobile porevolumet til hver kjerneplugg som ble flømmet.

Flømmingene ble stoppet etter at det var blitt injisert ca 1 porevolum. På feltskala er det uvanlig å injisere noe mer enn ett porevolum fordi at vann/olje-forholdet vil bli altfor høyt og oljeproduksjonen vil bli uøkonomisk. **Figur 3.8.1** viser oppsettet av flømmingene.



**Figur 3.8.1: Oppsett av høytemperaturflømming. Venstre: Viser pumpene som ble brukt og imbibisjonscellene som fluidene ble samlet opp i. Baktrykksregulatorene er til høyre på bildet. Høyre: Kjerneholderne som ble installert i varmeskapet.**

## Kapittel 4 – Resultat og diskusjon

### 4.1 – Oversikt over permeabilitet og porøsitet

Permeabilitet og porøsitet ble funnet slik som det er beskrevet i kapittel 3.3 og 3.4. **Tabell**

**4.1.1** gir en oversikt over permeabilitet og porøsitet på Niobrara, Portland og Stevns kalk.

**Tabell 4.1.1: Oversikt over permeabilitet og porøsitet.**

Kjerne	Bergart	Lengde (cm)	Diameter (cm)	Porevolum (ml)	Porøsitet %	Permeabilitet (mD)
NR1	Niobrara	6,01	3,82	25,97	37,7	2,7
NR2	Niobrara	6,00	3,81	25,80	37,7	2,6
NR3	Niobrara	6,06	3,82	25,70	37,0	2,5
NR4	Niobrara	6,04	3,82	25,87	37,4	2,6
NR5	Niobrara	6,01	3,81	26,66	38,9	3,2
NR6	Niobrara	6,01	3,82	26,01	37,8	2,9
NR7	Niobrara	6,02	3,81	24,25	35,3	2,7
NR8	Niobrara	6,01	3,83	26,40	38,1	3,2
NR9	Niobrara	6,01	3,81	25,70	37,5	3,0
NR10	Niobrara	6,01	3,81	26,98	39,4	2,7
NR11	Niobrara	6,01	3,81	25,23	36,6	3,0
NR12	Niobrara	6,01	3,81	25,29	36,9	2,6
NR14	Niobrara	6,02	3,82	26,10	37,8	2,5
NR15	Niobrara	6,01	3,83	25,74	37,2	2,4
NR16	Niobrara	6,01	3,81	24,25	35,4	2,4
NR17	Niobrara	6,01	3,81	26,74	39,0	2,3
NR18	Niobrara	6,01	3,81	25,94	37,9	2,3
NR19	Niobrara	6,01	3,81	25,58	37,3	2,7
NR20	Niobrara	6,01	3,81	26,59	38,8	2,7
NR21	Niobrara	6,01	3,82	26,20	38,0	2,4
NR22	Niobrara	6,01	3,81	25,71	37,5	2,6
NR23	Niobrara	6,01	3,81	26,27	38,3	2,7
NR24	Niobrara	6,01	3,81	25,72	37,5	2,9
NR25	Niobrara	6,01	3,81	25,53	37,3	2,4
NR26	Niobrara	6,01	3,81	24,97	36,3	2,5
NR27	Niobrara	6,02	3,82	25,56	37,1	2,8
NR28	Niobrara	6,01	3,81	24,99	36,5	2,6
NR29	Niobrara	6,02	3,82	25,10	36,4	2,7
NR30	Niobrara	6,01	3,82	23,74	34,5	3,8
NR31	Niobrara	6,02	3,81	23,41	34,1	2,6
PCR1	Portland	5,96	3,81	30,78	45,3	2,9
PCR2	Portland	6,01	3,81	31,47	45,9	6,3
PCR3	Portland	6,01	3,81	32,27	47,1	4,9
PCR4	Portland	6,02	3,82	32,15	46,6	6,2
PCR5	Portland	6,01	3,82	31,93	46,4	6,5
PCR6	Portland	6,01	3,79	31,17	46,0	4,4



PCR7	Portland	5,78	3,8	30,54	46,6	8,0
PCR8	Portland	6,01	3,82	31,73	46,1	5,2
PCR9	Portland	6,01	3,81	31,22	45,6	4,1
PCR11	Portland	6,02	3,81	31,72	46,2	5,7
PCR12	Portland	6,01	3,81	31,91	46,6	3,8
PCR13	Portland	6,02	3,82	31,36	45,5	3,9
PCR14	Portland	6,04	3,82	31,25	45,1	5,2
SR1	Stevns	6,01	3,82	31,06	45,1	3,4
SR2	Stevns	6,02	3,81	31,43	45,8	4,1
SR3	Stevns	6,01	3,82	31,81	46,2	4,8
SR4	Stevns	6,02	3,81	31,70	46,2	4,6
SR6	Stevns	6,01	3,81	32,71	47,7	6,5
SR7	Stevns	6,01	3,82	32,69	47,5	5,7
SR8	Stevns	6,01	3,81	32,66	47,7	5,2
SR9	Stevns	6,01	3,81	31,76	46,3	4,3
SR11	Stevns	5,99	3,81	31,69	46,4	3,7
SR12	Stevns	6,01	3,81	32,76	47,8	9,3
SR14	Stevns	6,01	3,81	31,62	46,2	11,2
SR15	Stevns	6,05	3,82	32,23	46,5	4,5
SR16	Stevns	6,06	3,83	31,15	44,6	4,2
SR17	Stevns	6,06	3,82	31,95	46,0	5,0
SR18	Stevns	6,01	3,83	31,12	44,9	4,8
SR19	Stevns	5,99	3,82	31,35	45,7	4,4
SR20	Stevns	6,04	3,82	32,00	46,2	5,4
SR21	Stevns	6,04	3,82	31,87	46,3	9,3
SR22	Stevns	6,01	3,82	31,22	45,3	4,9
SR23	Stevns	6,04	3,82	32,18	46,5	5,0
SR24	Stevns	6,09	3,82	32,66	46,8	4,3
SR25	Stevns	6,01	3,82	32,01	46,5	5,8
SR26	Stevns	6,04	3,85	31,77	45,2	4,3
SR27	Stevns	6,01	3,82	29,85	43,3	2,8
SR28	Stevns	6,02	3,81	31,83	46,4	6,3
9C	Stevns	6,00	3,82	31,53	45,8	3,7
9D	Stevns	6,00	3,81	31,30	45,7	4,5
7C	Stevns	6,00	3,81	32,18	47,0	7,4
A3	Stevns	6,00	3,81	28,94	42,5	2,8
A5	Stevns	6,00	3,81	28,83	42,4	4,0
A1	Stevns	6,00	3,81	29,09	42,7	4,4
A2	Stevns	6,11	3,81	29,46	42,5	2,9
A7	Stevns	5,99	3,81	29,50	43,2	3,6

NR: Niobrara kalk.  
PCR: Portland kalk.  
SR: Stevns kalk.

Permeabiliteten og porøsiteten innenfor hver bergart er nokså like, noe som indikerer homogene bergarter. Usikkerheten i porevolumet er på om lag  $\pm 0,1$  ml, porøsitet er på  $\pm 0,2$  % og for permeabiliteten er usikkerheten på  $\pm 0,3$  mD. Usikkerhetene er beregnet ut fra **formel 4.12.1** i kapittel 4.12. Imbibisjonskarakteristikker for eldede Niobrara, Stevns og Portland kalk finnes i **Appendiks 1.C** og **1.D**.

## 4.2 – Effekten av eldet filter på Niobrara kalk.

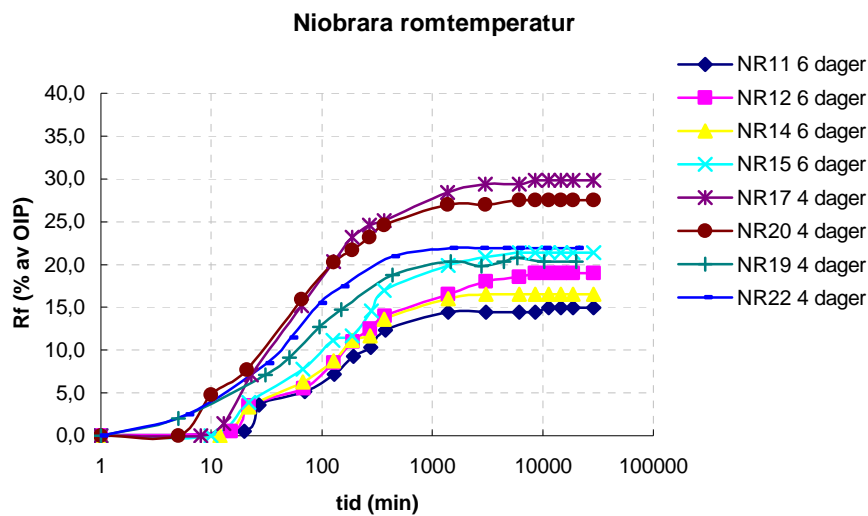
Niobrara kalk viste seg å være vanskelig å få redusert vannindekser på ved elding i råolje. Fire og seks dagers dynamisk elding gav henholdsvis 0,6 og 0,3 i Amott vannindeks. For å prøve å effektivisere eldingen ble det forsøkt å elde filteret som ble brukt til å filtrere råoljen. Filtrering av råoljen ble gjort for å forhindre at uønskede partikler og komponenter skal kontaminere kjerneprøven og muligens ødelegge permeabiliteten til kjerneprøven som blir eldet. Filteret, som var Portland kalk, ble kuttet opp i om lag 1,5 cm tykke enheter som hadde en diameter på 5,08 cm. De ble deretter mettet med Ekofiskvann, installert i en kjerneholder og drenert ned til  $S_{wi}$  før selve eldingsprosessen startet. Eldingstiden på filterne var 2 dager i hver retning, altså en total eldingstid på 4 dager. Resultatene er presentert i **Tabell 4.2.1**:

**Tabell 4.2.1: Resultater av effekten av eldet filter på Niobrara kalk.**

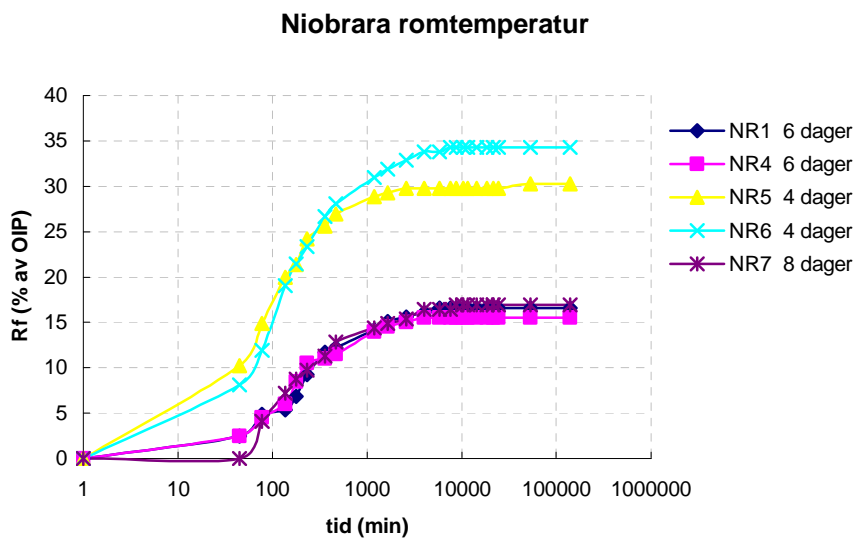
Kjerne	Lengde (cm)	Diameter (cm)	Porøsitet (%)	Permeabilitet (mD)	$S_{wi}$	Eldingstid	Fukt	Filter
NR1	6,01	3,82	37,7	2,7	0,21	6 dager	0,30	ikke eldet
NR4	6,04	3,82	37,4	2,6	0,23	6 dager	0,28	ikke eldet
NR5	6,01	3,81	38,9	3,2	0,19	4 dager	0,63	ikke eldet
NR6	6,01	3,82	37,8	2,9	0,19	4 dager	0,59	ikke eldet
NR7	6,02	3,81	35,3	2,7	0,20	8 dager	0,28	ikke eldet
NR11	6,01	3,81	36,6	3,0	0,23	6 dager	0,23	eldet
NR12	6,01	3,81	36,9	2,6	0,21	6 dager	0,32	eldet
NR14	6,02	3,82	37,8	2,5	0,21	6 dager	0,26	eldet
NR15	6,01	3,83	37,2	2,4	0,20	6 dager	0,34	eldet
NR17	6,01	3,81	39,0	2,3	0,21	4 dager	0,52	eldet
NR20	6,01	3,81	38,8	2,7	0,22	4 dager	0,48	eldet
NR19	6,01	3,81	37,3	2,7	0,23	4 dager	0,32	eldet
NR22	6,01	3,81	37,5	2,6	0,22	4 dager	0,40	eldet

Ut fra tabellen over er det en trend som viser at Amott vannindeksen er noe lavere for kjerner som har blitt eldet med råolje som var filtrert med eldet filter. NR5 viste en vannindeks på  $I_w = 0,63$  og en initiell vannmetning på  $S_{wi} = 0,19$ , mens NR19 viste en vannindeks på  $I_w = 0,32$  og en initiell vannmetning på  $S_{wi} = 0,23$ .

Forskjellen mellom disse to kjernene ligger i filteret som oljen har blitt filtrert gjennom. Det må også nevnes at all råoljen brukt til disse eldingene ble oksidert like lenge, totalt fire dager. Fremgangsmåten og eldingsmetoden var den samme. Oljen som ble brukt til eldingene kom fra Ekofiskfeltet og hadde et syretall på 0,1 mgKOH/g olje, noe som er lavt. Oljer med lavt syretall har mindre innhold av polare komponenter, noe som kan gjøre eldingen mindre effektiv. Dette kan føre til et mer vannfuktet system som gjenspeiles av Amott vannindeksen. Imbibisjonskarakteristikene for kjerner eldet med olje filtrert med eldet og sterkt vannfuktet filter er oppsummert gjennom **Figur 4.2.1-4.2.2.**



**Figur 4.2.1:** Imbibisjonskarakteristikker for Niobrara kjerner som var eldet med olje som hadde blitt filtrert gjennom eldet filter. Utvinning som funksjon av tid.



**Figur 4.2.2:** Imbibisjonskarakteristikker for Niobrara kjerner som var eldet med olje som hadde blitt filtrert gjennom et sterkt vannfuktet filter. Utvinning som funksjon av tid.

Karakteristikkene over er noe spredt, noe som gjør en direkte sammenligning vanskelig, men noen interessante observasjoner har blitt gjort for de to tilfellene.

#### Eldet filter.

NR17 og NR20 har begge en eldingstid på 4 dager. Disse pluggene var søsterplugg og viste en utvinning på henholdsvis 30 og 27 % av OIP. Fukten var  $I_w=0,52$  for NR17 og  $I_w=0,48$  for NR20. Disse to pluggene har noe høyere vannfukt i forhold til NR19 og NR22 som også var søsterplugg og hadde en eldingstid på 4 dager. Fukten i dette tilfellet var  $I_w=0,32$  for NR19 og  $I_w=0,40$  for NR20. De to sistnevnte viste en bedre respons på bruk av råolje som var filtrert gjennom et eldet filter. Amott indeksen avtok med om lag 0,1 for samme eldingstid. Utvinningen av OIP for NR19 var 21 %, mens for NR22 var det 22 %.

#### Sterkt vannfuktet filter.

NR5 og NR6 hadde også en eldingstid på 4 dager, men viste til noe høyere Amott vannindekser på  $I_w=0,63$  for NR5 og  $I_w=0,59$  for NR6. Disse pluggene var også søsterplugg og ble eldet med den samme dynamiske eldingsmetoden. NR5 og NR6 viste til en utvinning på henholdsvis 30 og 34 % av OIP. De initielle vannmetningene var 0,19 for begge pluggene. NR1, NR4 og NR7 viser til en lavere utvinning og endring i vannmetning. Utvinningsgraden ligger på mellom 16 -18 % av OIP for disse kjernepluggene. Ved å bruke råolje som har blitt filtrert gjennom et sterkt vannfuktet filter var eldingene minst effektiv i de kjernepluggene som ble eldet i fire dager. For kjerner som var eldet i seks og åtte dager var forskjellen i Amott vannindeksen lav.

Det er litt for stor spredning i resultatene til å kunne si noe sikkert om hvor god effekt elding av filter har på Amott vannindeksen i Niobrara kalk. Flere eldinger bør utføres både med bruk av eldet og sterkt vannfuktet filter. Dette datasettet kan indikere at eldingen ble noe mer effektive ved bruk av eldet filter, ettersom at alle kjernene som ble eldet i 4 dager ved hjelp av eldet filter fikk en lavere vannindeks. En vannindeks på  $I_w=0,59$  og  $0,63$  ansees som høy når eldingstiden er 4 dager. En mulig grunn til denne oppførselen er at oljen som ble brukt hadde et lavt syretall. Oljen kommer fra Ekofiskfeltet, som har en høy temperatur, og det er kjent at syretallet synker ved økende temperatur. Oljer med høyt syretall inneholder tunge polare komponenter som kan adsorberes kjemisk på en mineraloverflate og endre fukten til mediet. Dersom syretallet er lavt, vil andelen av polare komponenter være lavere. Ved å filtrere oljen gjennom et sterkt vannfuktet filter kan noen av disse komponentene adsorberes på filteret slik

at oljen mister noen av de polare komponentene. Det er mulig at dette kan føre til dårligere elding på grunn av manglende tilstedeværelse av polare komponenter i oljen som blir brukt. Ved å elde filteret er det sannsynlig at filteret kan bli mettet av polare komponenter under eldingsprosessen. Ved å bruke et slikt filter under filtreringsprosessen kan det tenkes at konsentrasjonen av de polare komponentene i oljen som blir filtrert vil kunne holdes konstant. Resultatet av dette kan føre til en mer effektiv og sterkere elding. Effekten av eldet filter er best sett under 4 dagers elding og er nesten neglisjerbar etter 6 dagers elding. Dette er mest sannsynlig et resultat av litt lite data.

### **4.3 – Høytemperaturimbibisjon USA, Niobrara og Stevns**

Reservoargruppen ved institutt for fysikk og teknologi har i et tidligere arbeid studert effekten av sulfat som funksjon av fukt. Resultatene viste da at sulfat har en positiv innvirkning på Stevns kalk og ingen innvirkning på Portland/Rørdal kalk (Berge, 2008, Aasheim, 2008). Forsøkene viste at Stevns kjerner som stod til imbibisjon med syntetisk sjøvann, som inneholdt fire ganger sulfatkonsentrasjonen til vanlig sjøvann (SSW-4S), hadde en gjennomsnittlig utvinning på om lag 60 % av OIP. Stevns kjerner som stod til imbibisjon med syntetisk sjøvann uten sulfat (SSW-0S) viste en utvinning på om lag 35 % av OIP. Konklusjonen var at sulfat endret fukten til mer vannfuktet. Portland/Rørdal kjerner viste ingen respons på sulfat. Den høye utvinningen på om lag 55 % av OIP skyldtes kun effekten av temperatur. Tilstedeværelsen av silikater som finnes i Portland/Rørdal kalk kan ha forhindret effekten av sulfat. Det må også nevnes at alle pluggene ble mettet med Ekofiskvann (Berge, 2008, Aasheim, 2008).

I denne masteroppgaven blir dette arbeidet videreført ved å introdusere flere variabler og en ny mekanisme. En ny type bergart har blitt introdusert (Niobrara kalk) samt to ulike initielle vannsammensetninger. Noen pluggar var mettet med kalksteinsvann og noen med Ekofiskvann, for å undersøke om sammensetningen av det initielle vannet påvirker effekten av sulfat i Stevns kjernepluggar. Ved å introdusere en ny mekanisme, tvungen imbibisjon (vannflømming) på 130°C, ble også effekten av tvungen- og spontanimbibisjon studert hvor det injiserte fluidet inneholdt enten fire eller null ganger sulfatkonsentrasjonen til sjøvann. Et viktig mål i oppgaven var å isolere effekten av temperatur og sulfat på Niobrara kalk.

### Kjernemateriale.

Flere kjerneplugger av to ulike dagbruddsbergarter ble eldet til mindre vannfuktede betingelser i laboratoriet og plassert i imbibisjonsceller ved 130°C. I den første testen ble ti Stevns og seks Niobrara kjerneplugger undersøkt. Alle kjernene hadde en diameter på 3,81 cm og lengde på 6 cm. Initiale vannmetninger, fukt og petrofysiske størrelser er presentert i

#### **Tabell 4.3.1.**

**Tabell 4.3.1: Egenskaper til kjernene brukt i forsøket.**

Kjerne	Bergart	Porøsitet (%)	Perm (mD)	Eldings-tid	Initielt fluid	Imbibierende fluid	S <sub>wi</sub>	R <sub>f</sub> (% OIP)	Fukt
NR1	Niobrara	37,7	2,7	6 dager	EK	SSW-4S	0,16	46,8	0,30
NR4	Niobrara	37,4	2,6	6 dager	EK	SSW-4S	0,19	48,7	0,28
NR5	Niobrara	38,9	3,2	4 dager	EK	SSW-0S	0,10	34,6	0,63
NR6	Niobrara	37,8	2,9	4 dager	EK	SSW-0S	0,20	54,8	0,59
NR9	Niobrara	37,5	3,0	-	EK	SSW-4S	0,32	54,4	1,0
NR10	Niobrara	39,4	2,7	-	EK	SSW-0S	0,32	58,0	1,0
SR7	Stevns	47,5	5,7	-	EK	SSW-4S	0,38	41,5	1,0
SR8	Stevns	47,7	5,2	-	EK	SSW-0S	0,37	51,2	1,0
9C	Stevns	45,8	3,7	4 dager	KV	SSW-0S	0,22	44,7	0,19
9D	Stevns	45,7	4,5	4 dager	KV	SSW-0S	0,23	40,8	0,18
A1	Stevns	42,7	4,4	4 dager	KV	SSW-4S	0,22	48,2	0,15
A5	Stevns	42,4	4,1	4 dager	KV	SSW-4S	0,21	45,5	0,15
7C	Stevns	47,0	7,4	4 dager	KV	SSW-0S	0,27	27,6	0,15
A7	Stevns	43,2	3,6	4 dager	KV	SSW-0S	0,28	30,5	0,14
A3	Stevns	42,5	2,8	4 dager	KV	SSW-4S	0,29	41,9	0,18
A2	Stevns	42,5	2,9	4 dager	KV	SSW-4S	0,25	43,2	0,20

EK: Ekofiskvann.

KV: Kalksteinsvann.

SSW-0S: Syntetisk sjøvann uten sulfat.

SSW-4S: Syntetisk sjøvann med fire ganger sulfatkonsentrasjon til vanlig sjøvann.

### Fluider.

Fire ulike vannsammensetninger ble brukt i dette forsøket. Sammensetningene er oppsummert i **Tabell 4.3.2.**

**Tabell 4.3.2: Vannsammensetninger.**

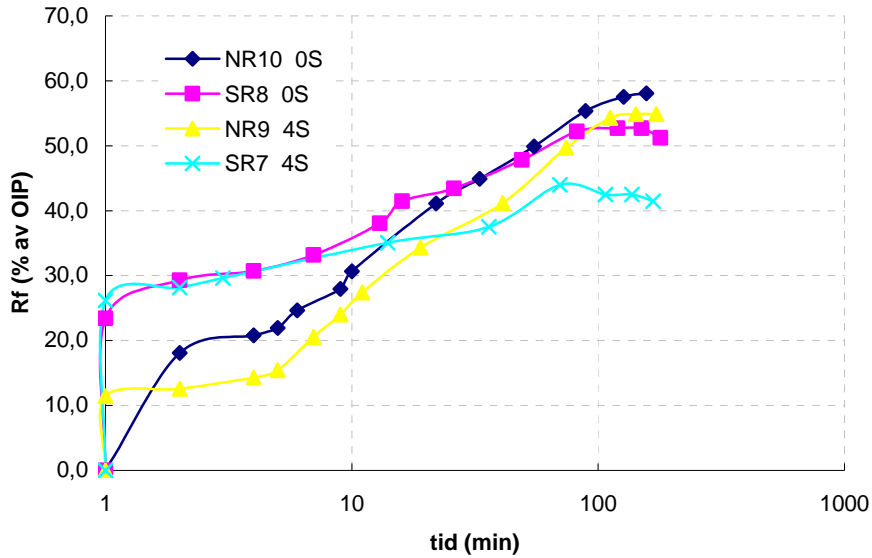
Salt (g/l)	Ekofiskvann	Kalksteinsvann	SSW-0S	SSW-4S
NaCl	40,0	50	26,79	13,15
KCl	-	-	0,75	0,75
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	-	-	-	13,64
NaHCO <sub>3</sub>	-	-	0,17	0,17
MgCl*6H <sub>2</sub> O	5,0	0	9,05	9,05
CaCl <sub>2</sub> *2H <sub>2</sub> O	34,0	50	1,91	1,91
NaN <sub>3</sub>	0,1	0,1	-	-

### Referanseforsøk.

To Niobrara (NR9 og NR10) ble mettet med Ekofiskvann, drenert med dekan ned til  $S_{wi}$ , og deretter plassert i sjøvann som inneholdt sulfat (NR9) og sjøvann som ikke inneholdt sulfat (NR10). To Stevns kjerneplugger ble mettet med Ekofiskvann, drenert med dekan ned til  $S_{wi}$  og plassert i sjøvann med og uten sulfat (SR7 med og SR8 uten sulfat). Formålet med referanseforsøket var å sammenligne omfanget av fuktendringen.

Fire kjerner ble brukt som referanse på sterk vannfukt og ble derfor ikke eldet. Formålet med testen var å studere imbibisjonskarakteristikken med og uten tilstedeværelse av sulfat når fukten var sterkt vannfuktet. **Figur 4.3.1** viser utvinningen (% OIP) som funksjon av tid. Imbibisjonskarakteristikken til de to Niobrara kjernene (NR9 og NR10) var nesten identiske, men NR10 viste noe høyere imbibisjonsrate i starten av referanseforsøket. Stevns kjernene, (SR7 og SR8), viste lik oppførsel de første 40 minuttene av testen helt til SR7 begynte å vise en uventet oppførsel med variasjoner i metningen. Grunnet problemer med lekkasjer og følgende koking ble testen avsluttet etter ca 3 timer.

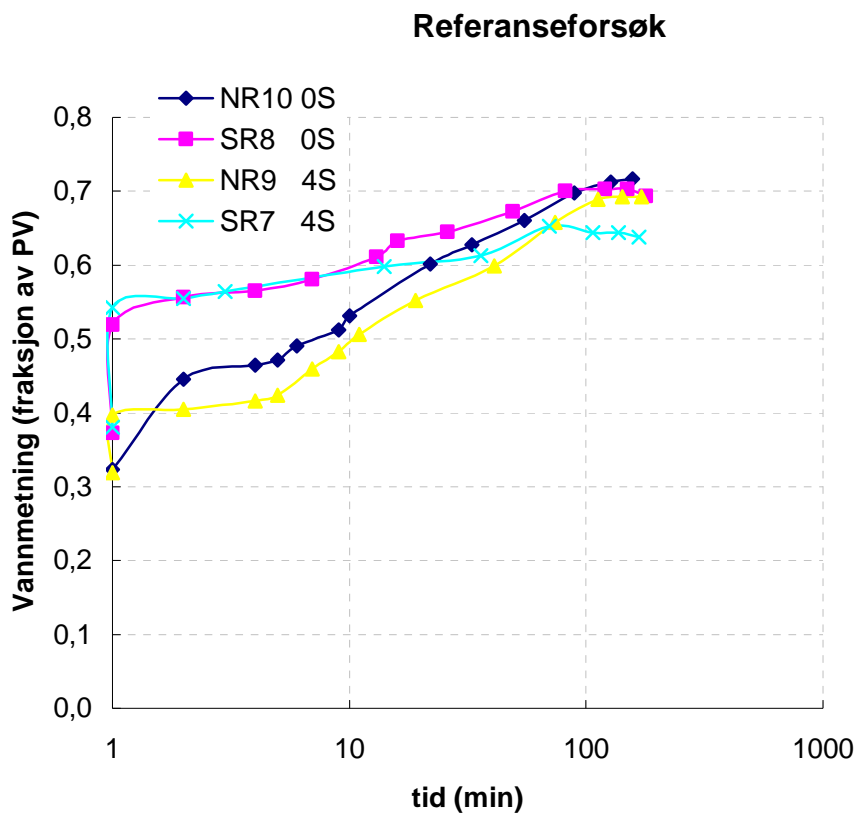
### Referanseforsøk



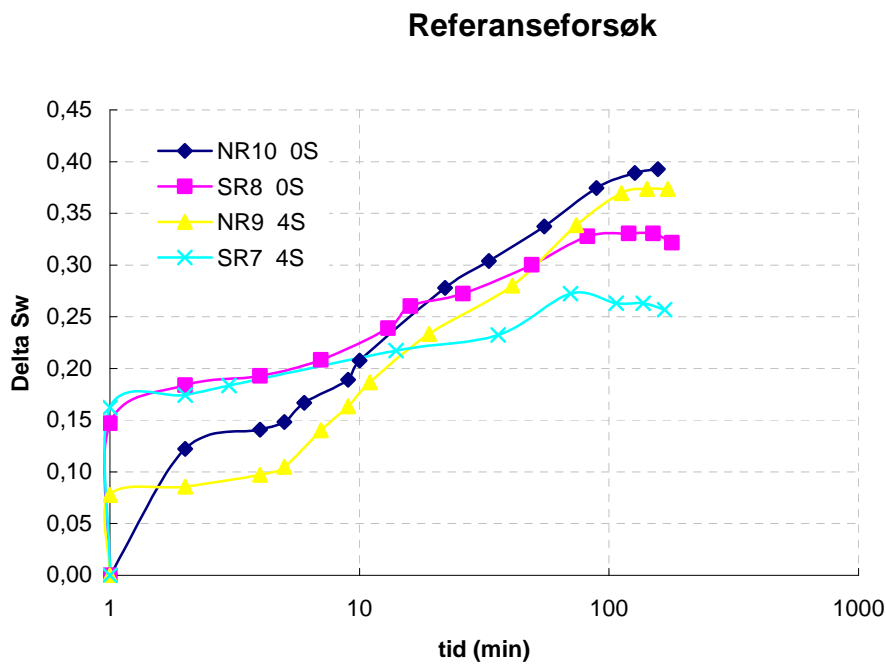
**Figur 4.3.1. Referanseforsøk for fire sterkt vannfuktede kjerner med og uten sulfat i det imbiberende fluidet. Utvinning som funksjon av tid.**

**Figur 4.3.2** angir den gjennomsnittlige vannmetningen i løpet av imbibisjonstesten. Den initielle vannmetningen varierer for hver bergartstype, men var like innenfor hver bergart; 0,32 for begge Niobrara kjernepluggene og 0,38 for begge Stevns kjernene. Ved drenering av sterkt vannfuktede kjerner blir ofte de initielle vannmetningene høyere fordi det mobile porevolumet er mindre. Dette kan også være et resultat av ulike oljer brukt til drenering. Vannmetningen etter forsøket var lik for tre av kjernene (NR9, NR10 og SR8), mens SR7 hadde et lavere endepunkt. **Figur 4.3.3** angir endringen i vannmetning.



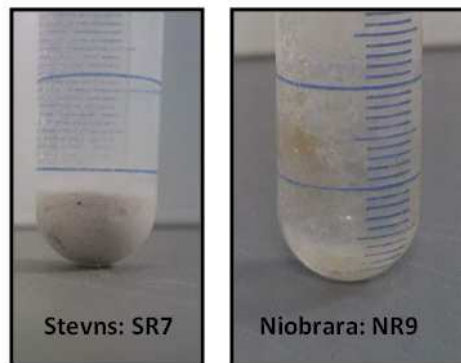


**Figur 4.3.2: Referanseforsøk for fire sterkt vannfuktede kjerner med og uten sulfat i det imbiberende fluidet. Vannmetning som funksjon av tid.**



**Figur 4.3.3: Referanseforsøk for fire sterkt vannfuktede kjerner med og uten sulfat i det imbiberende fluidet. Endring i vannmetning som funksjon av tid.**

Etter forsøket var avsluttet ble det observert at det imbiberende fluidet i Stevns kjernene var misfarget. Dette viste seg å være sedimenter fra kjerneprøven. Imbibisjonscellen ble rotert 180 grader slik at sedimentene kunne synke til bunns av imbibisjonscellen. **Figur 4.3.4** viser kalkpartikler i bunn av cellen som inneholdt SR7. Volumet av kalkpartiklene viste seg å være rundt 0,7 ml.

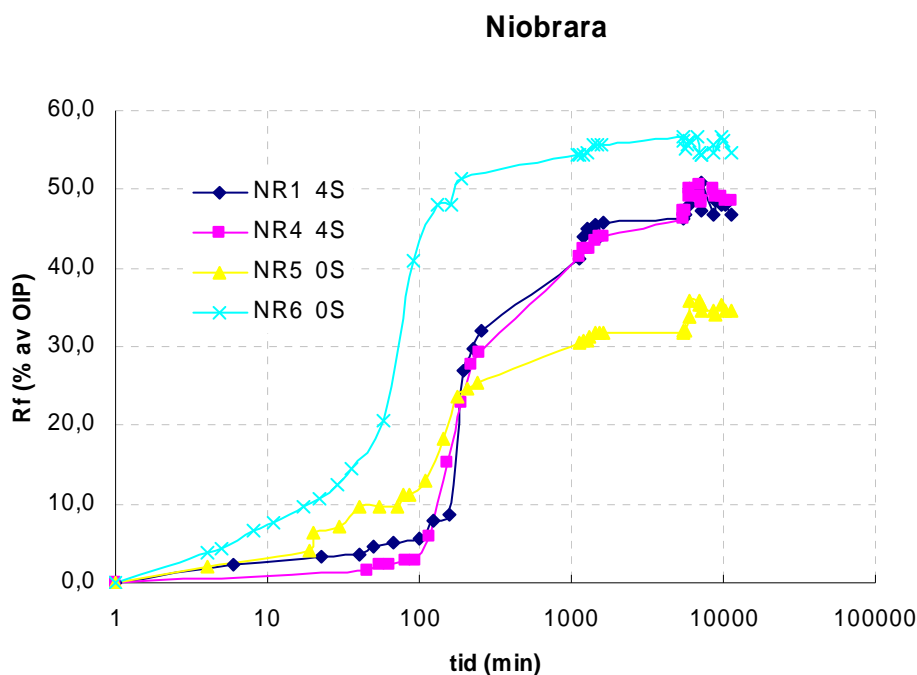


**Figur 4.3.4: Venstre: Kalkpartikler i bunn av imbibisjonscellen som inneholdt SR7 (sterkt vannfuktet kjerne). Høyre: Ingen sedimenter observert i cellen som inneholdt en sterk vannfuktet Niobrara kjerneplugg (NR9). Begge kjernene ble imbibert med fluid som inneholdt sulfat.**

#### Effekten av sulfat på Niobrara kalk.

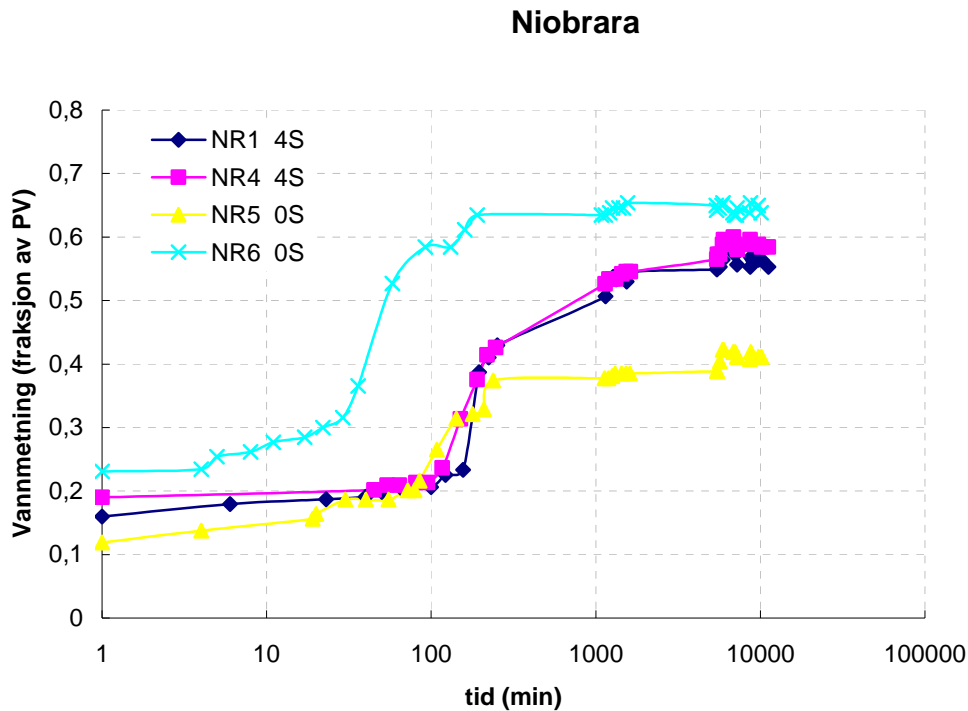
Fire eldede Niobrara kjerner ble brukt til å studere effekten av sulfat i det imbiberende fluidet. Kjernene ble eldet i fire dager (NR5 og NR6) og seks dager (NR1 og NR4), slik at de ble mindre vannfuktet. Amott vannindeksen reflekterer eldingstiden: NR1 og NR4 (seks dager) hadde en Amott vannindeks på henholdsvis  $I_w=0,30$  og  $I_w=0,28$ . NR5 og NR6 hadde en Amott vannindeks på henholdsvis  $I_w=0,63$  og  $I_w=0,59$ . Disse fire Niobrara kjernepluggene ble eldet med råolje som var filtrert med et sterkt vannfuktet filter. Sulfat ble tilsatt det imbiberende fluidet til NR1 og NR4, mens NR5 og NR6 ble imbibert med syntetisk sjøvann uten sulfat. **Figur 4.3.5** viser utvinningen under spontanimbibisjon for alle fire kjernene. NR1 og NR4 viser lik imbibisjonsrate og endepunkt. Den endelige utvinningen for NR1 og NR4 var rett under 50 % av OIP etter 186 timer (ca 8 dager). NR5 og NR6 var søsterplugg og ble eldet til omtrent den samme Amott vannindeks. Disse pluggene ble imbibert uten sulfat. Resultatene av disse kjernene er veldig spredt og kan derfor ikke bli brukt til å evaluere effektiviteten av sulfat på Niobrara kalk. Resultatet til NR5 er ikke troverdig grunnet eksperimentelle problemer. Lekkasje var det største problemet og imbibisjonscellen som inneholdt NR5 ble tatt ut av ovnen flere ganger grunnet lekkasje.

Siden temperaturen er 130°C vil dette bety at vann vil koke når trykket inn til cellen faller. Da cellen som inneholdt NR5 ble tatt ut av ovnen, kokte vannet rundt og inne i kjernen. Dette fører til dampdriv, tap av materialbalanse samt tap av sammensetningen til det imbiberende fluidet. NR6 ble imbibert uten sulfat, men likevel ble endepunktet etter spontanimbibisjon beregnet til 55 % av OIP, altså høyere utvinningsgrad enn kjerner som ble imbibert med SSW-4S. Direkte sammenligning av kjernene er ikke mulig siden Amott indeksen varierer fra  $I_w=0,3-0,6$ , men gir en indikasjon på at sulfat ikke fungerer i Niobrara kalken. Forsøket ble avsluttet etter 186 timer på grunn av mange eksperimentelle problemer. Flere lekkasjer førte til at konsentrasjonen av sulfat i det imbiberende fluidet var usikker.



**Figur 4.3.5: Spontanimbibisjon av fire Niobrara kjerner ved 130°C, med og uten sulfat i det imbiberende vannet. Utvinning som funksjon av tid.**

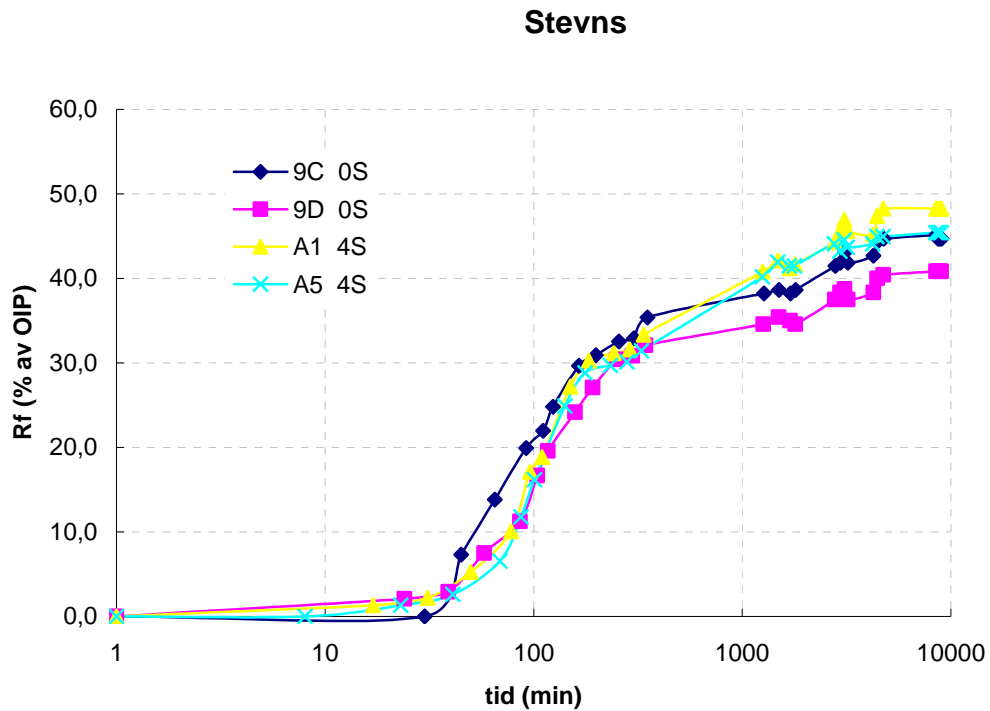
**Figur 4.3.6** viser utviklingene av de gjennomsnittlige vannmetningene for de fire eldede Niobrara kjernepluggene som ble imbibert med og uten sulfat. Den initielle vannmetningen varierer fra  $S_{wi}=0,10$  (NR5) til  $S_{wi}=0,2$  (NR6), noe som gjør en direkte sammenligning vanskelig. Det er kjent at den initielle vannmetningen påvirker imbibisjonsrate og endepunkt (Viksund *et al.*, 1998). En initiell vannmetning på 10 % ansees som veldig lavt, spesielt når kjerneprøvene blir flømmet med konstant trykk på 2 bar/cm kjerneleNGde for å etablere lav vannmetning. Det kan stilles spørsmål om gyldigheten til materialbalansen til NR5. Det ble i tillegg observert et slags kutt som kan stamme fra fossiler. Dette kan føre til at kjerneprøven (NR5) blir veldig heterogen og reproduksjon av initielle metninger blir vanskelig.



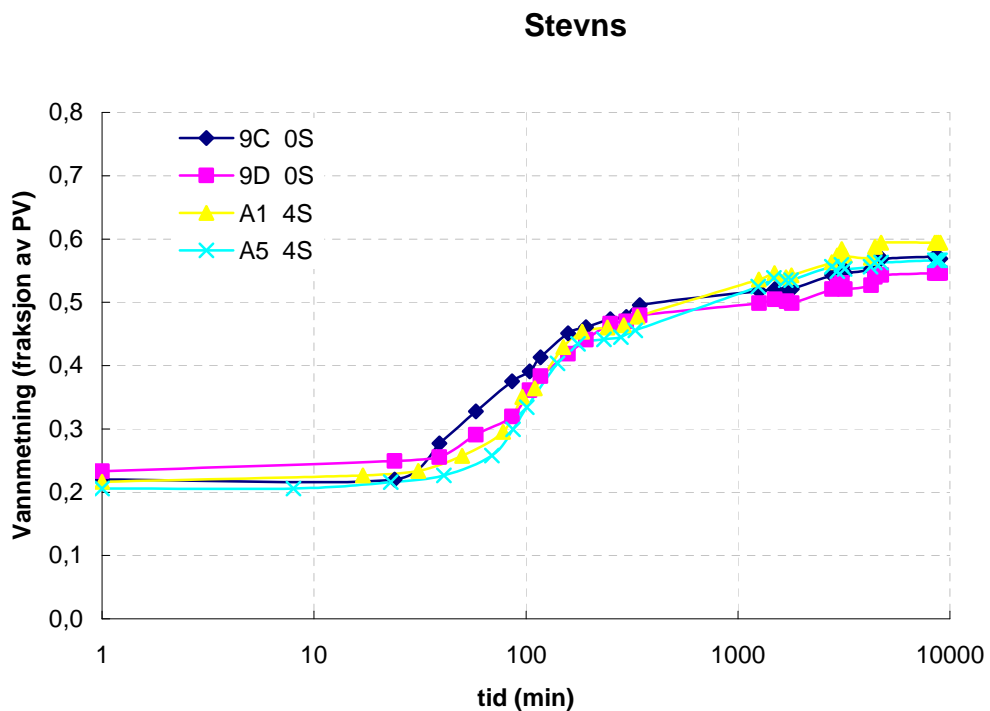
**Figur 4.3.6: Spontanimbibisjon av fire Niobrara kjerner ved 130°C, med og uten sulfat i det imbiberende vannet. Vannmetning som funksjon av tid.**

#### Effekten av sulfat i Stevns kalk.

Effekten av sulfat i det imbiberende fluidet har tidligere vist seg å være en effektiv måte å endre fukten til Stevns kjernemateriale. To tester ble utført for å evaluere effekten av sulfat under spontanimbibisjon ved en temperatur på 130°C. Fire kjerner ble undersøkt: A1 og A5 (med sulfat) og 9D og 9C (uten sulfat). Resultatene av disse fire Stevns kjernene er oppsummert i **Figur 4.3.7, 4.3.8**. Ingen tydelig effekt av sulfat ble observert. Endepunktene i både utvinning og gjennomsnittlig vannmetning for Stevns kjernene med og uten sulfat var nesten identiske. Disse fire kjernene ble testet parallelt med Niobrara kjernene og kan derfor ha blitt påvirket av de eksperimentelle problemene som oppstod for disse kjernene.



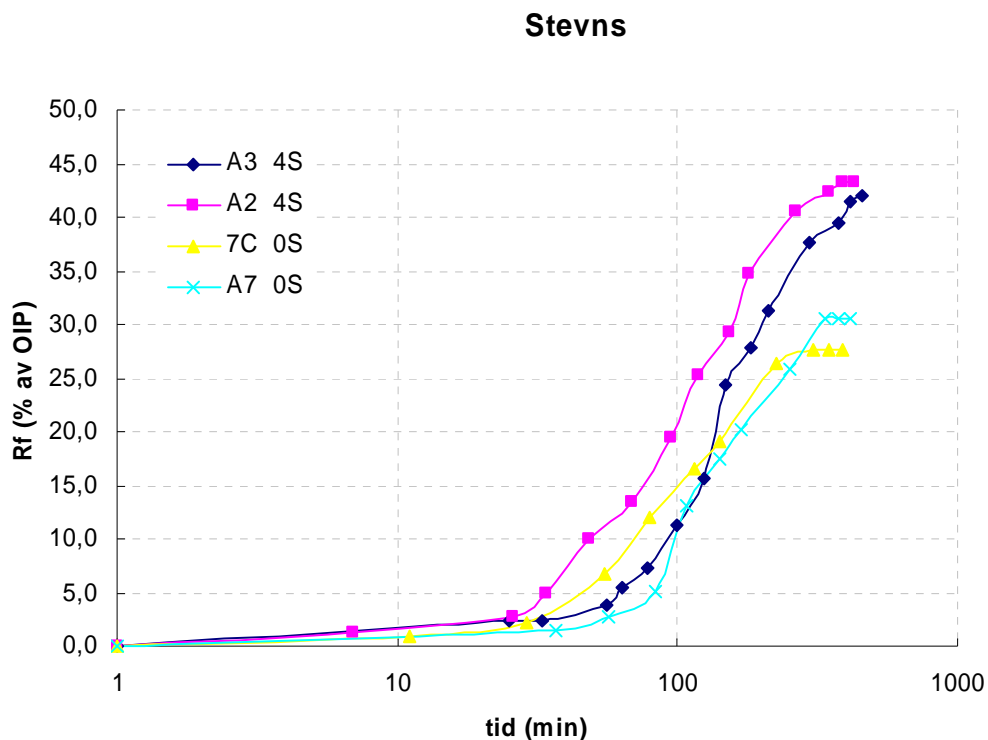
**Figur 4.3.7: Spontanimbibisjon i fire Stevns kjerneprøver ved 130°C, med og uten sulfat i det imbibierende vannet. Utvinning som funksjon av tid.**



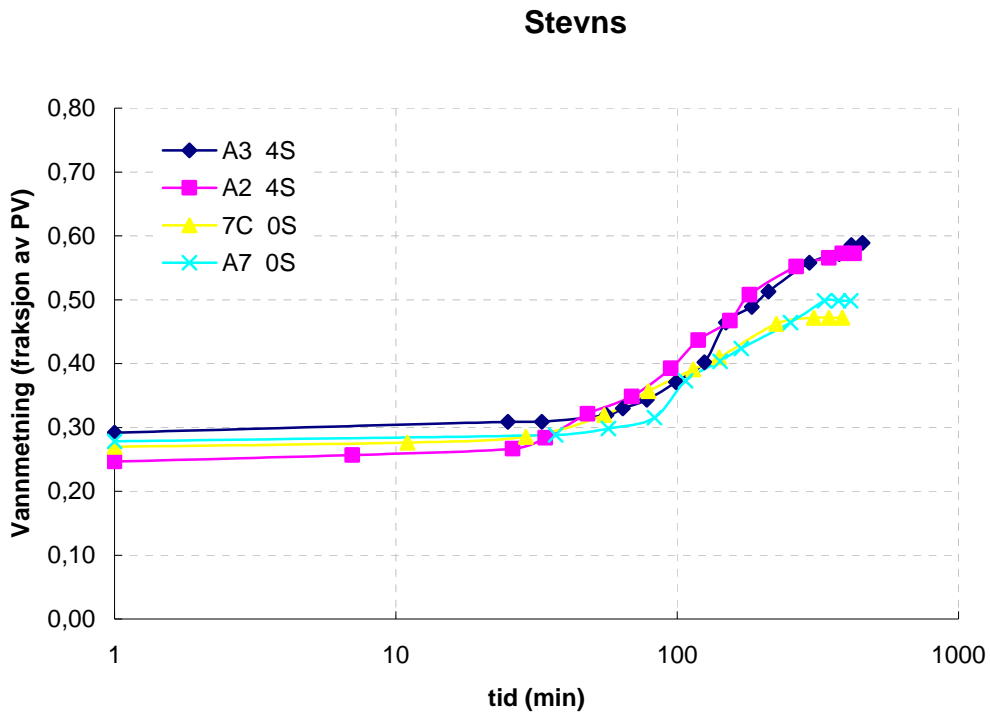
**Figur 4.3.8: Spontanimbibisjon i fire Stevns kjerneprøver ved 130°C, med og uten sulfat i det imbibierende vannet. Vannmetning som funksjon av tid.**

Fire nye Stevns kjerner ble derfor preparert og satt inn for Niobrara kjernene. A2 og A3 ble imbibert med sulfat i vannet, mens A7 og 7C var uten (Figur 4.3.9, 4.3.10 og 4.3.11). På dette tidspunktet var problematikken med lekkasjene løst. Det viste seg at ved å plassere en ekstra o-ring, som var laget av gummi, på bunn av imbibisjonscellene løste lekkasjeproblemet. Likevel ble forsøket avsluttet etter om lag 10 timer. Over natten mistet cellene trykkstøtten som kom fra en nitrogentank, og alt av fluider inne i cellene fordampet. Utvinningen fra kjernene som imbiberte vann med sulfat hadde en høyere utvinning enn de kjernene som imbiberte vann uten sulfat ved det tidspunktet eksperimentet ble avsluttet. Det bør også nevnes at de initielle vannmetningene varierte fra  $S_{wi}=0,25-0,29$ . Forskjellen i utvinning med og uten sulfat i vannet var på om lag 15 % av OIP og endringen i vannmetningen var om lag 0,1 i fraksjon av porevolum.

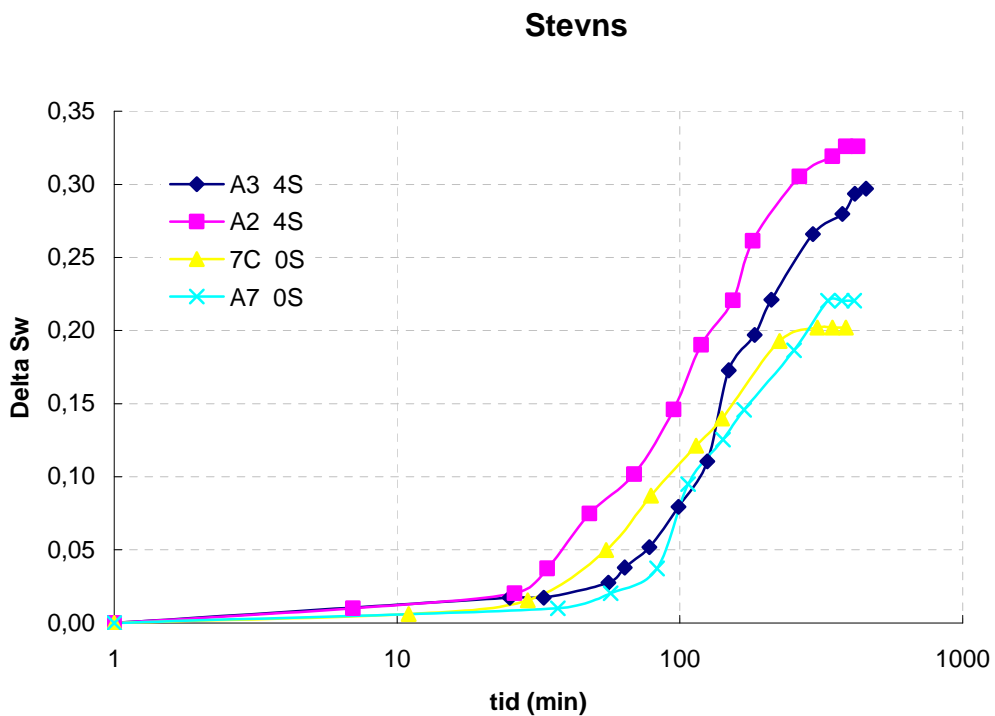
En eldingstid på fire dager viste seg å generere lave Amott vannindekser i de åtte Stevns pluggene undersøkt. Det initielle vannet i Stevns kjernepluggene som ble undersøkt hadde kalksteinsvann, som ikke inneholder magnesium, initielt i kjernen. I arbeid gjort av (Karoussi og Hamouda, 2007) er det vist at elding med magnesium initielt i kjernen fører til dårligere elding av kjernen siden magnesium stabiliserer vannfilmen.



**Figur 4.3.9: Spontanimbibisjon av fire Stevns kjerneprøver ved 130°C, med og uten sulfat i det imbibierende vannet. Utvinning som funksjon av tid.**



**Figur 4.3.10: Spontanimbibisjon av fire Stevns kjerneprøver ved 130°C, med og uten sulfat i det imbiberende vannet. Vannmetning som funksjon av tid.**



**Figur 4.3.11: Spontanimbibisjon av fire Stevns kjerneprøver ved 130°C, med og uten sulfat i det imbiberende vannet. Endring i vannmetning som funksjon av tid.**

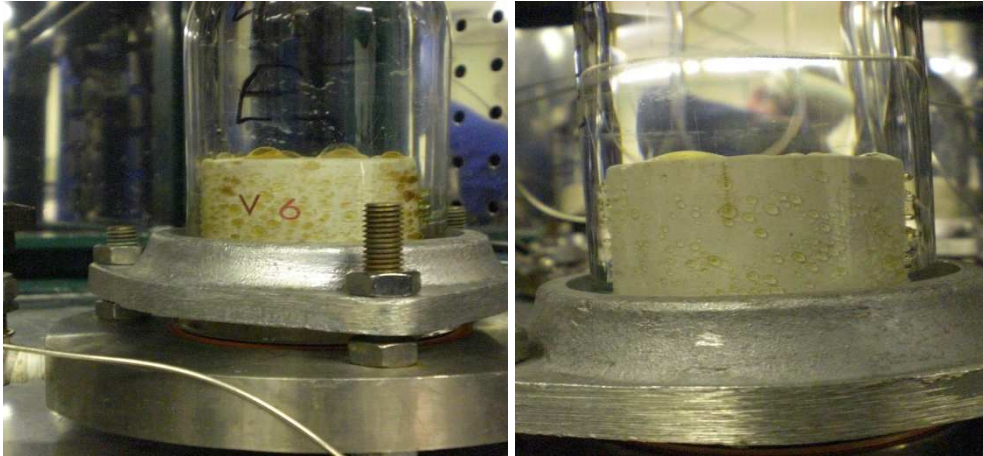
Oljen som ble produsert i kjernene som imbiberte vann med sulfat hadde annen karakteristikk enn kjerner som imbiberte vann uten sulfat. Den produserte oljen fra kjernene som ble imbibert med SSW-4S hadde en brunaktig farge. Til sammenligning hadde den produserte oljen i kjernene som ble imbibert med SSW-0S en klarere farge. Dette fenomenet ble observert både for Niobrara og Stevns kjernematerialet. Det ble først trodd at dette var en artefakt av jerninnholdet som er til stede i Niobrara kalk, men siden Stevns ikke inneholder jern er dette en god indikasjon på løsriving av tyngre komponenter som følge av fuktendringer. Bulkråoljen blir fjernet etter elding, men noe olje er likevel adsorbert på poreoverflaten for å endre fukten til kjernen som blir eldet. Under høy temperatur kan råoljen lettere bli mobilisert og dermed endre fukten til mediet. Dersom sulfat er aktiv i denne prosessen bør dette ionet akselerere eller styrke mobiliseringen av råoljen slik at den produserte oljen kan bli misfarget. **Figur 4.3.12** viser alle kjerner under den første testen med fire Stevns kjerner og fire Niobrara kjerner. Fargeforskjellen på den produserte oljen kan sees der sulfat var løst i det imbibierende vannet.



**Figur 4.3.12: Sammenheng mellom misfarging av den produserte oljen og tilstedeværelsen av sulfat i det imbibierende vannet.**

**Figur 4.3.13** angir fargeforskjellen bedre. Det presiseres også at kjernene hadde stått like lenge til imbibisjon og at bilde er tatt på samme tidspunkt.





**Figur 4.3.13: Venstre: Stevns kjerne som imbiberer vann med sulfat. Høyre: Stevns kjerne som imbibere vann uten sulfat. Fargeforskjellen på oljen indikerer effekten av sulfat som en fuktreverserende agent.**

Under den første testen (**Figur 4.3.7 og 4.3.8**) ble det ikke observert noen forskjell på imbibisjonskurver for kjerner med og uten sulfat. En årsak til at effekten av sulfat var liten i den første undersøkelsen av Stevns kjernematerialet kan være det initielle vannet, som var kalksteinsvann. **Tabell 4.3.2** oppsummerer vannsammensetningene brukt i dette forsøket. Kalksteinsvann inneholder større mengder kalsium enn Ekofiskvann. I følge teorien til Professor Austad kan dette skape problemer. Høy konsentrasjon av kalsium initielt i kjerneprøven kan felle ut anhydritt og ødelegge fuktendringsmekanismen (Austad, 2010). Den andre teorien som er forklart i kapittel 2 tar for seg oppløsning av kalsitt (Hiorth *et al.*, 2009). Dersom utfelling av anhydritt forekommer i kjernen vil dette akselerere oppløsningsprosessen av kalsitt. Det vil i dette tilfelle bety at oljeutvinningen ville økt for kjerner som imbiberte SSW-4S fordi oppløsning av kalsitt ville løsrevet de polare komponentene som endrer fukten til mediet og dermed endret fukten til mer vannfuktet betingelser. De eksperimentelle problemene under dette forsøket gjør det vanskelig å bruke noen av de teoriene som er forklart i kapittel 2 til å forklare oppførselen observert under forsøket. **Figur 4.3.9, 4.3.10 og 4.3.11** oppsummerer den siste undersøkelsen av Stevns kjernematerialet. Her er det en klar forskjell mellom med og uten tilsetning sulfat. Kjernene som ble imbibert med sulfat hadde et høyere endepunkt både i utvinning, gjennomsnittlig vannmetning og endring i vannmetning. Dette kan tyde på at den høye konsentrasjonen av kalsium i kjernene akselererer oppløsningen av kalsitt som følge av anhydrittdannelse. Dette vil endre fukten slik at en høyere oljeproduksjon ved spontanimbibisjon blir oppnådd. **Tabell 4.3.3** gir en oversikt over initielle metninger, utvinningsfaktorer og endepunktsmetninger ved romtemperaturimbibisjon og høytemperaturimbibisjon.

**Tabell 4.3.3: Oversikt over initielle metninger, utvinningsfaktorer og endepunktsmetninger etter imbibisjon ved 20°C og 130°C med og uten sulfat til stede.**

Kjerne	Bergart	$S_{wi1}$	Rf %	$S_w$	$S_{wi2}$	Rf %	$S_w$	Rf %	$S_w$
			20°C 0S	20°C 0S		130°C 4S	130°C 4S	130°C 0S	130°C 0S
NR1	Niobrara	0,21	16,5	0,34	0,16	46,8	0,55	-	-
NR4	Niobrara	0,23	15,5	0,35	0,19	48,7	0,58	-	-
NR5	Niobrara	0,19	30,1	0,44	0,10	-	-	34,6	0,41
NR6	Niobrara	0,19	34,2	0,47	0,20	-	-	54,8	0,64
9C	Stevns	0,20	11,9	0,29	0,22	-	-	44,7	0,57
9D	Stevns	0,20	12,0	0,30	0,23	-	-	40,8	0,55
A1	Stevns	0,17	10,8	0,26	0,27	48,2	0,59	-	-
A5	Stevns	0,15	10,2	0,24	0,29	45,5	0,57	-	-
7C	Stevns	0,23	10,0	0,31	0,21	-	-	27,6	0,47
A7	Stevns	0,23	10,6	0,31	0,22	-	-	30,5	0,50
A3	Stevns	0,23	13,5	0,34	0,25	41,9	0,59	-	-
A2	Stevns	0,22	13,9	0,32	0,28	43,2	0,57	-	-

$S_{wi1}$ : Initiell vannmetning etter primærdrenering.

Rf: Utvinningsfaktor.

$S_{wi2}$ : Initiell vannmetning etter sekundærdrenering.

$S_w$ : Vannmetningen etter spontanimbibisjon.

#### **4.4 – Høytemperaturimbibisjon Bergen, nytt referansforsøk**

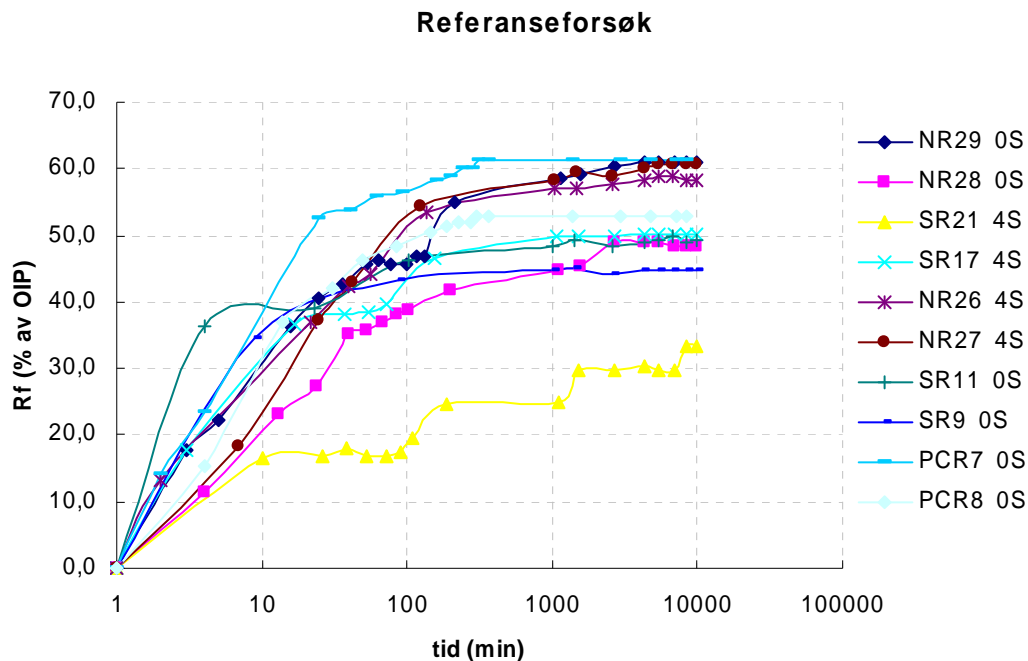
Etter oppholdet i USA ble det designet og montert et høytemperaturopsett i Bergen. Det ble bestemt at et nytt referansforsøk skulle gjennomføres siden det første forsøket ble avbrutt av eksperimentelle problemer etter bare 3 timer. Ti nye kjerner ble mettet med Ekofiskvann, drenert med 2,5 porevolum dekan i hver retning, og imbibert med SSW-0S og SSW-4S. Av de ti kjernene var fire av de Stevns, fire var Niobrara kalk, og to var Portland kalk. **Tabell 4.4.1** angir de petrofysiske størrelsene samt de initielle vannmetningene.

**Tabell 4.4.1: Petrofysiske størrelser og initielle metninger på kjerner brukt i nytt referansforsøk.**

Kjerne	Bergart	Lengde (cm)	Diameter (cm)	Porøsitet (%)	Permeabilitet (mD)	$S_{wi}$
SR21	Stevns	6,04	3,82	46,3	9,3	0,39
SR9	Stevns	6,01	3,81	46,3	4,3	0,32
SR11	Stevns	5,99	3,81	46,4	3,7	0,39
SR17	Stevns	6,06	3,82	46,0	5,0	0,33
NR26	Niobrara	6,01	3,81	36,3	2,5	0,34
NR27	Niobrara	6,02	3,82	37,1	2,8	0,32
NR28	Niobrara	6,01	3,81	36,5	2,6	0,34
NR29	Niobrara	6,02	3,82	36,4	2,7	0,32
PCR7	Portland	5,78	3,80	46,6	8,0	0,30
PCR8	Portland	6,01	3,82	46,1	5,2	0,28

### Referanseforsøk.

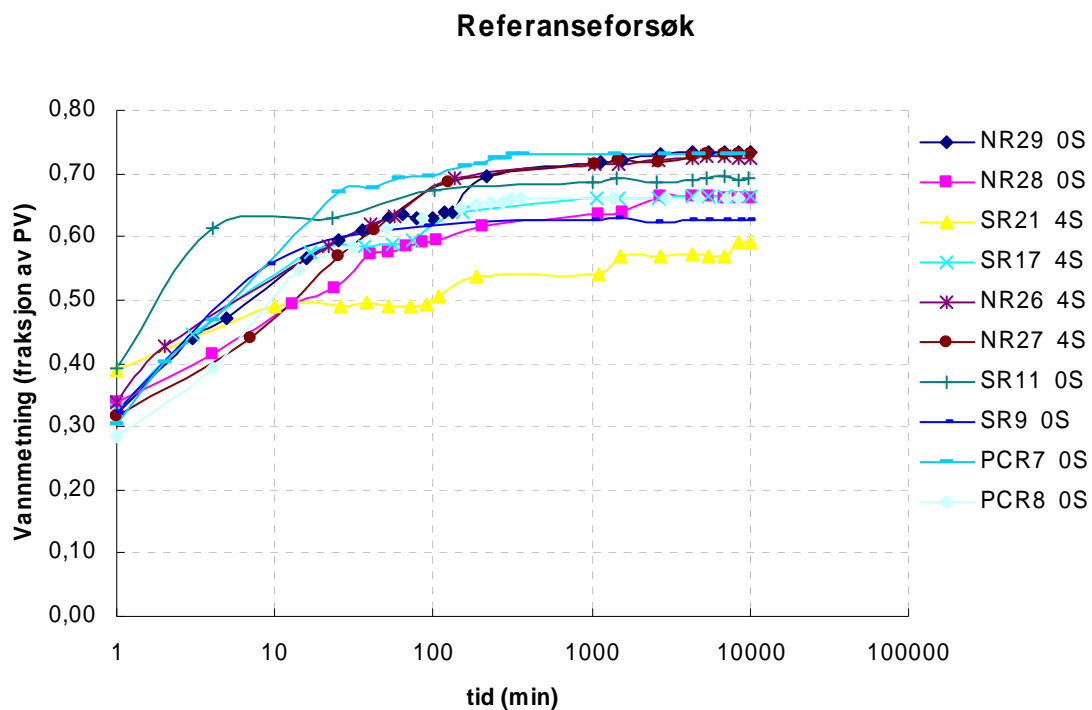
Ti sterkt vannfuktede kjerner ble preparert for å gjøre et nytt referanseforsøk. Denne gangen gikk forsøket bra og kjernene ble først tatt ut av ovnen etter 7 dager. Av Niobrara-kjernene ble NR28 og NR29 imbibert med SSW-0S, mens NR26 og NR27 ble imbibert med SSW-4S. SR9 og SR11 ble imbibert med SSW-0S og SR17 og SR21 ble imbibert med SSW-4S. Både PCR7 og PCR8 ble imbibert med SSW-0S. **Figur 4.4.1, 4.4.2 og 4.4.3** oppsummerer referanseforsøket.



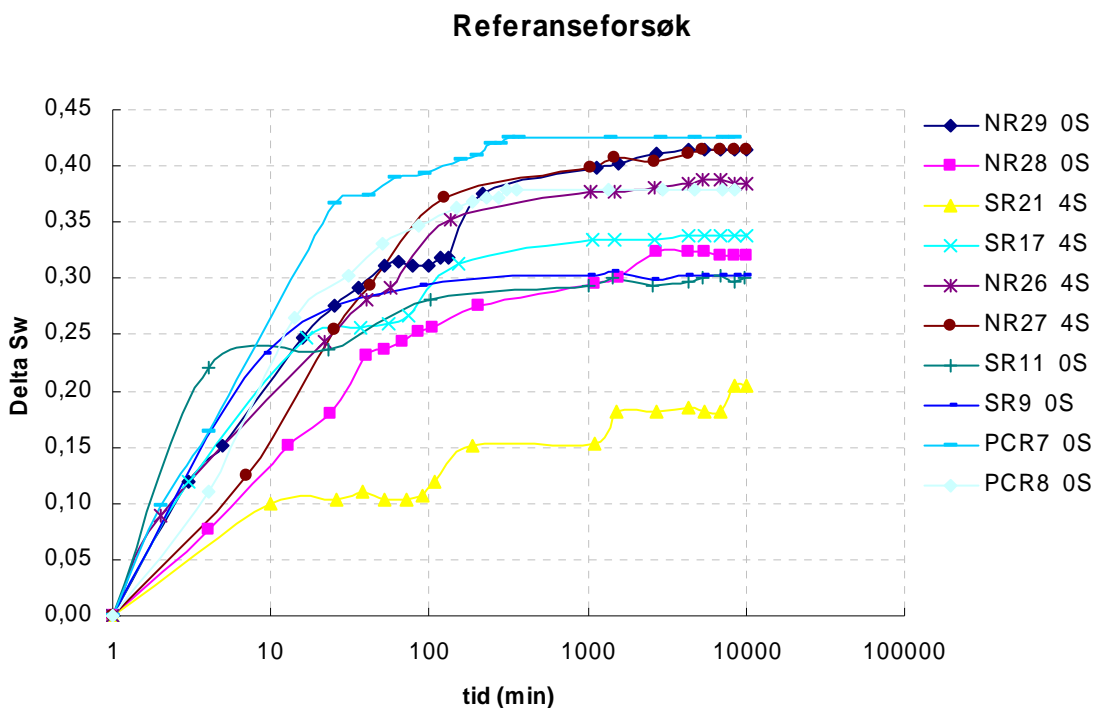
**Figur 4.4.1: Referanseforsøk på Niobrara, Stevns og Portland kalk med og uten sulfat ved imbibisjon på 130°C. Figuren viser utvinning som funksjon av tid.**

**Figur 4.4.1** angir den produserte oljen i % av OIP. NR26, NR27 og NR29 produserte om lag 60 % av OIP, mens NR28 produserte mindre med 50 % av OIP. Ingen signifikant forskjell i utvinning, gjennomsnittlig vannmetning og endring i vannmetning ble observert mellom kjerner som imbiberte SSW-4S i forhold til SSW-0S. Etter kort tid i ovnen sprakk imbibisjonscellen som inneholdt NR28. Denne ble tatt ut av ovnen, men imbibisjonen ble gjennomført ved romtemperatur. Stevns kjernene produserte fra 45-50 % av OIP, med unntak av SR21. Det ble observert olje langs glassveggen inne i imbibisjonscellen, men av sikkerhetsmessige årsaker ble det bestemt at cellene ikke skulle ristes. En forklaring til den lave utvinningen fra SR21 kan også være at noe av oljen gikk tapt da imbibisjonscellen ble fylt med vann. Siden dette er sterkt vannfuktede kjerner vil vann imbibere inn i kjernen og fortrenge olje umiddelbart. For å unngå luft i cellene ble de fylt med vann til vannet rant ut

gjennom nåleventilen som er lokalisert der hvor imbibisjonscellen er festet sammen med bunnen (se kapittel 3.7). Dette kan ha ført til tap av materialbalansen. Det må også nevnes at denne kjernen hadde en initiell vannmetning på 0,39, som anses som veldig høyt. Vannmetningene varierte fra 0,28-0,39 som er nokså stor variasjon. Etter endt forsøk varierte de gjennomsnittlige vannmetningene for Niobrara fra 0,65 til litt over 0,70 i fraksjon av porevolum. Den gjennomsnittlige vannmetningen i Stevns kjernene varierte fra 0,63 til 0,69, med unntak av SR21 som endte på 0,60 i fraksjon av porevolum. PCR7 endte på en utvinning på 61 % av OIP, mens PCR8 endte på 53 % av OIP. Den gjennomsnittlige vannmetningen for Portland kjernene variert mellom 0,66 og 0,73. **Figur 4.4.2 og 4.4.3** oppsummerer henholdsvis den gjennomsnittlige vannmetningen og endringene i vannmetningen for referanseforsøket.



**Figur 4.4.2: Referanseforsøk på Niobrara, Stevns og Portland kalk med og uten sulfat ved imbibisjon på 130°C. Figuren viser den gjennomsnittlige vannmetningen som funksjon av tid.**



**Figur 4.4.3: Referanseforsøk på Niobrara, Stevns og Portland kalk med og uten sulfat ved imbibisjon på 130°C. Figuren viser endring i vannmetning som funksjon av tid.**

#### 4.4.1 – Bariumkloridtesten

Effekten av sulfat er avhengig av ioner som opprinnelig befinner seg i bergarten. Ved sulfat initielt til stede vil effekten ved tilsetning av sulfat i det imbiberende vannet være lav (Karoussi og Hamouda, 2007). Det ble derfor preparert 6 kjerner for å finne ut om de inneholdt spor av sulfat. To Niobrara, to Portland og to Stevns kjerner ble mettet med destillert vann og flømmet med 2 porevolum destillert vann. Det produserte vannet ble samlet opp i reagensglass og tilsatt Bariumklorid ( $\text{BaCl}_2$ ). Dette er et salt som løser seg lett opp i vann, og vil danne Bariumsulfat ( $\text{BaSO}_4$ ) dersom det finnes spor av sulfat i det produserte vannet. Bariumsulfat vil da felles ut og legge seg på bunn av reagensglasset som et hvitt bunnfall (Fjellvåg, 2010). Denne testen viste seg å være negativ for disse pluggene. Det vil derfor være høyst usannsynlig at sulfat er til stede initielt i pluggene.

## 4.5 – Høytemperaturimbibisjon – Eldet Stevns og Portland kalk

Siden resultatene fra høytemperaturimbibisjonene i USA var noe spredt ble det bestemt at det skulle gjøres nye forsøk på eldede Stevns kjerner med lav Amott vannindeks for å studere effekten av sulfat som funksjon av fukt. To Portland kjerner ble også satt inn i ovnen og imbibert med SSW-0S for å undersøke om temperaturen i seg selv kan forårsake en fuktendring i dette bergartsmaterialet. Petrofysiske størrelser og fukt er presentert gjennom **Tabell 4.5.1**.

**Tabell 4.5.1: Oversikt over petrofysiske størrelser, metninger, imbibisjonsfluid og fukt på eldede kjerner brukt i dette forsøket.**

Kjerne	Bergart	Porøsitet (%)	Perm (mD)	Eldings-tid	Initiellt fluid	Imbiberende fluid	$S_{wi}$	Rf (% OIP)	Fukt
SR1	Stevns	45,1	3,4	6-dager	EK	SSW-0S	0,28	44,9	0,31
SR2	Stevns	45,8	4,1	6-dager	EK	SSW-0S	0,24	32,5	0,23
SR4	Stevns	46,2	4,6	4-dager	EK	SSW-4S	0,24	41,3	0,26
SR6	Stevns	47,7	6,5	4-dager	EK	SSW-4S	0,29	51,3	0,26
PCR2	Portland	45,9	6,3	8-dager	EK	SSW-0S	0,24	51,7	0,23
PCR3	Portland	47,1	4,9	8-dager	EK	SSW-0S	0,26	51,3	0,20

EK: Ekofisk vann.

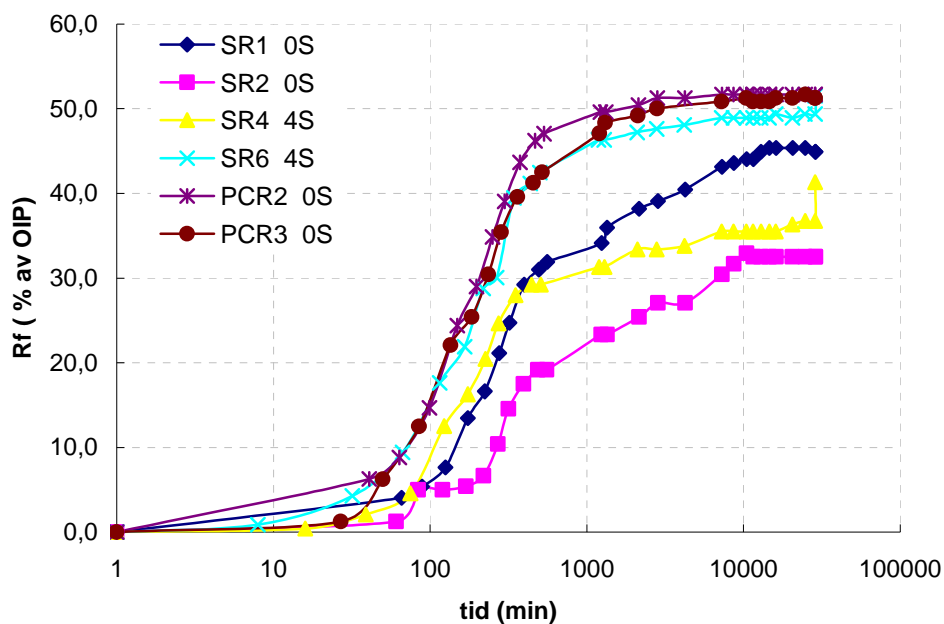
SSW-0S: Syntetisk sjøvann uten sulfat.

SSW-4S: Syntetisk sjøvann med fire ganger sulfatkonsentrasjonen til vanlig sjøvann.

### Portland.

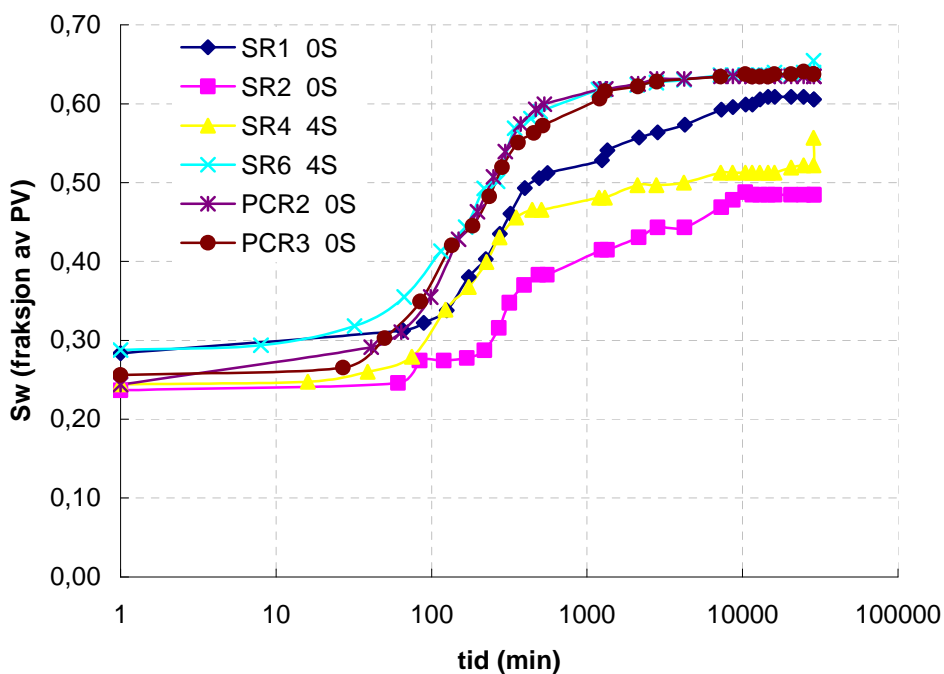
PCR2 og PCR3 ble imbibert uten sulfat ved en temperatur på 130°C. Disse var søsterplugger og hadde tidligere blitt eldet med råolje i 8 dager. Dette gav en Amott vannindeks og en initiell vannmetning på  $I_w=0,23$  og  $S_{wi}=0,24$  for PCR2. PCR3 hadde en vannindeks på  $I_w=0,20$  og en initiell vannmetning på  $S_{wi}=0,26$ . Ut fra **Figur 4.5.1, 4.5.2 og 4.5.3** var oppførselen til PCR2 og PCR3 nokså lik. PCR2 hadde en utvinning på 51,7 % av OIP, en gjennomsnittlig vannmetning på 0,63 og en endring i vannmetning på 0,39. PCR3 hadde en utvinning på 51,3 % av OIP, en gjennomsnittlig vannmetning på 0,64 og en endring i vannmetning på 0,38. Imbibisjonsraten og endepunktsmetningene var høy for begge kjernene. Induksjonstiden var nokså lang, men dette skyldtes at forsøket ble startet med kaldt vann. Sammenlignet med referanseforsøket viser endepunktene for PCR2 og PCR3 lav utvinning, spesielt i forhold til PCR7 som hadde en utvinning på 61 % av OIP.

### Portland og Stevns



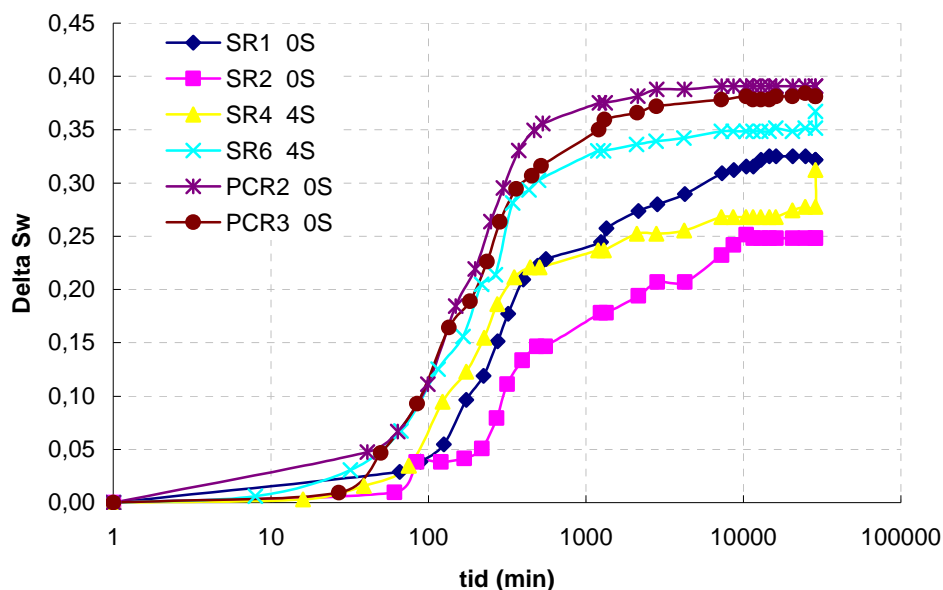
Figur 4.5.1: Høytemperaturimbibisjon ved 130°C for Stevns og Portland kalk. Utvinning som funksjon av tid.

### Portland og Stevns



Figur 4.5.2: Høytemperaturimbibisjon ved 130°C for Stevns og Portland kalk. Gjennomsnittlig vannmetning som funksjon av tid.

## Portland og Stevns



**Figur 4.5.3: Høytemperaturimbibisjon ved 130°C for Stevns og Portland kalk. Endring i vannmetning som funksjon av tid.**

### Stevns.

SR1 og SR2 ble imbibert uten sulfat. Disse pluggene var eldet i 6 dager for å oppnå mindre vannfuktete tilstander. De initielle vannmetningen var henholdsvis på  $S_{wi}=0,28$  og  $S_{wi}=0,24$ . Amott vannindeksen var  $I_w=0,31$  for SR1 og  $I_w=0,23$  for SR2. SR4 og SR6 ble imbibert med SSW-4S. Amott vannindeksen var  $I_w=0,26$  for begge disse pluggene og den initielle vannmetningen var  $S_{wi}=0,24$  for SR4 og  $S_{wi}=0,29$  for SR6. Ut fra dette datasettet sammenlignes kjerner med lik initiell vannmetning for å kunne observere effekten av sulfat. SR1 og SR6 hadde en initiell vannmetning på henholdsvis  $S_{wi}=0,28$  og  $0,29$  og viste at sulfat har en effekt på endepunktene. SR1, som ble imbibert uten sulfat, viste en utvinning på 45 % av OIP, en endepunkts vannmetning på 0,61 og en endring i vannmetning på 0,31. SR6 ble imbibert med sulfat og viste til en høyere utvinning (51,3 % av OIP), høyere gjennomsnittlig vannmetning (0,65) og en høyere endring i vannmetning (0,37). Forskjellen mellom disse pluggene var en økning i utvinning på 6,5 % av OIP og en endring i vannmetning på 0,05 ved bruk av sulfat. Forsøket er oppsummert i **Figur 4.5.1, 4.5.2 og 4.5.3**.



Sammenligning av SR2 og SR4 viste også en forskjell i utvinning med tilsetning av sulfat. SR2, som ble imbibert med SSW-0S, hadde en utvinning på 32,5 % av OIP, en gjennomsnittlig vannmetning i endepunktet på 0,48 og en endring i vannmetning på 0,25. Til sammenligning var endepunktet til SR4 på 41,3 % av OIP, vannmetningen i endepunktet var 0,56 og endringen i vannmetningen i det samme punktet var 0,31. Forskjellen var en økning i utvinning på 8,8 % av OIP og en endring i vannmetning på 0,06 i fraksjon av porevolum.

**Figur 4.5.1, 4.5.2 og 4.5.3** viser at noen av endepunktene går opp ved slutten på hver kurve. Under en imbibisjon vil noe av den produserte oljen ligge igjen på utsiden av kjernen uten å stige opp i imbibisjonscellen for å bli avlest. Etter endt forsøk ble imbibisjonscellene ristet for å mobilisere oljen som var festet på overflaten til kjernen. For noen av kjernene var dette betydelige mengder olje som det måtte korrigeres for. Det er stor usikkerhet rundt tidspunktet disse oljedråpene ble produsert på så det ble valgt og korrigeres for dette i endepunktet, i stedet for å legge det aktuelle volumet til på hele imbibisjonskarakteristikken. Det mest ideelle ville vært å riste cellene under eksperimentet, men med tanke på den høye temperaturen og et trykk inn i cellene på 4 bar ble det ansett som for stor risiko å riste cellene under forsøket. Faren for lekkasje ville også ha økt ved risting av cellene. Endepunktene for spontanimbibisjon ved romtemperatur og høytemperatur er presentert gjennom **Tabell 4.5.2**.

**Tabell 4.5.2: Sammenligning mellom endepunksmetninger under romtemperaturimbibisjon og høytemperaturimbibisjon, både med og uten sulfat.**

Kjerne	Bergart	$S_{wi1}$	Rf % 20°C 0S	$S_w$ 20°C 0S	$S_{wi2}$	Rf % 130°C 4S	$S_w$ 130°C 4S	Rf % 130°C 0S	$S_w$ 130°C 0S
SR1	Stevens	0,25	21,5	0,41	0,28	-	-	44,9	0,61
SR2	Stevens	0,24	14,6	0,35	0,24	-	-	32,5	0,48
SR4	Stevens	0,23	17,6	0,36	0,24	41,3	0,56	-	-
SR6	Stevens	0,25	17,1	0,38	0,29	51,3	0,65	-	-
PCR2	Portland	0,27	13,9	0,37	0,24	-	-	51,7	0,63
PCR3	Portland	0,24	13,9	0,35	0,26	-	-	51,3	0,64

$S_{wi1}$ : Initiell vannmetning etter primærdrenering.

Rf: Utvinningsfaktor.

$S_{wi2}$ : Initiell vannmetning etter sekundærdrenering.

$S_w$ : Vannmetningen etter spontanimbibisjon.

Ved å sammenligne imbibisjonskurvene før høytemperaturimbibisjon og under høytemperaturimbibisjon er følgende observasjoner gjort: Induksjonstiden for begge tilfeller er nokså lang. Dette kommer av at fukten er moderat vannfuktet og at høytemperaturimbibisjonen startet med kaldt vann. Imbibisjonsraten og endepunktene under

høytemperaturimbibisjon var høyere enn for romtemperaturimbibisjon. Imbibisjonskarakteristikkene for romtemperaturimbibisjon er funnet i **Figur 1.D.1, 1.D.2 og 1.D.3** i **Appendiks 1D**, hvor kurvene er plottet som utvinning, gjennomsnittlig vannmetning og endring i vannmetning.

Også under denne imbibisjonen ble det observert misfarging av den produserte oljen som kom fra Stevns kjerner som ble imbibert med sulfat. Det samme fenomenet er observert og dokumentert i kapittel 4.3.

Tidligere arbeid på Portland kalk har indikert at temperaturen i seg selv kan endre fukten til mediet. To tidligere studenter viste at imbibisjonskarakteristikken med og uten sulfat var relativt lik, altså ingen forskjell på kjerner som ble imbibert med SSW-4S i forhold til SSW-0S (Berge, 2008, Aasheim, 2008). Det har også vist seg at denne bergarten var vanskelig å få effektiv elding på. Problemet kan ligge i silikat innholdet. Ved en  $\text{pH} > 2$  er silikatene negativt ladede (Austad, 2010). Karboksylgruppene som endrer fukten til mediet er negativt ladet gjennom den hydrofile delen. Når disse komponentene entrer det porøse mediet oppstår det en elektrostatisk frastøtningskraft som kan forhindre kjemisk adsorpsjon av karboksylgruppene på overflaten. Utfallet vil da være en svak elding. En annen mulighet for at sulfat ikke fungerer i dette kjernematerialet kan også være elektrostatiske frastøtningskrefter mellom sulfat og silikat. Silikatene kan forhindre sulfat i å adsorberes på kalkoverflaten slik at kalsiumionene ikke kan nærme seg overflaten og fortrenge de polare komponentene som endrer fukten til mediet. I denne oppgaven har det blitt reproduisert to Portland kjerner som har blitt imbibert ved høytemperaturimbibisjon, uten sulfat. Begge disse kjernene, som var søsterpluggen, viste en like god utvinning (ca 50 % av OIP) og endring i vannmetning som det som tidligere har blitt vist i gruppen. Amott indeksen var  $I_w=0,20$  og  $I_w=0,23$ . Dersom eldingen er dårlig burde dette ha blitt gjenspeilt gjennom Amott indeksen. Ett problem vil være dersom fuktendringen skjer i porehalsene slik at porehalsene er oljefuktet og porekroppen er vannfuktet. Da vil en stor fraksjon av kjerneprøven være vannfuktet, men dette vil ikke bli oppdaget ved hjelp av Amott testen. Oljefuktet porehalser ville forhindret spontanimbibisjon av vann slik at vannindeksen blir lav. Dette vil indikere ett system som er nær nøytralt fuktet, men som egentlig er moderat/sterkt vannfuktet. Dersom det oppstår et fuktsystem som blir betegnet som MWS (mixed-wet small) vil de minste porene være oljefuktet, mens resten av porene vil være vannfuktet (Skauge *et al.*, 2004). Drivkreftene i en spontanimbibisjon er de kapillære kreftene. I de minste porene er disse kreftene størst.

Ved et slikt system vil derfor mye av de viktigste drivkreftene falle bort. Dette vil igjen påvirke Amott vannindeksen som anslår den gjennomsnittlige fukten til et porøst medium (Austad, 2010).

Effekten av sulfat har i denne oppgaven vist seg å være fuktavhengig. Ved en fuktindeks som ligger over  $I_w=0,25$  er effekten lav. Eldingen vil være svak og bare effekten av temperatur kan være nok til å endre fukten til mediet som blir studert. Kapittel 4.3 oppsummerer forsøkene som ble gjort i USA. **Figur 4.3.9** viser utvinningsfaktoren i % av OIP for de fire siste undersøkelsene gjort på Stevns kjernematerialet i USA. Selv om imbibisjonene ikke var ferdige er det en klar og tydelig forskjell mellom med og uten bruk av sulfat i vannet. Amott vannindeksen i det forsøket varierte fra  $I_w=0,14$  til  $I_w=0,20$ , og de initielle vannmetningene var fra  $S_{wi}=0,25-0,29$ . Ut fra **Figur 4.3.9-4.3.11** kom det frem at de kjernene som ble imbibert uten sulfat hadde begynt å flate ut. De kjernene som ble imbibert med sulfat hadde ikke begynt å flate ut da forsøket ble avbrutt av eksperimentelle problemer. Dette kan indikere at effekten av sulfat er fuktavhengig siden effekten best er observert ved Amott vannindekser under  $I_w=0,2$ . Testene som er gjort av gruppen til Tor Austad ved Universitetet i Stavanger bruker kjerner som har så lav fukt at de ikke imbiberer vann og de initielle vannmetningene ligger rundt  $S_{wi}=0,1$  (Austad, 2010).

I noen spontanimbibisjoner kan det initielle vannet blir oppbanket i kjerneprøven, uten å bli produsert, ved at det spontanimbiberende vannet fortrenger det initielle vannet (Ramsdal, 2000). Transporten av sulfationene fra imbibisjonsvannet til det porøse mediet kan da skje ved diffusjonsprosesser i de initielle vannfilmene. Dersom et slikt tilfelle oppstår kan effekten av sulfat være avhengig av det initielle vannet som er tilstede i kjernen. Konsentrasjonen av sulfat vil også avta i vannfronten slik at diffusjon er nødvendig for å transportere sulfationer gjennom hele kjerneprøven. Høy konsentrasjon av kalsium og sulfationer kan danne anhydritt dersom konsentrasjonen av sulfat og kalsium overstiger løselighetsproduktet ( $K_{sp}$ ). Dersom disse avsetningene legger seg i porehalsene kan det føre til nedsatt permeabilitet slik at den totale oljeproduksjonen synker. Ved injeksjon av sulfat på et ekte oljefelt kan utfellinger av kalsiumsulfat (anhydritt) i nærbrønnsområdet føre til tapt oljeproduksjon. Utfellingene kan påvirke skin-faktoren som gir en indikasjon på permeabiliteten i nærbrønnsområdet. Skin faktoren er en dimensjonsløs størrelse som kan være positiv dersom det er redusert permeabilitet i nærbrønnsområdet eller negativ dersom det er sprekkdannelser i nærbrønnsområdet. Et annet moment med anvendelse av sulfat på feltskala vil være hvor god

effekt sulfat vil ha i områder som allerede har blitt vannflømmet og har en høy vannmetning. På grunn av tidsbegrensingen har ikke dette blitt studert i denne oppgaven, men vil være en sentral del i det videre arbeidet innenfor dette feltet.

#### 4.5.1 – Fuktmåling på Portland og Stevns etter høytemperaturimbibisjon

Det er kjent at Portland kjernematerialet inneholder silikater og at de er negativt ladete ved en  $pH > 2$  (Austad, 2010). Dette kan føre til en lite effektiv elding av denne bergartstypen. Tidligere arbeid har indikert at Portland kjernematerialet blir sterkt vannfuktet under høytemperaturimbibisjon uavhengig av sammensetningen til det imbiberende vannet. To Portland kjerneplugg, med lav fukt, ble imbibert ved  $130^{\circ}\text{C}$  med SSW-0S for å gjennomgå en Amott test etter høytemperaturimbibisjon for å sammenligne fukten før og etter høytemperaturimbibisjon. For å undersøke effekten av sulfat i Stevns kjernematerialet ble det foretatt en ny fuktmåling på fire Stevns kjerneplugg etter høytemperaturimbibisjon, hvor to plugg hadde imbibert SSW-0S og to plugg hadde imbibert SSW-4S. Etter endt høytemperaturimbibisjon ble kjernene tatt ut av ovnen og plassert i det samme vannet som de hadde blitt imbibert med. Kjernepluggene ble vannflømmet med 5 porevolum Ekofiskvann før de ble drenert tilbake til  $S_{wi}$ , ved å injisere 2,5 porevolum dekan i hver retning. Prøvene ble satt til imbibisjon i nesten fire uker og deretter vannflømmet for å finne fuktindeksen.

**Tabell 4.5.1.1** presenterer fuktmålingene før og etter høytemperaturimbibisjon.

**Tabell 4.5.1.1: Fuktmålinger før og etter høytemperaturimbibisjon.**

Kjerne	Bergart	$I_w$ før	Fluid	$I_w$ etter
SR1	Stevns	0,31	SSW-0S	0,33
SR2	Stevns	0,23	SSW-0S	0,24
SR4	Stevns	0,26	SSW-4S	0,29
SR6	Stevns	0,26	SSW-4S	0,38
PCR2	Portland	0,23	SSW-0S	0,26
PCR3	Portland	0,20	SSW-0S	0,22

$I_w$  før: Amott vannindeks før høytemperaturimbibisjon.

$I_w$  etter: Amott vannindeks etter høytemperaturimbibisjon.

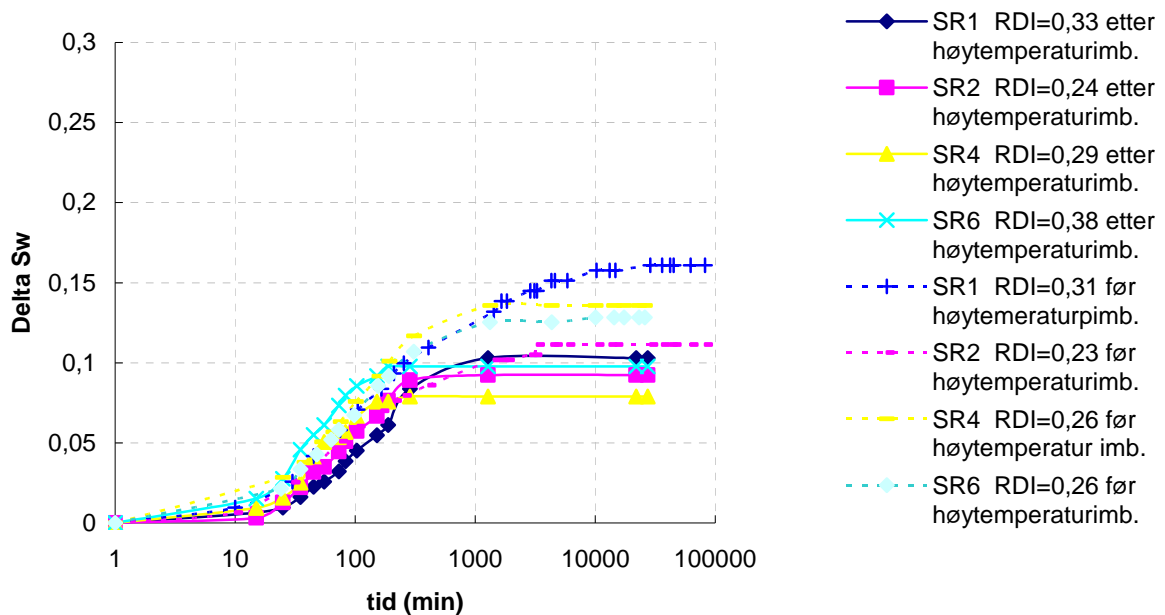
SSW-0S: Syntetisk sjøvann uten sulfat.

SSW-4S: Syntetisk sjøvann med fire ganger sulfatkonsentrasjonen til vanlig sjøvann.

SR1 og SR2 ble imbibert med SSW-0S. SR4 og SR6 ble imbibert med SSW-4S. Forskjellen i fukt på kjernene som ble imbibert uten sulfat var liten. Dette indikerer at fuktsystemet som ble etablert med den dynamiske eldingsmetoden var stabil og at temperaturen ikke permanent endret fukten til mediet. De kjernene som ble imbibert med sulfat viste en høyere endring i fukt etter høytemperaturimbibisjon. SR4 hadde en endring i Amott vannindeks på  $\Delta I_w=0,03$  og SR6 hadde en endring i Amott vannindeks på  $\Delta I_w=0,12$ . Resultatene av SR4 og SR6 er spredt, noe som kan være et resultat av lav statistikk for Stevns kjerner som har blitt imbibert med SSW-4S. Kombinasjonen av høy temperatur og høy konsentrasjon av sulfat kan ha dannet anhydritt som har redusert fuktendringsmekanismen. Bruk av dekan som oljefase kan også ha forhindret effekten av sulfat som et fuktreverserende ion. Dekan er et dårlig løsningsmiddel og kan ha forhindret å løse opp de polare komponentene som muligens ble desorbert fra kalkoverflaten ved hjelp av sulfat (Austad, 2010). Dersom ikke de frigjorte polare komponentene blir løst inn i dekanfasen etter desopsjon, kan komponentene igjen adsorberes på kalkoverflaten. Dette vil resultere at fukten til mediet som blir studert ikke endrer seg i gjennomsnitt (Austad, 2010). Imbibisjonskarakteristikker for Portland og Stevns kjerner etter høytemperaturimbibisjon er plottet som utvinning, gjennomsnittlig vannmetning og endring i vannmetning. Disse kurvene finnes i **Appendiks 1.A**.

**Figur 4.5.1.1** angir utviklingen i imbibisjonskarakteristikkene for Stevns kjerneplugg før og etter høytemperaturimbibisjon. Sammenligning av imbibisjonskarakteristikkene før og etter høytemperaturimbibisjon kan bidra til ytterligere informasjon om fukten til mediet som blir studert. **Figur 4.5.1.1** viser at induksjonstiden og imbibisjonsratene er tilnærmet like, før og etter høytemperaturimbibisjon. Dette indikerer at fuktendringen er tilnærmet uendret. Endepunktene før høytemperaturimbibisjon ligger høyere enn endepunktene etter høytemperaturimbibisjon. Mange tester har blitt gjort på de samme pluggene og dette vil medføre en metningsbalanse med stor usikkerhet.

### Stevens før og etter høytemperaturimbibisjon

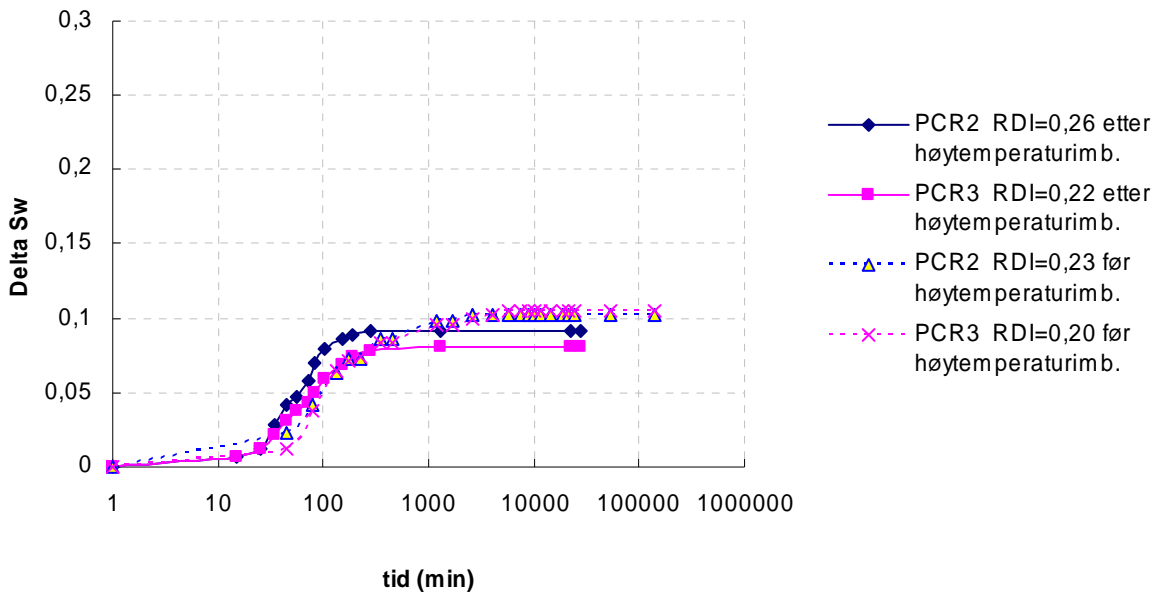


**Figur 4.5.1.1: Imbibisjonskarakteristikker for Stevens kjerner før og etter høytemperaturimbibisjon. Begge målingene ble gjort ved romtemperatur. Figuren viser endring i vannmetning som funksjon av tid.**

Portland kalk har en liten økning i fukt etter høytemperaturimbibisjon. Disse to pluggene, som var søsterplugg, ble imbibert med SSW-OS for å undersøke fuktendringen etter høytemperaturimbibisjon. De nye fuktmålingene indikerer at Portland kalk ikke blir sterkt vannfuktet etter høytemperaturimbibisjon. Fuktendringen er så lav at resultatene i **Tabell 4.5.1.1** indikerer et temperaturstabil fuktsystem i Portland kalk. Stabil fukt er tidligere observert for Portland kalk ved gjentatte fuktmålinger ved romtemperatur (Johannesen *et al.*, 2007).

**Figur 4.5.1.2** viser imbibisjonskarakteristikkene for Portland kjernene før og etter høytemperaturimbibisjon. Induksjonstiden og imbibisjonsraten er tilnærmet like både før og etter høytemperaturimbibisjon. Imbibisjonskurvene indikerer at det ikke er en fuktendring i Portland kalk etter høytemperaturimbibisjon.

### Portland før og etter høytemperaturimbibisjon



**Figur 4.5.1.2: Imbibisjonskarakteristikker for Portland kjerner før og etter høytemperaturimbibisjon. Begge målingene ble gjort ved romtemperatur. Figuren viser endring i vannmetning som funksjon av tid.**

### 4.6 – Høytemperaturimbibisjon – Eldet Niobrara kalk

Eksperimentet gjort i USA indikerte at sulfat ikke hadde noe effekt i Niobrara kalk. Eksperimentelle problemer som lekkasjer førte til at eksperimentet ble avsluttet etter om lag 8 dager. For å undersøke dette videre ble det bestemt at et nytt forsøk skulle gjøres ved Universitetet i Bergen. Åtte nye kjerneprøver ble preparert og eldet til mindre vannfuktet tilstander. Oljen som ble brukt til eldingene hadde blitt filtrert med et eldet filter. Eldingstiden varierte mellom 4 og 6 dager og gjenspeiler Amott vannindeksen. NR11, NR12, NR14 og NR15 ble eldet i seks dager. Dette gav Amott vannindekser som varierte mellom  $I_w=0,23-0,34$ . NR17, NR19, NR20 og NR22 ble eldet i 4 dager. Vannindeksene varierte mellom  $I_w=0,32-0,52$ . Eldingstiden ble variert for å undersøke om det eksisterer en fuktbegrensning på effekten av sulfat i Niobrara kjernematerialet. Oversikt over petrofysiske egenskaper, initiale metninger og fukt er presentert i **Tabell 4.6.1**.

**Tabell 4.6.1: Oversikt over initielle metninger, imbibisjonsfluid, utvinningsgrad, fukt og petrofysiske størrelser.**

Kjerne	Bergart	Porøsitet (%)	Perm (mD)	Eldings-tid	Initielt fluid	Imbiberende fluid	$S_{wi}$	Rf (% OIP)	Fukt
NR11	Niobrara	36,6	3,0	6 dager	EK	SSW-4S	0,24	49,7	0,23
NR12	Niobrara	36,9	2,6	6 dager	EK	SSW-0S	0,22	51,6	0,32
NR14	Niobrara	37,8	2,5	6 dager	EK	SSW-4S	0,26	53,7	0,26
NR15	Niobrara	37,2	2,4	6 dager	EK	SSW-0S	0,24	48,5	0,34
NR17	Niobrara	39,0	2,3	4 dager	EK	SSW-0S	0,20	36,8	0,52
NR19	Niobrara	37,3	2,7	4 dager	EK	SSW-4S	0,25	56,2	0,32
NR20	Niobrara	38,8	2,7	4 dager	EK	SSW-0S	0,20	51,6	0,48
NR22	Niobrara	37,5	2,6	4 dager	EK	SSW-4S	0,19	50,4	0,40

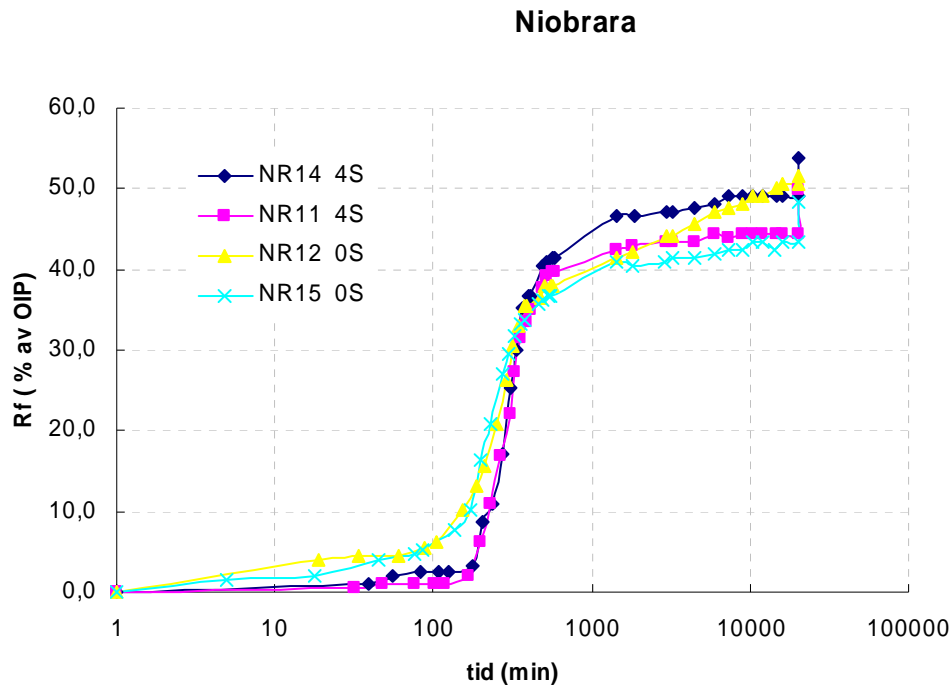
EK: Ekofiskvann.

SSW-4S: Syntetisk sjøvann med fire ganger sulfatkonsentrasjon til vanlig sjøvann.

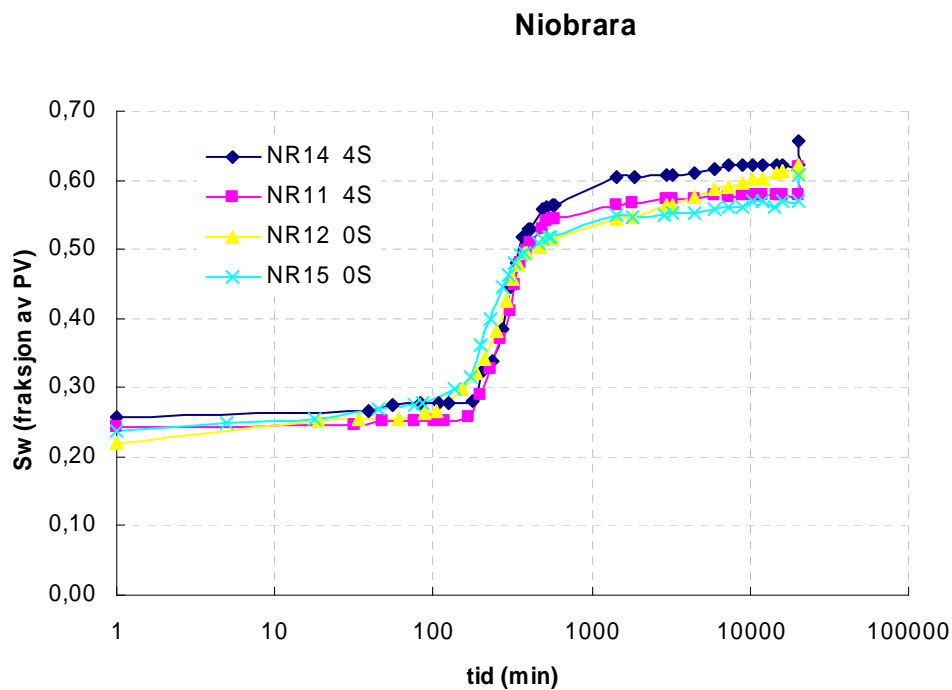
SSW-0S: Syntetisk sjøvann uten sulfat.

**Figur 4.6.1-4.6.3** viser metningsutviklingen på de fire Niobrara kjernene som ble eldet i seks dager. Av de kjernene som hadde en eldingstid på 6 dager ble NR11 og NR14 imbibert med SSW-4S. NR11 hadde en Amott vannindeks på  $I_w=0,23$ . NR14 hadde en Amott vannindeks på  $I_w=0,26$ . NR11 hadde en utvinning på 49,7 % av OIP, en gjennomsnittlig vannmetning på 0,62 og en endring i vannmetning på 0,38. NR14 viste til en utvinning på 53,7 % av OIP, en gjennomsnittlig vannmetning på 0,66 og en endring i vannmetning på 0,40. NR12 og NR15 ble også eldet i 6 dager, men ble imbibert med SSW-0S. NR12 hadde en Amott vannindeks på  $I_w=0,32$  og NR15 hadde en Amott vannindeksen på  $I_w=0,34$ . Endepunktene var noe spredt for kjerner som ble imbibert med SSW-4S og SSW-0S og ingen effekt av sulfat ble observert. NR12 hadde en utvinningsfaktor på 51,6 % av OIP, en gjennomsnittlig vannmetning på 0,62 og en endring i vannmetning på 0,40. NR15 viste en utvinning på 48,5 % av OIP, en gjennomsnittlig vannmetning på 0,61 og en endring i vannmetning på 0,37.

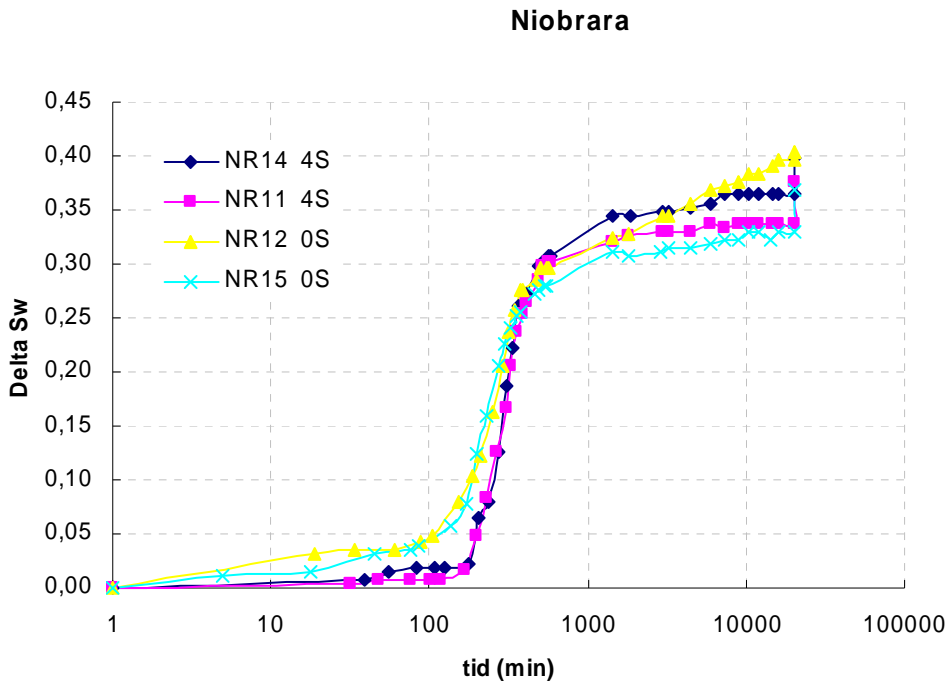




**Figur 4.6.1: Høytemperaturimbibisjon i Niobrara kjernematerialet med og uten sulfat i imbibisjonsvannet. Utvinning som funksjon av tid.**

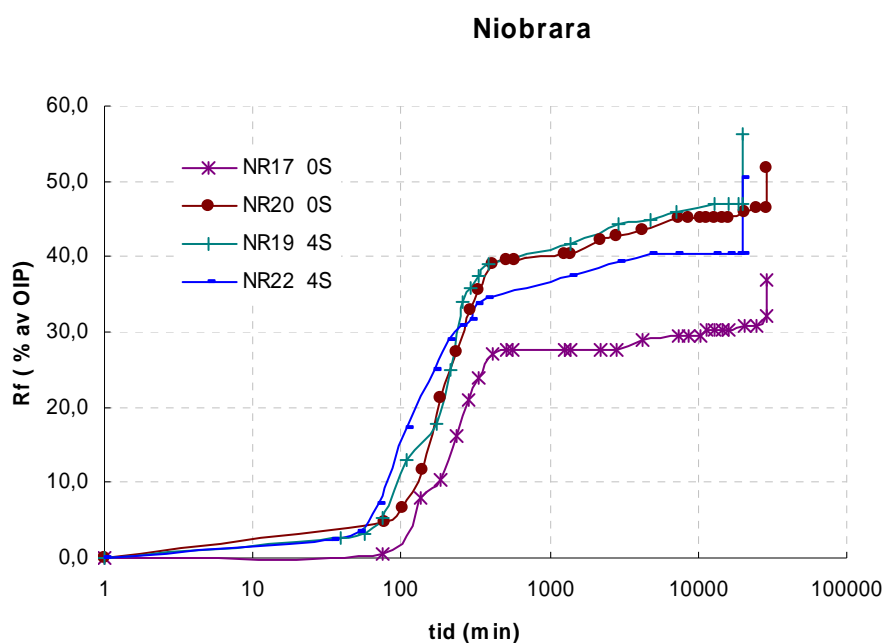


**Figur 4.6.2: Høytemperaturimbibisjon i Niobrara kjernematerialet med og uten sulfat i imbibisjonsvannet. Gjennomsnittlig som funksjon av tid.**

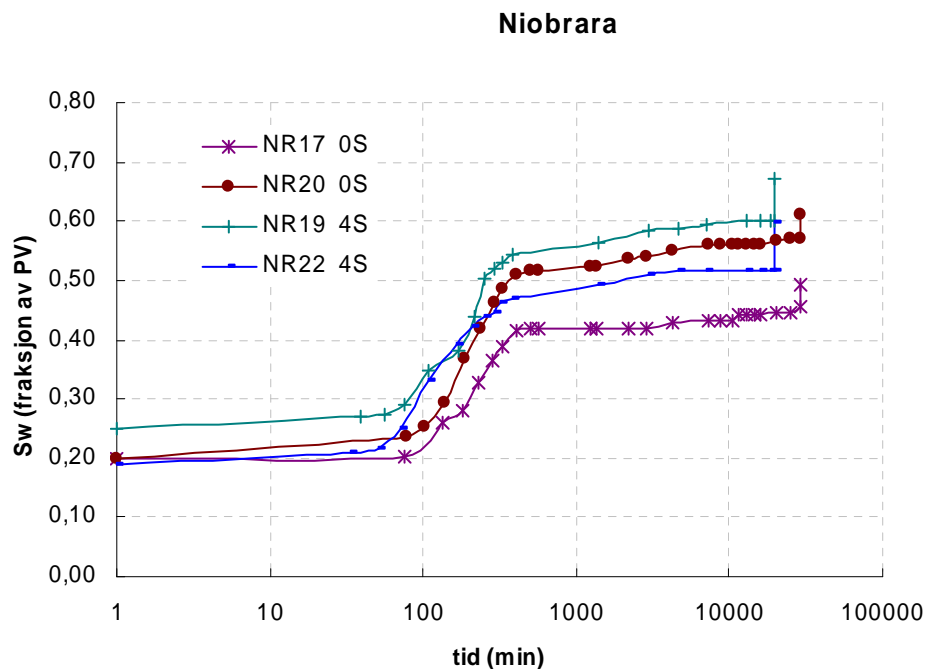


**Figur 4.6.3: Høytemperaturimbibisjon i Niobrara kjernematerialet med og uten sulfat i imbibisjonsvannet. Endring i vannmetning som funksjon av tid.**

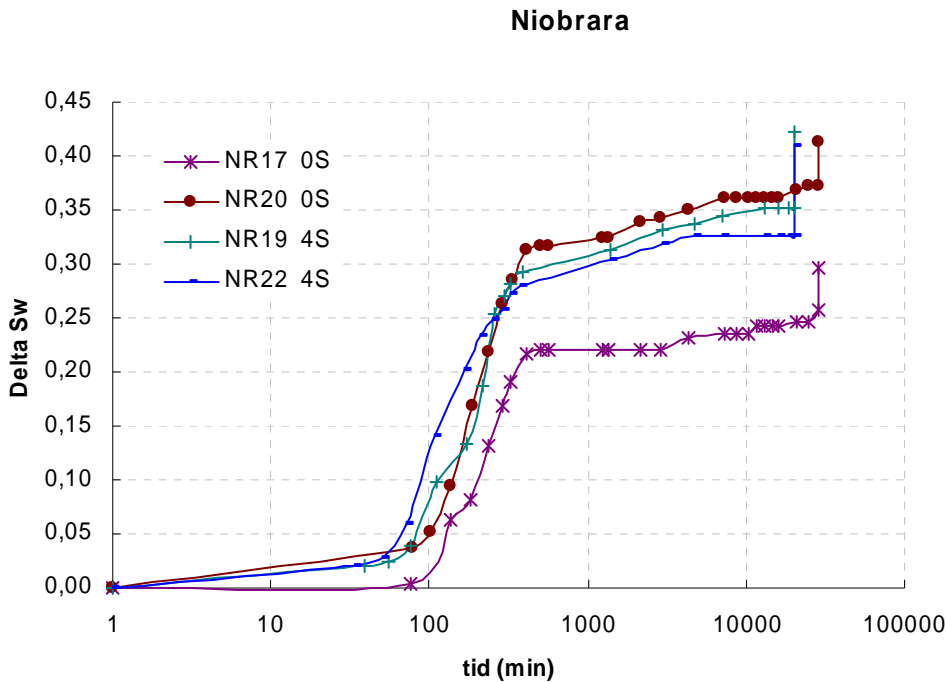
Fire Niobrara kjernepluggere ble eldet i fire dager. Av disse ble NR17 og NR20 imbibert med SSW-0S. NR17 hadde en Amott vannindeks på  $I_w=0,52$  og NR20 hadde en Amott vannindeks på  $I_w=0,48$ . Begge kjernepluggene hadde en initiell vannmetning på  $S_{wi}=0,20$ . **Figur 4.6.4, 4.6.5 og 4.6.6** oppsummerer høytemperaturimbibisjonen for Niobrara kalk som var eldet i fire dager med olje som var blitt filtrert gjennom et eldet filter. Figurene viste at endepunktene til NR17 ligger noe lavt i forhold til de sju andre kjernepluggene. Da denne pluggen ble installert i imbibisjonscellen og trykket inn til cellen ble koblet til oppstod det lekkasje. O-ringen som befinner seg mellom glasscellen og bunnen skled ut slik at lekkasjen oppstod. Dette skjedde to ganger på kort tid. Ved lekkasje vil noe av metningsbalansen gå tap siden cellen må demonteres og fylles med nytt vann. Dette er forklaringen på hvorfor endepunktet ble så lavt for denne kjernepluggen. Endepunktet til NR20, som ble imbibert med SSW-0S, viste til en utvinning på 51,6 % av OIP, en gjennomsnittlig vannmetning på 0,61 og en endring i vannmetning på 0,41. NR19 og NR22 ble imbibert med SSW-4S. NR19 hadde en Amott vannindeks på  $I_w=0,32$ . Amott vannindeksen for NR22 var på  $I_w=0,40$ . NR19 hadde en utvinning på 56,3 % av OIP, en gjennomsnittlig vannmetning på 0,67 og en endring i vannmetning på 0,42. NR22 hadde en utvinning på 50,7 % av OIP, en gjennomsnittlig vannmetning på 0,60 og en endring i vannmetning på 0,41. Forsøket for Niobrara kjernene eldet i fire dager er oppsummert gjennom **Figur 4.6.4- 4.6.6**.



**Figur 4.6.4: Høytemperaturimbibisjon i Niobrara kjernematerialet med og uten sulfat i imbibisjonsvannet. Utvinning som funksjon av tid.**



**Figur 4.6.5: Høytemperaturimbibisjon i Niobrara kjernematerialet med og uten sulfat i imbibisjonsvannet. Gjennomsnittlig vannmetning som funksjon av tid.**



**Figur 4.6.6: Høytemperaturimbibisjon i Niobrara kjernematerialet med og uten sulfat i imbibisjonsvannet. Endring i vannmetning som funksjon av tid.**

Imbibisjonskarakteristikkene for disse åtte Niobrara kjernepluggene var nokså like noe som indikerer at sulfat ikke har noe effekt i Niobrara kjernematerialet. Induksjonstiden var noe lang for alle kjernene, men dette kommer av at forsøket ble startet med kald ovn. Imbibisjonsratene og endepunktene under høytemperaturimbibisjon var nokså like både for kjerner som var eldet i seks og fire dager og for kjerner som ble imbibert med SSW-4S og SSW-0S. Ved å sammenligne resultatene med referanseforsøket ligger disse kjernepluggene noe lavt i forhold til kjerneplugg som er sterkt vannfuktet. Referanseforsøket viste en utvinning på om lag 60 % av OIP, en gjennomsnittlig vannmetning på 0,65-0,70 og en endring i vannmetning på 0,37-0,42 for Niobrara kalk. Dette indikerer at de eldede kjernene ikke oppfører seg helt som sterkt vannfuktede kjerner, men det kan virke som om sulfat ikke har noen effekt på fukten. Temperaturen kan ha endret fukten til mediet uavhengig av sammensetningen til imbibisjonsvannet.

Ved å sammenligne høytemperaturimbibisjon med romtemperaturimbibisjon er induksjonstiden lang under begge imbibisjonene. Høytemperaturimbibisjonen ble startet med kald ovn og den moderat vannfukten i kjernene gjør at imbibisjonen starter sent. Endepunktene og imbibisjonsratene var høyest for høytemperaturimbibisjonen. Imbibisjonskarakteristikker for romtemperaturimbibisjon (før høytemperaturimbibisjon) i

Niobrara kalk er plottet i **Appendiks 1.C. Figur 1.C.1, 1.C.2 og 1.C.3** er plottet henholdsvis som utvinning, gjennomsnittlig vannmetning og endring i vannmetning.

**Tabell 4.6.2** presenterer endepunksmetningene for imbibisjoner gjort ved romtemperatur og høytemperatur, med og uten sulfat i imbibisjonsvannet.

**Tabell 4.6.2: Sammenligning mellom endepunksmetninger under romtemperaturimbibisjon og høytemperaturimbibisjon, både med og uten sulfat.**

Kjerne	Bergart	$S_{wi 1}$	Rf % 20°C 0S	$S_w$ 20°C 0S	$S_{wi 2}$	Rf % 130°C 4S	$S_w$ 130°C 4S	Rf % 130°C 0S	$S_w$ 130°C 0S
NR11	Niobrara	0,23	14,9	0,34	0,24	49,7	0,62	-	-
NR12	Niobrara	0,21	19,0	0,36	0,22	-	-	51,6	0,62
NR14	Niobrara	0,21	16,5	0,34	0,26	53,7	0,66	-	-
NR15	Niobrara	0,20	21,4	0,37	0,24	-	-	48,5	0,61
NR17	Niobrara	0,21	29,8	0,45	0,20	-	-	36,8	0,49
NR19	Niobrara	0,23	20,3	0,39	0,25	56,3	0,67	-	-
NR20	Niobrara	0,22	27,5	0,43	0,20	-	-	51,6	0,61
NR22	Niobrara	0,22	21,9	0,39	0,19	50,7	0,60	-	-

$S_{wi 1}$ : Initiell vannmetning etter primærdrenering.

Rf: Utvinningsfaktor.

$S_{wi 2}$ : Initiell vannmetning etter sekundærdrenering.

$S_w$ : Vannmetningen etter spontanimbibisjon.

Niobrara kalk har så langt ikke vist seg å respondere på sulfat. Det kan virke som om temperaturen i seg selv er nok til å endre fukten fra nær nøytral fukt til mer vannfuktet tilstander, men ikke til hundre prosent vannfuktet. Denne kalken har også vist seg å være vanskelig å få eldet effektivt. En mulig grunn til dette resultatet er at eldingen er for svak. Oljen som ble brukt gir ikke sterk nok elding, noe som kan komme av de lave syretallet til oljen som ble brukt til å elde disse kjernene med. Det må også nevnes at under en høytemperaturimbibisjon vil temperaturen ekspandere oljen som også gir et bidrag til den totale oljeproduksjonen. Denne termiske utvidelsen av oljen gir et bidrag på om lag 10 % av den totale utvinningen (Austad, 2010). Dette er ikke en absolutt verdi, men vil variere noe med egenskapen til oljen som blir brukt. For dekan ble den termiske utvidelsen målt til 10 %.

#### 4.6.1 – Fuktmåling på Niobrara kalk etter høytemperaturimbibisjon

Resultatene av høytemperaturimbibisjonene på Niobrara kjernematerialet indikerte at imbibisjonskaraktistikken var uavhengige av sammensetningen til det imbibierende fluidet. Det ble derfor bestemt at NR11, NR12, NR14 og NR15 skulle gjennom en ny Amott syklus. Disse kjernepluggene var alle eldet i 6 dager og hadde en initiell fukt fra  $I_w=0,23$  for NR11 til  $I_w=0,34$  for NR15. Etter at høytemperaturimbibisjonen var ferdig ble kjernene tatt ut av ovnen og plassert i det fluidet de hadde blitt imbibert med, SSW-0S eller SSW-4S. For å måle fukten under like forhold, som de først var målt med, ble alle kjernepluggene vannflømmet med 5 porevolum med Ekofiskvann for å fjerne det syntetiske sjøvannet som var tilstedet i kjernepluggene etter endt høytemperaturimbibisjon. Etter vannflømningen ble de fire kjernepluggene drenert med 2,5 porevolum dekan i hver retning for å etablere  $S_{wi}$ . Etter dreneringen ble prøvene plassert i imbibisjonsceller, ved romtemperatur, i nesten fire uker til produksjonen var flatet ut. Ved endepunktet for spontanimbibisjon ble kjernene igjen vannflømmet med 5 porevolum med Ekofiskvann, slik at fuktindeksen kunne beregnes. **Tabell 4.6.1.1** presenterer fuktmålingene.

**Tabell 4.6.1.1: Oversikt over Amott vannindekser før og etter høytemperaturimbibisjon**

Kjerne	Bergart	$I_w$ før	Fluid	$I_w$ etter
NR11	Niobrara	0,23	SSW-4S	0,86
NR12	Niobrara	0,32	SSW-0S	0,81
NR14	Niobrara	0,26	SSW-4S	0,81
NR15	Niobrara	0,34	SSW-0S	0,83

$I_w$  før: Amott vannindeks før høytemperaturimbibisjon.

$I_w$  etter: Amott vannindeks etter høytemperaturimbibisjon.

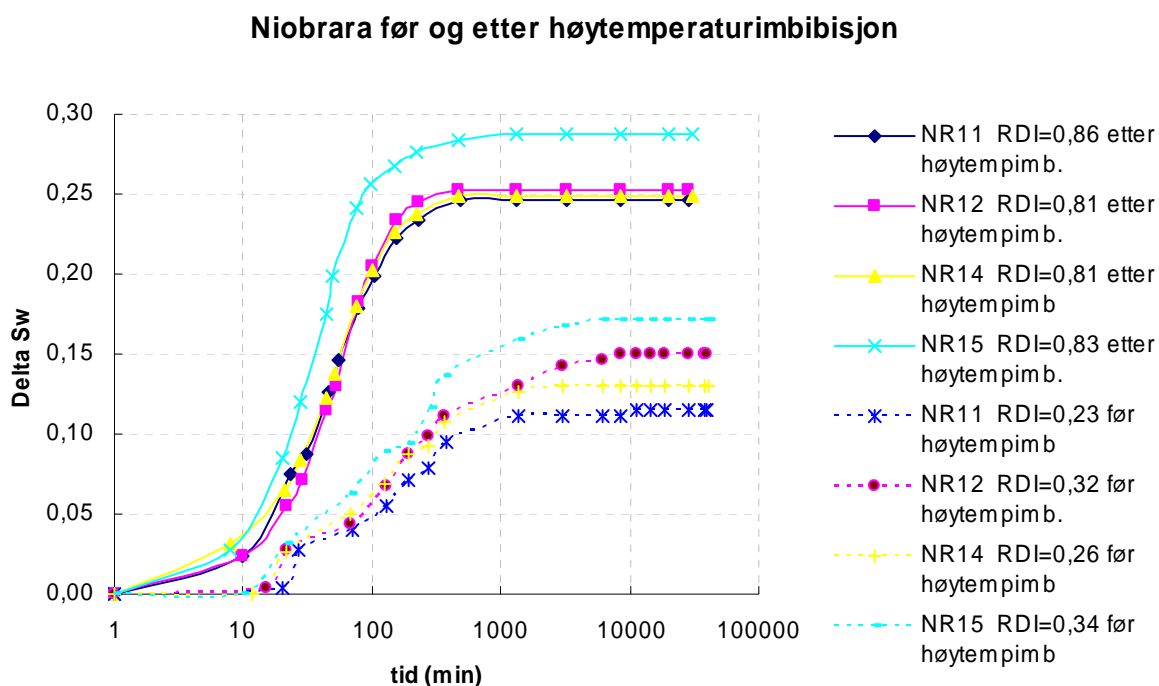
SSW-0S: Syntetisk sjøvann uten sulfat.

SSW-4S: Syntetisk sjøvann med fire ganger sulfatkonsentrasjonen til vanlig sjøvann.

NR11 og NR14 ble imbibert med SSW-4S. Endringen i Amott vannindeks etter høytemperaturimbibisjon var på  $\Delta I_w=0,63$  for NR11 og  $\Delta I_w=0,55$  for NR14. NR12 og NR15 ble imbibert med SSW-0S. Endringen i vannindeksen for var på  $\Delta I_w=0,49$  for NR12 og NR15. Fuktmålingene avslørte at Niobrara kjernematerialet blir mer vannfuktet bare ved effekten av temperatur. Dette var nesten uavhengig av sammensetningen til det imbibierende vannet. **Tabell 4.6.1.1** viser at de kjernene som ble imbibert med vann som var tilsatt sulfat hadde større endring i Amott vannindeks, men det kan komme av at Amott testen bare ble

gjort på fire Niobrara kjerner. Imbibisjonskarakteristikkene for Niobrara kalk etter høytemperaturimbibisjon er i **Appendiks 1.B** og er plottet som utvinning, gjennomsnittlig vannmetning og endring i vannmetning.

**Figur 4.6.1.1** viser imbibisjonskarakteristikkene før og etter høytemperaturimbibisjon. Ut fra plottet kommer det klart og tydelig frem at en fuktendring har oppstått. Karakteristikkene etter høytemperaturimbibisjon viste kort induksjonstid, høy imbibisjonsrate og høyt endepunkt. Endepunktene burde vært noe høyere, men gjentatte forsøk på de samme kernepluggene har ført til materialbalanse med stor usikkerhet.



**Figur 4.6.1.1: Imbibisjonskarakteristikker for Niobrara kalk før og etter høytemperaturimbibisjon. Begge målingene ble gjort ved romtemperatur. Figuren viser endring i vannmetning som funksjon av tid.**

#### **4.7 – Høytemperaturflømming av Niobrara og Stevns kalk**

Vannflømming ved 130°C ble også studert i tillegg til høytemperaturimbibisjon. Under en imbibisjonsprosess vil sulfatkonsentrasjonen i vannfronten reduseres på grunn av adsorpsjon av sulfat på kalkoverflaten. Diffusjon vil da være viktig for å transportere sulfationene gjennom hele kjerneprøven. Imbibisjonsdata i kapittel 4.5 viste at effekten av sulfat kan være avhengig av initielle vannmetninger. Det vil derfor være interessant å se om effekten av sulfat i Stevns kjernematerialet også vil være tilstede under en vannflømming. Imbibisjonsdata fra høytemperaturimbibisjonene av Niobrara kalken viste at det ikke var noen forskjell i utvinning ved å bruke SSW-4S i forhold til SSW-0S.

Vanligvis vil vannfronten i Nordsjøkalk bevege seg med en hastighet som svarer til 2 cm/dag (Graue, 2010). Darcyhastigheten ble derfor satt til 2 cm/dag i alle flømmingene som ble studert. Injeksjonsraten ble deretter beregnet ut fra de mobile porevolumet i hver kjerneplugg som ble vannflømmet.

Seks Niobrara og seks Stevns kjerneprøver ble preparert. To Niobrara og to Stevns kjerneprøver ble brukt som referanse på sterk vannfukt og ble derfor ikke eldet. Fire Niobrara og fire Stevns kjerner ble eldet i fire-åtte dager for å oppnå en lavere Amott vannindeks.

#### **4.8 – Referanseforsøk – Sterkt vannfuktet Niobrara og Stevns kalk**

To Niobrara og to Stevns kjerner ble mettet med Ekofiskvann og drenert med 2,5 porevolum med dekan i hver retning for å komme ned til ikke reduserbar vannmetning ( $S_{wi}$ ). NR24 ble flømmet med SSW-0S og NR25 ble flømmet med SSW-4S. **Figur 4.8.1, 4.8.2 og 4.8.3** oppsummerer referanseforsøket og viste ingen forskjell mellom med og uten sulfat. Endepunktet ligger for begge Niobrara kjernene på ca 50 % utvinning av OIP, en gjennomsnittlig vannmetning på 0,66 og en endring i vannmetning på 0,33. Dette stemmer godt overens med referanseforsøket gjort ved høytemperaturimbibisjon. Både ved spontanimbibisjon og vannflømming vil endepunktene være nokså like for kjerner som er sterkt vannfuktet. De lineære grafene på Niobrara kalken kommer av at mesteparten av produksjonen kom over natten. Petrofysiske størrelser, initielle metninger og fukt for alle kjerner som har blitt flømmet under høytemperatur er presentert i **Tabell 4.8.1**.



**Tabell 4.8.1: Oversikt over fukt initielle metninger og petrofysiske størrelser.**

Kjerne	Bergart	Porøsitet (%)	Perm (mD)	Eldings-tid	Initiellt fluid	Injeksjons-fluid	$S_{wi}$	Rf (% OIP)	Fukt
NR21	Niobrara	38,0	2,4	4 dager	EK	SSW-0S	0,15	39,3	0,39
NR18	Niobrara	37,9	2,3	6 dager	EK	SSW-4S	0,23	36,5	0,33
NR7	Niobrara	35,3	2,7	8 dager	EK	SSW-0S	0,21	59,9	0,28
NR16	Niobrara	35,4	2,4	6 dager	EK	SSW-4S	0,22	36,0	0,19
NR24	Niobrara	37,5	2,9	-	EK	SSW-0S	0,33	49,3	1,0
NR25	Niobrara	37,3	2,4	-	EK	SSW-4S	0,33	49,7	1,0
SR23	Stevns	46,5	5,0	-	EK	SSW-0S	0,35	31,5	1,0
SR26	Stevns	45,2	4,3	-	EK	SSW-4S	0,34	32,4	1,0
SR22	Stevns	45,3	4,9	4 dager	EK	SSW-0S	0,23	35,2	0,36
SR18	Stevns	44,9	4,8	4 dager	EK	SSW-0S	0,25	32,6	0,36
SR25	Stevns	46,5	5,8	4 dager	EK	SSW-4S	0,26	41,5	0,33
SR20	Stevns	46,2	5,4	4 dager	EK	SSW-4S	0,23	38,1	0,33

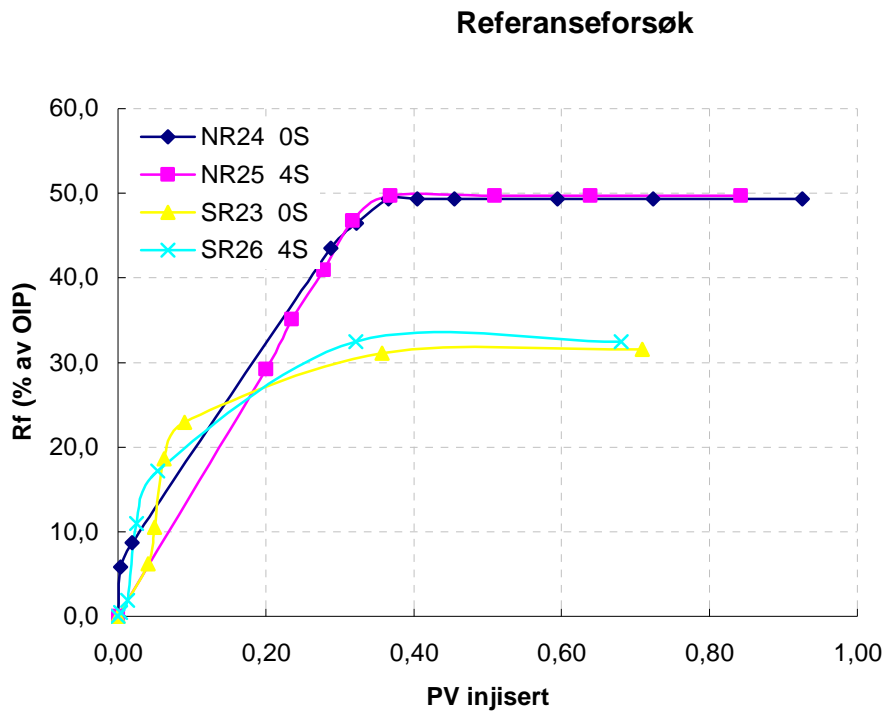
SSW-4S: Syntetisk sjøvann med fire ganger sulfatkonsentrasjonen til vanlig sjøvann.

SSW-0S: Syntetisk sjøvann uten sulfat.

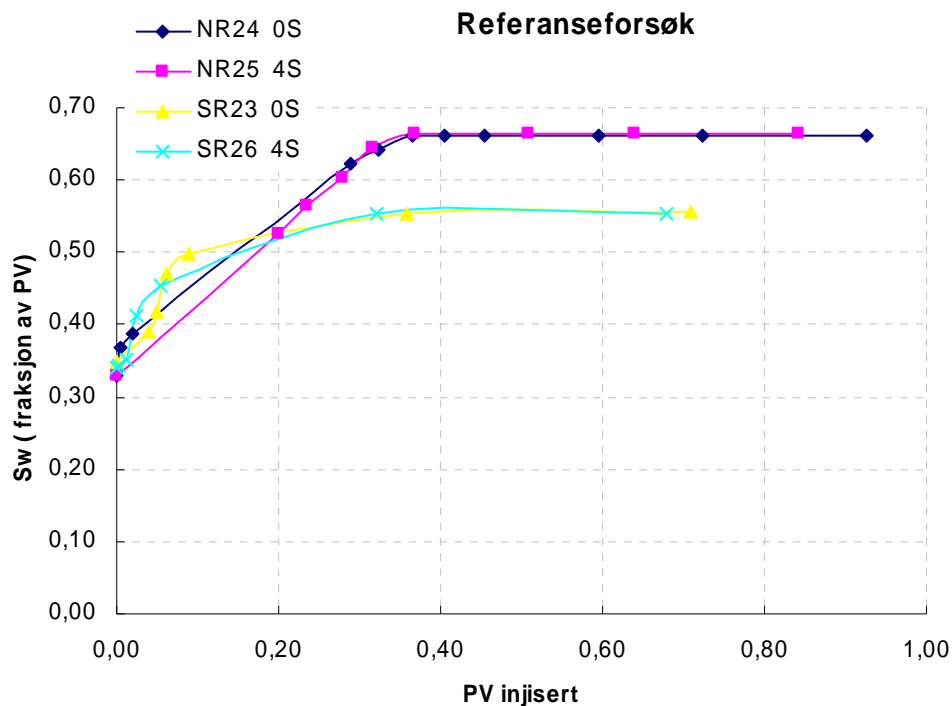
EK: Ekofiskvann.

$S_{wi}$ : Initiell vannmetning.

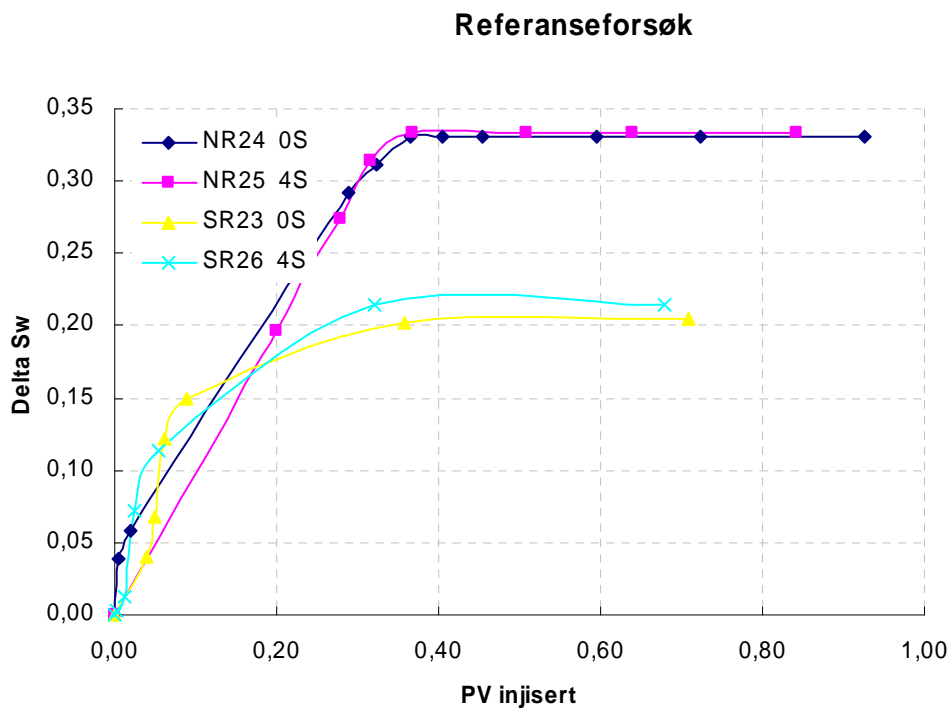
Fukt: Presentert som Amott vannindeks.



**Figur 4.8.1: Flømming av Stevns og Niobrara: Referanseforsøk med og uten sulfat i det injiserte fluidet. Utvinning som funksjon av porevolum injisert.**



**Figur 4.8.2: Flømming av Stevns og Niobrara: Referanseforsøk med og uten sulfat i det injiserte fluidet. Vanntetning som funksjon av porevolum injisert.**



**Figur 4.8.3: Flømming av Stevns og Niobrara: Referanseforsøk med og uten sulfat i det injiserte fluidet. Endring i vanntetning som funksjon av porevolum injisert.**

SR23 ble flømmet med SSW-0S og SR26 ble flømmet med SSW-4S. Kurvene viste en avvikende trend. Baktrykksregulatorer ble brukt for å hindre at fluidene kokte. Linjetrykket ble logget hvert tiende minutt for å overvåke at trykket aldri falt under kokepunktet. Baktrykket varierte typisk med om lag 2 bar, men var aldri under 4 bar. Baktrykksregulatoren fungerer på en slik måte at når linjetrykket overstiger det innstilte trykket til baktrykksregulatoren vil effluenten slippes ut. Dette førte til at oljeproduksjonen ikke alltid stemte overens med det kumulative volumet injisert og forklarer delvis den avvikende oppførselen med variasjon i metning for SR23 og SR26. Helt i begynnelsen av eksperimentet oppstod det en liten lekkasje i begge kjerneholderene som gjorde at noe av metningsbalansen gikk tapt. Utvinningen, den gjennomsnittlige vannmetningen og endringen i vannmetning for Stevns kjernene endte om lag på 32 % av OIP, 0,55 og 0,21 i fraksjon av porevolum for begge kjerner. Endepunktene burde ha vært noe høyere med tanke på at kjerneprøvene var sterkt vannfuktet. Ved vannflømming av sterkt vannfuktet kjernemateriale kan kapillære endeeffekter oppstå. Dette er artefakter som oppstår ved ut-enden av kjerneprøven. Siden kapillartrykket mellom kjerneprøven og endestykket er null vil dette føre til en økning av metningen til den vætende fase, altså en økning i vannmetningen ved ut-enden av kjerneprøven. En måte å unngå endeeffekter på er å ha en tilstrekkelig lang kerne, høy injeksjonsrate eller bruke kjerner med lavere fukt. En kan derfor anta at denne effekten vil være neglisjerbar i flømmingene gjort på de kjernene som var eldet. Flømmingsratene på de fire referansekjernene er presentert i **Tabell 4.8.2**. På de fire referansekjernene ble det antatt at det mobile porevolumet var 50 % av det totale porevolumet.

**Tabell 4.8.2: Oversikt over mobilt porevolum og injeksjonsrater.**

Kjerne	$S_{wi}$	$S_{or}$	Porøsitet (%)	Permeabilitet (mD)	$I_w$	Rate (ml/t)	Injisert fluid
NR24	0,33	0,17	37,5	2,9	1,0	0,36	SSW-0S
NR25	0,33	0,17	37,3	2,4	1,0	0,36	SSW-4S
SR23	0,35	0,15	46,5	5,0	1,0	0,43	SSW-0S
SR26	0,34	0,16	45,2	4,3	1,0	0,43	SSW-4S

SSW-4S: Syntetisk sjøvann med fire ganger sulfatkonsentrasjonen til vanlig sjøvann.

SSW-0S: Syntetisk sjøvann uten sulfat.

$I_w$ : Amott vannindeks.

$S_{wi}$ : Initiell vannmetning.

$S_{or}$ : Residuell oljemetning.

## 4.9 – Høytemperaturflømming – Eldet Niobrara kalk

Fire Niobrara kjerneplugger ble preparert for å flømmes med og uten tilsetning av sulfat i injeksjonsvannet. Eldingstiden varierte mellom fire og åtte dager. **Tabell 4.9.1** angir de mobile porevolumet, permeabiliteten, fukten og injeksjonsraten.

**Tabell 4.9.1: Oversikt over mobilt porevolum og injeksjonsrater.**

Kjerne	$S_{wi}$	$S_{or}$	Porøsitet (%)	Permeabilitet (mD)	$I_w$	Rate (ml/t)	Injisert fluid
NR21	0,15	0,38	38,0	2,4	0,39	0,33	SSW-0S
NR18	0,23	0,31	37,9	2,3	0,33	0,33	SSW-4S
NR7	0,21	0,32	35,3	2,7	0,28	0,32	SSW-0S
NR16	0,22	0,33	35,4	2,4	0,19	0,30	SSW-4S

SSW-4S: Syntetisk sjøvann med fire ganger sulfatkonsentrasjonen til vanlig sjøvann.

SSW-0S: Syntetisk sjøvann uten sulfat.

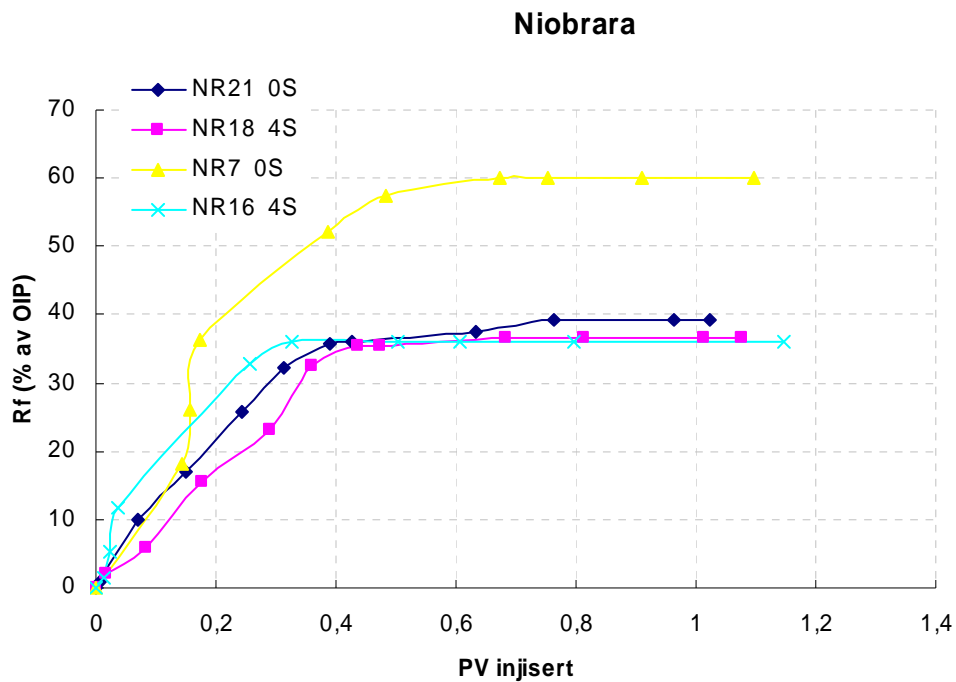
$I_w$ : Amott vannindeks.

$S_{wi}$ : Initiell vannmetning.

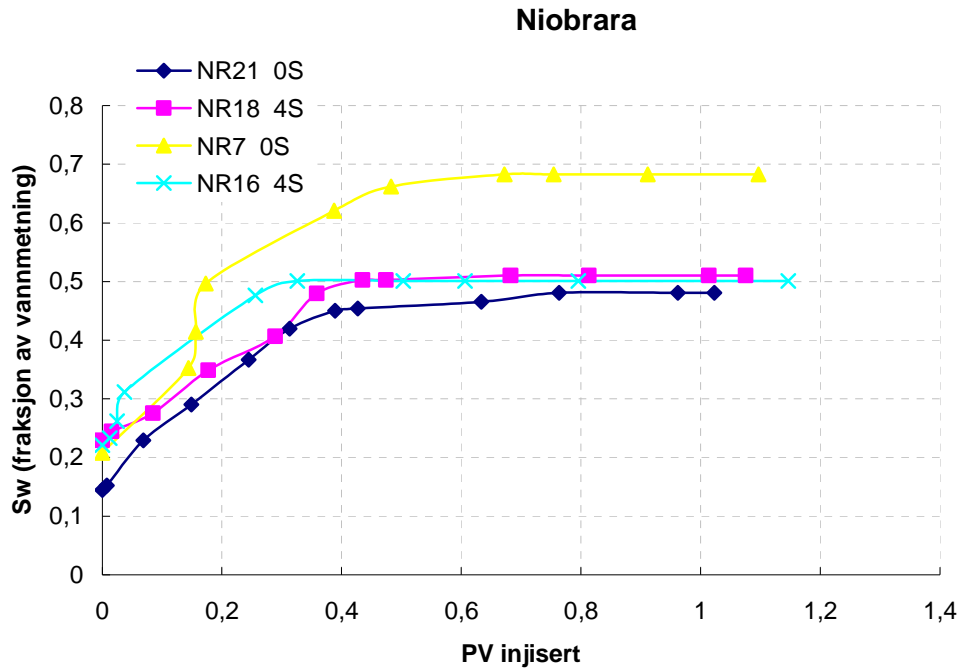
$S_{or}$ : Residuell oljemetning.

NR7 og NR21 ble flømmet med SSW-0S. Amott vannindeksen var  $I_w=0,39$  og  $I_w=0,28$  for henholdsvis NR21 og NR7. NR16 og NR18 ble flømmet med SSW-4S. Amott vannindeksen var  $I_w=0,19$  for NR16 og  $I_w=0,33$  for NR18. **Figur 4.9.1, 4.9.2** og **4.9.3** viser en uventet oppførsel på NR7. Denne kjernepluggen hadde betraktelig høyere utvinning, gjennomsnittlig vannmetning og endring i vannmetning enn de tre andre pluggene. En mulig forklaring til denne utviklingen i metning kan være en lekkasje fra kjerneholderen der omslutningsolje gav et bidrag til den totale oljeproduksjonen. De tre andre kjernepluggene NR16, NR18 og NR21 hadde nokså lik karakteristikk. Av disse pluggene ble NR16 og NR18 flømmet med SSW-4S. NR21 ble flømmet med SSW-0S. Disse tre pluggene har vanngjennombrudd etter om lag 0,4 porevolum injisert og noen av de viste også en liten haleproduksjon. Siden kjernene er eldet er det ikke uvanlig med en haleproduksjon siden vanngjennombruddet ikke er like markert som i en sterkt vannfuktet kjerneplugg. Det markante vanngjennombruddet skyldes en effekt som heter snap-off på engelsk og er omtalt i kapittel 1.5.3. Dødvolumet i baktryksregulatoren kan gi et bidrag til det markante vanngjennombruddet. Siden det sjeldent blir injisert mer enn 1 porevolum på feltskala, ble forsøkene stoppet etter om lag 1 porevolum injisert. NR16, NR18 og NR21 hadde en utvinningsfaktor på 36 % av OIP for NR16 og NR18, mens NR21 viste en utvinning på 39 %. De gjennomsnittlige vannmetningene ligger på mellom 0,48-0,51 i

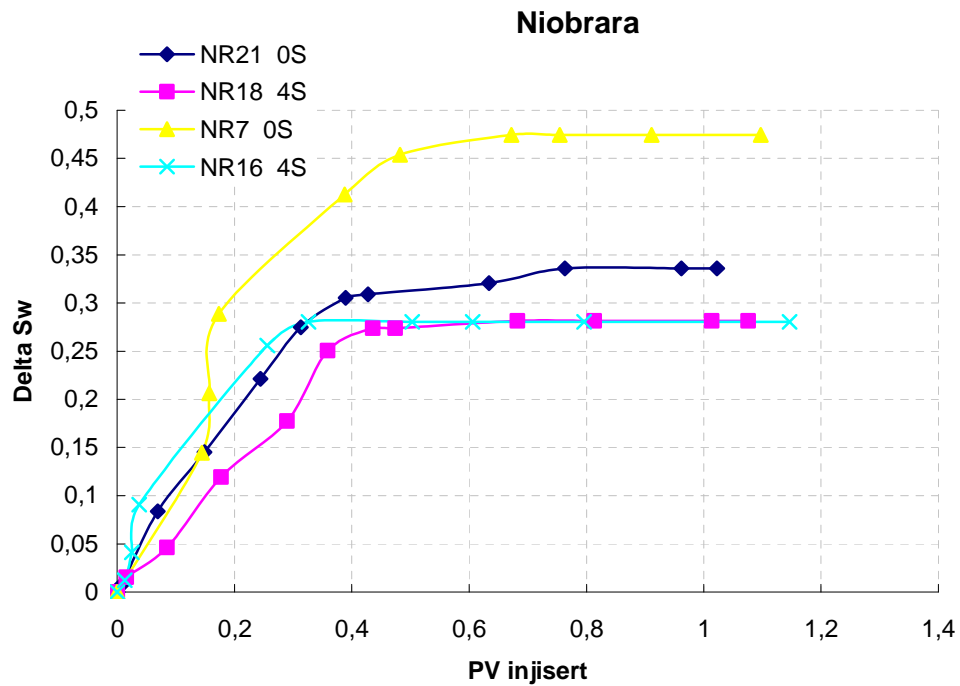
fraksjon av porevolum. Endringen i vannmetningen var fra 0,28-0,33. **Figur 4.9.1-4.9.3** viste at det ikke var noen forskjell på å flømme Niobrara kalk med og uten tilsetning av sulfat. Dette stemmer bra med observasjonene gjort under høytemperaturimbibisjonene av samme bergart.



**Figur 4.9.1: Flømming av Niobrara kalk med og uten sulfat i det injiserte fluidet. Utvinning som funksjon av porevolum injisert.**



**Figur 4.9.2: Flømming av Niobrara kalk med og uten sulfat i det injiserte fluidet. Vannmetning som funksjon av porevolum injisert.**



**Figur 4.9.3: Flømming av Niobrara kalk med og uten sulfat i det injiserte fluidet. Endring i vannmetning som funksjon av porevolum injisert.**

#### 4.10 – Høytemperaturflømming – Eldet Stevns kalk

Fire Stevns kjernepluggere ble preparert og eldet i fire dager for å generere mindre vannfuktede tilstander. Dette gav Amott vannindekser som varierte mellom  $I_w=0,33-0,36$ . SR22 og SR18 ble flømmet med SSW-0S, mens SR25 og SR20 ble flømmet med SSW-4S. Darcy hastigheten på flømmingene var 2 cm/dag. **Tabell 4.10.1** gir en oversikt over de mobile porevolumene, fukten, permeabiliteten og injeksjonsratene.

**Tabell 4.10.1: Oversikt over mobilt porevolum, fukt, permeabilitet og injeksjonsrater.**

Kjerne	$S_{wi}$	$S_{or}$	Porøsitet (%)	Permeabilitet	$I_w$	Rate (ml/t)	Injisert fluid
SR25	0,26	0,28	45,5	5,8	0,33	0,40	SSW-4S
SR22	0,23	0,29	45,3	4,9	0,36	0,42	SSW-0S
SR20	0,23	0,30	46,2	5,4	0,33	0,41	SSW-4S
SR18	0,25	0,28	44,9	4,8	0,36	0,40	SSW-0S

SSW-4S: Syntetisk sjøvann med fire ganger sulfatkonsentrasjonen til vanlig sjøvann.

SSW-0S: Syntetisk sjøvann uten sulfat.

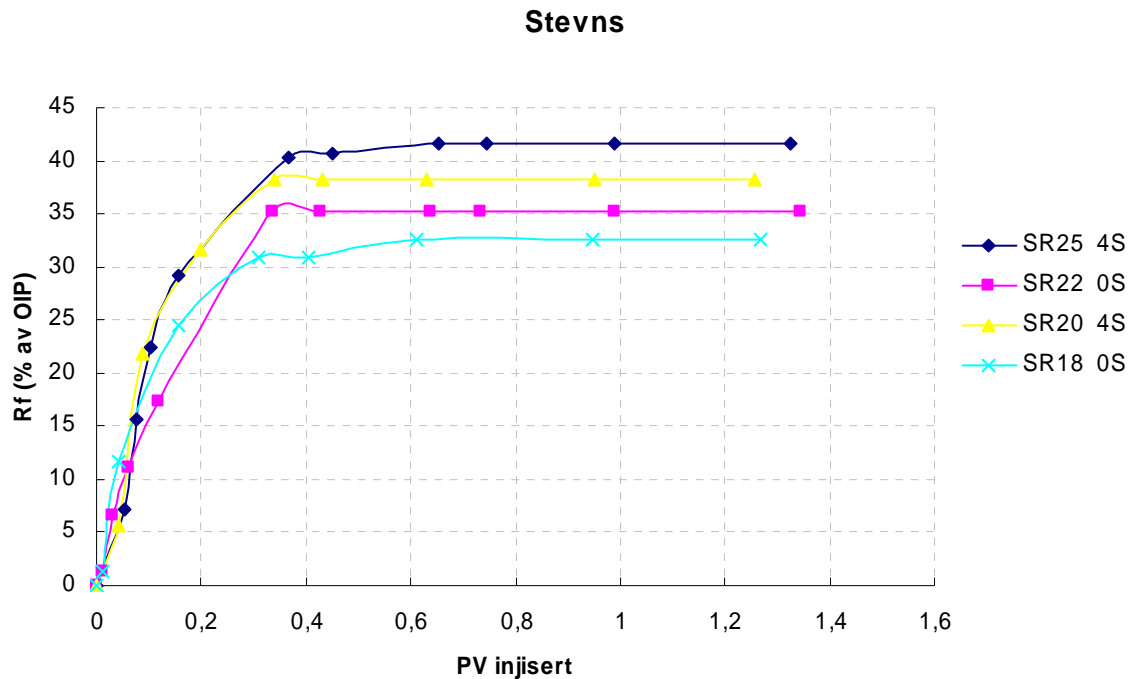
$I_w$ : Amott vannindeks.

$S_{wi}$ : Initiell vannmetning.

$S_{or}$ : Residuell oljemetning.

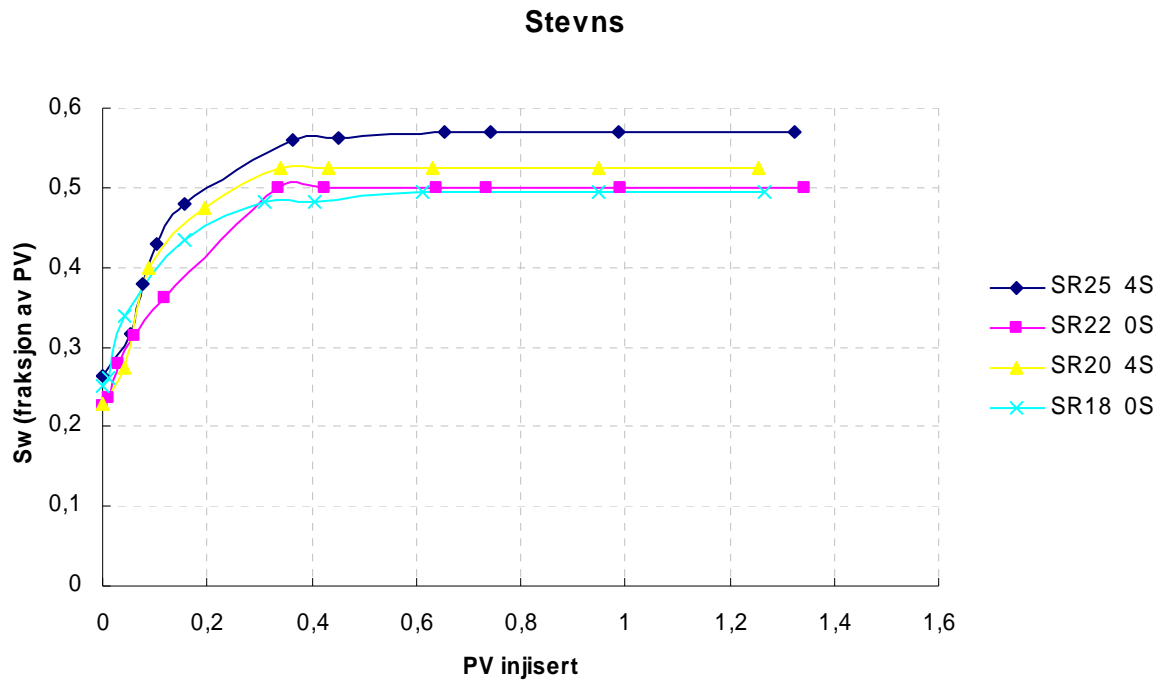
SR25 og SR22 ble undersøkt samtidig. SR25 hadde en initiell vannmetning på  $S_{wi}=0,26$  og en Amott vannindeks på  $I_w=0,33$ . SR22 hadde en Amott vannindeks på  $I_w=0,36$  og en initiell vannmetning på  $S_{wi}=0,23$ . Av disse kjernene ble SR25 flømmet med SSW-4S og SR22 ble flømmet med SSW-0S. Produksjonsprofilene (**Figur 4.10.1-4.10.3**) viste at sulfat hadde en effekt i Stevns kjernemateriale også under høytemperaturflømming. Den samme effekten ble observert under høytemperaturimbibisjon. SR25, som ble flømmet med SSW-4S, hadde en utvinning på 41,5 % av OIP, en gjennomsnittlig vannmetning på 0,57 og en endring i vannmetning på 0,31 i fraksjon av porevolum. Til sammenligning hadde SR22, som ble flømmet med SSW-0S, en utvinning på 35,2 % av OIP, en gjennomsnittlig vannmetning på 0,50 og en endring i vannmetning på 0,27. Forskjellen mellom disse pluggene angir effekten av sulfat. Ved tilsetning av sulfat i injeksjonsvannet var forskjellen i utvinning, gjennomsnittlig vannmetning og endring i vannmetning på henholdsvis 6,3 % av OIP, 0,07 og 0,04 i fraksjon av porevolum.

SR20 og SR18 ble også undersøkt samtidig. Amott vannindeksen var  $I_w=0,33$  og den initiale vannmetningen var  $S_{wi}=0,23$  for SR20. SR18 hadde en Amott vannindeks på  $I_w=0,36$  og en initiale vannmetningen på  $S_{wi}=0,25$ . Effekten av sulfat kom klart frem gjennom produksjonsprofilene (**Figur 4.10.1-4.10.3**). SR20, som ble flømmet med vann tilsatt sulfat, viste en utvinning på 38,1 % av OIP, en gjennomsnittlig vannmetning på 0,52 og en endring i vannmetning på 0,29. Søsterpluggen SR18 ble flømmet med vann uten sulfat og viste en utvinning på 32,6 % av OIP, en gjennomsnittlig vannmetning på 0,50 og en endring i vannmetning på 0,24. Forskjellen mellom disse kjernepluggene var ei utvinning på 5,5 % av OIP, en gjennomsnittlig vannmetning på 0,02 og en endring i vannmetning på 0,05. **Figur 4.10.2** viste liten forskjell mellom SR18 og SR20. Dette kommer av at den initiale vannmetningen til SR18 er noe høy sammenlignet med SR20. Det må nevnes at de pluggene med lavest fukt ( $I_w=0,33$ ) ble flømmet med SSW-4S.

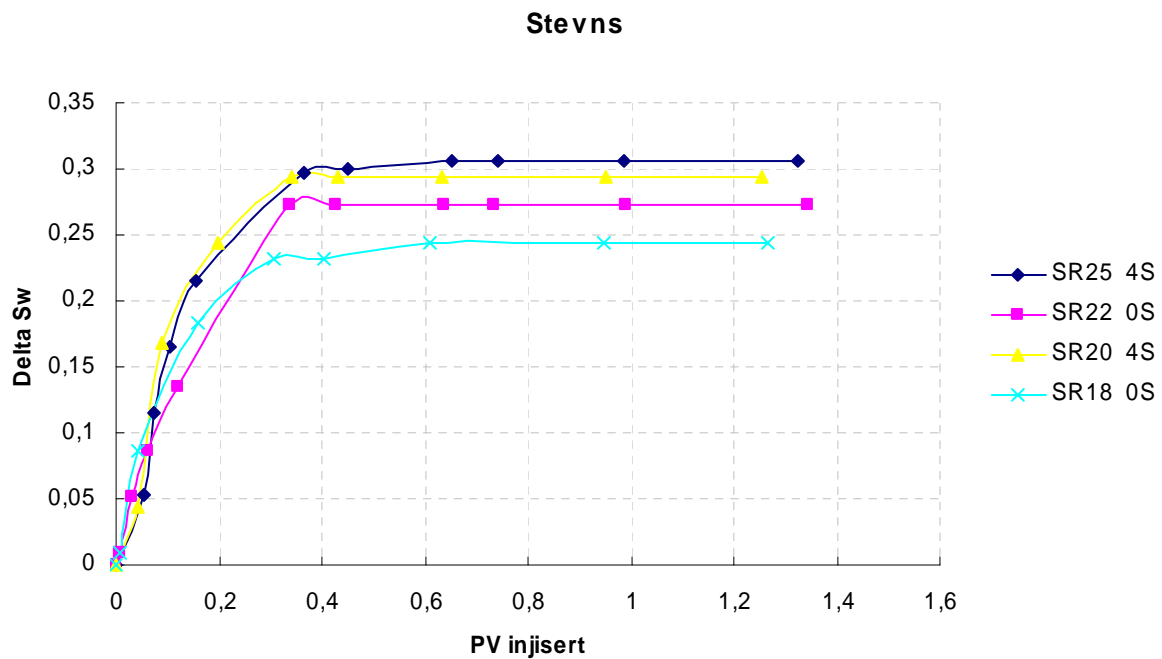


**Figur 4.10.1: Flømming av Stevns med og uten sulfat i det injiserte vannet. Utvinning som funksjon av porevolum injisert.**





**Figur 4.10.2: Flømming av Stevns med og uten sulfat i det injiserte vannet. Gjennomsnittlig vannmetning som funksjon av porevolum injisert.**



**Figur 4.10.3: Flømming av Stevns med og uten sulfat i det injiserte fluidet. Endring i vannmetning som funksjon av porevolum injisert.**

#### 4.11 – Sammenligning mellom spontan og tvungen imbibisjon

For å evaluere effekten av sulfat vil det være viktig å sammenligne spontan og tvungen imbibisjon. Imbibisjonsdata fra kapittel 4.6 viste at det ikke var noe forskjell på Niobrara kjernepøver som ble imbibert med SSW-0S i forhold til SSW-4S. De samme observasjonene er gjort under høytemperaturflømmingene. **Tabell 4.11.1** angir endepunktsdata for spontan og tvungen imbibisjon med SSW-0S og SSW-4S som injeksjon/imbibisjons fluid.

**Tabell 4.11.1: Endepunktsdata for spontan og tvungen imbibisjon i Niobrara kalk.**

Kjerne	Bergart	$S_{wi}$	Mekanisme	Fluid	$I_w$	Rf	Sw	Delta $S_w$
NR11	Niobrara	0,24	Spontan imbibisjon	SSW-4S	0,23	49,7	0,62	0,38
NR12	Niobrara	0,22	Spontan imbibisjon	SSW-0S	0,32	51,6	0,62	0,40
NR14	Niobrara	0,26	Spontan imbibisjon	SSW-4S	0,26	53,7	0,66	0,40
NR15	Niobrara	0,24	Spontan imbibisjon	SSW-0S	0,34	48,5	0,61	0,37
NR17	Niobrara	0,20	Spontan imbibisjon	SSW-0S	0,52	36,8	0,49	0,30
NR19	Niobrara	0,25	Spontan imbibisjon	SSW-4S	0,32	56,2	0,67	0,42
NR20	Niobrara	0,20	Spontan imbibisjon	SSW-0S	0,48	51,6	0,61	0,41
NR22	Niobrara	0,19	Spontan imbibisjon	SSW-4S	0,40	50,4	0,60	0,41
NR21	Niobrara	0,15	Tvungen imbibisjon	SSW-0S	0,39	39,3	0,48	0,33
NR18	Niobrara	0,23	Tvungen imbibisjon	SSW-4S	0,33	36,5	0,51	0,28
NR7	Niobrara	0,21	Tvungen imbibisjon	SSW-0S	0,28	59,9	0,68	0,47
NR16	Niobrara	0,22	Tvungen imbibisjon	SSW-4S	0,19	36,0	0,50	0,28

SSW-4S: Syntetisk sjøvann med fire ganger sulfat konsentrasjonen til vanlig sjøvann.

SSW-0S: Syntetisk sjøvann uten sulfat.

$I_w$ : Amott vannindeks.

Rf: Presentert i % av OIP.

Sw: Gjennomsnittlig vannmetning i fraksjon av porevolum.

Delta Sw: Endringen i vannmetning i fraksjon av porevolum.

Fra **Tabell 4.11.1** og **Figur 4.6.1-4.6.6** kom det frem at sulfat ikke har noen effekt i Niobrara kjernematerialet ved høytemperaturimbibisjon. Dette styrker påstanden om at temperaturen er nok for å endre fukten i denne bergarten. Det må nevnes at endepunktene etter høytemperaturimbibisjon var noe høyere, med unntak av NR7 som ble flømmet med SSW-0S, enn endepunktene etter høytemperaturflømming. Ved vannflømming og spontanimbibisjon er det ulike betingelser som gjelder for ultimate oljeutvinning. For en spontanimbibisjon, hvor de kapillære kreftene er drivkreftene, vil den høyeste utvinningen bli observert i sterkt vannfuktete systemer. For en vannflømming vil den høyeste oljeutvinningen observeres når fukten er nær nøytral (Jadhunandan og Morrow, 1995, Johannesen og Graue, 2007). Ved et slikt tilfelle vil det mobile området være større, som følge av at de kapillære kreftene er mindre. Snap-off effekten vil være mindre og det vil fortsatt være delvis kontinuitet i

oljefasen etter vanngjennombrudd. Under vannflømmingene ble det bare injisert 1-1,3 porevolum, og dette er grunnen til at endepunktene for høytemperaturimbibisjon er høyere enn endepunktene for høytemperaturflømmingene. Ved vannflømming av systemer med lav fukt vil det fortsatt være delvis kontinuitet i oljefasen etter vanngjennombrudd. Den residuelle oljemetningen vil være høy ved vanngjennombrudd noe som fører til lavere utvinning i dette punktet. Ved å bare injisere 1-1,3 porevolum vil kjernene ikke oppnå den sanne residuelle oljemetningen. Dette punktet blir nådd etter at mange porevolum har blitt injisert (Anderson, 1987c).

Effekten av sulfat ble observert under høytemperaturimbibisjon av Stevns kjernematerialet. De samme observasjonene ble gjort under høytemperaturflømming av samme kjernematerialet. Dette indikerer at det ikke er noen forskjell om sulfationene blir transportert inn i det porøse mediet ved diffusjon eller om det blir injisert inn i bergarten ved tvungen imbibisjon. **Tabell 4.11.2** presenterer endepunktsmetningene for høytemperaturimbibisjon og høytemperaturflømming.

**Tabell 4.11.2: Endepunktsdata for spontan og tvungen imbibisjon i Stevns kalk.**

Kjerne	Bergart	$S_{wi}$	Mekanisme	Fluid	$I_w$	Rf	Sw	Delta $S_w$
SR1	Stevns	0,28	Spontan imbibisjon	SSW-0S	0,31	44,9	0,61	0,32
SR2	Stevns	0,24	Spontan imbibisjon	SSW-0S	0,23	32,5	0,48	0,25
SR4	Stevns	0,24	Spontan imbibisjon	SSW-4S	0,26	41,3	0,56	0,31
SR6	Stevns	0,29	Spontan imbibisjon	SSW-4S	0,26	51,3	0,65	0,37
SR22	Stevns	0,23	Tvungen imbibisjon	SSW-0S	0,36	35,2	0,50	0,27
SR18	Stevns	0,25	Tvungen imbibisjon	SSW-0S	0,36	32,6	0,50	0,24
SR25	Stevns	0,26	Tvungen imbibisjon	SSW-4S	0,33	41,5	0,57	0,31
SR20	Stevns	0,23	Tvungen imbibisjon	SSW-4S	0,33	38,1	0,52	0,29

SSW-4S: Syntetisk sjøvann med fire ganger sulfat konsentrasjonen til vanlig sjøvann.

SSW-0S: Syntetisk sjøvann uten sulfat.

Rf: Presentert i % av OIP.

Sw: Gjennomsnittlig vannmetning i fraksjon av porevolum.

Delta Sw: Endringen i vannmetning i fraksjon av porevolum.

For å kunne observere effekten av sulfat under høytemperaturimbibisjon måtte kjerner med tilnærmet lik vannmetning sammenlignes. Dette var ikke nødvendig under høytemperaturflømmingene. Trenden i produksjonsprofilene viser at begge pluggene som ble flømmet med SSW-4S har høyest endepunkt. **Figur 4.10.1-4.10.3** viste at fuktendringsmekanismen hvor sulfat inngår som en sentral del av mekanismen også fungerer ved vannflømming. Under en spontanimbibisjon vil kjernen være eksponert mot

imbibisjonsvannet over lengre tid. Ved en vannflømming er kjernen bare eksponert mot injeksjonsvannet i 3-4 dager. Dette indikerer at fuktendringen skjer relativt raskt. Det vil da være interessant å studere effekten av sulfat ved høyere injeksjonsrater for å finne ut om det eksisterer en kritisk rate hvor effekten er fraværende. Det vil også være interessant å finne ut om anhydritutfellinger vil føre til nedsatt permeabilitet ved vannflømming over lengre tid. Dette har ikke blitt studert i denne masteroppgaven.

#### **4.12 – Usikkerheter**

I eksperimentelt arbeid er det viktig å være klar over de eksisterende usikkerhetene. I arbeidet gjort i denne oppgaven gir det liten mening i å beregne instrumentelle usikkerheter. De eksperimentelle usikkerhetene er alltid mye større enn måleusikkerheten. I gruppen for reservoar fysikk ved institutt for fysikk og teknologi ved Universitetet i Bergen blir det lagt stor vekt på å reprodusere resultater. Dette gjør at de eksperimentelle usikkerhetene blir mindre. Usikkerheter som ligger i utstyret som blir brukt er typisk  $\pm 0,01$  mm for skyvelære og  $\pm 0,01$  g for en vektskål. Dette er størrelser som gir et svært lite utslag på den totale usikkerheten. Selv om kalk ansees for å være en homogen bergart vil små variasjoner i porestruktur føre til variasjoner i metninger. Det vil derfor være viktigere med god statistikk over resultat enn å beregne usikkerheter i metninger og utvinningsfaktorer for hver enkelt kjerne.

Utstyret som ble brukt blir alltid levert med en instrumentusikkerhet. Denne usikkerheten kan beregnes ved hjelp av følgende formel:

$$\Delta f(x_1, x_2, x_3) = \sqrt{\left(\frac{\partial f}{\partial x_1}\right)^2 (\Delta x_1)^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial x_2}\right)^2 (\Delta x_2)^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial x_3}\right)^2 (\Delta x_3)^2} \quad (4.12.1)$$

Det eksperimentelle arbeidet gjort i denne oppgaven har foregått ved høye temperaturer og moderate trykk. Når temperaturen øker, vil også sjansen for en lekkasje øke. Dette vil gjøre det ekstremt vanskelig å vite den eksakte sammensetningen til det imbiberende fluidet og hvordan dette vil påvirke oljeutvinningen. De største usikkerhetene ved en høytemperaturimbibisjon vil være avlesningsusikkerheten. Trykket inn i cellen var konstant 4 bar. Når døren til varmeskapet ble åpnet for å lese av oljeproduksjonen vil temperaturen variere, mens trykket vil være konstant. Den produserte oljen vil komprimeres siden

temperaturen synker. Dette og diffusjon mellom imbibisjonsfluidet og det destillerte vannet som ble brukt som trykkstøtte er de største usikkerhetene under dette forsøket. Ved høytemperaturflømming vil ekspansjon av fluider og mulige lekkasjer være de største usikkerhetene. Siden flømmingene ble gjort ved lave rater vil det være vanskelig å oppdage små lekkasjer som har signifikant betydning for det endelige resultatet.

## Kapittel 5 – Konklusjon og videre arbeid

Effekten av sulfat har blitt studert både ved høytemperaturimbibisjon og høytemperaturflømming. Ved høytemperaturimbibisjon ble effekten av sulfat studert for Niobrara og Stevns kjernematerialet. Det har tidligere blitt rapportert at sulfat ikke har noen effekt i Portland kalk. Denne bergarten ble da imbibert uten sulfat for å undersøke effekten av temperatur. Effekten av temperatur og sulfat har blitt isolert for Niobrara kalk. Nye Amott vannindekser har blitt målt for Niobrara, Stevns og Portland kalk, etter høytemperaturimbibisjon, og blitt sammenlignet med de initielle Amott vannindeksen. Effekten av sulfat har også blitt studert på Niobrara og Stevns ved høytemperaturflømming og blitt observert under høytemperaturflømming av Stevns kjernematerialet. Ved høytemperaturflømming av Niobrara kalk var effekten av sulfat fraværende. Basert på det eksperimentelle arbeidet kan følgende tematiske konklusjoner trekkes:

Elding med råolje filtrert med eldet filter gav en mer effektiv elding av Niobrara kalk. Effekten ble best observert etter fire dagers elding.

Ved kalksteinsvann initielt i kjernen ble eldingene av Stevns kjernematerialet mer effektivt enn da Ekofiskvann var initiell vannfase. Magnesium, som finnes i Ekofiskvann, stabiliserer vannfilmen slik at de kapillære kreftene må økes for å bryte vannfilmen.

Niobrara kalk: Effekten av sulfat på Niobrara kalk var fraværende under høytemperaturimbibisjon. Endepunktene for med og uten sulfat var tilnærmet like, noe som tydet på at bare effekten av temperatur vil endre fukten i Niobrara kalken. Nye Amott vannindekser etter høytemperaturimbibisjon viste at fukten økte til fortrinnsvis vannfuktet både for kjerner som ble imbibert med SSW-4S og SSW-0S.

Stevns kalk: Tidligere arbeid har vist at sulfat har en god effekt på Stevns kalk. Det samme har ikke blitt observert i denne oppgaven. Det viste seg at effekten av sulfat er fuktavhengig. Ved Amott vannindekser over  $I_w=0,25$  var effekten svak, sammenlignet med hva som har blitt rapportert tidligere. Kjerner med tilnærmet lik initiell vannmetning ble sammenlignet for å isolere effekten av sulfat under høytemperaturimbibisjon. Arbeidet gjort i USA gav en indikasjon på at effekten av sulfat observeres best ved en Amott vannindeks under  $I_w=0,20$ .

Portland: Tidligere arbeid har avslørt at sulfat ikke har noen effekt i Portland kjernematerialet. Det ble derfor produsert to Portland kjerner som ble imbibert uten sulfat. Imbibisjonskarakteristikken for disse var slik som tidligere rapportert, med høye endepunkt og høy imbibisjonsrate. Formålet med disse to pluggene var å undersøke om temperaturen endrer fukten til mediet. Nye Amott vannindeks ble derfor målt, ved romtemperatur, etter høytemperaturimbibisjon og avslørte at fukten etter høytemperaturimbibisjon ikke ble signifikant endret som følge av den høye temperaturen.

Høytemperaturflømming i Niobrara kalk viste ingen effekt ved tilsetning av sulfat i injeksjonsvannet. Dette stemte god med imbibisjonsdataene gjort i samme bergartsmaterialet. Effekten av temperatur kan også i dette tilfelle ha endret fukten til mediet.

Høytemperaturflømming i Stevns kjernematerialet gav samme effekt som ble observert under høytemperaturimbibisjonene. For å observere effekten av sulfat under imbibisjonseksperimentet måtte kjerner med lik initiell vannmetning sammenlignes. Effekten av sulfat under vannflømmingene var om lag like stor i omfang som effekten observert under høytemperaturimbibisjon. Dette viser at effekten av sulfat er til stede i Stevns kjernematerialet, men at denne effekten ikke er like stor som observert i tidligere arbeid. Dette er trolig et resultat av for høy vannfukt i kjerneprøvene i denne oppgaven. Effekten av sulfat under høytemperaturflømming indikerer at fuktendringen skjer relativt fort siden kjernene som blir flømmet ikke er eksponert mot sulfat i mer enn tre-fire dager.

## **5.1 – Oppsummering av konkrete konklusjoner**

- ✓ Elding av filter gav en mer effektiv elding av Niobrara kalk. Effekten er best observert under fire dagers elding.
- ✓ Ved kalksteinsvann initielt i kjernen ble eldingen av Stevns kalk mer effektiv. Med Ekofiskvann som vannfase ble Amott vannindeksen høyere for samme eldingstid.
- ✓ Effekten av sulfat er ikke tilstede i Niobrara kalk. Dette gjelder for både spontan og tvungen imbibisjon. Temperaturen endrer fukten til mediet uavhengig av sammensetningen til vannet som kjernen blir eksponert mot.
- ✓ Amott fukttester før og etter høytemperaturimbibisjon indikerer et temperaturstabil fuktssystem i Portland kalk. Ingen endring i Amott vannindeks etter høytemperaturimbibisjon ble observert. Stevns kjerner som ble imbibert med SSW-0S viste en temperaturstabil fukt, mens Stevns kjerner som ble imbibert med SSW-4S indikerte en endring i Amott vannindeks.
- ✓ Effekten av sulfat er observert under høytemperaturimbibisjon og høytemperaturflømming av Stevns kjernematerialet. Dette indikerer at fuktendringen skjer relativt raskt siden kjernen bare er eksponert mot injeksjonsfluidet i tre til fire dager under en høytemperaturflømming.
- ✓ Den moderate vannfukten i Stevns kjernepluggene kan ha bidratt til den lave effekten av sulfat observert i dette arbeidet.
- ✓ Effekten av sulfat viste seg å både være fuktavhengig og bergartsavhengig.



## 5.2 – Videre arbeid

- ✓ Flere høytemperaturimbibisjoner bør gjennomføres på Niobrara og Stevns kjernematerialet, med lavere fukt, for å videre kartlegge effekten av sulfat som funksjon av fukt.
- ✓ Kjernene bør eldes med en olje som har et høyere syretall enn den oljen som ble brukt i denne oppgaven og effekten av dekan og råolje som oljefase bør studeres videre for å undersøke om dekan er et dårlig løsemiddel for de polare komponentene som endrer fukten til mediet.
- ✓ Effekten av sulfat bør også undersøkes i kjerneprøver som har en høy vannmetning. En foreslått måte å gjøre dette på vil være å først gjøre en høytemperaturimbibisjon uten sulfat og bytte ut det imbiberende fluidet med vann som er tilsatt sulfat for å undersøke endringen i utvinning. Dette kan også undersøkes ved vannflømming.
- ✓ Effekten av sulfat ved varierende sulfatkonsentrasjoner bør også undersøkes som funksjon av fukt. Den høye konsentrasjonen av sulfat i vannet kan være en årsak til den lave effekten observert i oppgaven.
- ✓ Nye fuktmålinger kan med fordel bli standard prosedyre etter høytemperaturimbibisjon for å kunne kartlegge omfanget av fuktendringen bedre.
- ✓ Fukt bør også måles for kjerner etter høytemperaturflømming.
- ✓ Videre ville det være interessant å studere effekten av injeksjonsrate ved forskjellige fuktforhold og studere om vannflømming over lengre tid vil føre til nedsatt permeabilitet som et resultat av anhydrittutfelling.

## Nomenklaturliste

$\phi$	Porøsitet
$V_p$	Porevolum
$V_t$	Totalvolum
$V_m$	Matriksvolum
$q$	Strømningsrate
$k$	Absolutt permeabilitet
$(p_1-p_2)$	Trykkfall over kjernen
$A$	Tverrsnittsareal
$\mu$	Fluid viskositet
$L$	Kjernelengde
$K_{,eff}$	Effektiv permeabilitet
$K_r$	Relativ permeabilitet
$S_{wi}$	Initiell vannmetning
$S_{or}$	Residuell oljemetning
$PV$	Porevolum
$P_c$	Kapillartrykk
$P_o$	Trykket i oljefasen
$P_w$	Trykket i vannfasen
$P_{nw}$	Trykket i den ikke vætende fasen
$P_w$	Trykket i den vætende fasen
$\sigma$	Overflatespenning
$\cos\theta$	Kontaktvinkel
$RDI$	Amott Harvey Indeks
$I_w$	Amott vannindeks
$I_o$	Amott oljeindeks
$A_1$	Arealet under positiv kapillartrykkskurve
$A_2$	Arealet under negativ kapillartrykkskurve
$\rho$	Fluid tetthet
$OIP$	Oil in place
$S_w$	Vannmetning
$\Delta S_w$	Endringen i vannmetning
$S_{wi1}$	Initiell vannmetning etter første drenering
$S_{wi2}$	Initiell vannmetning etter andre drenering

SSW-0S	Syntetisk sjøvann uten sulfat
SSW-4S	Syntetisk sjøvann med fire ganger sulfatkonsentrasjonen til vanlig sjøvann
Rf	Utvinningsfaktor
$\Delta I_w$	Endring i Amott vannindeks
NR	Niobrara kalk
SR	Stevns
PCR	Portland

## Referanser

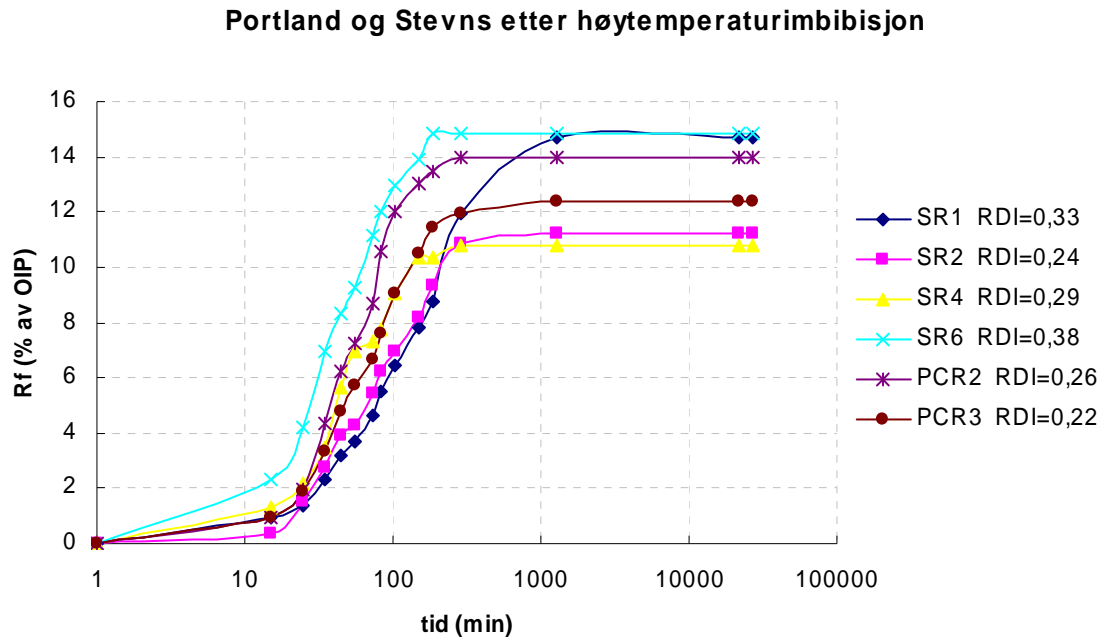
- Abdallah, W., Buckley, J.S., Carnegie, A., Bernd Herold, J.E., Fordham, E., Graue, A., Habashy, T., Seleznev, N., Signer, C., Hussain, H., Montaron, B. og Ziauddin, M. (2007) Fundamentals of Wettability. *Oilfiled Review*, May, 44-61.
- Amott, E. (1959) Observations Relating to the Wettability of Porous Rock. *Transactions of the American Institute of Mining and Metallurgical Engineers*, 216, 156-162.
- Anderson, W. G. (1986a) Wettability Literature Survey-Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability. *Journal of Petroleum Technology*, October, 1125-1144.
- Anderson, W. G. (1986b) Wettability Literature Survey-Part 2: Wettability Measurement. *Journal of Petroleum Technology*, November, 1246-1262.
- Anderson, W.G. (1987a) Wettability Literature Survey-Part 4: Effect of Wettability on Capillary Pressure. *Journal of Petroleum Technology*, October, 1283-1300.
- Anderson, W.G. (1987b) Wettability Literature Survey-Part 5: The Effect of Wettability on Relative Permeability. *Journal of Petroleum Technology*, November, 1453-1468.
- Anderson, W.G. (1987c) Wettability Literature Survey-Part 6: The effects of Wettability on Waterflooding. *Journal of Petroleum Technology*, December, 1605-1622.
- Aspenes, E., Graue, A. og Ramsdal, J. (2003) In situ wettability distribution and wetting stability in outcrop chalk aged in crude oil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 39, 337-350.
- Austad, T. (2010), 18. Feb Personal Communication
- Austad, T. , Strand, S. , Høgnesen, E.J. og Zhang, P. (2005) Seawater as IOR Fluid in Fractured Chalk. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry* Houston, Texas, USA.
- Austad, T., Strand, S., Madland, M. V., Puntervold, T. og Korsnes, R. I. (2008) Seawater in chalk: An EOR and compaction fluid. *Spe Reservoir Evaluation & Engineering*, 11, 648-654.
- Berge, Marianne (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
- Craig, F.F. (1971) *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding* SPE.
- Donaldson, E. C. (1981) Oil-Water-Rock Wettability Measurement. *Abstracts of Papers of the American Chemical Society*, 181, 21-Petr.
- Donaldson, E. C., Thomas, R. D. og Lorenz, P. B. (1969) Wettability Determination and Its Effect on Recovery Efficiency. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 9, 13-&.
- Donaldson, E.C., Kendall, R.F. , Pavelka, E.A. og Crocker, M.E. (1980) Equipment and procedures for fluid flow and wettability tests of geological materials. Department of Energy, Bartlesville, OK (USA). Bartlesville Energy Technology Center.
- Fernø, M. A., Torsvik, M., Haugland, S. og Graue, A. (2010) Optimizing dynamic aging for wettability alteration of outcrop chalk. *In press*.
- Firoozabadi, Abbas (2000) Recovery Mechanisms in Fractured Reservoirs and Field Performance. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, November, 13-17.
- Fjellvåg, Hjelmer (2010), bariumsulfat <http://www.snl.no/bariumsulfat> (2010) 30. April
- Fossen, H. og Gabrielsen, R.H. (2005) *Strukturgeologi*, Fagbokforlaget.
- Giftinformasjonen (1997), Hydrogensulfid, H<sub>2</sub>S - behandlingsanbefaling ved forgiftning <http://www.helsebiblioteket.no/Forgiftninger/Alle+anbefalinger/4754.cms> (2010) 21. Jan.
- Graue, A. (2010), 18. Jan. Personal Communication

- Graue, A., Aspenes, E., Bogno, T., Moe, R. W. og Ramsdal, J. (2002a) Alteration of wettability and wettability heterogeneity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 33, 3-17.
- Graue, A., Nesse, K., Baldwin, B. A. og Spinler, E. A. (2002b) Impact of Fracture Permeability on Oil Recovery in Moderately Water-Wet Fractured Chalk Reservoirs. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma.
- Graue, A., Viksund, B. G. og Baldwin, B. A. (1999) Reproducible wettability alteration of low-permeable outcrop chalk. *Spe Reservoir Evaluation & Engineering*, 2, 134-140.
- Hamouda, A. A. (2010), 18. Feb. Personal Communication
- Hamouda, A.A. og Petrovich, R. (1998) Dolomitization of Ekofisk Oil Field Reservoir Chalk by injecting Seawater. *Water Rock Interactions*.
- Haugen, Å. (2007) Experimental and Numerical Study of Two Phase Flow in Fractured Limestone. Department of Physics and Technology. University of Bergen. Master
- Hiorth, A., Cathles, L. M. og Madland, M. V. (2009) The impact of pore water chemistry on carbonate surface charge and oil wettability. *in press*.
- Høgnesen, E.J., Strand, S. og Austad, T. (2005) Waterflooding of Preferential Oil-Wet Carbonates: Oil Recovery Related to Reservoir Temperature and Brine Composition. *SPE Europec/EAGE Annual Conference*. Madrid, Spain.
- Jadhunandan, P.P. og Morrow, N.R. (1995) Effect of Wettability on Waterflood Recovery for Crude-Oil/Brine/Rock Systems. *SPE Reservoir Eng.*, 10, 40-46.
- Johannesen, E.B. og Graue, A. (2007) Systematic Investigation of Waterflood Reducing Residual Oil Saturation by Increasing Differential Pressure at Various Wettabilities. *SPE Europe Offshore*.
- Johannesen, E.B., Graue, A., Baldwin, B.A. og Tobola, D.P. (2007) ESTABLISHING MIXED WET CONDITIONS IN CHALK - EMPHASIS ON WETTABILITY ALTERATION AND OIL RECOVERY. *International Symposium of the Society of Core Analysts*. Calgary, Canada.
- Karoussi, O. og 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, 2138-2146.
- Lien, Jan, R. (2009) *Ptek212 Reservoarteknikk 1*.
- Milter, J. (1996) Improved oil recovery in Chalk. Department of Chemistry. University of Bergen. Ph.D
- Morrow, N.R (1990) Wettability and its Effect on Oil Recovery. *Society of Petroleum Engineers*, December, 1476-1484.
- Newman, G. H. (1983) The Effect of Water Chemistry on the Laboratory Compression and Permeability Characteristics of Some North-Sea Chalks. *Journal of Petroleum Technology*, 35, 976-980.
- Pierre, A., Lamarche, J. M., Mercier, R., Foissy, A. og Persello, J. (1990) Calcium as Potential Determining Ion in Aqueous Calcite Suspension. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 11, 611-635.
- Punternvold, T. (2008) Waterflooding of carbonate reservoirs EOR by wettability alteration. Faculty of Science and Technology Department of Petroleum Engineering. University of Stavanger. PhD
- Ramsdal, J. (2000) Eksperimentelt studie av olje-utvinningsmekanismer i oppsprukket kalkstein ved ulike fuktforhold. Fysisk Institutt. Universitetet i Bergen. Cand.Scient
- Selley, Richard, C. (1998) *Elements of Petroleum Geology*.
- Skauge, A., Spildo, K., Høyland, L. og Vik, B. (2004) Experimental Evidence of Different Intermediate Wetting States. *International Symposium of the Society of Core Analysts*. Abu Dhabi.

- Standnes, D. C. og Austad, T. (2003) Nontoxic low-cost amines as wettability alteration chemicals in carbonates. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 39, 431-446.
- StatoilHydro (2007), Dokumentasjon av beste praksis med beskrivelse av arbeidsflyt fra innhenting av grunndata til innarbeiding av sprekkenettverk i reservoarsimuleringsmodeller.  
<http://www.statoil.com/no/TechnologyInnovation/OptimizingReservoirRecovery/ModellingAndSimulation/Pages/FracturedReservoirs.aspx> (2010) 25. Jan.
- Sulak, R.M. (1991) Ekofisk Field: The First 20 Years. *Journal of Petroleum Technology*, October, 1265-1271.
- Thomas, L. K., Dixon, T. N., Evans, C. E. og Vienot, M. E. (1987) Ekofisk Waterflood Pilot. *Journal of Petroleum Technology*, 39, 221-232.
- Van Golf-Racht, T.D (1982) *Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering*, Amsterdam, Oxford, New-York, Elsevier.
- Viksund, B.G., Morrow, N.R, Ma, S. og Graue, A. (1998) INITIAL WATER SATURATION AND OIL RECOVERY FROM CHALK AND SANDSTONE BY SPONTANEOUS IMBIBITION. *Intl. Symposium of Soc. of Core Analysts*. The Hague.
- Watney, W. Lynn (2005), Geological Overview of the Niobrara Chalk Natural Gas Play  
[http://www.pttc.org/workshop\\_presentations/northmid\\_100005/watney-niobrara7a.pdf](http://www.pttc.org/workshop_presentations/northmid_100005/watney-niobrara7a.pdf)  
 (2010) 14. Jan.
- Zhang, P. og Austad, T. (2005a) The Relative Effects of Acid Number and Temperature on Chalk Wettability. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Houston, Texas, USA.
- Zhang, P. og Austad, T. (2005b) Waterflooding in Chalk: Relationship Between Oil recovery, New Wettability Index, Brine Composition and Cationic Wettability Modifier. *SPE Europe/EAGE Annual Conference*. Madrid, Spain.
- Zolotukhin, B. og Ursin, Jann-Rune (2000) *Introduction to Petroleum Reservoir Engineering*, Høyskole Forlaget.
- Aasheim, Jorunn (2008) EOR in Fractured Carbonate Reservoirs by Wettability Reversal. Department of Physics and Technology. University of Bergen. Master

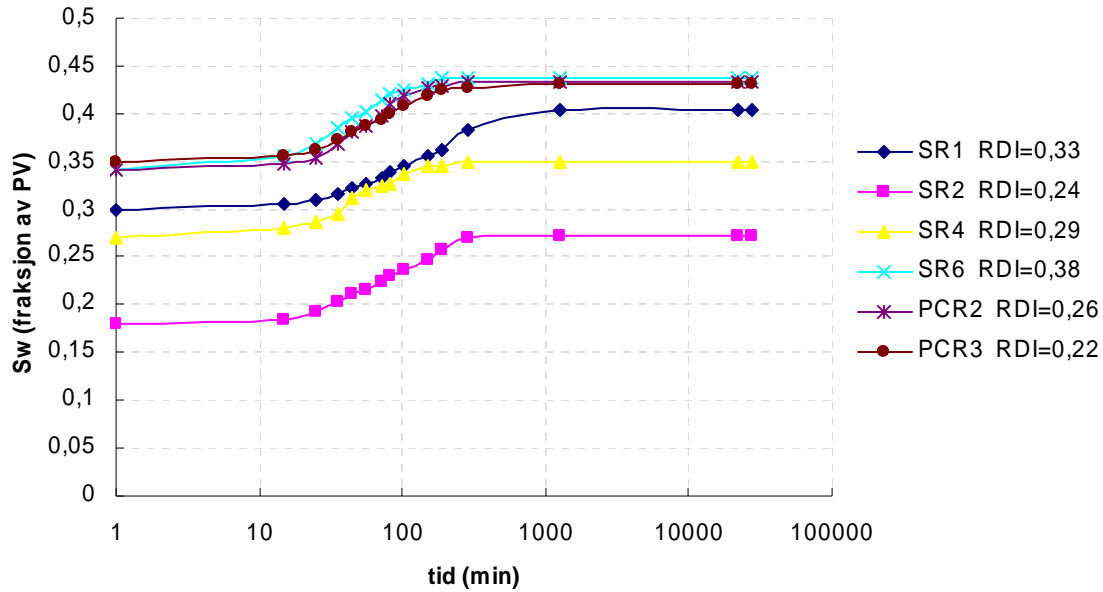
## Appendiks 1

### A. Imbibisjonskarakteristikker for Portland og Stevns kjerner etter høytemperaturimbibisjon, ved romtemperatur



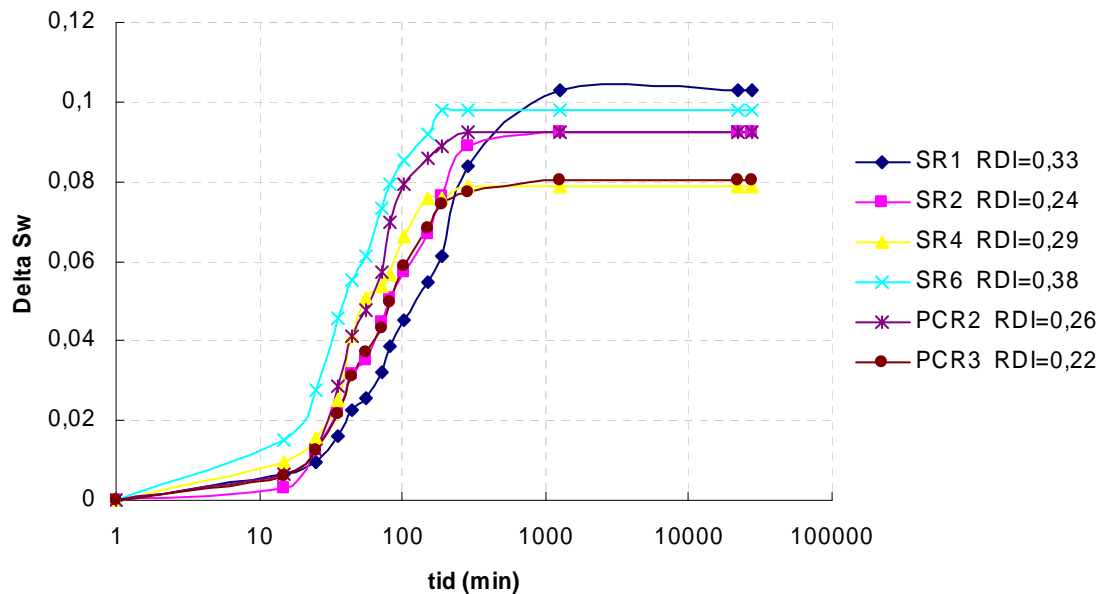
**Figur 1.A.1: Imbibisjonskarakteristikker for Portland og Stevns kalk ved romtemperatur, etter høytemperaturimbibisjon. Figuren viser utvinning som funksjon av tid.**

### Portland og Stevns etter høytemperaturimbibisjon



**Figur 1.A.2: Imbibisjonskarakteristikker for Portland og Stevns kalk ved romtemperatur, etter høytemperaturimbibisjon. Figuren viser gjennomsnittlig vannmetning som funksjon av tid.**

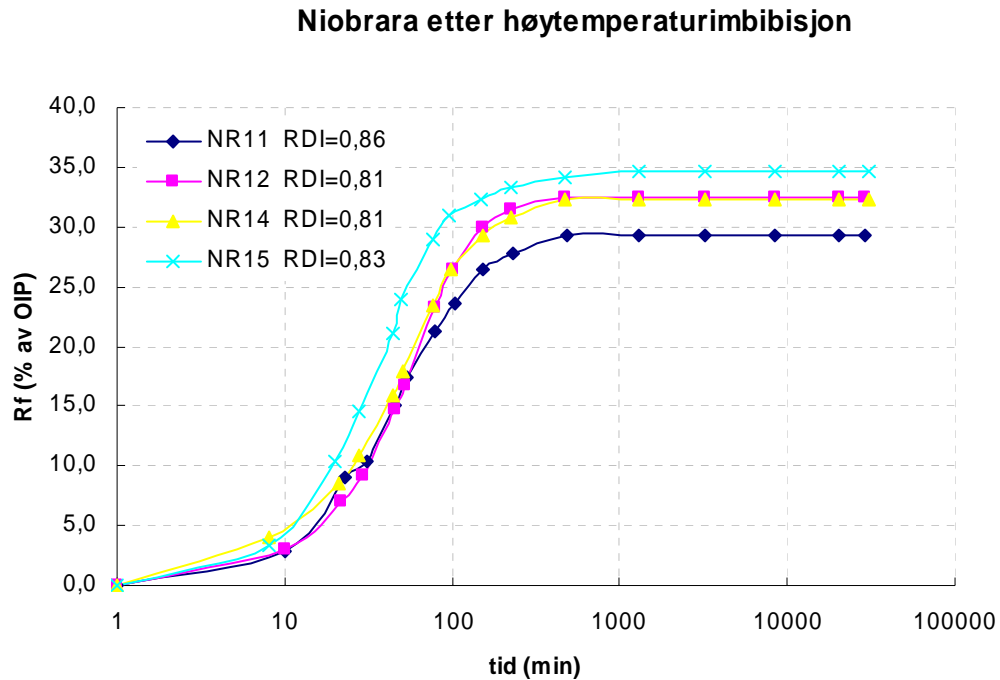
### Portland og Stevns etter høytemperaturimbibisjon



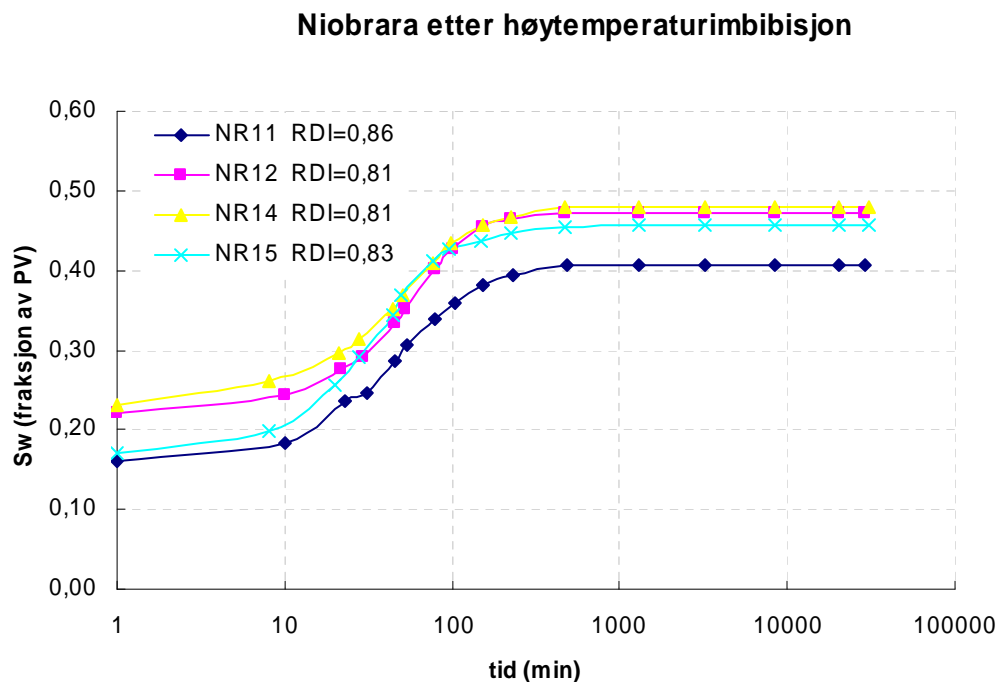
**Figur 1.A.3: Imbibisjonskarakteristikker for Portland og Stevns kalk ved romtemperatur, etter høytemperaturimbibisjon. Figuren viser endring i vannmetning som funksjon av tid.**



## B. Imbibisjonskarakteristikker for Niobrara kjerner etter høytemperaturimbibisjon, ved romtemperatur

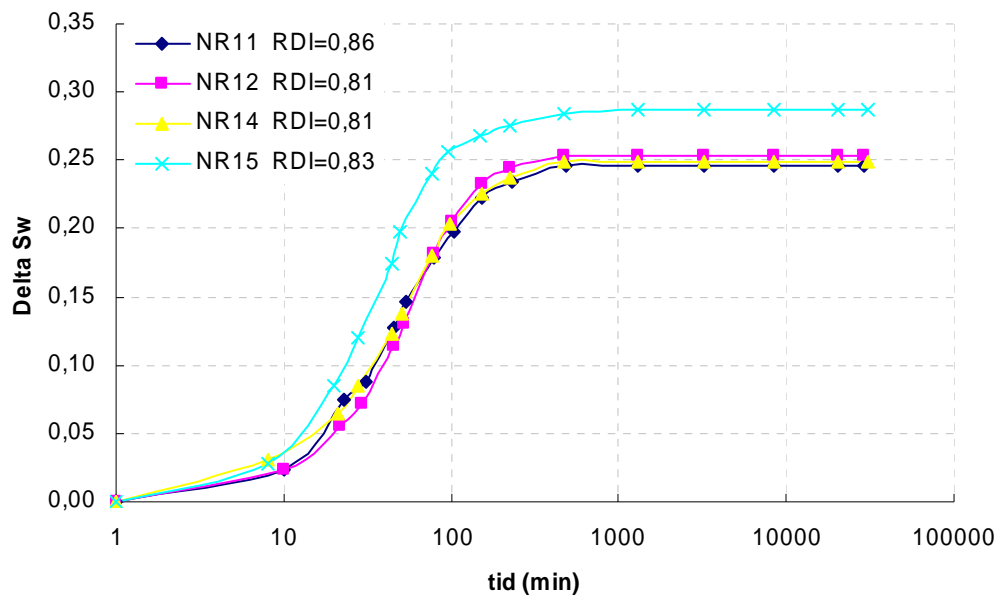


Figur 1.B.1: Imbibisjonskarakteristikker for Niobrara kjerner ved romtemperatur etter høytemperaturimbibisjon. Utvinning som funksjon av tid.



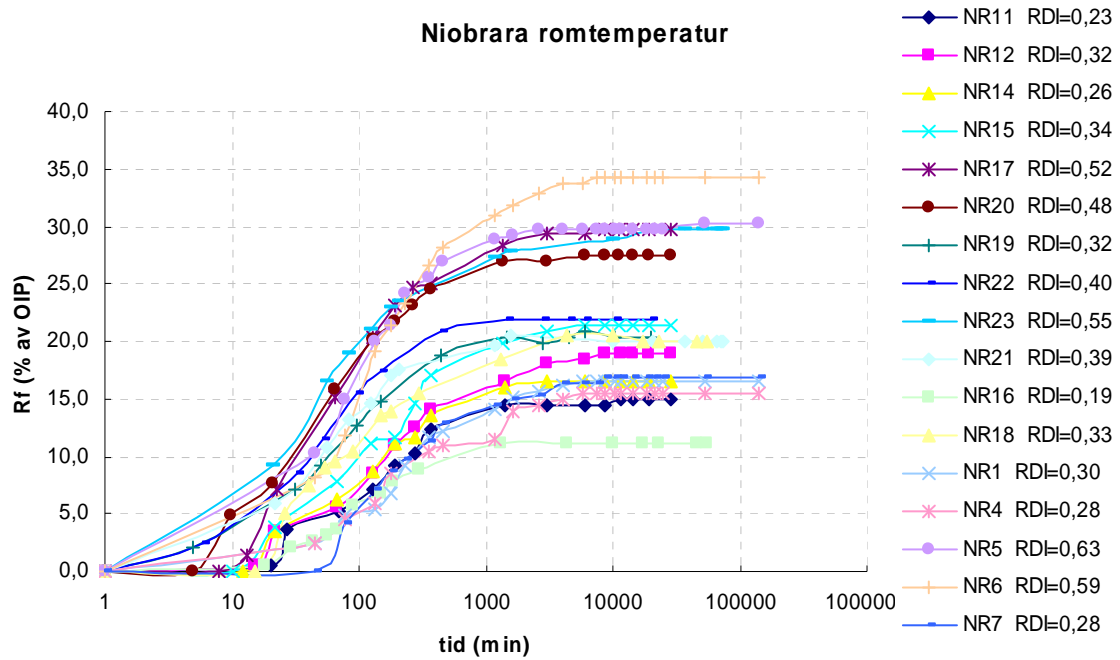
Figur 1.B.2: Imbibisjonskarakteristikker for Niobrara kjerner ved romtemperatur etter høytemperaturimbibisjon. Gjennomsnittlig vannmetning som funksjon av tid.

### Niobrara etter høytemperaturimbibisjon

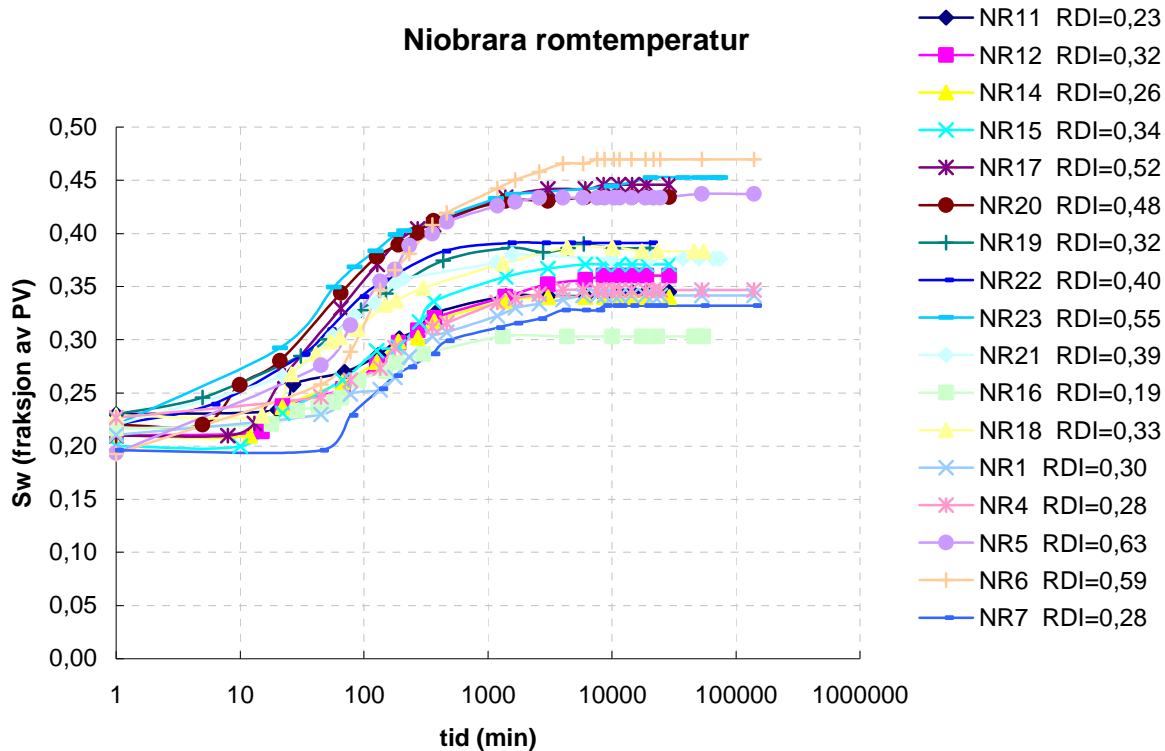


**Figur 1.B.3: Imbibisjonskarakteristikker for Niobrara kjerner ved romtemperatur etter høytemperaturimbibisjon. Endring i vannmetning som funksjon av tid.**

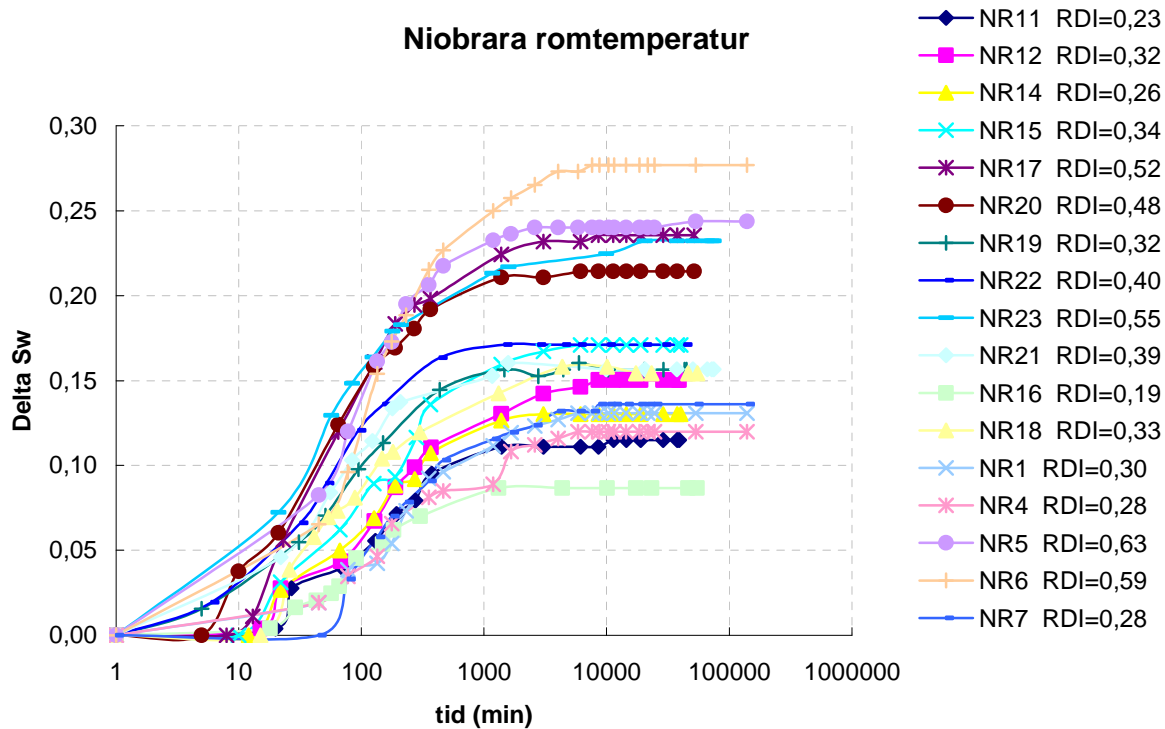
### C. Imbibisjonskarakteristikker for eldede Niobrara kjerner, ved romtemperatur



**Figur 1.C.1: Imbibisjonskarakteristikker for Niobrara romtemperatur. Utvinning som funksjon av tid.**

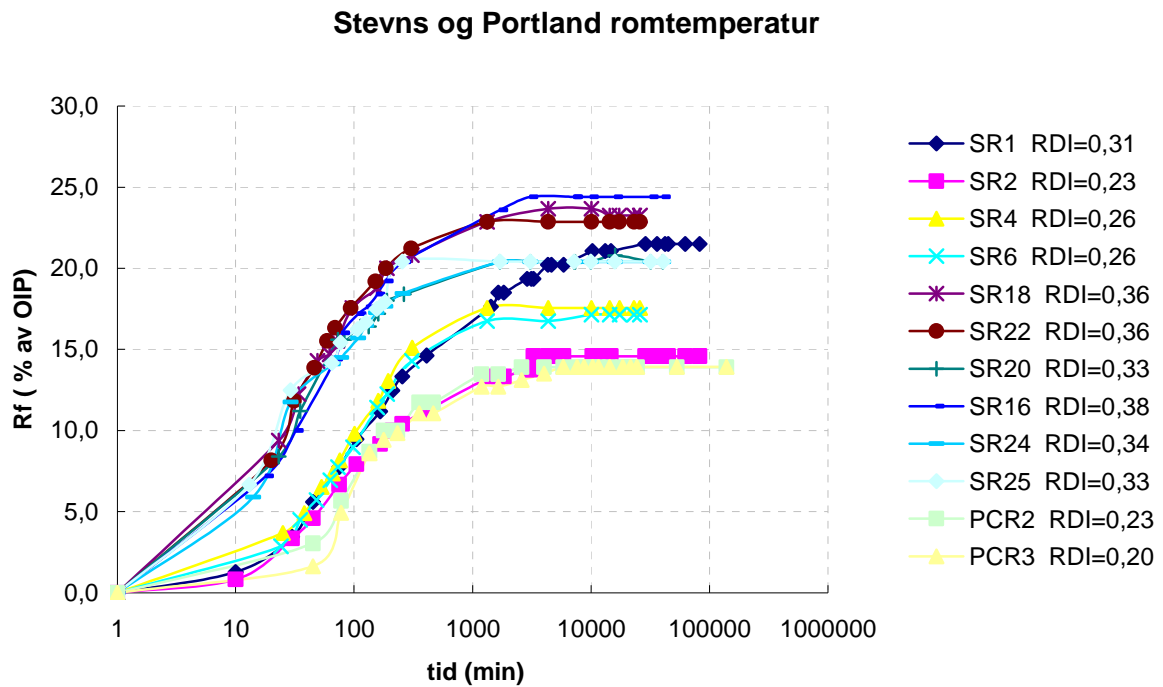


**Figur 1.C.2: Imbibisjonskarakteristikker for Niobrara romtemperatur. Gjennomsnittlig vannmetning som funksjon av tid.**

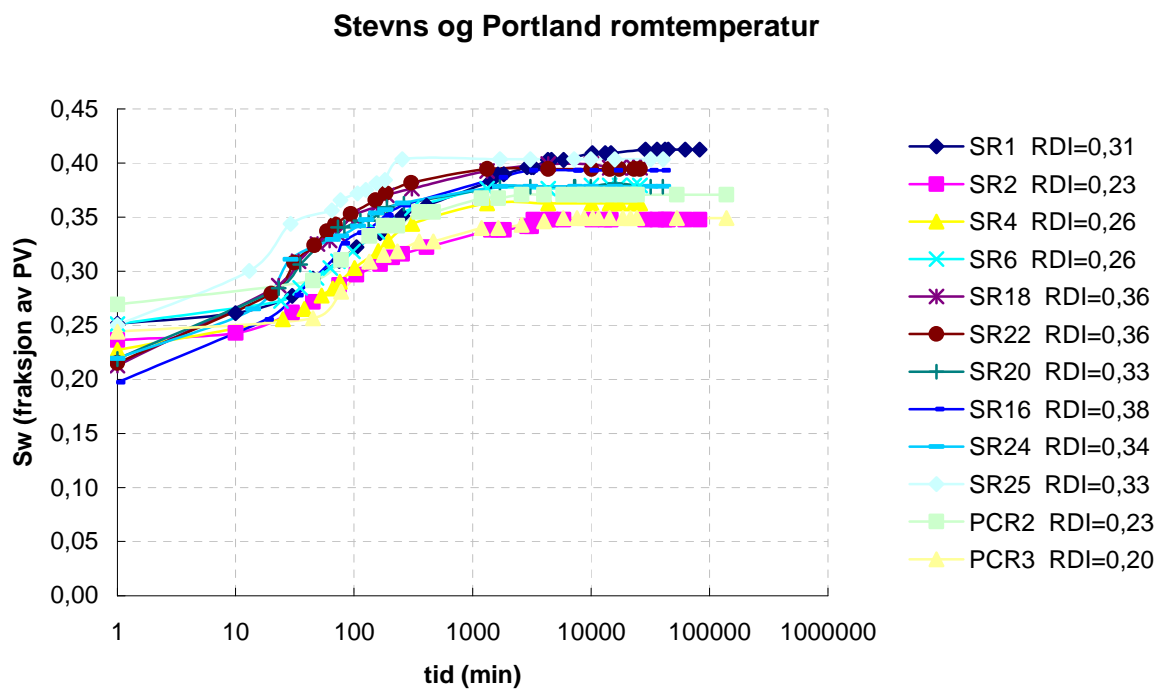


**Figur 1.C.3: Imbibisjonskarakteristikker for Niobrara romtemperatur. Endring i vannmetning som funksjon av tid.**

## D. Imbibisjonskarakteristikker for eldede Stevns og Portland kjerner, ved romtemperatur

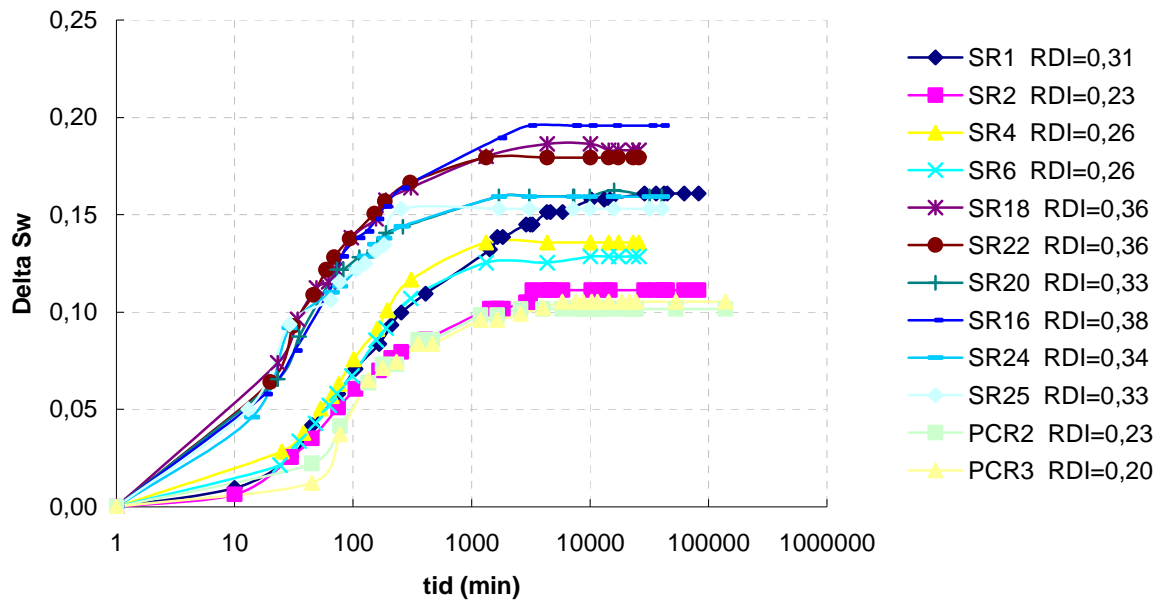


**Figur 1.D.1: Imbibisjonskarakteristikker for Portland og Stevns kjerner ved romtemperatur. Utvinning som funksjon av tid.**



**Figur 1.D.2: Imbibisjonskarakteristikker for Portland og Stevns kjerner ved romtemperatur. Gjennomsnittlig vannmetning som funksjon av tid.**

### Stevns og Portland romtemperatur



**Figur 1.D.3: Imbibisjonskarakteristikker for Portland og Stevns kjerner ved romtemperatur. Endring i vannmetning som funksjon av tid.**