

Vanninjektivitet og svekking av kalk under injeksjon av kaldt vann

Julia Selvåg

Masteroppgave i reservoar fysikk



Institutt for Fysikk og Teknologi

Universitetet i Bergen

Desember 2014

Sammendrag

Primær oljeutvinning ved trykkavlastning gir ofte lav utvinningsgrad, og etterlater stor restoljemetning i reservoaret. For å forbedre oljeutvinningsgraden kan andre produksjonsmetoder benyttes; vanninjeksjon har i lang tid vært utbredt, og har i flere felt på norsk kontinentalsokkel økt utvinningsgraden opp til 40-50% (Oljedirektoratet, 2013). Ved vanninjeksjon kan ulike vannsammensetninger benyttes: på offshore installasjoner injiseres ofte lett tilgjengelig sjøvann, men reinjeksjon av produsert vann er også mulig. Injeksjon av vann med tilsetningsstoffer, som for eksempel sulfat, har også blitt forsket mye på, og de siste årene har interessen for lavsalin vanninjeksjon for økt oljeutvinning økt betraktelig.

Mesteparten av verdens gjenværende oljereserver befinner seg i karbonatreservoarer. Injeksjon av sjøvann i karbonatreservoar har, i tillegg til å bidra til økt oljeutvinning, også møtt flere utfordringer. Vannsvekkende effekt i kalk er en av disse: vannmettet kalk er mye svakere enn tørr eller oljemettet kalk, derfor kan vannflømming svekke et reservoar betraktelig (Risnes, 2001). Studier har vist at vannsvekkende effekt i kalk, i tillegg til kvaliteten på injeksjonsvannet og temperatureffekter, kan være en årsak til reduksjon eller tap av injektivitet (Abdulraheem et al, 1992; Risnes, 2001; Madland et al, 2002).

Flere reservoarer på norsk sokkel har hatt problemer med redusert injektivitet over lengre tid, noe som er ødeleggende for å oppnå økt oljeutvinning ved hjelp av vannflømming. Oppløsning, utfelling, ioneutveksling og temperatureffekt er noen av de foreslåtte mekanismene bak den vannsvekkende effekten i kalk (Korsnes et al, 2007; Korsnes et al, 2008a). I denne oppgaven ble det utført eksperimentelt arbeid av høy vanskelighetsgrad for å undersøke disse effektene videre.

Formålet med det eksperimentelle arbeidet i denne oppgaven var å forbedre forståelsen av vanninjektivitet i kalk, ved å måle parametre som 1) differensialtrykk, 2) temperatur på både injeksjonsvann og kjerne, og 3) pH på produsert vann under vannflømming.

Vannsammensetningen ble variert under vannflømming, og både formasjonsvann (kalksteinsvann), syntetisk sjøvann, kalkmettet vann og lavsalint vann ble brukt for å undersøke injektivitet og svekking i Rørdal kalk. Temperaturen innflytelse på vanninjektivitet har vært et sentralt tema i oppgaven.

Det eksperimentelle arbeidet ble utført på dagbruddskjerner av Rørdal kalk bergartsmateriale. Under vannflømming var kjerneprøvene på reservoarbetingelser, med høy temperatur (90°C) og høyt trykk (90 bar), og temperaturen på injeksjonsvannet ble stegvis variert gjennom eksperimentene. Den maksimale temperaturforskjellen mellom injeksjonsvann og kjerne var på ca 60°C. Opptil 108 porevolum (PV) vann ble flømmet gjennom kalkkjernene i eksperimentene.

All oljeproduksjon ble observert i løpet av de første 2PV vann injisert: det ble ikke observert økt oljeutvinning som følge av lavsalin vanninjeksjon i noen av eksperimentene. Dette var

forventet, og skyldes trolig en kombinasjon av langvarig vannflømming og sen oppstart med injeksjon av lavsalint vann, i tillegg til fuktbetingelser og bruk av mineralolje.

Vannsvekkende effekter i kalk ble observert, både visuelt i ferdig vannflømte kjerner og under vannflømming. Vannsvekking gav i noen tilfeller økt injektivitet, sannsynligvis som følge av oppsprekking av kalkkjerner under flømming. Det ble ikke observert reduksjon i injektivitet, men en endring i pH-verdier ble målt og kan skyldes endringer i kjernesammensetning.

Forord

Det eksperimentelle arbeidet presentert i denne oppgaven har blitt utført på Institutt for Fysikk og Teknologi ved Universitetet i Bergen i perioden juni 2013 til november 2014.

Først og fremst vil jeg takke mine veiledere, dr Bergit Brattekås og professor Arne Graue, for deres veiledning og støtte under arbeidet med denne oppgaven.

Videre vil jeg takke førsteamanuensis Martin Fernø og førsteamanuensis Geir Erslund for veiledning, faglige råd og støtte gjennom min studietid ved Universitetet i Bergen.

Jeg vil også uttrykke takknemlighet til stipendiater Øyvind Eide, Lars Petter Hauge, Jarand Gauteplass og Marianne Steinsbø for hjelp med eksperimentelt arbeid, utstyr på laboratoriet og for faglige råd.

Hjertelig takk til Inez Luiza Buzdugan for hjelp og gode samtaler på laboratoriet.

En stor takk rettes til dr Rachid Maad for hjelp til sammenkobling av utstyr.

Jeg er også takknemlig for veiledning og råd jeg fikk fra Terje Finnekås i løpet av studietiden.

Til slutt vil jeg takke min familie for støtte og oppmuntring gjennom studietiden min. En spesiell takk til min mann og min bror for faglige råd og motivasjon.

Bergen, desember 2014

Julia Selvåg

Innholdsfortegnelse

Sammendrag	3
Forord.....	5
1 Innledning.....	11
2 Teori.....	12
2.1 Porøsitet	12
2.2 Permeabilitet.....	12
2.2.1 Absolutt permeabilitet	12
2.2.2 Effektiv og relativ permeabilitet.....	13
2.3 Metning	13
2.4 Fukt.....	14
2.4.1 Effekten av fukt på oljeutvinning ved vanninjeksjon	14
2.5 Løselighet og utfelling	15
2.5.1 Løselighet	15
2.5.2 Temperatureffekt på løselighet.....	16
2.5.3 Utfelling.....	16
2.6 pH	16
3 Vannflømming i kalk.....	17
3.1 Kalk	17
3.2 Økt oljeutvinning med vannflømming i kalk	19
3.3 Vannsvekkende effekt i kalk.....	20
3.3.1 Vannsvekkende effekt i kalk.....	20
3.3.2 Mulige mekanismer for vannsvekkende effekt i kalk.....	20
3.3.3 Ioneutveksling og temperatur.....	21
3.4 Injektivitet	23
3.5 Lavsalin vannflømming.....	25
4 Eksperimentelle prosedyrer og utstyr	27
4.1 Fluider og kjernemateriale	27
4.1.1 Fluider.....	27
4.1.2 Kalk	29
4.2 Kjerneforberedelser og grunnleggende kjerneanalyse	30
4.2.1 Kjerneforberedelser	30
4.2.2 Porøsitetmålinger	30
4.2.3 Permeabilitetsmålinger	32

4.2.4 Drenering.....	32
4.3 utfordringer ved oppbygging av eksperimentelt oppsett.....	33
4.4 Eksperimentelt utstyr og oppkobling.....	35
4.4.1 pH målinger.....	35
4.4.2 Temperaturmålinger.....	36
4.4.3 Annet utstyr.....	37
4.4.4 Eksperimentelt oppsett.....	39
4.5 Oversikt over vannflømmingseksperimenter.....	42
4.6 Vanninjeksjon i romtemperert kjerne med temperaturforskjell.....	43
4.6.1 Beskrivelse av eksperiment med temperaturforskjell.....	43
4.6.2 Beskrivelse av eksperiment uten temperaturforskjell.....	43
4.6.3 Eksperimentelt oppsett.....	43
4.7 3-fluid vannflømming ved høye trykk- og temperaturforhold.....	45
4.7.1 Beskrivelse av eksperimentet.....	45
4.7.2 Eksperimentelt oppsett.....	45
4.8 Vannflømming ved høye trykk- og temperaturforhold med temperaturvariasjoner.....	46
4.9 Injeksjon av kalkmettet vann med temperaturforskjell.....	46
4.9.1 Beskrivelse av eksperimentet.....	46
4.9.2 Eksperimentelt oppsett.....	46
5 Resultater og diskusjon.....	48
5.1 Resultater fra 3-fluid vannflømming ved romtemperatur på N4.....	48
5.1.1 pH-målinger for injeksjon av kalksteinsvann, syntetisk sjøvann og lavsalint vann ved 2 ulike temperaturer på N4.....	48
5.1.2 Trykkmålinger for injeksjon av kalksteinsvann, syntetisk sjøvann og lavsalint vann ved 2 ulike temperaturer på N4.....	50
5.1.3 Oppsummering av resultater.....	50
5.2 Resultater fra 3-fluidinjeksjon ved høye trykk- og temperaturforhold på N4.....	51
5.2.1 pH-målinger for injeksjon av kalksteinsvann, syntetisk sjøvann og lavsalint vann under høyt trykk og ved ulike temperaturer på N4.....	51
5.2.2 Trykkmålinger for injeksjon av kalksteinsvann, syntetisk sjøvann og lavsalint vann under høyt trykk og ved ulike temperaturer på N4.....	53
5.2.3 Oppsummering av resultater.....	54
5.3 Resultater fra 3-fluid vannflømming ved høye trykk- og temperaturforhold på KR1.....	55
5.3.1 Injeksjon av kalksteinsvann under høyt trykk og ved ulike temperaturer.....	55
5.3.3 Injeksjon av lavsalint vann under høyt trykk og ved ulike temperaturer.....	58

5.3.4 Oppsummering og diskusjon av resultater	59
5.4 Resultater fra flømming med kalkmettet vann ved en temperaturforskjell mellom kjerne og injeksjonsvann	61
5.4.1 Trykk og pH-målinger ved injeksjon av kalkmettet vann med temperaturforskjell.....	61
5.4.2 Oppsummering av resultater og diskusjon	62
5.5 Resultater fra grunnleggende kjerneanalyse	63
5.6 Injektivitet	64
5.7 pH-endring.....	67
6 Konklusjoner.....	70
7 Videre arbeid	71
8 Referanseliste.....	72
Vedlegg.....	78
Vedlegg A: Eksperimentelle usikkerheter	78
Vedlegg B: Oppsummering av instrumentelle usikkerheter	79
Vedlegg C: Usikkerheter for temperaturmålinger.....	80
Vedlegg D: Usikkerheter for pH-målinger	81
Vedlegg E: Usikkerheter for trykkmålinger.	82
Vedlegg F: Regneark eksempel for permeabilitetsmålinger	83
Vedlegg G: Behandling av rådata	84

1 Innledning

Det er kjent at rundt halvparten av alle olje- og gassreservene i verden befinner seg i karbonatreservoar (Roehl and Choquette, 1985). Slike reservoarer er ofte karakterisert med lav primær utvinningsgrad og har derfor høyt potensial for økt oljeutvinning (Zahid, 2012). På verdensbasis er gassinjeksjon, alene eller alternerende med vann (WAG), er den mest brukte metoden for økt oljeutvinning i karbonatfelt (Manrique et al, 2010). Undersøkelser viser at WAG injeksjon er den mest effektive metoden for økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel (Awan et al, 2008). Vannflømming og gassinjeksjon blir derfor mye forsket på.

De siste årene har injeksjonsvannets sammensetning vært et viktig tema innen petroleumsforskning, og studier har vist at sammensetningen til injeksjonsvannet, og spesielt enkelte ioner, kan ha gunstig effekt på økt utvinning (Risnes, 2003; Zahid, 2012).

Injeksjon av vann kan også ha andre, ugunstige, følger for karbonatreservoar: vannsvakkende effekt og injektivitetsproblemer ble observert for flere tiår siden, og flere studier har siden omhandlet dette. Det ble observert at vannmettet kalk er mye svakere enn tørr eller oljemettet kalk, og injeksjon av sjøvann i kalk kan derfor svekke reservoaret betraktelig (Risnes, 2001). Oppløsning og utfellingsprosesser kan være en årsak til den vannsvakkende effekten (Korsnes et al, 2007; Korsnes et al, 2008a).

Flere reservoarer på norsk sokkel har også hatt problemer med redusert injektivitet over lengre tid. Studier har vist at kvaliteten på injeksjonsvannet, temperatur og vannsvakking i kalk kan være en av årsakene til reduksjon eller tap av injektivitet (Abdulraheem et al, 1992; Risnes, 2001; Madland et al, 2002).

Formålet med eksperimentelle arbeidet i denne oppgaven er å optimalisere oljeutvinning ved å forbedre forståelsen av parametre som påvirker vannflømming i karbonatreservoarer. Undersøkelser av vanninjektivitet i kalkkjerner skal utføres ved injeksjon av sjøvann og lavsalint vann ved ulike temperaturer, for å få en bedre forståelse av temperaturens rolle.

2 Teori

Dette kapittelet gir en kort innføring i viktige parameterne ved vannflømming, som porøsitet, permeabilitet og fukt. I tillegg er det inkludert teori som omhandler løselighet, utfelling og pH, som er viktige faktorer for vanninjektivitet.

2.1 Porøsitet

En bergart består av sementerte korn av variert form og størrelse. Porene i tomrommet som mellom disse kornene utgjør bergartens porøsitet. Porøsitet ϕ er forholdet mellom porevolumet V_p og bulkvolumet V_b (Zolotukhin and Ursin, 2000):

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \cdot 100\% \quad (2.1)$$

Porøsitet er en av viktige faktorer i petroleumsammenheng, da den beskriver bergartslagringskapasitet for fluider. Fluidet som okkuperer porerommet kan være olje, vann, gass eller en kombinasjon av disse.

Effektiv porøsitet er knyttet til sammenhengende porer som deltar i fluidtransporten og er målt eksperimentelt i denne oppgaven. En bergart kan også inneholde lukkede, isolerte porer som ikke deltar i fluidtransporten. Disse utgjør en ikke-effektiv porøsitet. Total porøsitet til en bergart er summen av ikke-effektiv og effektiv porøsitet (Lien, 2004).

Flere ulike brønnlogger kan brukes til porøsitetsbestemmelse på felt. Porøsitet kan også måles eksperimentelt på laboratoriet som en del av grunnleggende kjerneanalyse.

2.2 Permeabilitet

Permeabilitet er evnen et porøst medium har til å lede fluider gjennom sitt porennettverk. Permeabilitet avhenger av mange faktorer, blant annet porøsitet, turtuositet, poreform, porestørrelse og porestørrelsesfordeling (Lien, 2011). Faktorer som påvirker porøsitet, påvirker også permeabilitet.

2.2.1 Absolutt permeabilitet

Den *absolutte permeabiliteten* til en bergart er en konstant egenskap og måles i porøse medier med kun en strømmende væskefase (Zolotukhin and Ursin, 2000). Den absolutte permeabiliteten, K , måles i Darcy [D] og inngår i Darcys lov:

$$Q = K \frac{A \Delta p}{\mu L} \quad (2.2)$$

der Q [cm³/s] er strømningsraten til fluidet, A [cm²] er kjernens tverrsnittsareal, μ [cP] er viskositeten til fluidet, Δp [bar] er trykkdifferansen over kjernen og L [cm] er kjernelengden.

Loven gjelder for horisontal, laminær strøm av en ukompressibel væskefase. Den forutsetter også at bergarten ikke reagerer kjemisk eller fysisk med fluidet. Dersom strømrretningen ikke er horisontal, skal det inkluderes et gravitasjonsledd (ρg) i Darcys lov (Lien, 2011).

For at permeabiliteten skal kunne måles med gass, må det tas hensyn til Klinkenbergeffekten på grunn av gass-glidning langs bergartsoverflaten i porene (Lien, 2011; Klinkenberg, 1941).

2.2.2 Effektiv og relativ permeabilitet

I et porennettverk med flere fluider vil fluidene påvirke strømmingen til hverandre. Hvert fluid vil da ha en effektiv permeabilitet som er avhengig av relativ metning (Zolotukhin and Ursin, 2000). Modifisert Darcys lov for effektiv permeabilitet:

$$K_{e,i} = Q_i \frac{\mu_i L}{\Delta p A} \quad (2.3)$$

der i betegner fluidfasen som olje (o), vann (v) eller gass (g).

Forholdet mellom den absolutte permeabiliteten, K , til bergarten og den effektive permeabilitet, $K_{e,i}$, til fluidet i er gitt ved relativ permeabilitet $k_{r,i}$:

$$k_{r,i} = \frac{K_{e,i}}{K} \quad (2.4)$$

Den relative permeabiliteten er en funksjon av metning, metningshistorie, poregeometri og fluidfordelingen på porenivå (Xiao et al, 2012; Zolotukhin and Ursin, 2000).

2.3 Metning

Porennettverket i en bergart kan inneholde flere fluider samtidig. Disse fluidene kan være olje, vann og/eller gass. Summen av metninger til alle fluider er lik 1. Fluidmetningen S_i er definert på følgende måte (Zolotukhin and Ursin, 2000):

$$S_i = \frac{V_i}{V_p} \quad (2.5)$$

der V_i er volum av fluid i (olje, vann eller gass) og V_p er porevolum.

I et reservoar kan fluidmetningen variere både i rom, som for eksempel vertikal fordeling av olje, vann og gass, og tid, som før og etter oljeproduksjon eller før og etter vanninjeksjon (Zolotukhin and Ursin, 2000).

2.4 Fukt

Fukt til en bergart er definert som «tendensen et fluid har til å spre seg på en fast overflate i tilstedeværelse av andre ikke-blandbare fluider» (Anderson, 1986a).

Plasseringen og fordelingen av fluider i reservoarets porennettverk avhenger av en rekke faktorer som porestørrelse, poregeometri og fuktpreferanse. Et av fluidene vil klebre seg til poreoverflaten og dermed være det vætende fluidet, mens andre ikke-vætende fluider vil befinne seg i midten av poren.

Fuktpreferansen til en bergart kan måles ved å måle kontaktvinkel mellom fluidene, gjennom fasen med høyest tetthet (vann). Kontaktvinkelen varierer mellom 0° og 180° . System med kontaktvinkel over 90° regnes oljevåte, system med kontaktvinkel under 90° er vannvåte og system med intermediær fukt har kontaktvinkel rundt 90° (Anderson, 1986b). Andre metoder som kan brukes for å bestemme fukt er Amott-Harvey Indeks og USBM Indeks.

2.4.1 Effekten av fukt på oljeutvinning ved vanninjeksjon

Reservoarets fuktpreferanse for et fluid fremfor et annet har en stor innflytelse på strømmingen og fluidfordelingen i et porøst medium. Dermed vil fukt også påvirke blant annet relativ permeabilitet og effektiviteten til en vannflømming (Anderson, 1986a; Anderson, 1987).

For å vurdere effekten fukt har på oljeutvinningen, med vannflømming som utvinningsmekanisme, er det naturlig å sammenligne to ytterpunkt med ulike fuktpreferanser: sterkt vannvått og sterkt oljevått.

I et sterkt vannvått system er det de minste porene som blir nådd av vann først, i en prosess som kalles spontan imbibisjon. Deretter blir større porer imbibert av vann ved at vannfilmen som klebrer seg inntil poreveggene blir tykkere. Gjenværende olje blir liggende igjen som isolerte, diskontinuerlige dråper i midten av store porer. I denne oppgaven har det blitt brukt vannvåte dagbruddsbergarter.

I et sterkt oljevått system vil vannet nå de største porene først og danne tynne kanaler gjennom disse porene (engelsk: fingering). Resultatet blir da mye gjenværende olje i små porer og tykke oljefilmer i store porer. Kontinuerlig vannflømming vil ha liten effekt på utvinningsgraden, da oljeutvinningen skjer som følge av reduksjon i oljefilmtykkelse. Utvinningsgraden blir dermed lavere og vannflømmingen mindre effektiv i sterkt oljevåte system i forhold til sterkt vannvåte system (Anderson, 1987).

Generelt sett vil en vannflømming medføre høyest utvinningsgrad på system med svakere fuktpreferanser, som for eksempel svakt oljevått eller svakt vannvått, med lavest restoljemetning i system med nøytral eller intermediær fukt (Zhao et al, 2010; Morrow,

1990). I det eksperimentelle arbeidet ble det brukt Rørdal kalkkjerener som er sterkt vannfuktede (Graue et al, 1999b).

2.5 Løselighet og utfelling

2.5.1 Løselighet

Løseligheten til ulike ioniske forbindelser i vann varierer og avhenger av balansen mellom to elektriske attraksjonskrefter: kraften mellom vannmolekyler og ioner, og kraften mellom motsatt ladde ioner (Masterton and Hurley, 2009). Sterk attraksjonskraft mellom H₂O-molekyler og ioner medfører høy løselighet til det faste stoffet i vann. Et eksempel på fast stoff som er veldig løselig i vann er saltet natriumklorid, NaCl. Dersom attraksjonskraften mellom motsatt ladde ioner dominerer, vil det resultere i veldig lav løselighet. Kalsiumkarbonat, CaCO₃ og bariumsulfat, BaSO₄ er eksempel på stoffer som har lav løselighet i vann (Masterton and Hurley, 2009).

Generelle retningslinjer for løselighet er gitt i tabell 2.1, der høyere retningslinje har prioritet. Retningslinjene antyder hvor løselighet et salt er (Mustoe et al, 2002).

Tabell 2.1: generelle retningslinjer for løselighet (Mustoe et al, 2002).

Retningslinje	Kationer	Anioner	Resultat	Unntak
1	Li ⁺ , Na ⁺ , K ⁺ , Rb ⁺ , Cs ⁺ , NH ₄ ⁺	NO ₃ ⁻ , CH ₃ COO ⁻ , ClO ₃ ⁻	Løselig	Ca(ClO ₃) ₂ er uløselig.
2	Ag ⁺ , Pb ²⁺ , Hg ⁺	CO ₃ ²⁻ , PO ₄ ³⁻ , O ²⁻ , S ²⁻ , OH ⁻	Veldig lav løselighet	BaO og Ba(OH) ₂ er løselig.
3		Cl ⁻ , Br ⁻ , I ⁻	Løselig	
4	Ba ²⁺ , Ca ²⁺ , Sr ²⁺		Veldig lav løselighet	
5	Mg ²⁺ , Cu ²⁺ , Zn ²⁺ , Fe ²⁺ , Fe ³⁺ , Al ³⁺	SO ₄ ²⁻	Løselig	

2.5.2 Temperatureffekt på løselighet

Temperatur er et av faktorene som har mye innflytelse på løselighet. Generelt vil temperaturøkning medføre høyere løselighet, etter prinsippet som sier at «økning i temperatur vil alltid skifte posisjon til en likevekt som favoriserer endotermisk prosess» (Masterton and Hurley, 2009). Hvis løselighetsprosessen er endotermisk, vil løseligheten øke med temperatur. Hvis løselighetsprosessen er eksotermisk, vil løseligheten reduseres med økende temperatur. Å løse et fast stoff i en væske er vanligvis en endotermisk prosess, så løseligheten øker med temperatur for de aller fleste faststoffer, men det finnes også unntak (Masterton and Hurley, 2009). Et av unntakene er anhydritt som er videre diskutert i kapittel 5.

2.5.3 Utfelling

Et uløselig fast stoff kan felles ut fra blanding av to ioniske komponenter. Bunnfallet er ionisk og består av kationer og anioner (Masterton and Hurley, 2009). For tynne løsninger med to ioniske stoffer finnes det en rekke utfellingsdiagram som brukes til å bestemme om en utfelling vil skje. Diagrammene viser de kation-anion kombinasjonene som gir utfelling.

I mettede løsninger kan løselighetsproduktkonstant, K_{sp} , brukes til å avgjøre om en utfelling vil skje for en kjent ionekonsentrasjon.

Utfelling som følge av temperaturnedgang er mulig i vandige løsninger, etter prinsipp i avsnitt 2.5.2. En slik utfelling kan ha innvirkning på injektivitet dersom den medfører poreblokkering.

2.6 pH

pH er et mål på hvor sur eller basisk en vandig løsning er. pH er definert som negativ logaritme av konsentrasjonen av et hydrogenion:

$$pH = -\log_{10}[H^+] \quad (2.6)$$

pH-skala går fra 0 til 14, der en nøytral løsning har pH=7. Ved en pH<7 regnes en løsning som sur og ved en pH>7 er løsningen basisk.

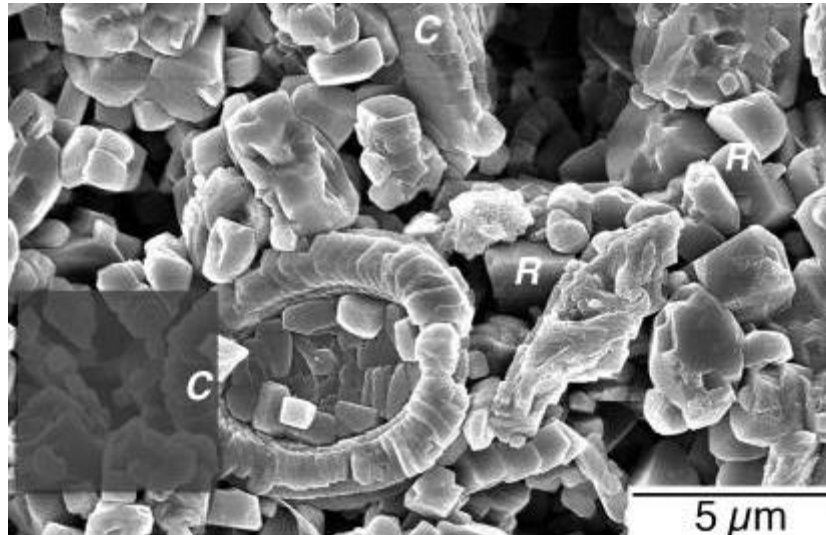
Ved romtemperatur (25°C) har rent vann pH på ca 7, mens sjøvann har pH på rundt 8, med maksimal pH-verdi på 8,5 (Gieskes, 1969).

pH kan være en av parameterne som måles under eksperimenter med vannflømming for å kunne studere ulike ioneutvekslingsprosesser i en kjerne. Men pH er ikke en direkte indikasjon på injektivitetsnedgang eller økt oljeutvinning.

3 Vannflømming i kalk

Dette kapittelet omhandler ulike aspekter av vannflømming i kalk.

3.1 Kalk



Figur 2.1: SEM bilde av nordsjøkalk. Bildet viser kokkolitt-rester (markert med C) og kokkolitt-elementer. Bildet er hentet fra Hassenkam et al, 2009.

Kalk er en porøs bergart som har høyt karbonatinnhold, CaCO_3 og små mengder andre minerale urenheter som for eksempel kvarts (Hjuler, 2007). Denne bergarten består hovedsakelig av mikroskopiske skjelettresten av planktoniske alger (kokkolittoforider) som ble dannet ved oppsamling og kompaksjon på havbunn over tid. Kokkolitter er illustrert på et SEM bilde av kalk vist på figur 2.1 (Hassenkam et al, 2009).

De fleste kalkbergarter er lavpermeable og høyporøse, med permeabilitet på 1-8 mD og porøsitet på 45-48% (Graue et al, 1999a; Graue et al, 1999b; Fernø et al, 2011). Porøsitet og permeabilitet varierer noe mellom ulike kalktyper, en oversikt over disse egenskapene for dagbruddskalk er gitt i tabell 3.1 (Fernø et al, 2011). Porøsitetsegenskapene og porestørrelsesfordelingen fører til at kalk er lett å knekke opp, og er sammen med fluidavhengig materialstyrke årsaken til at kalkreservoarer ofte er oppsprukne under høye trykk- og temperaturforhold som man finner på store dyp.

Tabell 3.1: Oversikt over porøsitet og permeabilitet for ulike typer av dagbruddskalk (Fernø et al, 2011).

Kalktype	Porøsitet [%]	Permeabilitet [mD]
Rørdal	45-47	3-8
Stevns	45-50	2-5
Niobrara	40-50	0,1-3

Det er estimert at så mye som 50% av verdens olje- og gassreserver kan ligge i karbonatreservoarer (Roehl and Choquette, 1985). Kalk er en av karbonatbergartene og er dermed viktig i oljesammenheng. På den norske kontinentalsokkelen kan store felt som Ekofisk og Valhall nevnes som eksempler på produserende kalkfelt.

3.2 Økt oljeutvinning med vannflømming i kalk

Vannflømming er en av de mest brukte metoder innen økt oljeutvinning. De viktigste årsakene til det er at vann er lett tilgjengelig, lett å injisere og har relativt lav kostnad. Den mest tilgjengelige vanntypen er sjøvann, det vil si vann med høyt saltinnhold. Før injeksjon i et oljereservoar blir sjøvann filtrert. I et eksperimentelt arbeid der vannflømming blir studert er det vanlig å bruke syntetisk sjøvann som en erstatning for sjøvann.

Gode eksempler på effektiv vannflømming på felt-skala er sjøvanninjeksjon på Ekofisk feltet. Hovedmekanismen bak suksessen er kan være kompaksjon og spontan imbibisjon på svakt vannfuktete betingelser. En av de foreslåtte mekanismene er gunstige fuktendringer som skyldes samspill mellom bergart og fluid. Noen ioner i sjøvann ser ut til å spille en viktig rolle i økt oljeutvinning (Risnes, 2003; Zahid, 2012). Et eksempel på slike ioner er sulfat, SO_4^{2-} og magnesium, Mg^{2+} som kan føre til økt oljeutvinning gjennom fuktendring. Tilstedeværelsen av sulfat i injeksjonsvann bidrar i tillegg til en mindre gunstig konsekvens av vannflømming (Austad et al, 2005; Austad et al, 2007). Den mindre gunstige siden ved vanninjeksjon i kalkreservoar er den såkalte vannsvekkende effekten i kalk, videre beskrevet i kapittel 3.3. Effekten er mye diskutert og skaper stor interesse i petroleumsforskningen. Noen av konsekvensene til denne effekten kan være kompaksjon og injektivitetstap (Griffin et al, 2007).

Andre konsekvenser av vannflømming i kalkreservoar kan være reduksjon av reservoartemperatur og vannindusert oppsprekking av reservoaret, som har blitt observert på Ekofisk feltet sammen med kompaksjon (Teufel and Rhatt, 1992). Basert på geomekanisk analyse, feltobservasjoner og eksperimentelle målinger har Teufel og Rhatt kommet frem til følgende konklusjoner i sine studier(1992) om vannflømming på Ekofisk:

- Injeksjon av sjøvann med lav temperatur og høy rate har bidratt til reduksjon i reservoartemperatur på 37°C og gjenopptrykking av reservoaret med 8,8 MPa.
- Flømmingindusert oppsprekking har medført høyere reservoarpermeabilitet og dermed bidratt til økt oljeutvinning med vannflømming.

3.3 Vannsvekkende effekt i kalk

3.3.1 Vannsvekkende effekt i kalk

Den mekaniske styrken til kalk i stor grad er avhengig av type fluid som kalk er mettet med (Risnes, 2001; Madland et al, 2002; Omdal, 2010). Tørr eller oljemettet kalk har høyere styrke sammenlignet med vann som porefluid i kalk, dette prinsippet kalles derfor vannsvekkende effekt i kalk (Omdal, 2010; Hedegaard and Graue, 2011).

Det mest minneverdige eksempelet på vannsvekkende effekt i kalk er Ekofisk-feltet som opplevde nesten 10 meters nedsynking som ble oppdaget på slutten av 1980-tallet. Nedsynkingen fortsetter enda og årsaken er en kombinasjon av trykkavlasting og vanninjeksjon som medfører kompaksjon av reservoar og havbunn (Teufel and Rhatt, 1992; Ross et al, 2009). Oljeplattformene ble jekket opp og vannsvekkende effekt i kalk fikk mye oppmerksomhet.

Vannsvekkende effekt kan forekomme både ved lave vannmetninger og som følge av vannflømming. Studier har vist at vannvåte kalkkjerner med en metning som består av 25% vann og 75% olje oppfører seg som om de har en vannmetning på 100% (Risnes et al, 2005).

De meste kjente mekanismene som forklarer vannsvekkingen som observeres i kalk har utgangspunkt i prosesser som ioneutveksling, oppløsning og utfelling og temperaturavhengighet. Det komplekse samspillet mellom bergart, olje og vann blir fortsatt forsket på og diskutert.

3.3.2 Mulige mekanismer for vannsvekkende effekt i kalk

Flere mekanismer som beskriver og forklarer årsaken bak vannsvekkende effekten i kalk har blitt foreslått. Det komplekse samspillet mellom fluidene i reservoaret og bergarten gjør forskningen komplisert. Store ulikheter mellom fluidene som opprinnelig var i et reservoar og det injiserte vannet kan resultere i mange kjemiske og fysiske reaksjoner. I tillegg er det mye variasjon i fysiske parametre som temperatur, trykk og pH, noe som bidrar til å øke vanskelighetsgraden bak mulige mekanismer.

De foreslåtte mekanismene kan deles inn i 3 kategorier (Gutierrez et al, 2000; Omdal, 2010):

1. Kjemiske mekanismer
2. Fysiske mekanismer
3. Fysisk-kjemiske mekanismer

Det er den første kategorien, kjemiske mekanismer, som har fått mye oppmerksomhet og forskning rettet mot seg de siste årene. Innenfor den kategorien er det fluidenes

ionesammensetning og ioneutveksling som har fått mye fokus, blant annet i forskermiljøet ved Universitetet i Stavanger.

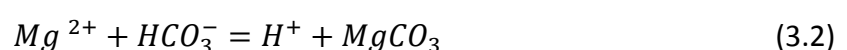
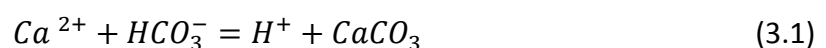
Den andre kategorien, fysiske mekanismer, fokuserer på fysiske parametre for å gi en mulig forklaring på vannsvemming i kalk. Dette kan være effekter bundet til kapillærtrykk eller andre foreslåtte mekanismer som omhandler fluidkompressibilitet på porenivå (Omdal, 2010; Hedegaard, 2013).

Mekanismer i den tredje kategorien, fysisk-kjemiske mekanismer, kombinerer både fysiske og kjemiske egenskaper til fluider og bergart. Disse mekanismene har vært fokus i denne oppgaven.

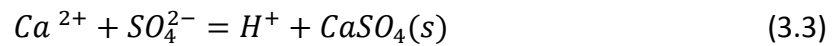
3.3.3 Ioneutveksling og temperatur

Som tidligere nevnt har kjemiske sammensetninger og prosesser mellom det injiserte vannet i et reservoar og de fortrenkte fluidene fra et reservoar blitt mye studert. Årsaken til det er store ulikheter mellom ionekomposisjonen til de forskjellige fluidene som medfører at det ikke er kjemisk likevekt mellom disse (Omdal, 2010). Det er normalt sjøvann som blir injisert under en vannflømming av et reservoar. Porene, som var okkupert av olje og formasjonsvann, blir mettet med sjøvann som har andre fysiske og kjemiske egenskaper, som ionesammensetning, pH-verdi, temperatur m.m. For flere produserende felt har resultatet vært injektivitetstap som følge av vannflømming (Asghari et al, 1995; Guan et al, 2005).

Mekanismer som omhandler oppløsning og utfelling har også bidratt til forskningen om det vannsvemkende fenomenet. Kjemiske og mekanisme studier utført i Stavanger viser at det skjer oppløsning- og utfellingsprosesser når kalkkjerner blir utsatt for vann (Heggheim et al, 2004; Korsnes 2007). Korsnes et al (2008) viser i et av studiene til en utveksling mellom kalk som blir oppløst og anhydritt, $\text{CaSO}_4(\text{s})$, som felles ut. Løseligheten til CaSO_4 blir lavere med økende temperatur, noe som kan forklare årsaken bak utfellingen av CaSO_4 ved høy temperatur (Korsnes et al, 2008b). Kalkoppløsningen resulterer i svakere mekanisk styrke, mens utfellingen av CaSO_4 kan tette porene i kalk og skape reservoarkompaksjon og injektivitetstap. Korsnes et al (2008b) viser til at sjøvann inneholder ulike kationer, som Ca^{2+} og Mg^{2+} , som kan danne karbonater i følgende reaksjoner:



Videre i studiet blir anhydritt-dannelse forklart som et resultat av kalkopløsning, da oppløsningen fører til en økning i konsentrasjon av Ca^{2+} og HCO_3^- i porefluidet, etter følgende reaksjon der kalsium reagerer med sulfat:



Temperaturavhengighet er også et mye omdiskutert tema. Flere studier har konkludert med og påpekt at vannsvekking i kalk er temperaturavhengig (Madland, 2002; Korsnes, 2008a). Økt utfelling av anhydritt som følge av lav løselighet ved høy temperatur vil også svekke kalk, da utfelling av anhydritt bidrar til å løse opp kalk (Korsnes, 2008b). Studier som omhandler utfelling av anhydritt, en prosess som kan føre til poreblokkering, har konkludert med at tilstedeværelse av sulfat i injeksjonsvannet er nødvendig for å få en utfelling av anhydritt (Korsnes et al, 2008a).

Flere studier har blitt utført for å få økt forståelse av spesifikke ioner i sjøvann, studier gjort av Zangiabadi et al (2011) er et av disse. Sjøvann inneholder mange ulike ioner, noe som gjør det vanskelig å analysere hele samspillet mellom ionene i vannet og kalk. Hovedmålet med studiene var å studere vannsvekking i kalk med fokus på magnesium-ioner. I eksperimenter ble det utført vanninjeksjon på kalkkjerner med vann som bare inneholdt NaCl og MgCl₂. Injeksjonsrate på 1-2 porevolum/dag ble benyttet under disse forsøkene. De eksperimentelle resultatene viste at magnesium-konsentrasjonen sank og kalsium-konsentrasjonen økte når kjernene ble vannflømmet. Zangiabadi et al forklarer dette med å foreslå to reaksjoner: oppløsning av kalk og utfelling av magnesium-bærende mineraler. Kalk blir altså løst opp, felt ut og produksjonsvannet får økende kalsiumkonsentrasjon. Videre blir det konkludert med at vann med MgCl₂ har svekkende effekt på den mekaniske styrken til kalk.

Korsnes har i sin doktoravhandling støttet forklaringen om at den vannsvekkende effekten i kalk skyldes ioneutvekslingsprosesser, i tillegg til temperaturavhengighet. Korsnes foreslår utveksling mellom kalsium-ioner fra kalk og magnesium-ioner fra sjøvann som en mulig mekanisme. Kalsium, magnesium og sulfat, som sjøvann inneholder, ser ut til å påvirke kalkstyrken (Korsnes et al, 2008a). Korsnes kartla en temperaturavhengighet til vannsvekkingsmekanismen som kalles substitusjon av kalsium med magnesium ved tilstedeværelse av sulfat (Korsnes, 2007). Mekanismen går ut på at tiltrekningskraften mellom kalsiumioner og kalkoverflate blir mindre med økende temperatur, noe som fører til at magnesium-ioner fra sjøvannet kan erstatte kalsium-ioner fra kalk under en vannflømming. En slik ioneutveksling påvirker den mekaniske styrken til kalk. Størrelsesforskjellen mellom kalsium- og magnesium-ioner blir foreslått av Korsnes som en mulig forklaring på lavere materialstyrke til kalk.

3.4 Injektivitet

Injektivitet er et mål på hvor enkelt det er å injisere et fluid inn i et reservoar, med andre ord reservoarets injeksjonsevne. For et gitt differensialtrykk vil høy injektivitet tilsvare høy injeksjonsrate og lav injektivitet er forbundet med lav injeksjonsrate. Injektivitetsindeks er definert på følgende måte: volum væske som blir injisert i en brønn per enhet trykkforskjell (Parker, 2003).

Injektiviteten til et reservoar er en viktig faktor med direkte innflytelse på muligheter for injeksjon av fluider for oljeproduksjon i et reservoar. Fullstendig injektivitetstap gjør en vanlig utvinningsmetode som vannflømming umulig, fordi et reservoaret vil i praksis være blokkert for vann ved injeksjonspunktet. Et tap av injektivitet har derfor en negativ effekt på muligheter for oljeutvinning. Dersom det ikke er mulig å utføre injeksjon av fluider i et reservoar, er det kun naturlige drivkrefter i reservoaret som kan bidra til produksjon av petroleum. Lav utvinningsgrad vil i slike tilfeller være et resultat av produksjon med naturlige drivkrefter, som trykkavlastning og ekspanderende gassdriv, dersom ingenting kan gjøres for å opprettholde reservoartrykket.

Flere reservoarer på norsk sokkel og andre steder i verden har opplevd problemer med vanninjektivitet (Bedrikovetsky et al, 2005). Det gjelder både reduksjon i injektivitet over tid, fullstendig injektivitetstap og plutselig redusert injektivitet i reservoar. Det eksisterer flere kjente faktorer og prosesser som kan medføre injektivitetstap i et reservoar, i tillegg til ukjente årsaker. Prosesser som porekollaps, injeksjon av vann med lav kvalitet, oppløsning, utfelling og temperatureffekt ved injeksjon av kaldt sjøvann har blitt foreslått som mulige årsaker til nedgang i eller tap av injektivitet.

Studier som omhandler injektivitetstap under vanninjeksjon konkluderer med at kvaliteten på injeksjonsvannet spiller en viktig rolle på injektivitetsmulighetene til lavpermeable reservoarer (Al-Hamad, 1995; Asghari and Kharrat, 1995; Evans et al, 2004). God filtrering av injeksjonsvann er et av tiltakene som vil forbedre kvaliteten på injeksjonsvannet for å unngå injektivitetstap. Filtrering av injeksjonsvann er viktig for å bli kvitt suspenderte partikler som lett kan blokkere porehalsene i reservoarets porennettverk, med injektivitetsnedgang som et direkte resultat av blokkeringen (Evans et al, 2004; Bedrikovetsky et al, 2005; Guedes et al, 2006).

Andre studier av injektivitet foreslår alternative forklaringer på observert nedgang i injektivitet (Abdulraheem et al, 1992; Risnes, 2001; Madland et al, 2002). Injektivitetstap kan skyldes blant annet oppløsning, utfelling og ioneutveksling, se delkapitler 3.2 og 3.3 for flere detaljer. En annen prosess som har fått mye oppmerksomhet er porekollaps. Oljeproduksjon og vanninjeksjon i et reservoar kan for noen bergarter resultere i lavere poretrykk, plutselig kompressibilitetsøkning og irreversibel deformasjon. Denne kompressibilitetsøkningen kalles porekollaps (Abdulraheem et al, 1992). Konsekvensene av porekollaps kan være nedgang i

permeabilitet og reservoarkompaksjon, der den sistnevnte prosessen kan medføre reduksjon eller fullstendig tap av injektivitet.

Temperatureffekten som en mulig mekanisme for injektivitetsreduksjon ble undersøkt av Al-Hamad (1995). Temperatur er en av faktorene som påvirker viskositeten til vannet, derfor er nedgang i injektivitet forventet som følge av høyere vannviskositet ved reduksjon i temperatur. Al-Hamad undersøkte data fra flere områder rundt en injeksjonsbrønn og konkluderte med at observert injektivitetsreduksjon ikke kunne skyldes temperatureffekten alene. Andre effekter som vannkvalitet og bunnhullstrykk i reservoaret kunne også påvirke injektiviteten. Endelig konklusjon var at formasjonsblokkering som følge av lav vannkvalitet skaper en langt større effekt på injektivitet enn vanntemperatur (Al-Hamad, 1995).

Mulighetene for vannflømming vil bli redusert dersom et injektivitetsnedgang finner sted i et reservoar. For lavpermeable karbonatreservoarer kan slike endringer i injektivitet ha større effekt på muligheter for vannflømming enn for sandsteinreservoarer som har betydelig høyere permeabilitet. I karbonatbergart er en vanlig porehalsstørrelse 0,1-1 μm , noe som gjør at blokkering av porehals lettere kan skje i karbonat sammenlignet med sandstein, som har en porehalsstørrelse på 0,1-90 μm (Bloomfield et al, 2001; Hardman, 1982).

3.5 Lavsalin vannflømming

De siste årene har interessen rundt lavsalin vannflømming som en metode for økt oljeutvinning vokst kraftig. Flere eksperimentelle studier og tester på felt har vist at salinitetsreduksjon i injeksjonsvann kan ha gunstig effekt på oljeutvinning. Denne oppdagelsen har økt fokus på forskningen som omhandler modifiseringer av saliniteten til injeksjonsvann. Til tross for mye forskning er det ikke enighet om en hovedmekanisme bak den lavsaline effekten på økt oljeutvinning. Trolig skyldes dette en kombinasjon av flere mekanismer som omhandler samspill mellom bergart og fluider som er tilstede i reservoaret (Austad et al, 2010; Al-Attar et al, 2013).

Mesteparten av forskningen på lavsalin vannflømming har blitt utført på sandstein fordi det tidligere var trodd at lavsalin flømming ikke ville ha en effekt på økt oljeutvinning i karbonat (Al-Shalabi et al, 2013). Det var trodd at fuktendring, som en av mekanismene bak økt oljeutvinning ved lavsalin vannflømming, bare var mulig ved tilstedeværelse av leireminerale som karbonat mangler, men som finnes i sandstein (Al-Shalabi et al, 2013). Senere har det vist seg at lavsalin effekt som følge av fuktendring også er aktuell i karbonatreservoarer, men at det er andre mekanismer som ligger bak denne endringen (Romanuka et al, 2012). De meste kjente mekanismene for økt oljeutvinning med lavsalin flømming uansett bergart er fuktendring, pH-økning, leiremigrasjon, reduksjon i overflatespenning og ioneutveksling (McGuire et al, 2005; Lager et al, 2006; Al-Attar et al, 2013).

De fleste studiene som omhandler økt oljeutvinning med lavsalin flømming i karbonater foreslår endring i fuktforhold som en mulig hovedmekanisme, uten at det er full enighet om dette. Tilstedeværelse og konsentrasjon av ulike ioner som finnes i sjøvann er en av forklaringene på hvordan fuktendringen under lavsalin flømming skjer. Flere publiserte studier omhandler fuktendring med bidrag fra potensialbestemmende ioner som for eksempel Mg^{2+} , Ca^{2+} og SO_4^{2-} (Austad et al, 2010; Fernø et al, 2011; Al-Shalabi et al, 2013). Det ble foreslått at sulfat, som finnes i sjøvann, vil adsorbere på positivt ladde flater i kalk og føre til en senket overflateladning. Overflødig kalsium-ioner vil dermed være nærmere kalkoverflaten hvor de kan reagere med adsorberte polare komponenter, en reaksjon som vil føre til fuktendring (Romanuka et al, 2012). Resultatet blir da økt oljeutvinning som følge av fuktendring med bidrag fra sulfat i injeksjonsvannet. Som nevnt over har også en rekke andre studier bekreftet at økning i konsentrasjon av sulfat-ioner i lavsalint vann kan øke oljeutvinning ved å endre fukt i karbonater mot intermediært nivå. Andre rapporterte studier som baserer seg på fuktmålinger har vist at en tilsvarende effekt, altså økt oljeutvinning som følge av endring av fukt mot mer nøytrale fuktforhold, også kan skje når saliniteten til injeksjonsvannet blir redusert (Al-Attar et al, 2013). Til tross for flere eksperimentelle bevis på fuktendring som følge bidrag fra enkelte ioner i injeksjonsvannet, har andre eksperimentelle resultater vist at mekanismen ikke gjelder alle kalktyper. Studier av Fernø et al (2011) utførte målinger av økt oljeutvinning ved spontan imbibisjon av vann

med og uten sulfat, på 3 ulike kalktyper ved forskjellige fuktforhold under høy temperatur (130°C). Resultatene viste at økt oljeutvinning med sulfateffekt er i stor grad avhengig av type kalk og fuktforhold (Fernø et al, 2011).

En rekke studier viser også til observert pH-økning i produksjonsvæske som følge av injeksjon av lavsalint vann, spesielt i sandstein, uten at det ble bevist direkte relasjon mellom pH-stigning og økt oljeutvinning (McGuire et al, 2005; Austad et al, 2010).

Oppsummert kan det nevnes at det er høy potensiale for økt oljeutvinning i karbonat ved å redusere saliniteten til injeksjonsvannet. Enkelte reservoarer kan nå en utvinningsgrad på nærmest 70% ved lavsalin flømming (Austad et al, 2010). Flere laboratoriestudier viser også til en forbedring i oljeutvinning på mellom 6-23% ved bruk av overnevnte utvinningsmekanisme (McGuire et al, 2005; Al-Attar et al, 2013).

4 Eksperimentelle prosedyrer og utstyr

4.1 Fluider og kjernemateriale

4.1.1 Fluider

I denne masteroppgaven ble det i det eksperimentelle arbeidet brukt 5 fluider: 1 olje og 4 syntetiske vannløsninger med ulik komposisjon. En oversikt over alle fluider som ble brukt i eksperimenter finnes i tabell 4.1.

Filtrert lampeparafin (heretter kalt lampeolje eller olje) fra Statoil ble brukt til drenering som oljefase. Det kjemiske innholdet er n-parafiner med tetthet på $0,745 \text{ kg/dm}^3$ ved 20°C .

Kalksteinsvann, syntetisk sjøvann og lavsalint vann ble laget på laboratoriet ved å blande ut en rekke salter i destillert vann etter oppskrift i tabell 4.1. En magnetrører ble brukt til blandingsprosessen. Disse vannløsningene ble også tilsatt natriumazid, NaN_3 , for å unngå bakterievekst.

Kalksteinsvann ble brukt som formasjonsvann under metningen av kjerneprøver.

Vanninjeksjon i reservoar ble representert ved å bruke syntetisk sjøvann som injeksjonsfluid.

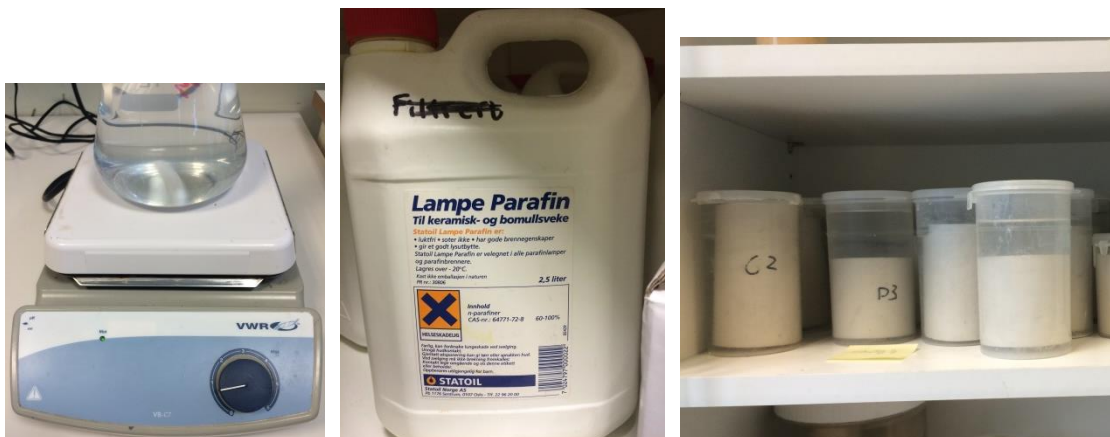
Reduksjon i saliniteten til injeksjonsvannet ble også en del av det eksperimentelle arbeidet. Til dette formålet ble det brukt lavsalint vann med en konsentrasjon på 1000 dpm (engelsk: ppm, som står for deler per million).

Kalkmettet vann ble i sin helhet laget med bidrag fra Professor Stein-Erik Lauritzen ved Universitetet i Bergen. Vannet ble laget av finknust Rørdal kalk og destillert vann.

Karbondioksidgass, CO_2 , ble tilført løsningen under blandingen for å forbedre løseligheten til kalsiumkarbonat, CaCO_3 , som er kalk hovedsakelig består av. Vannet ble blandet på en magnetrører. PH ble målt både under og etter blandingen for å få en mettet løsning. Før bruk i eksperimenter ble vannet filtrert ved hjelp av et papirfilter.

Tabell 4.1: Oversikt over fluider med sammensetning og pH.

Fluid	Sammensetning	pH
Kalksteinsvann	destillert vann 5 vekt% NaCl 5 vekt% CaCl ₂ 0,01 vekt% NaN ₃	6,07
Syntetisk sjøvann	destillert vann 2,338 vekt% NaCl 0,195 vekt% CaCl ₂ 0,341 vekt% Na ₂ SO ₄ 0,017 vekt% NaHCO ₃ 0,075 vekt% KCl 0,905 vekt% MgCl ₂ 0,01 vekt% NaN ₃	7,78
Lavsalint vann	destillert vann 0,1 vekt% NaCl 0,01 vekt% NaN ₃	6,21
Kalkmettet vann	destillert vann 1,678 vekt% CaCO ₃ CO ₂	8,74
Lampeolje	n-parafiner	7,26



Figur 4.1: Formasjonsvann under blanding, lampeolje og kalkkjerne i formasjonsvann.

4.1.2 Kalk

Kjernematerialet i dette arbeidet bestod av Rørdal kalk fra Portland sementfabrikk i Danmark. Kjemisk analyse viser at Rørdal kalk består 50% av kalsiumkarbonat og 50% av leire og silika (Hjuler, 2007). Kjernepluggene som ble brukt i dette arbeidet hadde porøsitet på 45-46% og permeabilitet på 4,0-5,5 mD.

Kjerner som ble brukt i det eksperimentelle arbeidet ble hentet fra en dagbruddsbergart. Dagbruddskjerner har ikke vært utsatt for høye trykk- og temperaturforhold som er typisk for et reservoar. Pluggene har heller ikke vært i kontakt med råolje og andre reservoarfluider, slik dyre reservoarkjerner har. Likevel kan slike kjerner representere reservoarforhold på grunn av sammenlignbare egenskaper som porøsitet, permeabilitet og bergartstype. Reservoarkjerner er forbundet med høye kostnader, liten tilgjengelighet og redusert representasjonsevne på grunn av store endringer i egenskaper som følge av opphenting fra reservoar til overflate. Dette forklarer årsaken til at dagbruddkjerner ble benyttet i arbeidet i stedet for reservoarkjerner.



Figur 4.2: En oppsprekt kalkkjerne etter injeksjonsforsøk til venstre. En tørr kalkkjerne til høyre.

4.2 Kjerneforberedelser og grunnleggende kjerneanalyse

4.2.1 Kjerneforberedelser

Sylindriske kjerneprøver med 2" (~5,1 cm) diameter ble boret ut fra en større blokk med kjernemateriale. Deretter ble kjernene vasket og tørket i 24-48 timer under høy temperatur. Et varmeskap som holder temperatur på 60°C ble brukt til tørkeprosessen. Tørre kjerner ble deretter veid, i tillegg ble det utført lengde- og diametermålinger med et skyvelære.

Grunnleggende kjerneanalyse som ble gjort i denne oppgaven er porøsitets- og permeabilitetsmålinger. For porøsitetsmålinger ble kjerneprøver mettet med formasjonsvæske (se 4.2.2 porøsitetmålinger). Etter dette ble kjernen plassert i en kjerneholder for målinger av absolutt permeabilitet (se 4.2.3 permeabilitetsmålinger).

I noen få kjerner ble det injisert lampeolje til irreduisibel vannmetning (se 4.2.4 drenering). De kjernene som ikke ble drenert ble satt i kalksteinsvann etter permeabilitetsmålinger i påvente av videre eksperimenter.

4.2.2 Porøsitetmålinger

Den første parameteren i grunnleggende kjerneanalyse som ble målt er porøsitet. Porøsitet ble målt ved hjelp av metningsmetoden. Metningsmetoden baserer seg på forskjellen i masse mellom tørr (luftmettet) og vannmettet kjerne. Det eksperimentelle oppsettet brukt til metning for porøsitetmålinger er skissert på figur 4.4 og vist på figur 4.3. Kjernene ble mettet med kalksteinsvann.

Den effektive porøsiteten ble regnet ut etter metode beskrevet i delkapittel 2.1, der porevolumet V_p tilsvarer volumet av væsken som hadde trengt inn i porene og kan regnes ut etter formel 4.1:

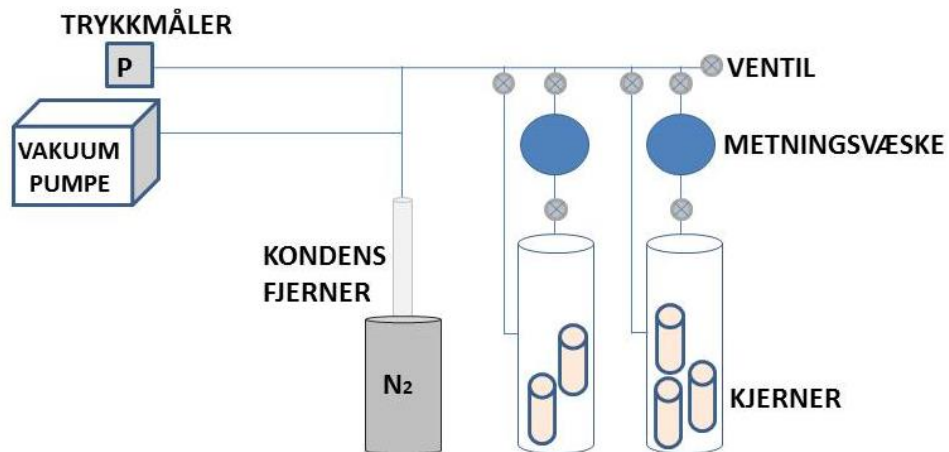
$$V_p = \frac{m_M - m_T}{\rho} \quad (4.1)$$

der m_M er massen til 100% vannmettet kjerne, m_T er massen til kjernen før vannmetning og ρ er tettheten til metningsfluidet (kalksteinsvann har en tetthet på 1,05 g/ml).



Figur 4.3: Fra venstre: kjerneprøver under vakuumering, metning og veiing.

Kjernene i denne oppgaven ble vakuumert i 3-4 timer til 200-300 mtorr før metning, mens metningsvæsken ble vakuumert i 10-20 minutter til ca 10 torr, for å unngå underestimering av porøsiteten på grunn av luft i kjernen/vannet.



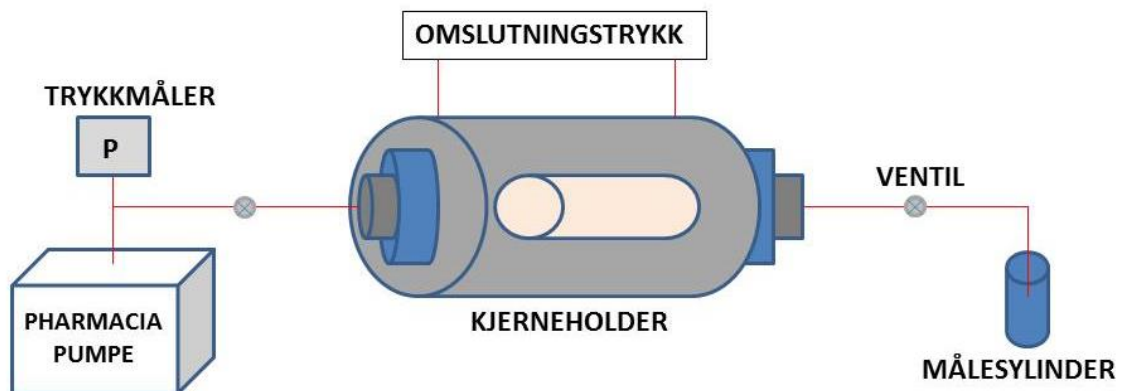
Figur 4.4: Skisse av oppsett brukt til metning av kjerner for måling av porøsitet.

4.2.3 Permeabilitetsmålinger

Etter porøsitetmålinger ble absolutt permeabilitet til kalkkjerner målt som neste steg i grunnleggende kjerneanalyse. Til disse målingene ble det brukt samme type væske som kjernene var mettet med under porøsitetmåling, det vil si kalksteinsvann. Permeabilitetsmålingene gikk i praksis ut på å injisere en væske gjennom kjernen med ulike rater og måle tilhørende trykkfall over kjernen etter stabilisering. Et plot av injeksjonsrate som funksjon av trykkfall gir en lineær graf, der permeabiliteten blir regnet ut fra stigningstallet til grafen med Darcys lov.

Eksperimentelt oppsett som ble brukt til å måle absolutt permeabilitet er skissert på figur 4.5. Til å begynne med ble kjerneprøven plassert i en kjerneholder og flømmet med 1-2 porevolum kalksteinsvann. Det ble lagt på et omslutningstrykk på ca 8 bar over linjetrykket for å unngå at fluidet forbipasserte kjernen (det vil si strømmet rundt den) med en sveivepumpe. Pharmacia pumpe injiserte væske med en konstant rate. Injeksjonsratene på 50 ml/t, 100 ml/t og 150 ml/t ble brukt til å bestemme permeabiliteten til kalkkjerner ved å måle 3 tilhørende trykkfall.

Figurene F1 og F2 i vedlegg F viser et regnearkeksempel på måling og utregning av absolutt permeabilitet (inkludert stigningstall og punkt).



Figur 4.5: Illustrasjon av oppsett brukt til permeabilitetsmålinger.

4.2.4 Drenering

Primærdrenering ble utført ved hjelp av oppsettet på figur 4.5. Oljen ble injisert med et konstant differentialtrykk på 2 bar pr cm kjernelengde. For en 7 cm lang kjerne tilsvarer dette et differentialtrykk på 14 bar. Det ble injisert 2,5 porevolum olje i hver retning for å få en jevn fluidfordeling i kjernen. Volum produsert vann ble brukt til å regne ut irreducible vannmetning ved materialbalanse.

4.3 utfordringer ved oppbygging av eksperimentelt oppsett

Som tidligere nevnt i oppgaven var det mange utfordringer og problemer knyttet til oppbyggingen av det eksperimentelle oppsettet. Hovedproblemet var rask oppvarming av injeksjonsvannet som strømmet i ståltubing. Lengde ståltubing før kjerneholder i varmeskap ble derfor kortet ned på så mye som var mulig, men det var bare godt nok til å skape en temperaturforskjell på ca 20°C mellom kjerne/varmeskap og injeksjonsvannet. Mye ble forsøkt for å hindre den raske oppvarmingen av injeksjonsvannet.

Først ble det forsøkt å isolere ståltubing, men uten hell. Deretter ble det forsøkt å bytte ut den delen av ståltubingen som var i varmeskapet med PEEK-tubing, som leder varme saktere enn stål. Flere utførte temperaturtester viste at den løsningen ikke var optimal. Problemet med PEEK tubing er at den er bøyelig og sprekker lett ved for mye håndtering, noe som er uheldig da tubingen er festet til et tungt endestykke, ventiler og andre koblinger av stål. PEEK tubing tåler likevel fluidstrømning med et trykk på over 100 bar. Det andre problemet med PEEK tubing var diameterstørrelsen. PEEK tubingen som var tilgjengelig hadde en størrelse på 1/16", sammenlignet med 1/8" ståltubing. Det resulterer i at det er mindre volum vann pr lengde tubing i PEEK enn i stål for disse størrelsene.

Volum vann i 20 cm 1/8" ståltubing ble estimert til å være 0,3 ml. Dette vannet bruker ca 25 s på å strømme gjennom 20 cm tubing (rate på 50 ml/t). 25 s er nok til å varme opp en romtemperert dråpe vann til 70°C, dersom den strømmer gjennom en ståltubing som holder en temperatur på ca 90°C. I PEEK tubing med mindre diameter strømmer vannet fortere for den samme injeksjonsraten, men det har også mindre volum pr cm tubing.



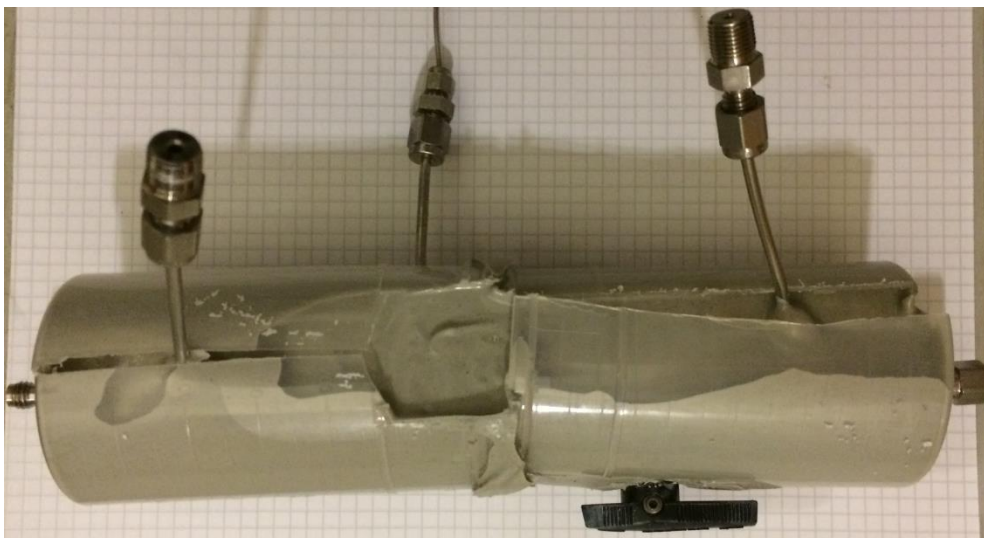
Figur 4.6: To varmeskap, der skapet til venstre ble forsøkt brukt til nedkjøling av injeksjonsvann og skapet til høyre ble brukt til å varme opp kjerne.

Den beste måten å få temperaturen til injeksjonsvannet ned på er å bruke en høyere injeksjonsrate. Ved testing av oppsettet medførte rate på 100-200 ml/t en mer effektiv nedkjøling av injeksjonsvannet. Men det blir upraktisk å flømme vann på så høy rate gjennom en kalkkjerne. Da prosessene vi undersøker sannsynligvis skjer ved en lavere rate. I forsøkene ble det brukt en rate på 50 ml/t for å oppnå en temperaturforskjell mellom injeksjonsvann og kjerne. Dersom en lavere rate skal brukes, må det trolig en grundig isolasjon og nedkjøling til for å oppnå injeksjon av kaldt vann i en varm kjerne.

Det ble også forsøkt å kjøle ned injeksjonsvannet før injeksjon ved hjelp av et spesialbygget varmeskap, som også kan brukes til kjøling, illustrert på figur 4.6. Det viste seg å være utfordrende da skapet ikke klarte å stille seg inn på en gitt temperatur. Når det først begynte å kjøle ned, kjølte det ned til minusgrader (°C) før det stoppet og vannet i tubingene frøs til is. Kjølebad kan trolig brukes til dette formålet, men ingen kjølebad var tilgjengelige på det tidspunktet.

Det ble også bygget opp et nedkjølingssystem med en tykk plasttubing (med stor diameter) rundt den delen av ståltubing som var inne i varmeskapet. Dette ble isolert med tykt lag epoksy(betong) utenpå, figur 4.7. Inne i plasttubingen ble kaldt vann sirkulert. Det fungerte en kort stund før systemet begynte å lekke sirkulasjonsvann pga for mange koblinger.

Den endelige løsningen ble løsningen å tvinne en plasttubing rundt den delen av ståltubingen som var inne i varmeskapet, koble plasttubingen til en Pharmacia pumpe og sirkulere kaldt vann med max rate gjennom den. Dette var en grei måte å hindre oppvarming av injeksjonsvannet på (til en viss grad). Senere ble plasttubingen også isolert.



Figur 4.7: Selvlaget nedkjølingssystem med et ytre isolasjonslag av epoksy.

4.4 Eksperimentelt utstyr og oppkobling

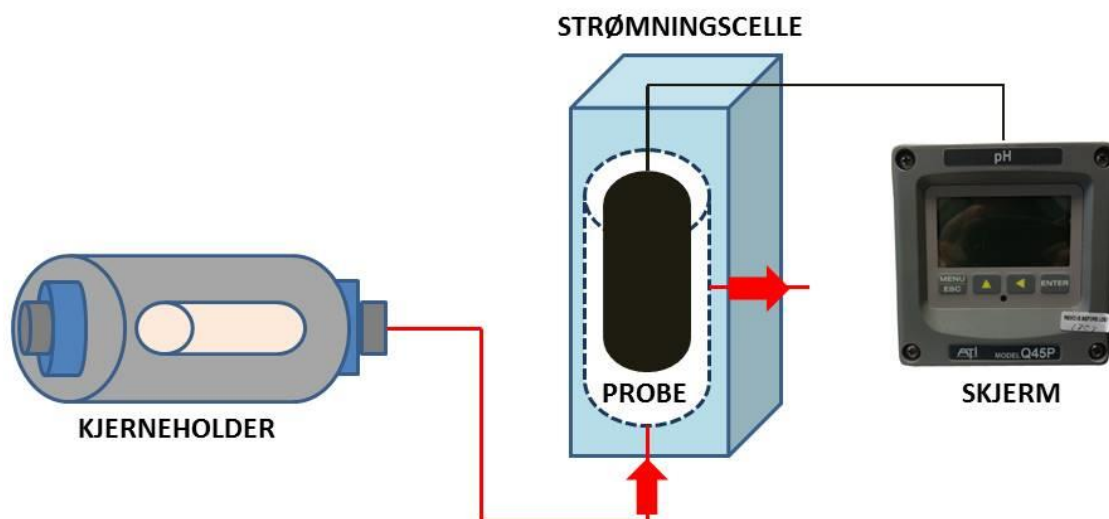
4.4.1 pH målinger

PH målingene ble utført med bruk av PQ45P pH-meter. Dette pH-meteret kan brukes til målinger i pH-område fra 0,00 til 14,00 pH med nøyaktighet på ± 0.01 pH. Oppsettet som ble brukt i arbeidet består av en probe som måler pH, en strømningscelle som proben ble plassert ned i og en skjerm som viser den målte pH verdien (figur 4.9).

Figur D1 i vedlegg D viser et eksempel på instrumentell usikkerhet for pH-målinger på produksjonsvann under et eksperiment.



Figur 4.8: pH-meter skjerm og et av bildene fra loggen.



Figur 4.9: Detaljert oppsett for pH-målinger med måleprobe i strømningscelle. Rød pil indikerer strømningsretningen til produksjonsvæsken inn og ut av cellen.

Kalibrering (2-punktskalibrering) av pH-meteret ble utført jevnlig med to bufferløsninger med pH på 10,0 og 4,0 etter instruks i brukermanual. Bufferløsninger ble bestilt fra Sigma-Aldrich.

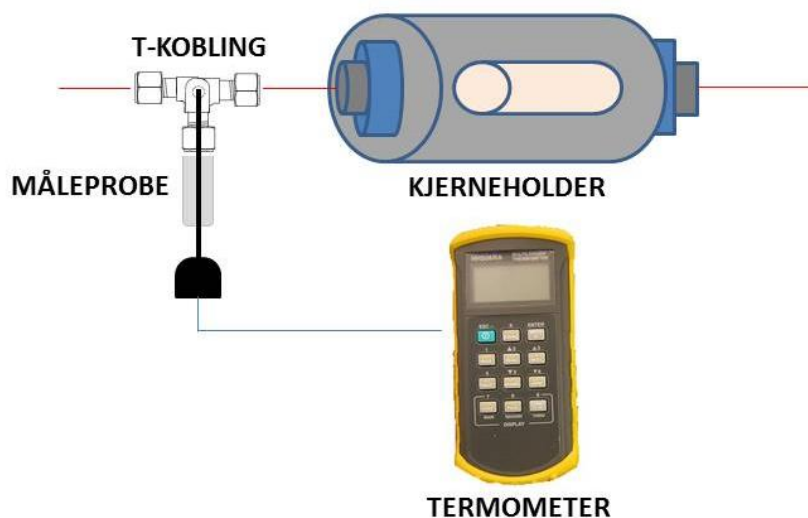
Etter kalibrering ble pH-meteret brukt sammen med en strømningscelle (eng: flow celle) og målte pHen til produksjonsvæsken som kom ut av kalkkjernen. PH-målingene ble loggført ved at et webkamera tok bilder av skjermen til pH-meteret med tidsmellomrom på 300s.

4.4.2 Temperaturmålinger

Temperaturmålinger ble utført med en OMEGA HH506RA digital termometer med RS-232C kabel. Termometeret ble brukt sammen med 2 måleprober av type TMQIN. Følgende termometer kan brukes til målinger i temperaturområde fra -200°C til 400°C med en nøyaktighet på $\pm(0,05\%$ av måleverdi $+ 0,3^{\circ}\text{C}$). Figur C1 i vedlegg C viser et eksempel på temperaturmålinger med instrumentell usikkerhet under vanninjeksjon i varmeskap.

Måleproben ble montert vertikalt inne i en forstørret T-stålkobling ($1/8''$) og målte dermed temperaturen til fluidet som strømmet horisontalt gjennom koblingen, se figur 4.10. I et eksperimentelt oppsett ble koblingen som inneholdt proben isolert og montert nærmest mulig inn til kjernen, for å måle temperaturen injeksjonsvannet hadde rett før det ble injisert inn i kalkkjernen. Alle målingene ble loggført ved hjelp av et program som fulgte med termometeret.

Temperaturen inne i varmeskapet som ble brukt i eksperiment ble målt av et innebygget termometer. Varmeskapet holdt konstant temperatur etter lang oppvarming, derfor stod varmeskapet konstant på under eksperimentelle forsøk. Varmeskapets evne til å holde konstant temperatur ble i tillegg kontrollert av et eksternt termometer under pauser i eksperimentene.



Figur 4.10: Oppsett av termometerprobe i en T-kobling montert langs injeksjonslinjen.

4.4.3 Annet utstyr

Varmeskap

Reservoarbetingelser ble simulert ved å plassere kjerne (og kjerneholder) i Terma varmeskap som holdt en temperatur tilsvarende reservoartemperatur.



Figur 4.11: Varmeskap med kjerneholder under oppbyggingen av oppsettet.

Pumper

Fluidene ble injisert inn i kjernen med en pumpe. En Pharmacia pumpe ble brukt til permeabilitetsmålinger og siste del av eksperimentelt arbeid ved romtemperatur. Rateusikkerheten til Pharmacia pumpen er $\pm 1,5\%$ av rateverdien (gjelder for en rate på 50 ml/t).

Resten av det eksperimentelle arbeidet ble utført med Quizix QX pumpe, da den klarer å levere konstant rate ved relativt høye trykk (ca 90-95 bar).

Sveivepumpe ble brukt til å lage et omslutningstrykk rundt kjerneprøvene i kjerneholder.

Trykktransduser

2 ESI 250 trykktransduser ble koblet til oppsettet for å måle linjetrykket ved injeksjon og produksjon. Trykktransduser har et måleområde på 0-250 bar, med usikkerhet oppgitt til å være $\pm 0,25\%$ av full skala. Diffensialtrykket ble regnet ut ved å ta differansen mellom de 2 målte trykkene (pga mangel på diff.trykktransduser). Linjetrykket på injeksjonssiden av kjernen kan i tillegg kontrolleres med injeksjonstrykk Quizix pumpe oppgir. Loggføring av trykket ble utført på datamaskin med tilhørende program. Et eksempel på høytrykkmålinger med usikkerhet er gitt i vedlegg E, figur E1.

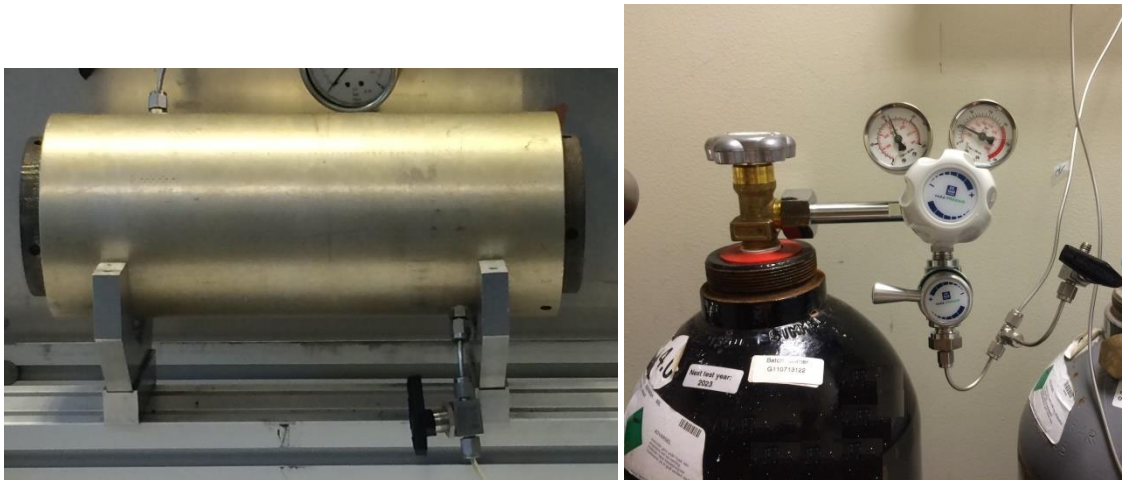
På eksperimenter ved atmosfærisk trykk ble det brukt ESI 40 trykktransduser, med et måleområde på 0-40 bar.

Kjerneholder

Hassler kjerneholder som ble brukt under eksperimenter består av en metallsylinder, en mindre gummisylinder og to endestykker. Rommet mellom sylinderne er fylt opp med en oljeblanding. Kjernen plasseres horisontalt inne i gummisylinderen og en manuell pumpe sørger for at gummisylinderen ligger tett rundt kjernen, ved å pumpe mer olje mellom sylinderne og dermed danne et omslutningstrykk. Endestykkene skrues inn på begge sider av kjernen.

Baktrykksregulator

En baktrykksregulator (BTR) ble brukt til å simulere reservoartrykk under en del eksperimenter. Baktrykksregulator fungerer som en slags propp ved at den stenger for væskestrømning helt til trykket inne i væsken blir høyere enn trykket til gassen som presser mot baksiden av proppen. En ekstern regulator på en tilkoblet N₂-gastank ble brukt til å stille inn et systemtrykk på ca 90 bar.



Figur 4.12: Kjerneholder og gastank som ble koblet til baktrykksregulator.

Vekt

A&D GF-3000 digital vekt ble brukt til veiing av tørre/mettede kjerner og salter til ulike injeksjonsfluidier. Kapasiteten til vekten er på 3100 g og usikkerheten er $\pm 0,01$ g.

Skyvelære

Et skyvelære med usikkerhet på $\pm 0,01$ cm ble brukt til lengde- og diametermålinger.

Ventiler, tubing og koblinger

Det ble hovedsakelig brukt 1/8" ståltubing fra Swagelok. Den type tubing tåler å bli brukt ved høye trykk og alle fluidene som ble brukt i denne oppgaven.

1/16" tubing av polyeter eter keton (PEEK) ble brukt en del under oppbygging av oppsettet, se figur 4.13. PEEK-tubing har en klar fordel da den tåler høye trykk- og temperaturbetingelser og samtidig har relativt lav varmeledningsevne (sammenlignet med stål). Den ble brukt i et forsøk på å redusere den raske oppvarming av injeksjonsvæsken i varmeskapet. En stor ulempe er at PEEK-tubing lett kan sprekke ved for mye håndtering og bøyning.



Figur 4.13: Ståltubing og grønn PEEK-tubing med ventiler og koblinger.

4.4.4 Eksperimentelt oppsett

Det eksperimentelle oppsettet som ble brukt til vannflømmingene ved høye trykk og temperatur er skissert på figur 4.14. Oppsettet består av følgende utstyr:

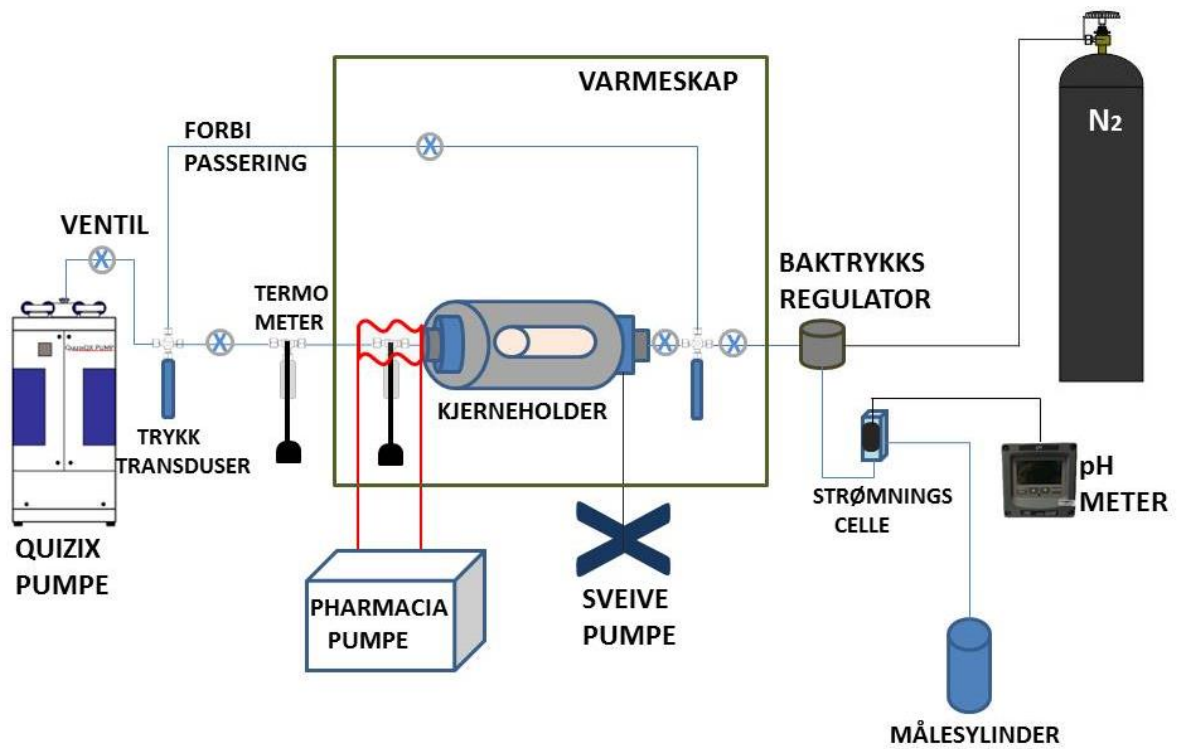
- Terma varmeskap innstilt på 92,8 °C
- Hassler kjerneholder
- Quizix QX pumpe til vanninjeksjon
- Pharmacia pumpe til sirkulering av kaldt vann for nedkjøling/isolasjon
- Sveivepumpe til omslutningstrykk (8 bar over linjetrykket)
- Baktrykksregulator
- Nitrogentank med trykk justert til 90 bar
- OMEGA HH506RA termometer
- ESI trykktransduser
- pH-meter med strømningscelle
- Swagelok ventiler, ståltubing, plasttubing og koblinger
- Datamaskin
- Webkamera

ESI trykktransdusere målte linjetrykket ved injeksjon og produksjon, det vil si før og etter kjernen. Produksjonsvannet som kom ut av kjernen gikk inn i en strømningscelle med måleprobe for målinger av pH. En baktrykksregulator med kobling til nitrogentank under høyt trykk ble brukt til å stille inn et systemtrykk på ca 90 bar. En sveivepumpe sørget for omslutningstrykk rundt kjernen i kjerneholderen. Forbipasseringsveien (eng: bypass) ble laget for å kunne ha midlertidige stans i eksperimentet, ved for eksempel utskifting av injeksjonsfluid, uten å måtte ta ut kjerneprøven hver gang.

Hele oppsettet, inkludert alle ventiler og koblinger, ble trykktestet opp til 110 bar for å undersøke og rette opp i eventuelle lekkasjer. Baktrykksregulator ble også trykktestet på 110 bar over 2-3 dager for å unngå langvarig lekkasje av gass fra nitrogentanken, og for å opprettholde et stabilt systemtrykk på ca 90 bar.

Termometer, pH-meter, webkamera, pumpe og trykktransduser var koblet til en datamaskin for styring og logging.

Hovedmålet med oppsettet på figur 4.14 var injeksjon av lavtemperert vann i en høytemperert kerne med en injeksjonsrate på 50 ml/t, som i tillegg skulle tåle høyt trykk. Mye av utstyret i varmeskapet er laget av stål/metall, noe som medfører en hurtig oppvarming av injeksjonsvannet. Nedkjøling av injeksjonsvann og isolering av injeksjonslinjen var en viktig og veldig tidskrevende problemstilling under oppbyggingen av oppsettet. Den endelige løsningen ble å bruke flere meter med plasttubing som isolasjon, dette er markert med rød farge i figur 4.14. Plasttubingen ble tvinnnet rundt hele injeksjonslinjen i varmeskapet og kaldt vann ble sirkulert gjennom tubingen på maksimal rate. På denne måten ble oppvarming av injeksjonsvannet forhindret til en viss grad. En måleprobe var koblet inn i en T-kobling i injeksjonslinjen for å måle temperaturen på injeksjonsvannet rett før vannet nådde kjernen – denne koblingen ble også isolert. For injeksjonstemperatur på 70 °C var det ingen sirkulasjon i isoleringstubingen, da vannet i ståltubingen automatisk ble varmet opp til 70 °C før det nådde kjernen. For en injeksjonstemperatur på 50 °C og 45 °C ble det sirkulert henholdsvis kaldt vann og isvann (kaldt vann med isbiter) gjennom isolasjonstubingen. Tubingen var koblet til en Pharmacia pumpe som injiserte vann med maksimal rate.



Figur 4.14: Skissert oppsett brukt i eksperimenter for vannflømming ved høye trykk- og temperaturforhold.

4.5 Oversikt over vannflømmingseksperimenter

Flømmingseksperimenter bestod hovedsakelig i å injisere ulike fluider inn i en kalkkjerne, der det var en temperaturforskjell mellom kjerne og injeksjonsfluidet. Med et par unntak ble det utført injeksjon av ulike væsker i følgende rekkefølge: kalksteinsvann, syntetisk sjøvann og lavsalint vann (3-fluid injeksjon). Ved noen forsøk var det høye trykk- og temperaturforhold, mens andre forsøk ble utført ved romtemperatur og trykk.

En oversikt over kjerner og viktige eksperimentelle forhold er oppgitt i tabell 4.2. I tabellen er det oppgitt kjernelengde L , porøsitet ϕ , absolutt permeabilitet K , type fluid kjernen var mettet med før vannflømming (olje og/eller kalksteinsvann), type eksperiment utført på kjernen (3 fluid injeksjon eller injeksjon av kalkmettet vann), trykkforhold under injeksjon (høytrykk ved ca 90 bar eller atmosfæretrykk), temperaturforhold for kjernen og injeksjonsvann og total antall porevolum injisert i en gitt kjerne (PV inj.).

En detaljert beskrivelse av alle flømmingseksperimenter er gitt i delkapitlene 4.6, 4.7, 4.8 og 4.9.

Tabell 4.2: Kort oversikt over kjerner og forhold under det eksperimentelle arbeidet.

ID	L [cm]	ϕ [%]	K [mD]	Metnings fluid	3 fluid Inj.	KMV Inj.	Trykk forhold	Kjerne temp [°C]	Vann temp [°C]	PV inj.
KR1	7,84	46,41	4,07	olje og KSV	x		90 bar	93	70, 50, 45	45
D2	7,46	45,69	4,86	KSV el dest		x	atm	93	60	5
N4	8,72	45,96	4,16	KSV	x		atm	rom	rom, 16	72
N4	8,72	45,96	4,16	KSV	x		90 bar	93	70, 50, 30	108
D6	6,98	45,12	4,23	KSV	x		atm	rom	rom	25

4.6 Vanninjeksjon i romtemperert kjerne med temperaturforskjell

4.6.1 Beskrivelse av eksperiment med temperaturforskjell

Som en del av forberedelsene ble en kjerneprøve av Rørdal kalk (ID: N4) mettet med kalksteinsvann. Kjernen hadde en porøsitet på 45,96% og absolutt permeabilitet på 4,16 mD. Prøven var 8,72 cm lang.

Etter grunnleggende kjerneanalyse ble prøven plassert i en kjerneholder ved romtemperatur. Kjernen hadde en temperatur på ca 22°C. I den første delen av eksperimentet ble det injisert 12 porevolum med kalksteinsvann, deretter 12 porevolum syntetisk sjøvann og 12 porevolum lavsalint vann. Alle injeksjonsvæsker hadde samme temperatur som kjernen (22°C). I den andre delen av eksperimentet ble den samme rekkefølgen brukt til å injisere væsker med en temperatur på 16°C inn i kjernen som fortsatt holdt romtemperatur (22 °C). Flømmingen ble utført med en konstant injeksjonsrate på 50 ml/t. Eksperimentet ble utført uten baktrykksregulator. Totalt ble det injisert 72 porevolum med væske i kjerneprøven.

Formålet med dette eksperimentet var å utføre et referanseforsøk ved romtemperatur og atmosfærisk trykk som kunne sammenlignes med forsøk som ble utført ved høye trykk- og temperaturbetingelser.

4.6.2 Beskrivelse av eksperiment uten temperaturforskjell

Som en del av forberedelsene ble en kjerneprøve av Rørdal kalk (ID: D6) mettet med kalksteinsvann. Kjernen hadde en porøsitet på 45,12% og absolutt permeabilitet på 4,23 mD. Prøven var 6,98 cm lang.

Etter grunnleggende kjerneanalyse ble kjerneprøven plassert i en kjerneholder ved romtemperatur (22°C). Injeksjonsrekkefølgen var følgende: 5 porevolum kalksteinsvann, 5 porevolum syntetisk sjøvann, 5 porevolum kalksteinsvann, 5 porevolum lavsalint vann og 5 porevolum kalksteinsvann. Hovedpoenget bak denne injeksjonsrekkefølgen er samme utgangspunkt for både syntetisk sjøvann og lavsalint vann – altså utgangspunkt i kalksteinsvann. Alle injeksjonsvæsker og kjernen var ved romtemperatur (22°C). Flømmingen ble utført med en konstant injeksjonsrate på 50 ml/t. Eksperimentet ble utført uten baktrykksregulator. Totalt ble det injisert 25 porevolum væske i kjernen.

4.6.3 Eksperimentelt oppsett

Det eksperimentelle oppsettet som ble brukt til å utføre eksperiment i avsnitt 4.6.1 og 4.6.2 består av følgende utstyr:

- Hassler kjerneholder
- Pharmacia pumpe til vanninjeksjon

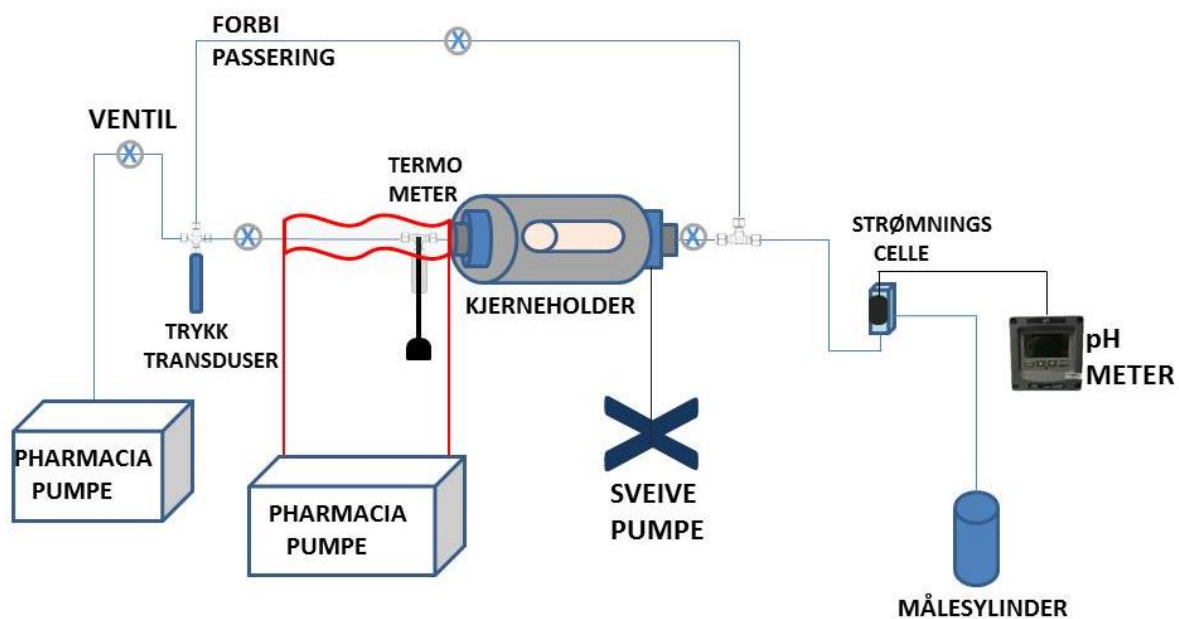
- Pharmacia pumpe til sirkulering av kaldt vann for nedkjøling/isolasjon
- Sveivepumpe til omslutningstrykk (8 bar over linjetrykket)
- OMEGA HH506RA termometer
- ESI trykktransduser
- pH-meter med strømningscelle
- Swagelok ventiler, ståltubing, plasttubing og koblinger
- Datamaskin
- Webkamera

Det eksperimentelle oppsettet hadde i praksis ikke store forskjeller fra oppsettet brukt til permeabilitetsmålinger. Forskjellen ligger i måleutstyr som er koblet på injeksjons- og produksjonslinjen som pH-meter, termometer og isolert injeksjonslinje.

Plasttubing ble tvinnet rundt injeksjonslinjen for å kjøle ned injeksjonsvannet, dette er markert med rød farge i figur 4.15. Kaldt vann ble sirkulert gjennom tubingen med maksimal rate i den delen av eksperimentet der injeksjonsvæsken hadde lavere temperatur enn kjernen. Ekstra isolasjon i form av isopor ble brukt utenpå plasttubingen. Temperaturen på injeksjonsvannet ble målt like før vannet nådde kjernen. I flømmingeksperiment der injeksjonsvannet og kjernen hadde samme temperatur ble det ikke injisert noe gjennom nedkjølingstubingen.

ESI trykktransduserne målte linjetrykket ved injeksjon. Produksjonsvannet som kom ut av kjernen gikk inn i en strømningscelle med måleprobe for målinger av pH. En sveivepumpe sørget for omslutningstrykk rundt kjernen i kjerneholderen. Forbipasseringsveien ble laget for å kunne ha midlertidige stans i eksperimentet uten å måtte ta ut kjerneprøven.

Eksperimentelt oppsett på figur 4.15 ble også brukt til å utføre forsøket beskrevet i avsnitt 4.6.2 etter en liten endring. Injeksjonsvannet ble ikke nedkjølt, derfor ble den andre Pharmacia pumpen var koblet fra oppsettet og isopor-isolasjonen ble fjernet.



Figur 4.15: Oppsett brukt til vannflømming i romtemperert kalkkjerne.

4.7 3-fluid vannflømming ved høye trykk- og temperaturforhold

4.7.1 Beskrivelse av eksperimentet

Som en del av forberedelsene ble en kjerneprøve av Rørdal kalk (ID: N4) mettet med kalksteinsvann. Kjernen hadde en porøsitet på 45,96% og absolutt permeabilitet på 4,16 mD. Prøven var 8,72 cm lang.

Kalkkjernen ble først brukt til eksperimentet beskrevet i 4.6.1 der det ble utført 3-fluid flømming ved romtemperatur. Deretter ble kjerneprøven plassert i en kjerneholder som stod i et oppvarmet varmeskap. Kjernen hadde en temperatur på ca 90°C og et trykk på ca 90 bar. Det ble først injisert 12 porevolum med kalksteinsvann som hadde en temperatur på 70°C, deretter 12 porevolum med en temperatur på 50°C og til slutt 12 porevolum på 30°C. Den samme injeksjonsmetoden ble brukt til injeksjon av syntetisk sjøvann og deretter lavsalint vann. Det ble brukt en konstant injeksjonsrate på 50 ml/t. Sammenlagt ble kjerneprøven flømmet med 108 porevolum væske.

4.7.2 Eksperimentelt oppsett

Det eksperimentelle oppsettet på figur 4.14 med ekstra isolasjon under deler av eksperimentet ble brukt. Ekstra isolasjon i form av isopor ble lagt rundt isoleringstubingen før injeksjon av væske ved 30°C, i tillegg til sirkulering av isvann gjennom tubingen. For injeksjon på 45°C ble det sirkulert kaldt vann uten ekstra isolasjon.

4.8 Vannflømming ved høye trykk- og temperaturforhold med temperaturvariasjoner

De eksperimentelle forberedelsene bestod i å mette en kjerne av Rørdal kalk (ID: KR1) med kalksteinsvann og drenere den med lampeolje til irreduibel vannmetning på 20,68%. Kjernen har en porøsitet på 46,41% og absolutt permeabilitet på 4,07 mD.

Deretter ble kjerneprøven plassert i en kjerneholder som var i et oppvarmet varmeskap. Kjernen hadde en målt temperatur på ca 90°C og et trykk på ca 90 bar. Det ble først injisert 5 porevolum med kalksteinsvann som et referansegrunnlag med en temperatur på 70°C, deretter 5 porevolum med en temperatur på 50°C og til slutt 5 porevolum på 45 °C. Den samme injeksjonsmetoden ble brukt til injeksjon av syntetisk sjøvann. Injeksjon av lavsalint vann var på 5 porevolum 50 °C på og 5 porevolum på 45 °C. Det ble brukt en konstant injeksjonsrate på 50 ml/t. Totalt ble det injisert 45 porevolum (15 porevolum med hvert injeksjonsvann).

Forsøket ble utført på eksperimentelt oppsett som er illustrert på figur 4.14.

4.9 Injeksjon av kalkmettet vann med temperaturforskjell

4.9.1 Beskrivelse av eksperimentet

Som en del av forberedelsene ble en kjerneprøve av Rørdal kalk (ID: D2) mettet med kalksteinsvann. Kjernen hadde en porøsitet på 45,69% og absolutt permeabilitet på 4,86 mD. Prøven var 7,46 cm lang med en diameter på 2".

Etter grunnleggende målinger og analyse ble kjerneprøven plassert i en kjerneholder som stod i et oppvarmet varmeskap. Varmeskabet og kjernen hadde en målt temperatur på 90°C. Det ble injisert 5 porevolum med kalkmettet vann som hadde en temperatur på 60°C. Det ble brukt en konstant injeksjonsrate på 20 ml/t. Eksperimentet ble utført uten baktrykksregulator. Professor Lauritzen ved Institutt for Geovitenskap på UIB bidro til med å lage injeksjonsvæske som ble brukt i dette eksperimentet.

4.9.2 Eksperimentelt oppsett

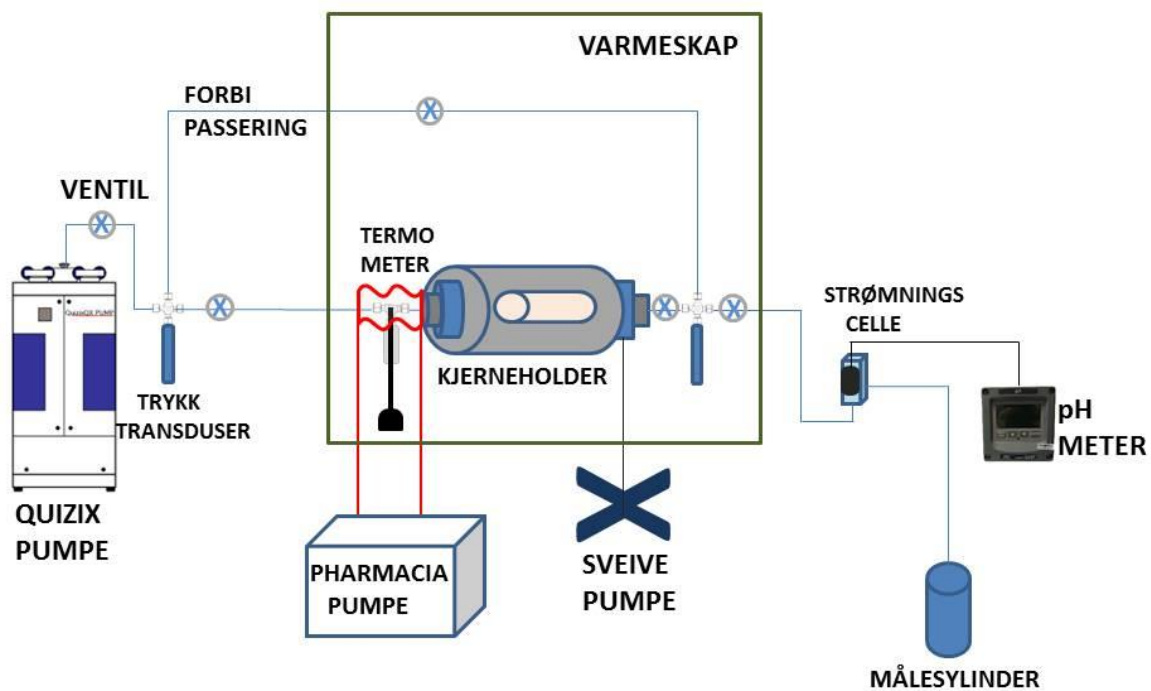
Det eksperimentelle oppsettet som ble brukt til vannflømmingen skildret i avsnitt 4.9.1 er skissert på figur 4.16. Oppsettet består av følgende utstyr:

- Terma varmeskap innstilt på 92,8 °C
- Hassler kjerneholder
- Quizix QX pumpe til vanninjeksjon
- Pharmacia pumpe til nedkjøling

- Sveivepumpe til omslutningstrykk
- OMEGA HH506RA termometer
- ESI trykktransduser
- pH-meter med strømningscelle
- Swagelok ventiler, ståltubing, plasttubing og koblinger
- Datamaskin
- Webkamera

Et modifisert oppsett fra figur 4.14 ble brukt til å utføre eksperimentet beskrevet under 4.9.1. Baktrykksregulator og nitrogentank ble koblet fra oppsettet og det ble brukt ny og lengre plasttubing til isolasjon og nedkjøling av injeksjonslinjen. Det modifiserte oppsettet er skissert på figur 4.16.

Termometer, pH-meter, webkamera, pumpe og trykktransduser var koblet til en datamaskin for styring og logging.



Figur 4.16: Oppsett brukt i eksperiment med injeksjon av kalkmettet vann.

5 Resultater og diskusjon

5.1 Resultater fra 3-fluid vannflømming ved romtemperatur på N4

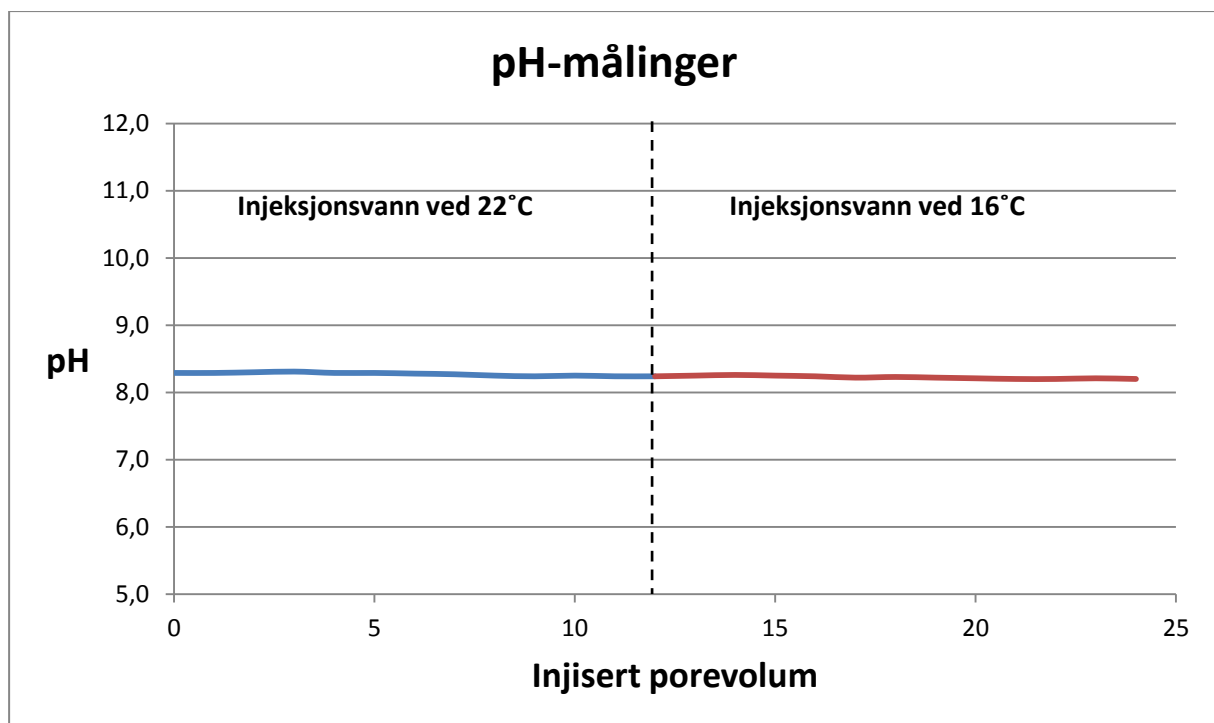
Resultater fra 3-fluid vannflømming på en vannmettet kalkkjerne (N4) ved atmosfærisk trykk og med 2 temperaturforskjeller mellom injeksjonsvann og kjerne er presentert. Kjernen var mettet med kalksteinsvann før eksperimentet.

Alle pH-grafene er delt opp i 2 temperaturområder som viser temperaturen på injeksjonsvannet, kurven er også markert med ulike farger. Det første temperaturområdet er for injeksjonsvann med temperatur på $\sim 22^{\circ}\text{C}$ og det siste er $\sim 16^{\circ}\text{C}$. Trykkgrafene er delt opp i vannområder som viser vanntype som ble injisert.

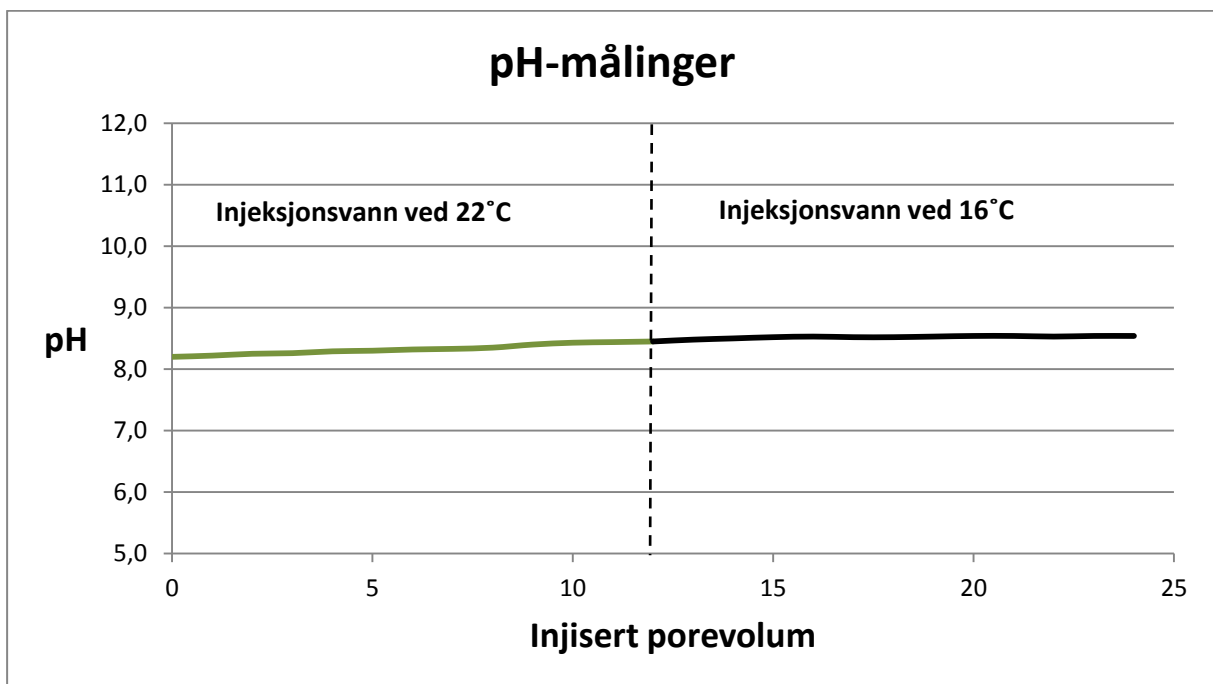
Kalkkjernen holdt en konstant temperatur på $\sim 22^{\circ}\text{C}$. Injeksjonsraten var 50 ml/t under hele eksperimentet. Det ble injisert 12 porevolum pr temperatur med hver væske i kjernen. Følgende injeksjonsvæsker har blitt brukt i eksperimentet: kalksteinsvann, syntetisk sjøvann og lavsalint vann.

5.1.1 pH-målinger for injeksjon av kalksteinsvann, syntetisk sjøvann og lavsalint vann ved 2 ulike temperaturer på N4

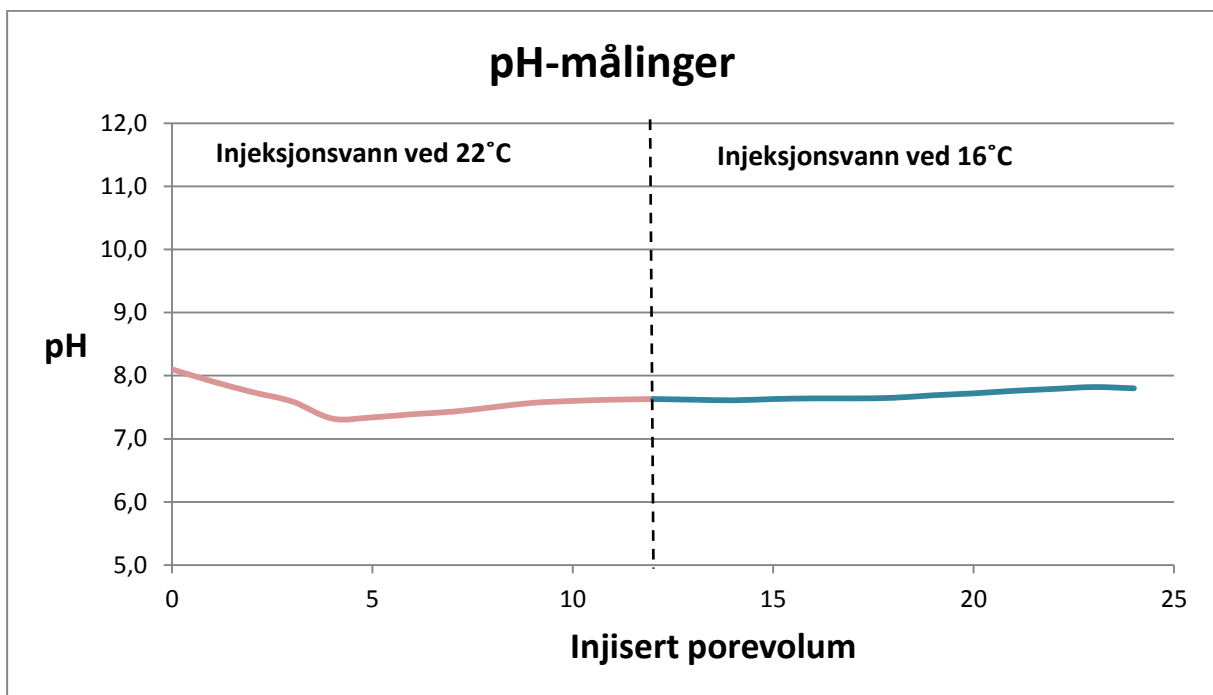
Resultater fra pH-målinger av produksjonsvæske under injeksjon av kalksteinsvann, syntetisk sjøvann og lavsalint vann ved atmosfærisk trykk og ved 2 ulike temperaturer er vist på grafene under.



Figur 5.1: pH-målinger av produksjonsvæske fra kjernen N4 under injeksjon av kalksteinsvann ved atmosfærisk trykk og 2 ulike temperaturer (22°C og 16°C).



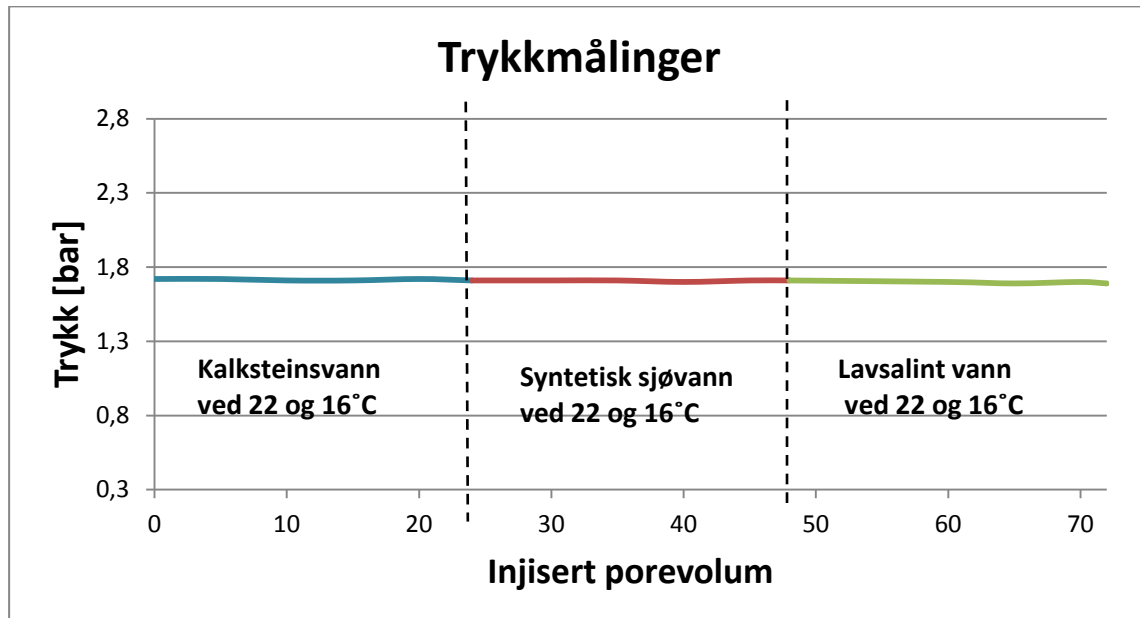
Figur 5.2: pH-målinger av produksjonsvæske fra kjernen N4 under injeksjon av syntetisk sjøvann ved atmosfærisk trykk og 2 ulike temperaturer (22°C og 16°C).



Figur 5.3: pH-målinger av produksjonsvæske fra kjerne N4 under injeksjon av lavsalint vann ved atmosfærisk trykk og 2 ulike temperaturer (22°C og 16°C).

5.1.2 Trykkmålinger for injeksjon av kalksteinsvann, syntetisk sjøvann og lavsalint vann ved 2 ulike temperaturer på N4

Resultater fra trykkmålinger under injeksjon av kalksteinsvann, syntetisk sjøvann og lavsalint vann ved atmosfærisk trykk og ved 2 ulike temperaturer er vist på grafen under.



Figur 5.4: Trykkmålinger under injeksjon av 3 fluider i rekkefølge: kalksteinsvann, syntetisk sjøvann og lavsalint vann ved 2 ulike temperaturer (22°C og 16°C) ved atmosfærisk trykk i kjerne N4.

5.1.3 Oppsummering av resultater

Resultater fra eksperimenter med vannflømming på kjerne N4 kan oppsummeres i tabell 5.2 under. En sammenfattet diskusjon av alle resultater er gitt i delkapitelene 5.6 som omhandler injektivitet og 5.7 som omhandler pH.

Tabell 5.2: Oppsummering av resultater etter vannflømming på N4 ved romtemperatur.

Kjerne ID	N4	N4	N4
Bergart	Rørdal kalk	Rørdal kalk	Rørdal kalk
Metningsfluid	Kalksteinsvann	Kalksteinsvann	Kalksteinsvann
Injeksjonsfluid	Kalksteinsvann	Syntetisk sjøvann	Lavsalint vann
Kjerne: trykk og temperaturforhold	Atmosfærisk trykk ~ 22°C	Atmosfærisk trykk ~ 22°C	Atmosfærisk trykk ~ 22°C
Vann: trykk og temperaturforhold	Atmosfærisk trykk ~ 22°C og 16°C	Atmosfærisk trykk ~ 22°C og 16°C	Atmosfærisk trykk ~ 22°C og 16°C
pH-endring ±0,01	Nedgang 0,09	Økning 0,34	Nedgang 0,30
Injektivitet	Ikke observert reduksjon	Ikke observert reduksjon	Ikke observert reduksjon

5.2 Resultater fra 3-fluidinjeksjon ved høye trykk- og temperaturforhold på N4

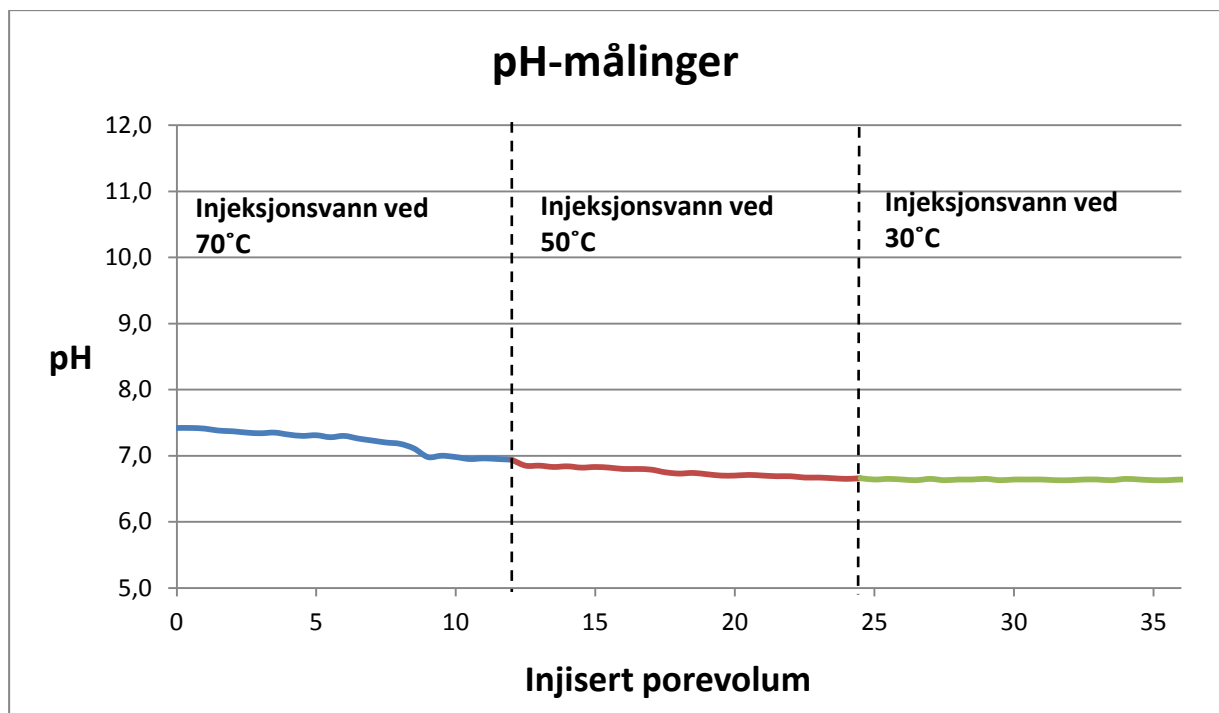
Resultater fra 3-fluid vannflømming på en vannmettet kalkkjerne (N4) under høyt trykk, ~90 bar, og med 3 temperaturforskjeller mellom injeksjonsvann og kjerne er presentert. Kjernen var før eksperimentet flømmet med kalksteinsvann, syntetisk sjøvann og lavsalint vann ved romtemperatur i et tidligere eksperiment, resultater fra dette finnes i delkapittel 5.1.

Enkelte av grafer er delt opp i temperaturområder som viser temperaturen på injeksjonsvannet, kurven er også markert med ulike farger. Det første temperaturområdet er for injeksjonsvann med temperatur på ~70°C, det neste er ~50°C og det siste er ~30°C. Andre grafer er delt opp i vannområder som viser vanntype som ble injisert.

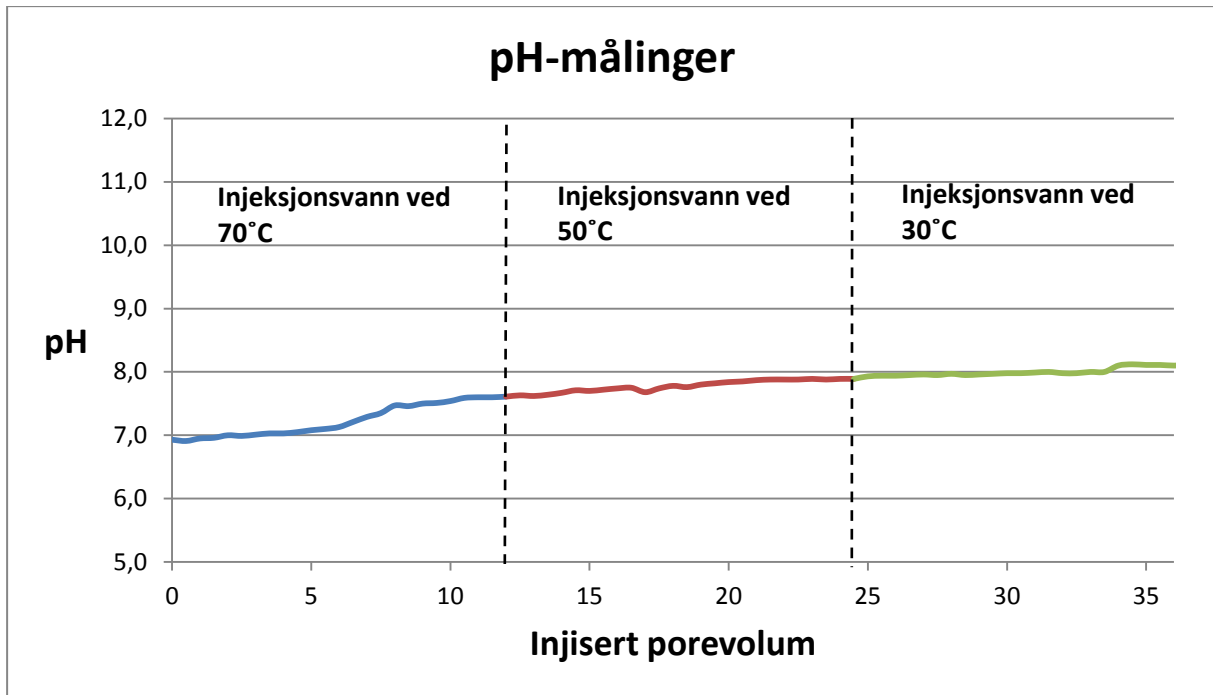
Kalkkjernen holdt en konstant temperatur på ~90°C. Injeksjonsraten var 50 ml/t under hele eksperimentet. Det ble injisert 12 porevolum pr temperatur med hver væske i kjernen. Følgende injeksjonsvæsker har blitt brukt i eksperimentet: kalksteinsvann, syntetisk sjøvann og lavsalint vann.

5.2.1 pH-målinger for injeksjon av kalksteinsvann, syntetisk sjøvann og lavsalint vann under høyt trykk og ved ulike temperaturer på N4

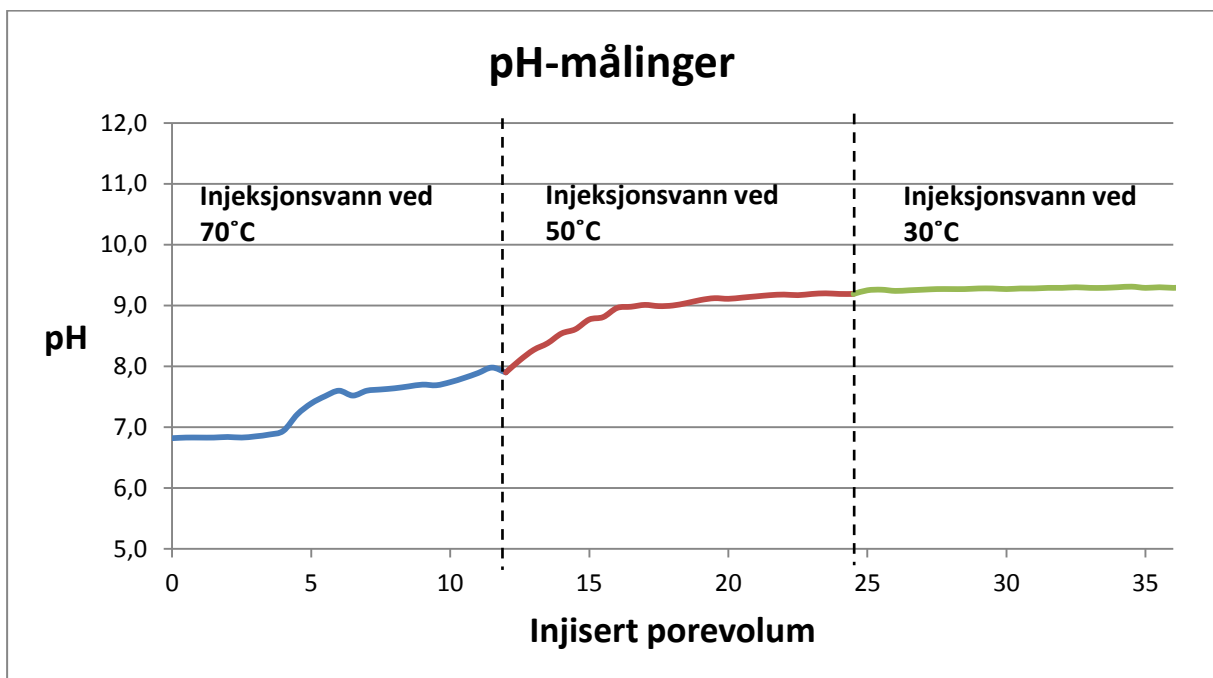
Resultater fra pH-målinger av produksjonsvæske under injeksjon av kalksteinsvann, syntetisk sjøvann og lavsalint vann under høyt trykk og ved 3 ulike temperaturer er vist på grafene under.



Figur 5.5: pH-målinger for produksjonsvæske etter injeksjon av kalksteinsvann i kjerne N4 ved høyt trykk (~90 bar) og 3 ulike temperaturer (hhv 70 °C, 50°C og 30°C).



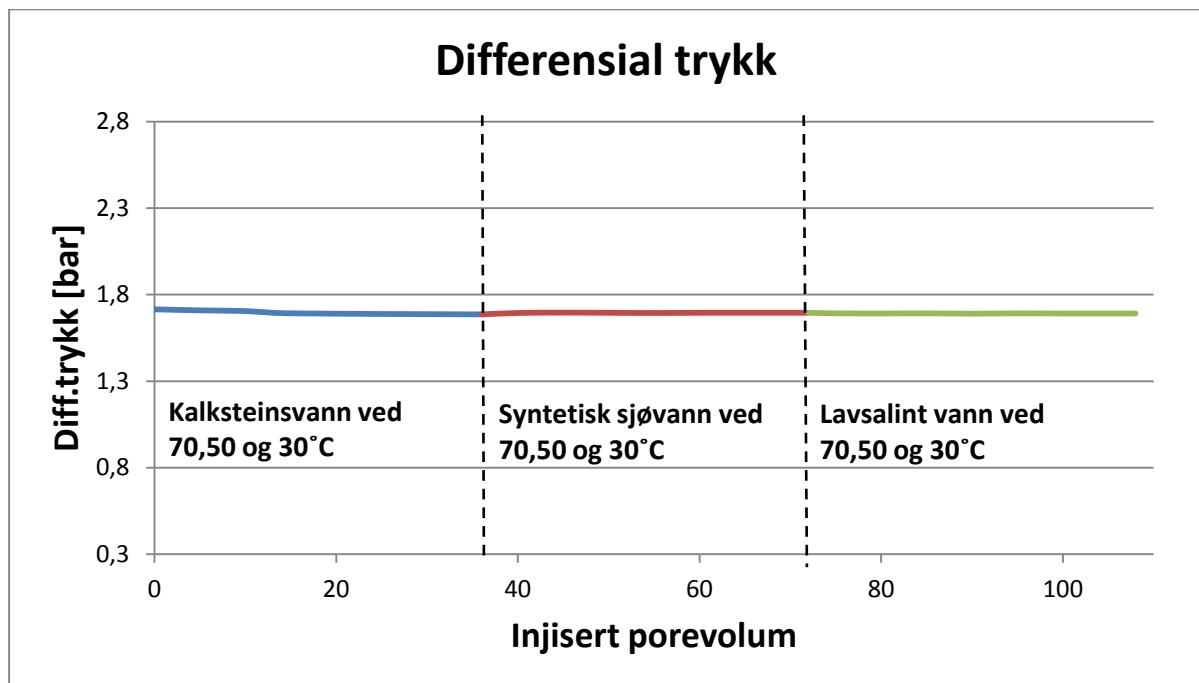
Figur 5.6: pH-målinger for produksjonsvæske etter injeksjon av syntetisk sjøvann i kjerne N4 ved høyt trykk (~90 bar) og 3 ulike temperaturer (hhv 70 °C, 50°C og 30°C).



Figur 5.7: pH-målinger for produksjonsvæske etter injeksjon av lavsalint vann i kjerne N4 ved høyt trykk (~90 bar) og 3 ulike temperaturer (hhv 70 °C, 50°C og 30°C).

5.2.2 Trykkmålinger for injeksjon av kalksteinsvann, syntetisk sjøvann og lavsalint vann under høyt trykk og ved ulike temperaturer på N4

Resultater fra målinger av differensialtrykk over kjernen under flømming med kalksteinsvann, syntetisk sjøvann og lavsalint vann ved høyt trykk og ved 3 ulike temperaturer er vist på grafen under.



Figur 5.8: Målinger av differensialtrykk over kjernen N4 under injeksjon av 3 fluider i rekkefølge: kalksteinsvann, syntetisk sjøvann og lavsalint vann ved høyt trykk (~90 bar) og 3 ulike temperaturer (hhv 70°C, 50°C og 30°C).

5.2.3 Oppsummering av resultater

Resultater fra eksperimenter med vannflømming på kjerne N4 kan oppsummeres i tabell 5.3 under.

Tabell 5.3: Oppsummering av resultater etter vannflømming på N4 ved høye trykk- og temperaturforhold.

Kjerne ID	N4	N4	N4
Bergart	Rørdal kalk	Rørdal kalk	Rørdal kalk
Metningsfluid	Kalksteinsvann	Kalksteinsvann	Kalksteinsvann
Injeksjonsfluid	Kalksteinsvann	Syntetisk sjøvann	Lavsalint vann
Kjerne: trykk og temperaturforhold	~ 90 bar ~ 90°C	~ 90 bar ~ 90°C	~ 90 bar ~ 90°C
Vann: trykk og temperaturforhold	~ 90 bar ~ 70°C, 50°C og 30°C	~ 90 bar ~ 70°C, 50°C og 30°C	~ 90 bar ~ 70°C, 50°C og 30°C
pH-endring ±0,01	Nedgang 0,79	Økning 1,18	Økning 2,48
Injektivitet	Ikke observert reduksjon	Ikke observert reduksjon	Ikke observert reduksjon

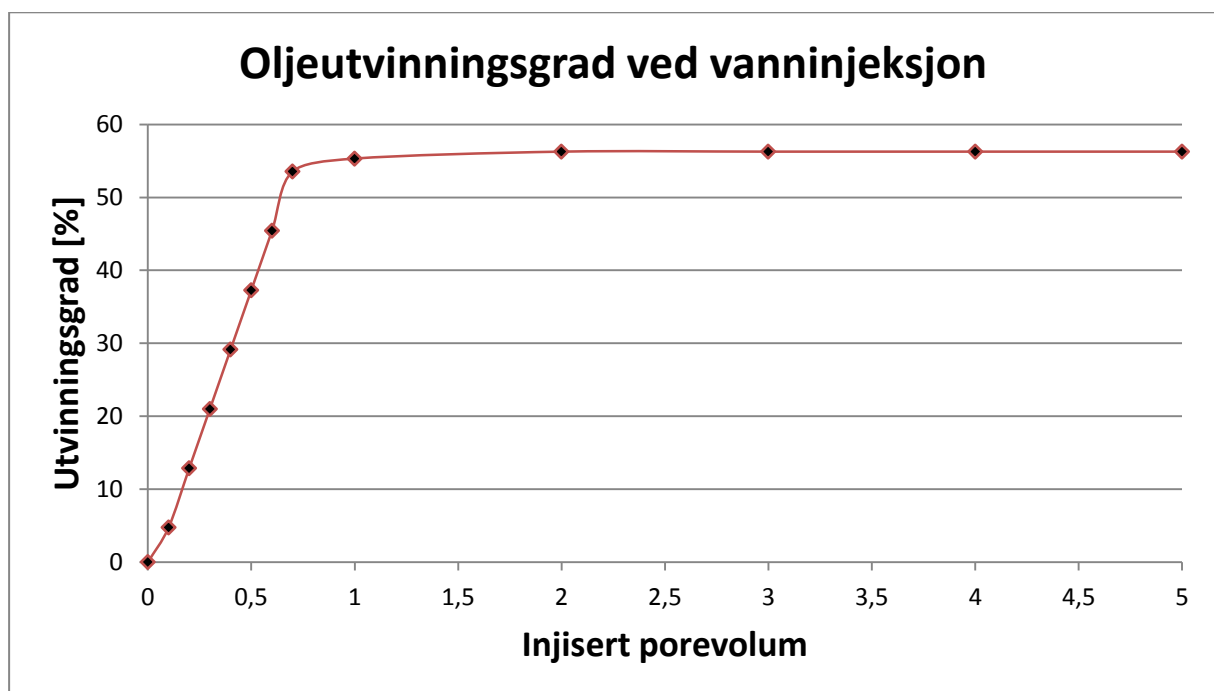
5.3 Resultater fra 3-fluid vannflømming ved høye trykk- og temperaturforhold på KR1

Resultater fra 3-fluid vannflømming på en drenert kalkkjerne (KR1) under høyt trykk, ~90 bar, og med 3 temperaturforskjeller mellom injeksjonsvann og kjerne er presentert.

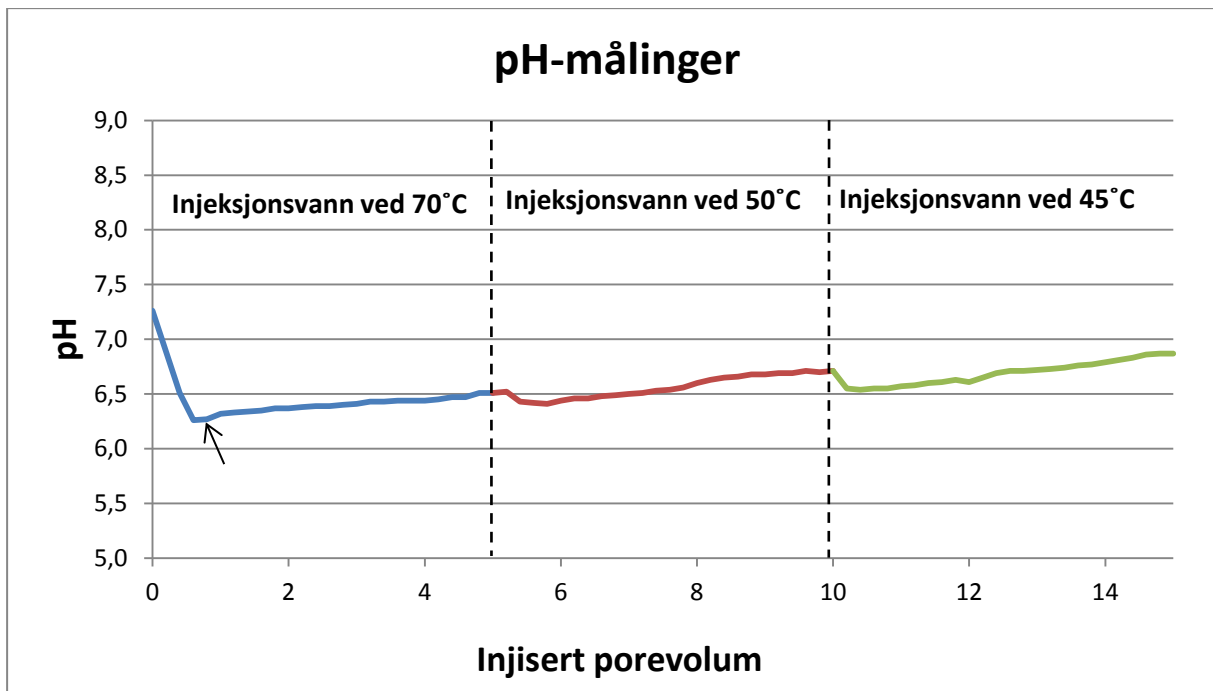
Alle trykk- og pH-grafene er delt opp i temperaturområder som viser temperaturen på injeksjonsvannet, kurven er også markert med ulike farger. Det første temperaturområdet er for injeksjonsvann med temperatur på ~70°C, det neste er ~50°C og det siste er ~45°C. Kalkkjernen holdt en konstant temperatur på ~93°C. Injeksjonsraten var 50 ml/t under hele eksperimentet. Det ble injisert 5 porevolum pr temperatur med hver væske i kjernen. Følgende injeksjonsvæsker har blitt brukt i eksperimentet: kalksteinsvann, syntetisk sjøvann og lavsalint vann.

5.3.1 Injeksjon av kalksteinsvann under høyt trykk og ved ulike temperaturer

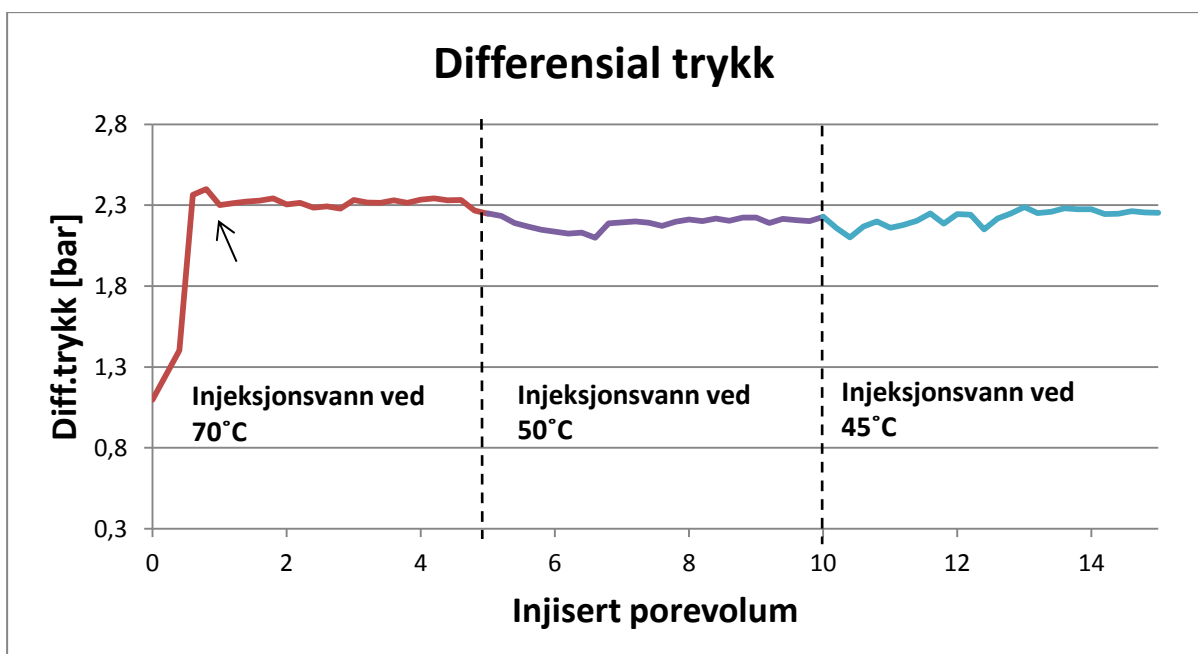
Resultater for oljeproduksjon, pH-målinger og trykkmålinger under flømming av kalksteinsvann er vist på figurene under. Vanngjennombruddet kom etter 0,7 porevolum med vanninjeksjon og etter dette bestod produksjonsvæsken hovedsakelig av vann. Etter 3-fluid vanninjeksjon hadde kjernen en restoljemetning på 23,05% og utvinningsgrad på 56,27%, som ble nådd allerede etter 2 injiserte porevolum.



Figur 5.9: Oljeutvinning ved injeksjon av kalksteinsvann i kjerne KR1, ved trykk på ~90 bar og temperatur på injeksjonsvannet på ~70 °C. Oppnådd utvinningsgrad: 56,27% og restoljemetning: 23,05%.



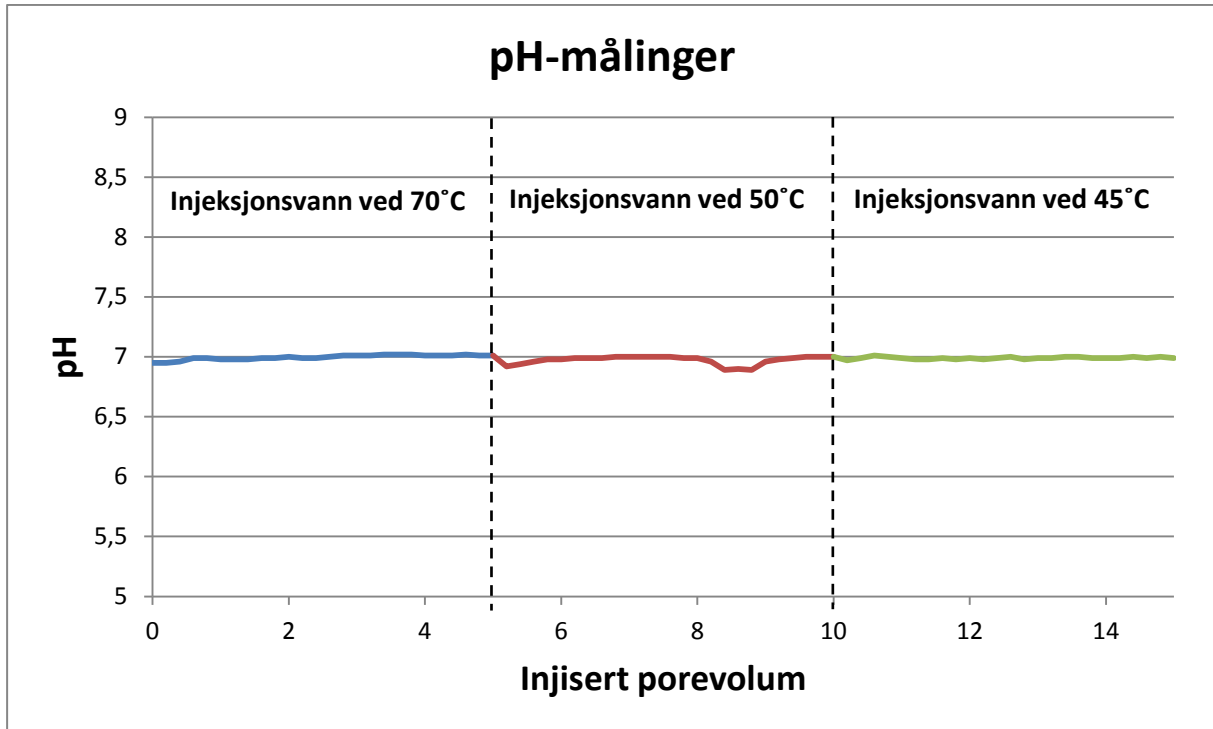
Figur 5.10: pH-målinger for produksjonsvæske etter injeksjon av kalksteinsvann i kjerne KR1 ved høyt trykk (~90 bar) og 3 ulike temperaturer (hhv 70°C, 50°C og 45°C). Pilen markerer vanngjennombrudd.



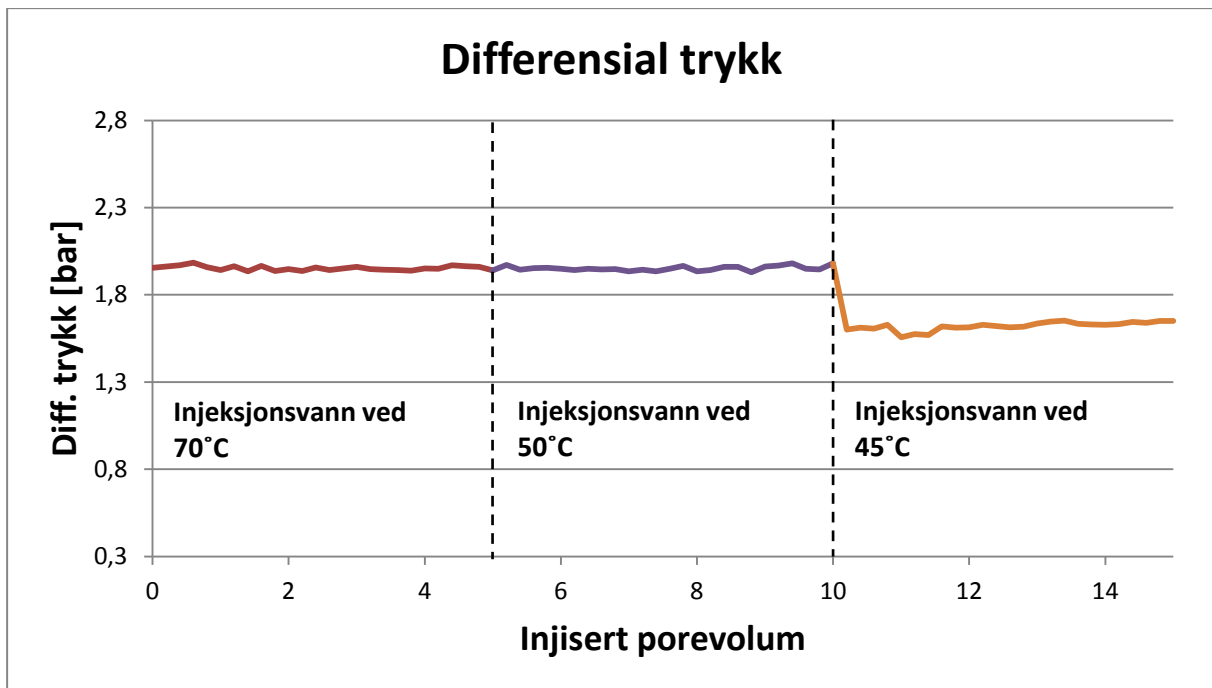
Figur 5.11: Målinger av differensialtrykk under injeksjon av kalksteinsvann i kjerne KR1 ved høyt trykk (~90 bar) og 3 ulike temperaturer (hhv 70°C, 50°C og 45°C). Pilen markerer punkt der oljeproduksjonen flater ut og produksjonsfluid består av vann.

5.3.2 Injeksjon av syntetisk sjøvann under høyt trykk og ved ulike temperaturer

Resultater fra pH-målinger og trykkmålinger under flømming med syntetisk sjøvann ved 3 ulike temperaturer er vist på grafene under.



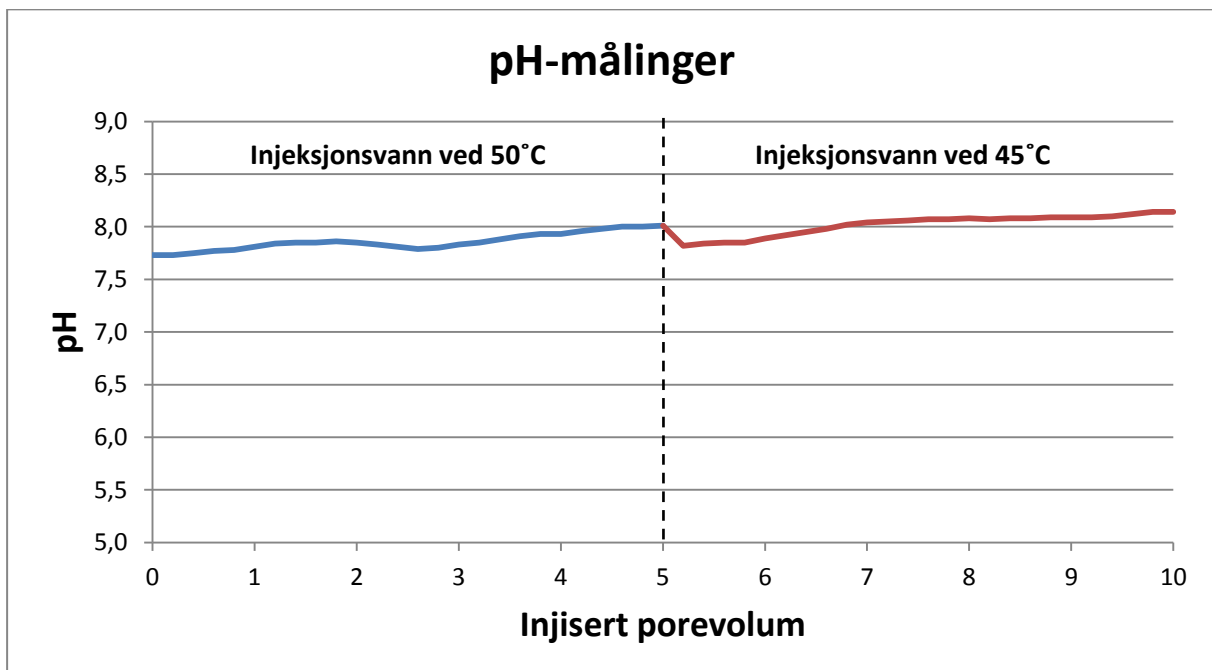
Figur 5.12: pH-målinger for produksjonsvæske etter injeksjon av syntetisk sjøvann i kjerne KR1 ved høyt trykk (~90 bar) og 3 ulike temperaturer (hhv 70°C, 50°C og 45°C).



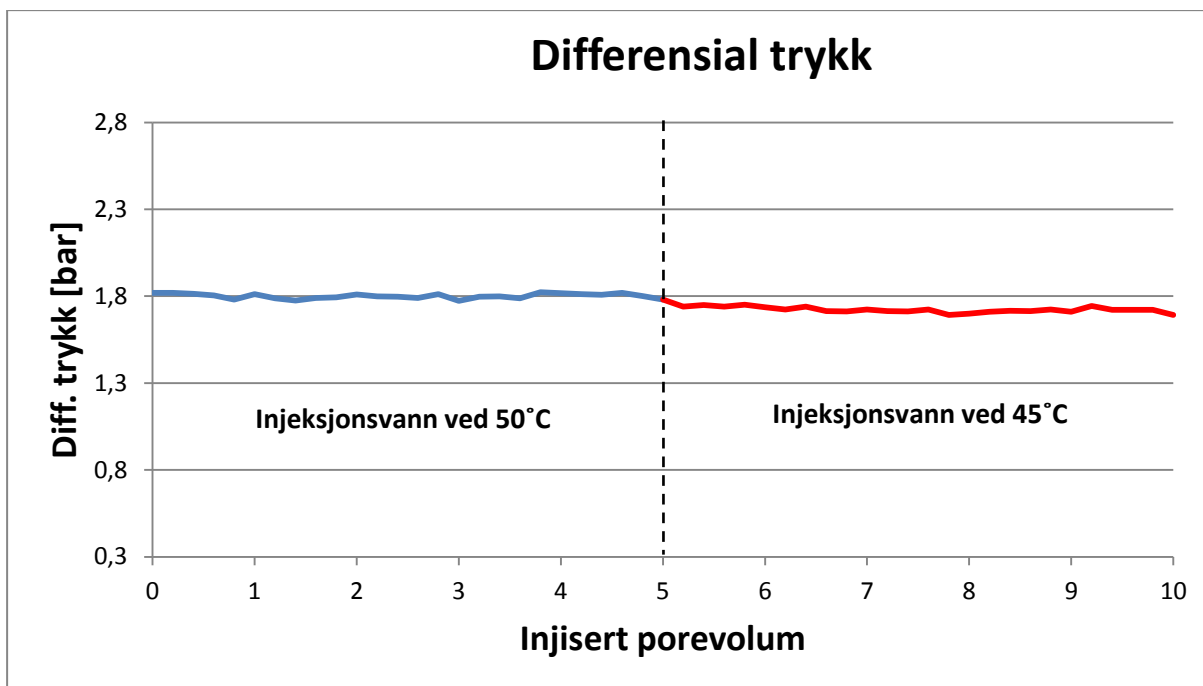
Figur 5.13: Målinger av differensialtrykk under injeksjon av syntetisk sjøvann i kjerne KR1 ved høyt trykk (~90 bar) og 3 ulike temperaturer (hhv 70°C, 50°C og 45°C).

5.3.3 Injeksjon av lavsalint vann under høyt trykk og ved ulike temperaturer

Resultater fra pH-målinger og trykkmålinger under flømming med lavsalint vann ved 3 ulike temperaturer er vist på grafene under.



Figur 5.14: pH-målinger for produksjonsvæske etter injeksjon av lavsalint vann i kjerne KR1 ved høyt trykk (~90 bar) og 2 ulike temperaturer (hhv 50°C og 45°C).



Figur 5.15: Målinger av differensialtrykk under injeksjon av lavsalint vann i kjerne KR1 ved høyt trykk (~90 bar) og 2 ulike temperaturer (hhv 50°C og 45°C).

5.3.4 Oppsummering og diskusjon av resultater

Resultater fra eksperimenter med vannflømming på kjerne KR1 kan oppsummeres i tabell 5.4 under.

En sammenfattet diskusjon av alle resultater er gitt i delkapitelene 5.6 som omhandler injektivitet og 5.7 som omhandler pH.

Tabell 5.4: Oppsummering av resultater etter vannflømming på KR1 ved høye trykk- og temperaturforhold.

Kjerne ID	KR1	KR1	KR1
Bergart	Rørdal kalk	Rørdal kalk	Rørdal kalk
Metningsfluid	Kalksteinsvann og lampeolje	Kalksteinsvann og lampeolje	Kalksteinsvann og lampeolje
Injeksjonsfluid	Kalksteinsvann	Syntetisk sjøvann	Lavsalint vann
Kjerne: trykk og temperaturforhold	~ 90 bar ~ 90°C	~ 90 bar ~ 90°C	~ 90 bar ~ 90°C
Vann: trykk og temperaturforhold	~ 90 bar ~ 70°C, 50°C og 45°C	~ 90 bar ~ 70°C, 50°C og 45°C	~ 90 bar ~ 70°C, 50°C og 45°C
pH-endring ±0,01	Nedgang 0,39	Økning 0,05	Økning 0,41
Injektivitet	Ikke observert reduksjon	Ikke observert reduksjon	Ikke observert reduksjon

Injeksjon av kalksteinsvann ble gjort under høyt trykk, ~90 bar, og høy kjernetemperatur, ~90°C, og lavere vanntemperatur, ~70°C, for å simulere reservoarbetingelser. Vannflømmingen resulterte i en utvinningsgrad på 56,27% og en restoljemetning på 23,05%. Disse resultatene var som forventet for moderat og er noe sammenlignbare med reservoar. Utvinningsgraden som oppnås etter vannflømming på oljefelt varierer veldig fra felt til felt. På Ekofisk er utvinningsgraden rundt 50% pr dags dato, der blir vanninjeksjon brukt som sekundær utvinningsmetode etter trykkavlastning (Oljedirektoratet, 2013).

Figur 5.9 viser oljeutvinning i kalkkjerne ved injeksjon av kalksteinsvann under høye trykk- og temperaturforhold. Vanngjennombrudd kom etter injeksjon av 0,7 porevolum og da begynte oljeproduksjonen å flate ut, dette er markert med en pil på figur 6.1. Total utvinningsgrad ble nådd etter injeksjon av 2 porevolum vann, med høyt vann-til-olje-forhold etter injeksjon av 1 porevolum, da det kun ble produsert 0,7 ml olje etter 1 injisert porevolum. Disse observasjonene skiller seg heller ikke ut fra det som var forventet. Kalkkjerne av Rørdal kalk som ble brukt i forsøket er ikke eldet, og er dermed sterkt vannfuktet (Graue et al, 1999b). Lav oljeproduksjon etter vanngjennombrudd, som observert under eksperimentet, er typisk for kjerner med relativt sterk vannvåt fukttilstand (Anderson, 1987). Dette skyldes fortrenning olje med en uniform vannfront som resulterer i at mesteparten av oljen i kjernen blir produsert før vanngjennombrudd. Etter gjennombrudd er det lite eller ingen oljeproduksjon og økende vann-til-olje-forhold (Anderson, 1987). En restoljemetning på 23% etter vanninjeksjon tilsvarer også det som er typisk for sterkt vannvåte betingelser. Det må likevel nevnes at fuktmålinger ikke har blitt utført på noen kjerner i dette arbeidet.

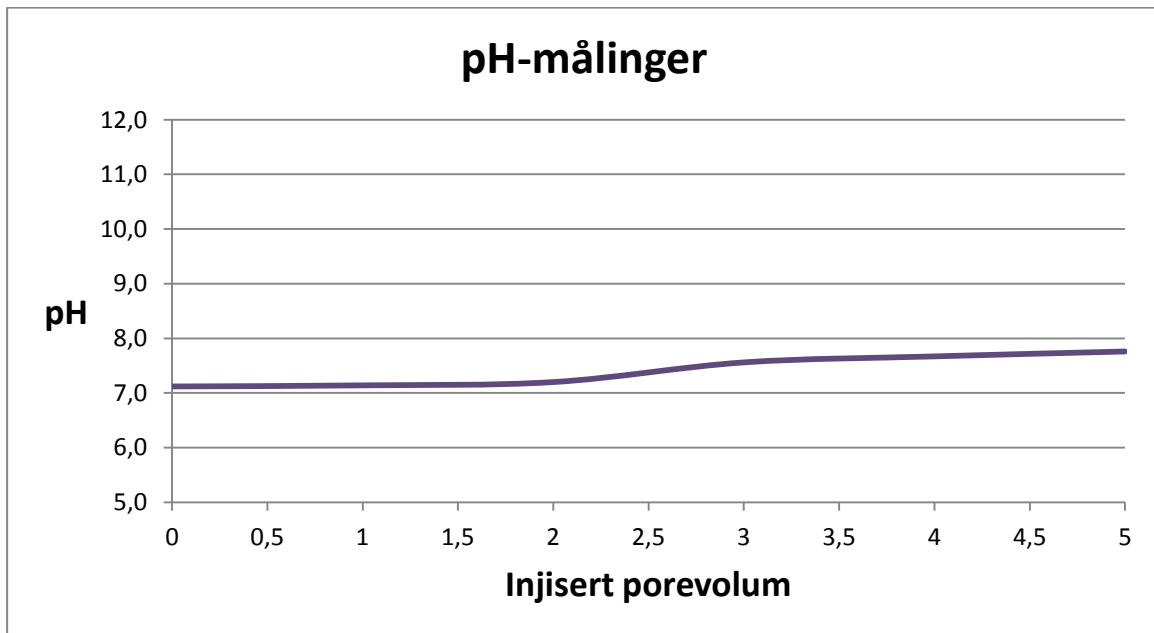
Ingen økt oljeutvinning ble observert etter injeksjon på lavere temperatur, 50 °C og 45 °C. Heller ikke ved injeksjon av 15 porevolum syntetisk sjøvann og påfølgende 15 porevolum lavsalint vann ble det produsert mer olje. Sannsynligvis skyldes dette, som tidligere nevnt, sterke fuktforhold i kjernen som ikke forutsetter mer oljeproduksjon etter vannflømming med 5 porevolum.

Oppstart med lavsalin vanninjeksjon er vanlig når oljeproduksjonen begynner å flate ut (Austad et al, 2010). Under eksperimentet startet injeksjon av lavsalint vann etter 10 porevolum vanninjeksjon med andre fluider, det vil si lenge etter at oljeproduksjonen begynte å flate ut, som også kan være en viktig grunn til ingen økt utvinning med lavsalin flømming.

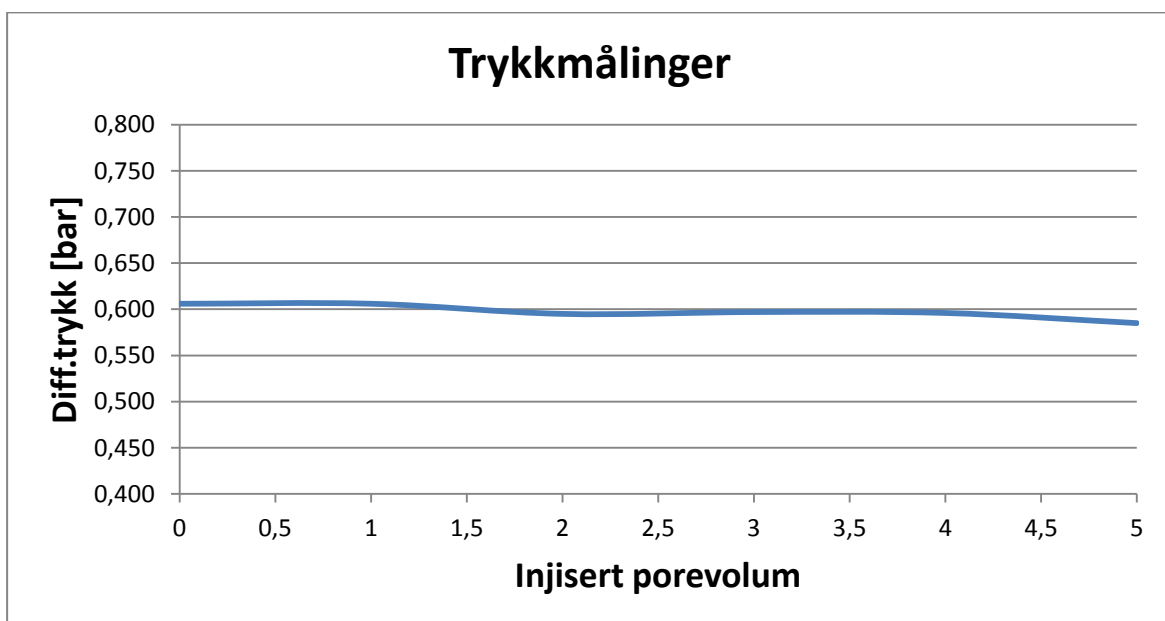
5.4 Resultater fra flømming med kalkmettet vann ved en temperaturforskjell mellom kjerne og injeksjonsvann

5.4.1 Trykk og pH-målinger ved injeksjon av kalkmettet vann med temperaturforskjell

Resultater fra vanninjeksjon av kalkmettet vann på 60 °C i kalkkjerne (D2) ved atmosfærisk trykk er presentert. Kjernen var mettet med kalksteinsvann på forhånd av eksperimentet. Kalkkjernen holdt en konstant temperatur på ~90°C. Injeksjonsraten var 20 ml/t under hele eksperimentet. Det ble injisert 5 porevolum kalkmettet vann i kjernen.



Figur 5.16: pH-målinger av produksjonsvæske fra kjerne D2 under injeksjon av kalkmettet vann ved atmosfærisk trykk ved temperatur på 60°C.



Figur 5.17: Trykkmålinger under injeksjon av kalkmettet vann ved atmosfærisk trykk ved temperatur på 60°C i kjerne D2.

5.4.2 Oppsummering av resultater og diskusjon

Resultater fra eksperimenter med vannflømming på kjerne D2 kan oppsummeres i tabell 5.5 under.

Tabell 5.5: Oppsummering av resultater etter vannflømming på D2 ved høy temperatur.

Kjerne ID	D2
Bergart	Rørdal kalk
Metningsfluid	Kalksteinsvann
Injeksjonsfluid	Kalkmettet vann
Kjerne: trykk og temperaturforhold	Atmosfærisk trykk ~ 90°C
Vann: trykk og temperaturforhold	Atmosfærisk trykk ~ 60°C
pH-endring	Økning 0,64
Injektivitet	Ikke observert reduksjon

Formålet med overnevnte eksperiment var å fremprovosere injektivitetsnedgang som resultat av utfelling av anhydritt. Det ble det ikke observert injektivitetsendring.

Utfelling av anhydritt, CaSO_4 (s), kunne skje som følge av temperaturøkning når kaldt injeksjonsvann strømmet inn i en varm kalkkjerne. Det ble ikke observert utfelling av anhydritt og dermed heller ikke som injektivitetsnedgang som følge av poreblokkering med anhydritt.

Studier som omhandler anhydritt påpeker at ioneutveksling som resulterer i utfellingen skjer bare dersom det er tilstedeværelse av sulfat-ioner, SO_4^{2-} , i injeksjonsvannet (Austad et al, 2005; Korsnes et al, 2008a). Under enkelte forsøk i disse studier ble det observert utfelling av CaSO_4 (s) ved ioneutvekslinger som resulterte i overfløydige sulfat-ioner i vannet.

Ved overnevnte eksperiment ble det ikke tilsatt sulfat i injeksjonsvann før flømming. Kalkkjernen ble i forkant av flømmingen mettet med kalksteinsvann, som heller ikke inneholder sulfat, og det er en sannsynlig årsak bak ingen observert reduksjon i injektivitet, til tross for at det trolig var nok kalsium-ioner i vannet.

Overfløydige partikler ble fjernet ved filtrering av injeksjonsvannet, noe som også hjalp til å forhindre poreblokkering.

5.5 Resultater fra grunnleggende kjerneanalyse

Resultater fra målinger og beregninger gjort under grunnleggende kjerneanalyse for kjerner brukt til flømmingseksperimenter er gitt i tabell 5.18. I tillegg til kjernene nevnt i tabellen under ble det også utført målinger på en rekke kalkkjerner som var mettet med syntetisk sjøvann (som fikk massiv oppløsning og utfelling av kalk under permeabilitetsmålinger), og andre kjerner som kun ble brukt til testing av eksperimentelt oppsett eller til mislykkede eksperimenter, disse er ikke inkludert her.

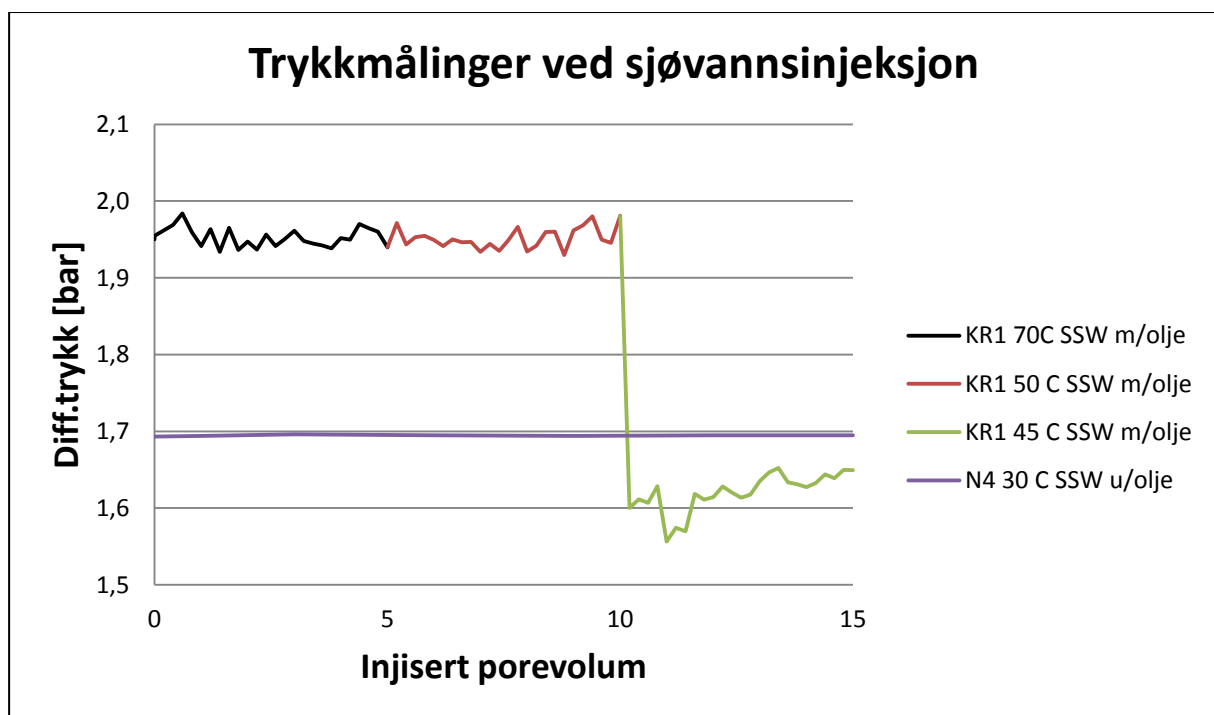
Kjerne ID	Diameter [cm]	Lengde [cm]	Porøsitet [%]	Permeabilitet [mD]
KR1	5,08 ± 0,01	7,84 ± 0,01	46,41 ± 0,1	4,07 ± 0,2
D2	5,09 ± 0,01	7,46 ± 0,01	45,69 ± 0,1	4,86 ± 0,2
N4	5,10 ± 0,01	8,72 ± 0,01	45,96 ± 0,1	4,16 ± 0,2
D6	4,89 ± 0,01	6,98 ± 0,01	45,12 ± 0,1	4,23 ± 0,2

Figur 5.18: Oversikt over de viktigste resultatene fra grunnleggende kjerneanalyse for kalkkjerner brukt til vannflømmingsforsøk.

5.6 Injektivitet

Injeksjon av sjøvann i karbonatfelt på norsk kontinentalsokkel har vært vellykket for økt oljeutvinning. Ekofisk fikk med injeksjon av sjøvann en utvinningsgrad på ~50%, fra tidligere 17% med trykkavlasting (Oljedirektoratet, 2013). Men flere studier har vist at kalkkjerner blir svekket under flømming med sjøvann ved temperaturer over 90°C (Korsnes et al, 2008a). Prosessen som har skapt store utfordringer ved flere felt kalles vannsvekking av kalk. Konsekvens av vannsvekkingen kan være kalkoppløsning og økt kompaksjon. Utfelling av anhydritt kan også skape problemer ved å legge seg i porehalsene og blokkere væskestrømning (Korsnes et al, 2008b). En konsekvens av disse prosessene er nedgang i injektivitet. Studier har vist at injektivitetsproblemer også kan skyldes andre forhold som for eksempel lav og dårlig filtrert injeksjonsvann (Asghari et al, 1995).

Figur 5.19 viser trykkmålinger for injeksjon av sjøvann i 2 ulike kalkkjerner ved høye temperaturer. Begge kjernene ble flømmet med syntetisk sjøvann som hadde lavere temperatur enn kjernene. Kjernene var under høyt trykk og høy temperatur.



Figur 5.19: Sammenligning av diff.trykkmålinger for kjernene KR1 og N4. KR1 inneholdt olje ved restoljemetning og formasjonsvann, mens N4 var bare mettet med formasjonsvann. Begge forsøkene ble utført ved kjernetemperatur på ~90°C og med baktrykk på ~90 bar.

Det første som observeres på figur 5.20 er ulikheten i differensialtrykk over kjernene KR1 og N4. Trykket under flømmingseksperimenter utført på en drenert KR1 kjerne har svake svingninger, mens trykket over N4 er relativt stabilt. Årsaken til det kan være ulike metningsforhold ved de to kjernene i forkant av vanninjeksjon, som har en innvirkning på strømningen. KR1 ble i forkant av forsøkene mettet med olje, og inneholdt derfor to ublandbare fluider: olje ved restoljemetning og kalksteinsvann. N4 hadde bare et metningsfluid, kalksteinsvann, som er blandbart med alle påfølgende injeksjonsvæsker. I sammenligning av vannpermeabiliteten til disse kjernene er det naturlig å forvente en lavere

permeabilitet i kjernen som inneholder olje. Som nevnt tidligere har kjerneprøvene blitt brukt i disse eksperimentene under sterkt vannvåte fuktbetingelser. Det medfører en fluidfordeling der olje ligger som isolerte, diskontinuerlige dråper i midten av porene, mens vann er plassert langs poreflater som en tykk, kontinuerlig film. Disse oljedråpene har en stor effekt på strømningssevnen til vann, da de til en viss grad hindrer lett strømming ved en slik plassering og vannet må flømme rundt slike hindringer. System som inneholder et fluid, slik som N4, er det ingen lignende hindringer og vannet har en relativt fri strømningsbane.

En annen viktig observasjon er trykkfall i temperaturovergang mellom 50 og 45°C. Trykkfallet ligger innenfor måleusikkerheten til ESI trykktransduser, som er $\pm 0,625$ bar, og det kan derfor ikke avgjøres hva årsaken til en slik trykkoppførsel er. Trykkfallet kan skyldes en faktisk økning i permeabilitet som følge av kalkoppsprekking under vanninjeksjon. Oppsprekking ble observert etter flere vannflømminger. Flere eksperimenter må til for å kunne avgjøre om årsaken til trykkfallet, som er innenfor måleusikkerheten.

Et av formålene med oppgaven var å undersøke om temperatur vil ha en direkte innvirkning på injektivitet ved injeksjon av sjøvann, med injektivitetsreduksjon eller tap som følge. Flere studier har vist at injeksjon av kaldt sjøvann i oppvarmet kalk kan ha en uheldig effekt på kalkstyrke (Madland et al, 2002; Zhang et al, 2005; Korsnes et al, 2008a; Omdal, 2010). Flere norske felt der vanninjeksjon blir brukt til oljeutvinning har også målt en temperaturnedgang i reservoaret som følge av langvarig injeksjon av kaldt sjøvann (Teufel and Rhettt, 1992; Graue, 2014). Det var derfor noe forventet å observere injektivitetsnedgang som følge av sjøvannsvemming i kalk. Under utførelsen av eksperimentet ville trykkoppbygging under injeksjon vise til en reduksjon i injektivitet. Men ingen trykkoppbygging ble observert under noen av utførte forsøk, til tross for at temperatur- og vannkriteriene for en mulig reduksjon i injektivitet var tilstede. Ettersom det ikke ble observert trykkoppbygging var det derfor ingen observerte injektivitetsproblemer ved injeksjon av kalde væsker i varme kalkkjerner. Selv ikke ved temperaturforskjeller på $\sim 60^\circ\text{C}$ mellom injeksjonsvann og kjerne. God injektivitet kan skyldes flere eksperimentelle forhold eller prosesser. Vannflømminger ble utført med en injeksjonsrate på 50 ml/t, som i sammenligning med injeksjonsrate på reservoarskala er en alt for høy rate. I vanninjeksjon i kalkreservoarer på den norske kontinentalsokkelen beveger vannfronten seg med en hastighet på ~ 2 cm/dag (Graue, 2014). Det tilsvarer en rate på ~ 12 ml/t på injeksjon i de kjernene som ble brukt på laboratoriet, med endeeffekter tatt i betraktning ved rateestimering (Eide, 2011). Med en så lav rate ville det vært vanskelig å utføre vannflømming med en betydelig temperaturforskjell mellom kjerne og injeksjonsvann, slik det skjer på felt under injeksjon av kaldt vann i et varmt reservoar, på grunn av begrensninger med eksperimentelt oppsett som ble brukt i dette arbeidet (se vedlegg H). Derfor ble det brukt en relativt høy injeksjonsrate (50 ml/t) under vannflømming.

Raten kan også være for høy slik at eventuelle prosesser som går på utfelling, oppløsning og poreblokkering ikke får mulighet til å starte. Mye av forskningen på mekanismer som kan skape injeksjonsproblemer har blitt utført med lavere injeksjonsrater, som for eksempel 1-2

porevolum pr dag. Til sammenligning ble vannflømmingen i denne oppgaven utført på ~ 1 porevolum pr time (~24 porevolum pr dag).

Flere studier har fokusert på temperaturbetingelser for ulike oppløsnings- og utfellingsprosesser i kalk, men trykkbetingelser har ikke fått like mye oppmerksomhet. Det kan være at årsak til manglende injektivitetsreduksjon er for lavt trykk, da forsøkene er utført på 90 bar, noe som er lavere enn reservoartrykk i for eksempel nordsjøen. Eksperimentene i denne oppgaven gir ingen indikasjon på at store trykkforskjellen har en effekt på resultatene, da vi ikke observerte injektivitetsendringer mellom eksperimentene utført ved atmosfæretrykk og ved høye trykk.

En annen viktig observasjon er oppsprekking av kalkkjerne ved temperatur- og trykkovergang fra 90°C og 90 bar til romtemperatur og atmosfæretrykk. Dette kan skyldes vannsvakkende effekt på kalk under massiv vannflømming ved høye trykk og temperaturforhold. Til sammenligning fikk tørre kalkkjerne også gjennomgå rask nedkjøling da de ble tørket i forkant av porositetsmålinger, da fra et varmeskap ved 60°C til romtemperatur, uten at noen av disse sprakk. Flere studier har vist at vannmettet kalkkjerne generelt er svakere enn tørre kalkkjerne (Omdal, 2010; Hedegaard and Graue, 2011), så det er veldig sannsynlig at vannflømming har bidratt til å svekke kalk, slik at kjernene ble mer utsatt for oppsprekking.

Oppsummert kan det nevnes at flere eksperimenter må utføres for å undersøke innvirkningen temperaturen har på injektiviteten under injeksjon av kalde væsker i kalk. Det er for lite informasjon til å kunne konkludere hvor viktig temperatureffekten er for vanninjeksjon i karbonatreservoarer.

5.7 pH-ændring

Ved å sammenligne alle pH-målingene på produksjonsvæske under vannflømminger kan man gjøre følgende observasjoner:

- Vannflømming på N4 med kalde injeksjonsvæsker i varm kalkkjerne under høyt trykk medførte signifikante pH-ændringer for alle væsker. Den største ændringen var en pH-økning på 2,48 pH ved injeksjon av lavsalint vann.
- Vannflømming på KR1 med kalde injeksjonsvæsker i varm kalkkjerne under høyt trykk medførte moderat pH-ændring under oljeproduksjon og ved injeksjon av lavsalint vann. Den største ændringen var en pH-økning på 0,41 pH ved injeksjon av lavsalint vann.
- Vannflømming på N4 utført ved romtemperatur ved atmosfærisk trykk medførte moderate pH-ændringer ved injeksjon av syntetisk sjøvann og lavsalint vann.
- Alle vannflømminger med kalksteinsvann medførte en reduksjon i pH.
- Alle vannflømminger ved høye trykk og temperaturbetingelser viste størst pH-ændring (økning) under injeksjon av lavsalint vann.
- Sammenligning av vannflømming ved høy/lav temperatur og høyt/lavt trykk viser at høye trykk og temperaturbetingelser medfører størst pH-ændring for den samme kjernen.

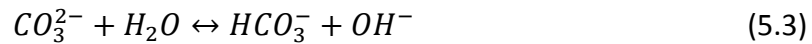
Når det gjelder observerte effekter i svekking av kalk ble det observert oppsprekking. Etter utførelsen av vannflømmingen ble systemet/kjernen trykket ned, kjernen ble tatt ut av varmeskapet og plassert i romtemperert vann. Kjernen var hel, men sprakk i løpet av noen timer. Det kan tyde på vannsvekking av kalk etter massiv vannflømming, eller eksperimentell uforsiktighet på laboratoriet. Mulig det hadde gått bedre med kjernen dersom temperaturnedgangen, fra over 90°C til romtemperatur, hadde skjedd over flere dager ved å senke temperaturen i varmeskapet med noen grader pr dag før uttak. Dette er viktig for reproduserbarheten i eksperimentelt arbeid. Den oppsprekte kjernen kunne ikke brukes videre i det eksperimentelle arbeidet, se figur 5.20.

I en kort oppsummering av pH-resultate ser det ut til at det er to typer vannflømming som skiller seg ut ved å fremprovosere en relativt stor ændring i pH-verdien til produksjonsvæsken:

1. Vannflømming under høye trykk- og temperaturbetingelser (90°C og 90 bar)
2. Vannflømming med syntetisk sjøvann og spesielt med lavsalint vann (pH-økning)

Årsakene til pH-ændringene kan være mange, både kjemiske og fysiske prosesser kan endre pH-verdien til et vann. Avansert kjemisk analyse av produksjonsvannet som pH-en ble målt i er en stor fordel for å kunne finne en forklaring på slike ændringer.

Ved flere eksperimentelle studier har pH-økning blitt observert i forbindelse med injeksjon av lavsalint vann (McGuire et al, 2005; Lager et al, 2006; Aksulu et al, 2012; Al-Attar, 2013). Oppløsning og ioneutveksling ble foreslått som en mulig forklaring på denne pH-endringen med følgende reaksjoner (Lager et al, 2006; Al-Attar et al, 2013):



Som nevnt i delkapittel 3.1 består kalk hovedsakelig av kalsiumkarbonat, CaCO_3 . Den overnevnte forklaringen foreslår kalkoppløsning som en mulig mekanisme bak pH-økningen. Økende mengde av OH^- ioner i produksjonsvannet kan bidra til å øke pH-verdien. En slik kalkoppløsning har blitt observert under det eksperimentelle arbeidet med oppgaven, spesielt i kalkkjerener som var mettet med sjøvann, figur 5.21 illustrerer dette. Denne effekten ble ikke observert i like stor grad ved injeksjon av lavsalint vann i kjerener som var mettet med kalksteinsvann. Lavsalin vannflømming med påfølgende vannsvekkende effekt i kalk og pH-økning kan likevel ha bidratt til oppsprekningen av kjerener, som var nevnt i delkapittel 5.6.



Figur 5.20: Observert vannsvekkende effekt på kalkkjerener som følge av vanninjeksjon - oppløsning og oppsprekking.

Andre studier foreslår sammenheng mellom oppløsning og utfelling anhydritt, CaSO_4 , og pH-endring i forbindelse med vanninjeksjon (Aksulu et al, 2012). Som nevnt i kapittel 3 får anhydritt lavere løselighet ved en temperaturøkning, noe som kan resultere i utfelling. En temperaturnedgang vil på tilsvarende måte føre til oppløsning av dette sulfatet. En slik oppløsningsprosess kan fremprovosere andre kjemiske reaksjoner i porennettverket som følge av økt konsentrasjon av Ca^{2+} ioner (Aksulu et al, 2012). Slike reaksjoner kan resultere i pH-endringer i produksjonsvannet. En pH-endring som skyldes oppløsning av anhydritt vil trolig ikke være hovedforklaringen til de eksperimentelle resultatene. Dannelse av anhydritt forutsetter tilstedeværelse av sulfat-ioner, SO_4^{2-} , som kun er tilstede i syntetisk sjøvann.

Dersom pH-endring skjer som følge av anhydrittdannelse under flømming med syntetisk sjøvann, vil det være forventet at anhydrittoppløsning vil skje under flømming med lavsalint vann, da lavsant vann ikke inneholder sulfat-ioner SO_4^{2-} . En slik forklaring medfører to motsatte prosesser som inkluderer både stigning og nedgang i pH-verdi. Men pH-stigning ble målt i produksjonsvannet både under flømming med lavsalint vann og med syntetisk sjøvann.

Temperaturvariasjonen er også være med på å svekke utfelling av anhydritt som hovedforklaring på observert pH-endring. Da temperaturen ble senket stegvis i løpet av en vannflømming. Dersom anhydritt ble dannet under flømming med sjøvann, vil både sulfatmangel og temperaturnedgang kan medføre oppløsning av anhydritt under lavsalin flømming. Da løseligheten til anhydritt øker med synkende temperatur.

Samme studie viser også til at pH-verdien vil forbli konstant under lavsalin flømming, dersom det ikke skjer oppløsning av anhydritt, $CaSO_4$ eller kalsiumkarbonat, $CaCO_3$ (Aksulu et al, 2012). Siden dannelse og oppløsning av anhydritt ikke kan forklare pH-stigning i produksjonsvann ved både sjøvann- og lavsalin flømming, er det mulig pH-stigningen skyldes oppløsning av kalsiumkarbonat, som også ble foreslått tidligere i diskusjonen (Lager et al, 2006; Al-Attar et al, 2013).

En fuktendring er også en prosess som er forbundet med pH-endring, i forbindelse med absorpsjon av polare komponenter fra råolje eller i forbindelse med lavsalin effekt (McGuire et al, 2005; Austad et al, 2010; Al-Shalabi et al, 2013). Men i dette tilfellet er det lite som tyder på at en slik prosess har skjedd, siden pH-endring også ble observert i produksjonsvann fra kjerner som ikke inneholdt olje. Dessuten er det flere studier som viser til at en slik lavsalin effekt med fuktendring er en mekanisme bak økt oljeutvinning, noe som heller ikke ble observert i vannflømming av kjerne som inneholdt olje.

Når det gjelder sammenheng mellom pH og temperaturavhengighet for sjøvann, gjelder det en prinsipp om at pH øker med økende temperatur (Gieskes, 1969) ved et trykk på 1 bar. For å kunne si noe mer om pHens temperaturavhengighet ved høye trykk, må det undersøkes nærmere for både høysaline og lavsaline væsker. Spesielt når disse væskene flømmer gjennom et porennettverk der det er høy potensiale for flere forskjellige utvekslinger, utfellinger eller oppløsninger som har en stor effekt på både salinitet og ionesammensetning, som igjen vil påvirke pH-verdien til produksjonsvannet.

Ut i fra mulige forklaringer som er nevnt her, virker oppløsning av kalk ($CaCO_3$) mer sannsynlig enn andre forklaringer, da kalkoppløsning er en prosess som kan skje ved vanninjeksjon, som tidligere diskutert i kapittel 3. I tillegg ble det observert oppsprekking av kalk under vannflømminger, noe som også kan være forårsaket av kalkoppløsning. Det er likevel for lite informasjon til å kunne avgjøre om kalkoppløsning er hovedforklaringen bak pH-endringene som ble observert under vannflømming.

6 Konklusjoner

Følgende konklusjoner kan trekkes fra det eksperimentelle arbeidet med vannflømming i kalkkjerner ved ulike temperaturer:

- Svekking av kalk som følge av vannflømming kan medføre økning i injektivitet, sannsynligvis grunnet oppsprekking av kjernemateriale.
- Det ble ikke observert økt oljeutvinning i kalk ved injeksjon av store volum kalksteinsvann, syntetisk sjøvann eller lavsalint vann under forhøyede trykk og temperaturforhold.
- Vannflømming med kaldt 1) sjøvann, 2) formasjonsvann, 3) kalkmettet vann og 4) lavsalint vann i kalkkjerner ved høye trykk- og temperaturforhold medførte ikke reduksjon i injektivitet i løpet av det tidsrommet eksperimentene varte.
- Moderate pH-endringer i produksjonsvæske ble observert ved injeksjon av lavsalint vann og syntetisk sjøvann i kalk. Disse kan være et resultat av kalkoppløsning, men flere eksperimentelle eksperimenter må til for å kunne forklare mekanismene bak de observerte pH-endringene.
- Det ble også observert store pH-endringer i produksjonsvannet etter vanninjeksjon utført ved høye trykk- og temperaturer, sammenlignet med lignende vanninjeksjoner ved romtemperatur og atmosfæretrykk. For å kunne forklare en eksakt sammenheng mellom temperatur, trykk og pH i vannflømming må flere omfattende eksperimenter utføres.

7 Videre arbeid

Basert på resultater og observasjoner under eksperimenter er det naturlig å videreutvikle forskning innen vannflømming i kalk, da det fortsatt er flere prosesser og mekanismer som mangler gode forklaringer. Dette gjelder spesielt emner som injektivitetsreduksjon og vannsvakkende effekt i kalk. Lavsalin vanninjeksjon i karbonat bør også studeres nærmere.

Når det gjelder lavsalin flømming i kalk bør det utføres flere eksperimentelle forsøk ved høye trykk- og temperaturbetingelser, på lavere rater enn det som er brukt i denne oppgaven, og på andre fuktforhold med bruk av råolje som oljefase. Det kan være fornuftig å undersøke økt oljeutvinning med lavsalin vannflømming i kalk ved ulike tidspunkt for injeksjonsstart av lavsalint vann, som for eksempel både før og etter avtagende oljeproduksjon. Det kan også være nødvendig å gjøre kjemiske analyser av produksjonsfluidene i forbindelse med dette for å øke forståelsen av prosesser som utfelling, oppløsning og ioneutveksling som kan skje i en kalkkjerne, men kan være vanskelig å bestemme med pH-målinger. En endring i pH-verdi kan skyldes mange ulike prosesser og en kjemisk analyse vil gi en bedre pekepinn og øke forståelse. Vannanalyser er også aktuelle i andre forsøk med vannflømming i kalk.

Videre eksperimenter med utfelling av anhydritt er nødvendig for å forstå mer om mekanismene og kriteriene for utfellingen, spesielt temperatur- og trykkkriterier. Det kunne for eksempel utføres forsøk med injeksjonsvann som var mettet med både kalsium- og sulfat-ioner for å se om det ville provosere utfelling av anhydritt.

Arbeid med flere kalktyper er også interessant, da disse kan respondere forskjellig på like betingelser og bør utforskes nærmere. Da kan det være aktuelt å utføre eksperimentelt arbeid på kalktyper som Rørdal, Liege og Stevns kalk. Forsøk på reservoarkjerner kan også være med å bidra til økt forståelse av ulike prosesser i kalk.

Flere eksperimenter må utføres for å avgjøre om det er en sammenheng mellom injektivitetsreduksjon og temperaturen til vannet som blir injisert. Mer forskning må også til for å få en bedre forståelse av temperaturens innvirkning på vanninjektivitet i karbonatbergarter.

8 Referanseliste

Abdulraheem, A., Roegiers, J.C., Zaman, M. (1992) *Mechanics of Pore Collapse and Compaction in Weak Porous Rocks*. 33th U.S. Symposium of Rock Mechanics, Santa Fe, New Mexico, USA. ARMA-92-0233.

Agarwal, B., Hermansen, H., Sylte, J.E., Thomas, L.K. (2000) *Reservoir Characterization of Ekofisk Field: A Giant, Fractured Chalk Reservoir in the Norwegian North Sea – History Match*. SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 3(06). SPE-68096.

Al-Attar, H.H., Mahmoud, M.Y., Zekri, A.Y., Almehaideb, R., Ghannam, M. (2013) *Low-Salinity Flooding in a Selected Carbonate Reservoir: Experimental Approach*. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology.

Al-Hamad, A.M. (1995) *Factors Affecting Injectivity Decline*. SPE International Meeting on Petroleum Engineering, Bahrain. SPE 29893.

Al-Shalabi, E.W., Sepehrnoori, K., Delshad, M. (2013) *Mechanism Behind Low Salinity Water Flooding in Carbonate Reservoirs*. SPE Western Regional and AAPG Pacific Section Meeting, 2013 Joint Technical Conference, Monterey, California, USA. SPE 165339.

Aksulu, H., Hamsø, D., Strand, S., Puntervold, T., Austad, T. (2012) *Evaluation of Low-Salinity Enhanced Oil Recovery Effect in Sandstone: Effects of the Temperature and pH Gradient*. Energy and Fuels. 26: s.3497-3503.

Analytical Technology, Inc. *PQ45P pH-meter*. Tilgjengelig fra:
<http://www.analyticaltechnology.com/sys/docs/1420/ATIs%20PQ45%20-%20pH%20Portable%20Monitor%20-%20OEM%20Manual.pdf> (Hentet: 7. januar 2014)

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. 38: s. 1125-1144.

Anderson, W.G. (1986b) *Wettability Literature Survey – Part 2: Wettability Measurement*. Journal of Petroleum Technology. 38: s. 1246-1262.

Anderson, W.G. (1987) *Wettability Literature Survey – Part 6: The Effects of Wettability on Waterflooding*. Journal of Petroleum Technology. 39: s. 1605-1619.

Asghari, K., Kharrat, R., Vossoughi, S. (1995) *Alteration of Permeability by Fine Particle Movement – A Water Injectivity Problem*. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, Texas, USA. SPE 29006

Austad, T., Strand, S., Høgnesen E.J., Zhang, P. (2005) *Seawater as IOR Fluid in Fractured Chalk*. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, USA. SPE 93000.

Austad, T., Strand, S., Madland, M.V., Puntervold, T., Korsnes, R.I. (2007) *Seawater in Chalk: An EOR and Compaction Fluid*. International Petroleum Technology Conference, Dubai, U.A.E. IPTC 11370.

Austad, T., Rezaeidoust, A., Puntervold, T. (2010) *Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs*. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA. SPE 129767.

Awan, A.R., Teigland, R., Kleppe, J. (2008) *A Survey of North Sea Enhanced-Oil-Recovery Projects Initiated During the Years 1975 to 2005*. SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 11(03). SPE-99546-PA.

Barkved, O., Heavey, P., Kjelstadli, R., Kleppan, T., Kristiansen, T.G. (2003) *Valhall Field – Still on Plateau after 20 Years of Production*. Offshore Europe, Aberdeen, Scotland, UK. SPE 83957.

Bedrikovetsky, P., da Silva, M.J., Fonseca, D.R., da Silva, M.F., Siqueira, A.G., de Souza A.L.S., Furtado, C. (2005) *Well-History-Based Prediction of Injectivity Decline During Seawater Flooding*. SPE European Formation Damage Conference, Scheveningen, Netherlands. SPE 93886.

Bloomfield, J., Gooddy, D., Bright, M., Williams, P. (2001) *Pore-Throat size distributions in Permo-Triassic Sandstones from the United Kingdom and some Implications for Contaminant Hydrogeology*. Hydrogeology Journal. 9(3): s.219-330.

ESI Technology. *ESI Genspec GS4200 Pressure Transducer, 0-250 bar*. Tilgjengelig fra: http://www.esi-tec.com/datasheets/ESI_GS4200.pdf (Hentet: 21. november 2014)

Eide, Ø. (2011) *Integrated EOR and Waterflood Stability Criteria in Carbonate Rock*. Master's thesis. University of Bergen.

Fernø, M.A., Grønsdal, R., Aheim, J., Nyheim, A., Berge, M., Graue, A. (2011) *Use of Sulfate for Water Based Enhanced Oil Recovery during Spontaneous Imbibition in Chalk*. Energy and Fuels. 25(4): s.1697-1706.

Gieskes, J.M. (1969) *Effect of Temperature on Ph of Seawater*. Limnology and Oceanography. 14 (5): s.679-684.

Graue, A., Viksund, B.G., Baldwin, B.A. (1999a) *Reproducible Wettability Alteration of Low-Permeable Outcrop Chalk*. SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2: s. 134-140.

Graue, A., Bognø, T., Moe, R.W., Baldwin, B.A., Spinler, E.A., Maloney, D., Tobola, D.P. (1999b) *Impacts of Wettability on Capillary Pressure and Relative Permeability*. International Symposium of Core Analysts, Golden, Colorado, USA. [Internett] Tilgjengelig fra: http://www.scaweb.org/assets/papers/1999_papers/SCA1999-07.pdf (Hentet: 02.mars 2014)

Graue, A. (vår 2014) Personlig kommunikasjon.

Guan, L., Du, Y., Wang, Z. (2005) *Water Injectivity – What We Have Learned in the Past 30 Years*. Petroleum Society's 6th Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada. 2005-178.

Guedes, R.G., Al-Abduwani, F.A., Bedrikovetsky, P.G. (2006) *Injectivity Decline Under Multiple Particle Capture Mechanisms*. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafaeyette, LA, USA. SPE 98623.

Gutierrez, M., Øino, L.E., Høeg, K. (2000) *The Effect of Fluid Content on the Mechanical Behaviour of Fractures in Chalk*. Rock Mechanics and Rock Engineering. 33(2): s.93-117.

Griffin, T., Best, K., Thingvoll, T., Stockden, I., Tjetland, G. (2007) *Waterflood Performance in Depleted Fractured Chalk Reservoir*. Offshore Europe, Aberdeen, Scotland, UK. SPE 108687.

Hardman, R.F.P. (1982) *Chalk Reservoirs of the North Sea*. Bulletin Geological Society of Denmark. 30: s.119-137.

Hassenkam, T., Skovbjerg L.L., Stipp, S.L.S. (2009) *Probing the Intrinsically Oil-Wet Surfaces of Pores in North Sea Chalk at Subpore Resolution*. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America. 106 (15): s. 6071-6076.

Hedegaard, K., Graue, A. (2011) *Does Wettability Affect the Strength of Chalk?* 45th U.S Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, San Fransisco, California, USA. ARMA-11-599.

Hedegaard, K. (2013) *Fluid-Dependent Weakening of Chalk – Lubrication of Inter-Granular Contacts due to Fluid Compressibility*. 47th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, San Fransisco, California, USA. ARMA-2013-641.

Heggheim, T., Madland, M.V., Risnes, R., Austad, T. (2004) *A Chemical Induced Enhanced Weakening of Chalk by Seawater*. Journal of Petroleum Science and Engineering. 46: s.171-184.

Hjuler, M.L. (2007) *Diagenesis of Upper Cretaceous Onshore and Offshore Chalk from the North Sea Area*. PhD Thesis. Technical University of Denmark.

Klinkenberg, L.J. (1941) *The permeability of porous media to liquids and gases*. Drilling and Production Practice, API. s. 200-213.

Korsnes, R.I. (2007) *Chemical Induced Water Weakening of Chalk by Fluid-Rock Interactions – A Mechanistic Study*. PhD thesis. University of Stavanger.

Korsnes, R.I., Madland, M.V., Austad, T., Haver, S., Røslund, G. (2008a) *The Effects of Temperature on the Water Weakening of Chalk by Seawater*. Journal of Petroleum Science and Engineering. 60: s.183-193.

Korsnes, R.I., Madland, M.V., Vorland, K.A.N., Hildebrand-Habel, T., Kristiansen, T.G., Hiorth, A. (2008b) *Enhanced Chemical Weakening of Chalk Due to Injection of CO₂ Enriched Water*. International Symposium of the Society of Core Analysts, Abu Dhabi, U.A.E. SCA2008-24

Lager, A., Webb, K.J., Black, C.J.J., Singleton, M., Sorbie, K.S. (2006) *Low Salinity Oil Recovery – An Experimental Investigation*. International Symposium of the Society of Core Analysts, Trondheim, Norway. SCA2006-36.

Lien, J.R. (2004) *Grunnleggende Reservoarfysikk, PTEK211*. Universitetet i Bergen.

Lien, J.R. (2011) *Reservoarteknikk I, PTEK212*. Universitetet i Bergen.

Madland, M.V., Korsnes, R.I., Risnes, R. (2002) *Temperature Effects in Brazilian, Uniaxial and Triaxial Compressive Tests with High Porosity Chalk*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA. SPE 77761.

Manrique, E.J., Thomas, C.P., Ravikiran, R., Kamouei, M.I., Lantz, M., Romero, J.L., Alvarado, V. (2010) *EOR: Current Status and Opportunities*. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA. SPE-130113-MS.

Masterton, W.L., Hurley, C.N. (2009) *Chemistry, Principles and Reactions*. Sixth Edition. Brooks/Cole Cengage Learning. s. 78, s.264-266.

McGuire, P.L., Chatham, J.R., Paskvan, F.K., Sommer, D.M., Carini, F.H. (2005) *Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope*. Western Regional Meeting, Irvine, California, USA. SPE 93903.

Morrow, N.R. (1990) *Wettability and Its effect on Oil Recovery*. Journal of Petroleum Technology. December. s. 1476-1484.

Mustoe, F., Jansen, M., Webb, M., Hayhoe, C., Cherkas, A., Gaylor, J., Bedry, C., Bocknek, J. (2002) *Chemistry 12*. McGraw-Hill Ryerson.

Oljedirektoratet (2013) *Ekofisk*. Tilgjengelig fra: <http://www.npd.no/Publikasjoner/Faktahefter/Fakta-2013/Kap-10/Ekofisk/> (Lest: 27. november 2014)

Omega. HH506RA digital termometer. Tilgjengelig fra: <http://www.omega.com/manuals/manualpdf/M4079.pdf> (Hentet: 20. oktober 2014)

Omdal, E. (2010) *The Mechanical Behavior of Chalk under Laboratory Conditions Simulating Reservoir Operations*. PhD thesis. University of Stavanger.

Parker, S.P. (2003) *McGraw-Hill Dictionary of Scientific and Technical Terms*. Sixth Edition. The McGraw-Hill Companies, Inc.

Risnes, R. (2001) *Deformation and Yield in High Porosity Outcrop Chalk*. Physics and Chemistry of the Earth. 26 (A): s.53-57.

Risnes, R., Haghghi, H., Korsnes, R.I., Natvik, O. (2003) *Chalk-Fluid Interactions with Glycol and Brines*. Tectonophysics. 370: s.213-226.

Risnes, R., Madland, M.V., Hole, M., Kwabiah, N.K. (2005) *Water Weakening of Chalk – Mechanical Effects of Water-Glycol Mixtures*. Journal of Petroleum Science and Engineering. 48: s.21-36.

Roehl, P.O., Choquette, P.W. (1985) *Carbonate Petroleum Reservoirs*. Springer-Verlag.

Romanuka, J., Hofman, J.P., Ligthelm, D.J., Suijkerbuijk, B.M.J.M., Marcelis, A.H.M., Oedai, S., Brussee, N.J., van der Linde, H.A., Aksulu, H., Austad, T. (2012) *Low Salinity EOR in Carbonates*. 18th SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA. SPE 153869.

Ross, R., Palmer, E., Thompson, A. (2009) *Time-Lapse Helps Site New Ekofisk Wells*.

[Internett] E and P magazine. Tilgjengelig fra:

<http://www.slb.com/~media/Files/westerngeco/resources/articles/2009/200907ep4dekofisk.pdf> [Lest 10. november 2014]

Teufel, L.W., Rhett, D.W. (1992) *Failure of Chalk During Waterflooding of the Ekofisk Field*. 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Washington, DC, USA. SPE 24911

Xiao, G., Jingjing, M., Jiudi, L., Yang, H., Haiying, W. (2012) *Effect of Reservoir Temperature and Pressure on Relative Permeability*. SPETT 2012 Energy Conference and Exhibition, Port of Spain, Trinidad. SPE 158055.

Zahid, Adeel. (2012) *Smart Waterflooding in Carbonate Reservoirs*. PhD thesis. Technical University of Denmark.

Zangiabadi, B., Kulathilagon, P., Midtun, B. (2011) *Evaluation of Rock-Fluid Interactions in an Outcrop Chalk: Experimental Study with MgCl₂ Solution*. 45th Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, San Fransisco, California, USA. ARMA-11-524.

Zhang, P., Austad, T. (2005) *The Relative Effects of Acid Number and Temperature on Chalk Wettability*. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, USA. SPE 92999.

Zhao, X., Blunt, M.J., Yao, J. (2010) *Pore-scale modeling: Effects of Wettability on Waterflood Oil Recovery*. Journal of Petroleum Science and Engineering. 71: s.169-178.

Zolotukhin, A.B., Ursin, J.R. (2000) *Introduction to Petroleum Reservoir Engineering*. Høyskoleforlaget AS.

Vedlegg

Vedlegg A: Eksperimentelle usikkerheter

Til volummålinger av væskeproduksjon ble det brukt målesylinder med en usikkerhet på $\pm 0,05$ ml pr avlesning. Dette skyldes ulike avlesningsvinkler og kan bidra til å feilestimere injeksjons- og produksjonsvolum av olje og vann.

Målinger av dødvolum utgjør også en usikkerhet, spesielt siden det var en del dødvolum i forbindelse med lange tubinger både før og etter kjerneholder/varmeskap i forbindelse med pH-celle. Dødvolum ble trukket fra volummålinger.

Usikkerhet i lengde- og diametermålinger med skyvelære ($\pm 0,1$ mm) og massemålinger med vekt ($\pm 0,01$ g), medfører en usikkerhet i volumberegninger som brukes til utregning av porøsitet. Usikkerhet i tetthet og viskositet til kalksteinsvann er neglisjert.

Usikkerhet i injeksjonsrate (± 2 ml/t) og trykkmålinger ($\pm 0,1$ bar) bidrar til usikkerhet i permeabilitetsmålinger, i tillegg til lengde- og diametermålinger ($\pm 0,1$ mm). Viskositeten til injeksjonsfluidet (kalksteinsvann) utgjør også en usikkerhet, men blir neglisjert.

Vedlegg B: Oppsummering av instrumentelle usikkerheter

Pharmacia pumpe med rateusikkerhet ± 2 ml/t (gjelder for rate på ≥ 50 ml/t).

A&D GF-3000 digital vekt med usikkerhet $\pm 0,01$ g.

ESI 250 trykktransduser med usikkerhet $\pm 0,25\%$ av full skala (som utgjør $\pm 0,625$ bar).

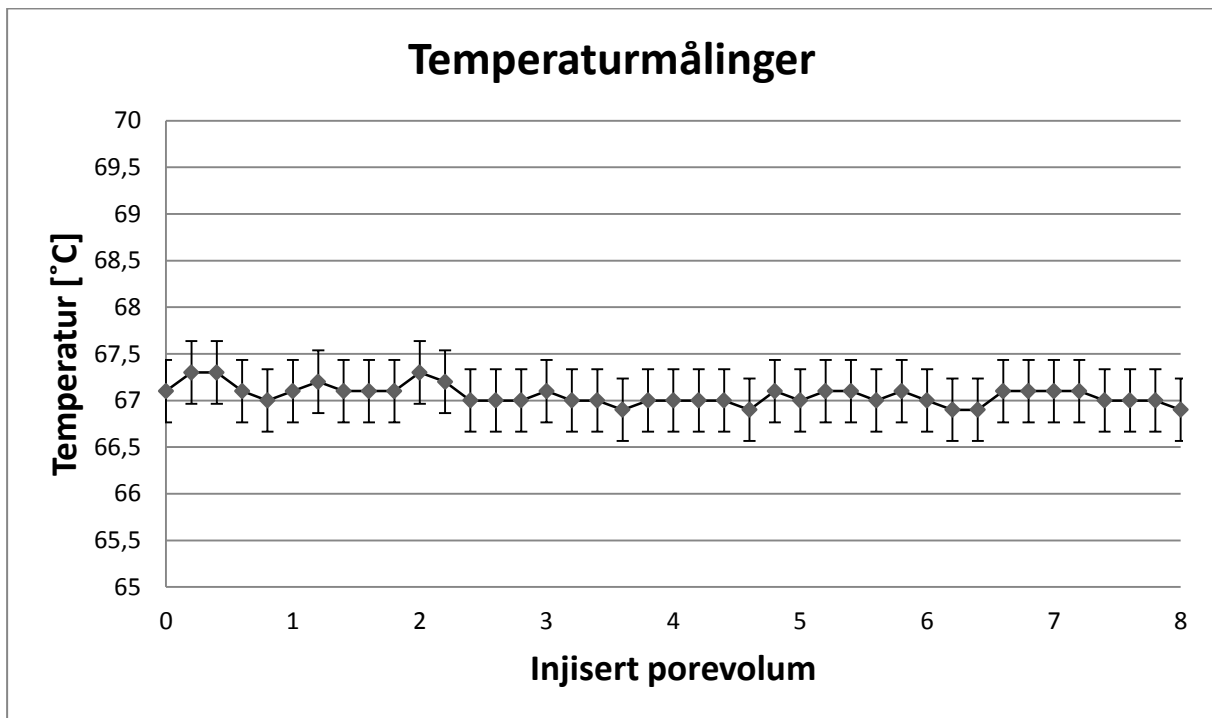
ESI 40 trykktransduser med usikkerhet på $\pm 0,25\%$ av full skala (som utgjør $\pm 0,1$ bar).

OMEGA HH506RA digital termometer med usikkerhet $\pm(0,05\%$ av måleverdi + $0,3^{\circ}\text{C}$) i temperaturområde -200°C til 400°C .

PQ45P pH-meter med usikkerhet ± 0.01 pH i pH-område 0-14,0 pH.

Vedlegg C: Usikkerheter for temperaturmålinger

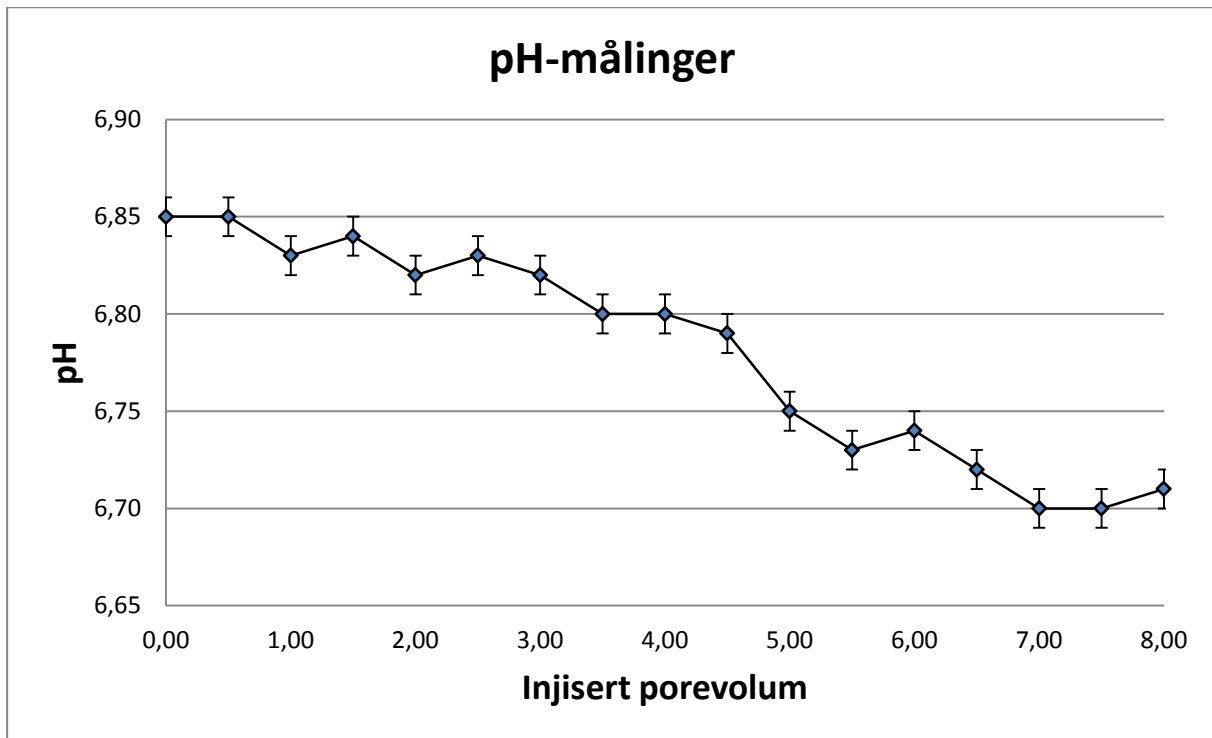
Figur C1 viser punktusikkerheter for måling av temperatur med OMEGA HH506RA digital termometer som har en usikkerhet $\pm(0,05\%$ av måleverdi + $0,3^{\circ}\text{C}$) pr temperaturverdi.



Figur C1: Instrumentelle punktusikkerheter for temperaturmålinger på injeksjonsvann.

Vedlegg D: Usikkerheter for pH-målinger

Figur D1 viser punktusikkerheter for måling av pH med PQ45P pH-meter som har en usikkerhet på $\pm 0,01$ pH pr måleverdi. Disse usikkerhetene er viktige for å avgjøre om en eventuell nedgang eller stigning i pH skyldes måleusikkerhet eller andre prosesser. Nedgang i pH på figur D1 er ikke innenfor usikkerheten og skyldes trolig kjemiske/fysiske prosesser i kalkkjernen.

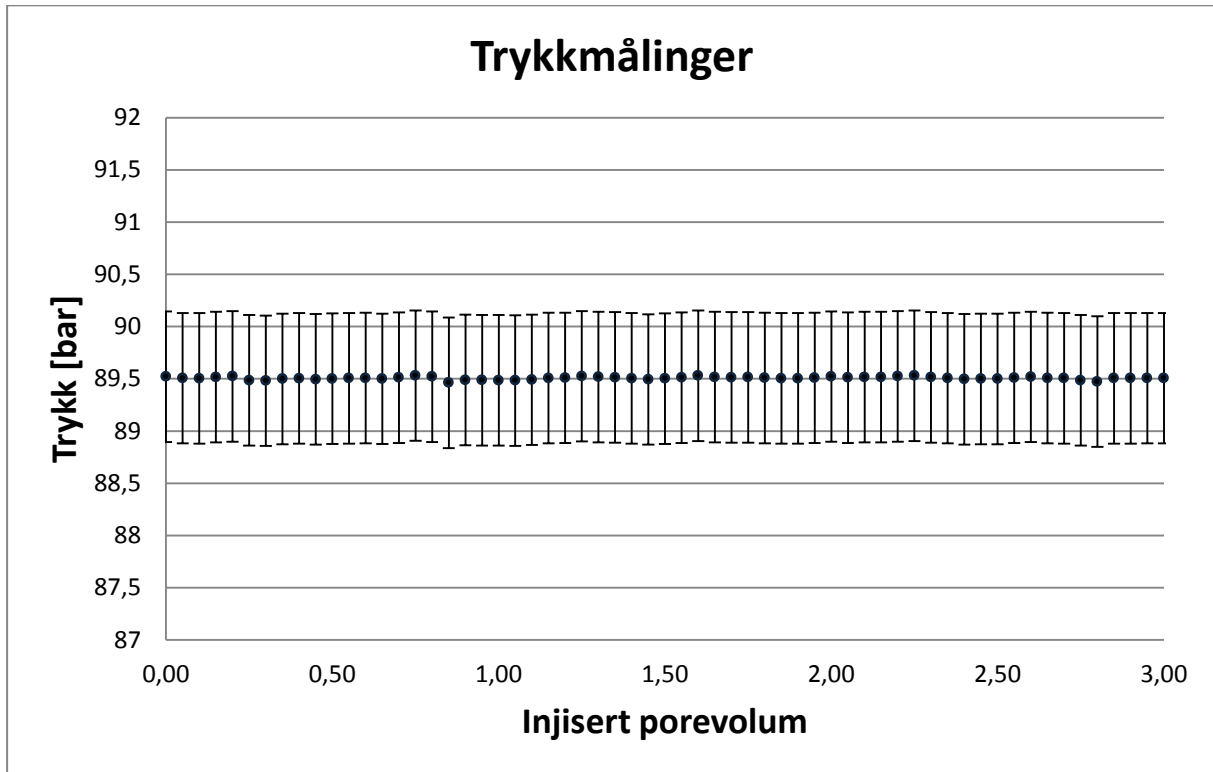


Figur D1: Instrumentelle punktusikkerheter for pH-målinger på produsert vann.

Usikkerhet i pH-endring består av usikkerhet på $\pm 0,01$ pH for hvert av 2 uavhengige målepunkt, og blir derfor: $\delta\text{pH} = \sqrt{(0,01)^2 + (0,01)^2} = \pm 0,014 \approx \pm 0,01$

Vedlegg E: Usikkerheter for trykkmålinger.

Figur E1 viser punktusikkerheter for måling av høye trykk med ESI trykktransduser som har en usikkerhet på $\pm 0,25\%$ FS (full skala, 250 bar). Det tilsvarer det en usikkerhet på $\pm 0,625$ bar. Disse usikkerhetene er viktige for å avgjøre om en nedgang eller stigning i trykk er innenfor usikkerheten, eller som den skyldes andre forhold/prosesser.



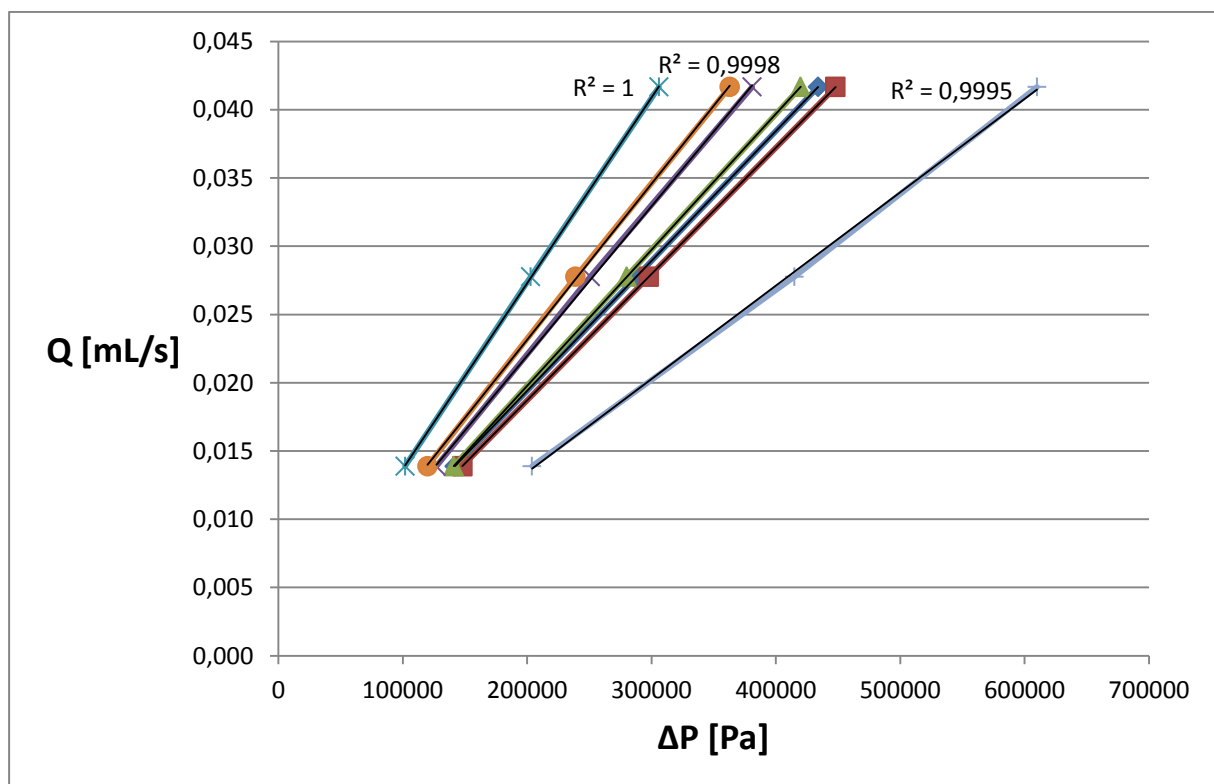
Figur E1: Instrumentelle punktusikkerheter for trykkmålinger.

Vedlegg F: Regneark eksempel for permeabilitetsmålinger

Absolutt permeabilitet ble regnet ut etter stigningstallet. Utrekningene ble kontrollert ved å regne ut punktpermeabiliteter og ta gjennomsnitt av disse, se figur F1 og F2.

Målinger						Viskositet vann[Pa*s]	Viskositet [cP]	1 Darcy [cm]	
K	Rate [mL/t]	Rate [mL/s]	Trykk [bar]	Trykk [Pa]					
K1	50	0,014	1,42	142000	0,00109	1,09	9,8692E-09		
	100	0,028	2,88	288000					
	150	0,042	4,34	434000					
						Absolutt permeabilitet			
K2	50	0,014	1,48	148000					
	100	0,028	2,98	298000	K1	0,00000009513	1	4,06612781	4,13596901
	150	0,042	4,48	448000	K2	0,00000009259	1	3,99733494	4,030344801
K3	50	0,014	1,41	141000	K3	0,00000009956	1	4,16320425	4,138608852
	100	0,028	2,80	280000	K4	0,00000010934	0,9998	4,91194786	4,932479404
	150	0,042	4,20	420000	K5	0,00000013616	1	5,57591257	5,585297196
K4	50	0,014	1,27	127000	K6	0,00000011430	0,9999	5,17165735	5,229722869
	100	0,028	2,51	251000	K7	0,00000006838	0,9995	5,50693023	5,458158809
	150	0,042	3,81	381000					
						Abs. Perm: punkt			
K5	50	0,014	1,02	102000					
	100	0,028	2,03	203000					
	150	0,042	3,06	306000					
K6	50	0,014	1,20	120000	P1	4,180639203	4,12257477	4,10357673	
	100	0,028	2,39	239000	P2	4,05146642	4,02427537	4,015292612	
	150	0,042	3,63	363000	P3	4,118994592	4,148415982	4,148415982	
K7	50	0,014	2,04	204000	K4	4,912906073	4,971626066	4,912906073	
	100	0,028	4,15	415000	K5	5,576140971	5,603609645	5,576140971	
	150	0,042	6,10	610000	K6	5,236845611	5,258757099	5,193565895	
					K7	5,482994547	5,390510302	5,500971578	

Figur F1: Regnearkeksempel for permeabilitetsmålinger etter stigningstall og etter punkt.



Figur F2: Et eksempel på grafene som ble brukt til utregning av absolutt permeabilitet etter stigningstall. Stigningstallet til hver enkel graf ble gitt av ligningen til trendlinjen i MS Excel.

Vedlegg G: Behandling av rådata

For å behandle store mengder målinger ble det brukt et reduksjonsregneark. Formålet med dette var å redusere antall målepunkt til en fornuftig mengde, slik at grafer ikke ville se rotete ut på grunn av for mange punkt. Et typisk eksperiment med vanninjeksjon av 10 porevolum kunne vare i 10 timer, noe som ofte resulterte i flere hundre målinger. Figur G1 viser et eksempel fra reduksjonsregnearket.

Den nevnte behandlingen gjelder rådata fra trykkmålinger, temperaturmålinger og pH-målinger.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1													
2	Hver # celler	20											
3													
4	Tid [s]	Trykk [bar]	Trykk [bar]				Cell ref:	Cell ref:	Cell ref:	cell ref:	Tid [s]	Trykk [bar]	Trykk [bar]
5	0	87,584236	87,685787				1 A20	B20	C20	D20	0,01	87,37	89,33
6	0,000558996	87,581357	87,68886				2 A40	B40	C40	D40	0,02	87,53	89,46
7	0,001117993	87,585151	87,686713				3 A60	B60	C60	D60	0,03	87,57	89,50
8	0,001676989	87,592428	87,692329				4 A80	B80	C80	D80	0,04	87,57	89,50
9	0,002235986	86,313062	86,261916				5 A100	B100	C100	D100	0,05	87,58	89,50
10	0,002794982	84,460128	84,480639				6 A120	B120	C120	D120	0,06	87,58	89,49
11	0,003353978	81,417031	82,091511				7 A140	B140	C140	D140	0,08	87,55	89,48
12	0,003912975	81,491647	81,576205				8 A160	B160	C160	D160	0,09	87,56	89,46
13	0,004471971	87,624049	90,205257				9 A180	B180	C180	D180	0,10	87,57	89,46
14	0,005030968	87,317489	89,480596				10 A200	B200	C200	D200	0,11	87,59	89,48
15	0,005589964	87,307369	89,284556				11 A220	B220	C220	D220	0,12	87,58	89,48
16	0,006148961	87,332294	89,317325				12 A240	B240	C240	D240	0,13	87,58	89,46
17	0,006707957	87,35659	89,331273				13 A260	B260	C260	D260	0,14	87,56	89,45
18	0,007266953	87,361973	89,344815				14 A280	B280	C280	D280	0,15	87,54	89,39
19	0,00782595	87,360311	89,333877				15 A300	B300	C300	D300	0,16	87,56	89,40
20	0,008384946	87,36691	89,334134				16 A320	B320	C320	D320	0,18	87,57	89,41
21	0,008943943	87,364934	89,337325				17 A340	B340	C340	D340	0,19	87,55	89,37
22	0,009502939	87,371518	89,360419				18 A360	B360	C360	D360	0,20	87,53	89,35
23	0,010061935	87,375572	89,338904				19 A380	B380	C380	D380	0,21	87,55	89,36
24	0,010620932	87,373908	89,337506				20 A400	B400	C400	D400	0,22	87,56	89,37
25	0,011179928	87,385878	89,350779				21 A420	B420	C420	D420	0,23	87,53	89,34

Figur G1: Reduksjonsregneark brukt til reduksjon av store mengder rådata. Reduksjonsantallet er markert med rosa.

