



Universitetet
i Stavanger

DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

MASTEROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering: Petroleumsteknologi / Reservoarteknologi	Vårsemesteret, 2015 Åpen
Forfatter: Grete Jaarvik (signatur forfatter)
Fagansvarlig: Skule Strand	
Veiledere: Skule Strand og Tina Puntervold	
Tittel på masteroppgaven: Smart vann i karbonat: Effekt av initiell vannmetning og oljeviskositet på oljeutvinning ved spontan imbibering i kritt	
Engelsk tittel: Smart water in carbonate: Effect of initial water saturation and oil viscosity on oil recovery by spontaneous imbibition in chalk	
Studiepoeng: 30	
Emneord: Økt oljeutvinning (EOR) Mikroskopisk fortrenning Karbonat Kritt Smart vann Spontan imbibering Fuktegenskaper Initielle fuktegenskaper i karbonater Fuktforandring Kapillære krefter Initiell vannmetning	Sidetall: i-x, 1-68 (80) + vedlegg: 69-82 (14) Stavanger, 15.06.2015 dato/år

**Smart vann i karbonat:
Effekt av initiell vannmetning og oljeviskositet
på oljeutvinning ved spontan imbibering i kritt**

Masteroppgave våren 2015

Av Grete Jaarvik



15.06.15

Petroleumsteknologi/Reservoarteknologi

Fakultet for naturvitenskap og teknologi

Universitetet i Stavanger

Anerkjennelser

Denne oppgaven krevde mye arbeid, og jeg har fått god hjelp og støtte fra flere personer som fortjener min takk:

Førsteamanuensis Skule Strand og postdoktor Tina Puntervold for veiledning. De har vært tålmodige og alltid hatt tid til meg. De ga meg private timer for å gi meg en grundig innføring i Smart vann og de ga meg mange nye tanker angående de eksperimentelle resultatene. Dette har gitt meg mye inspirasjon til å undersøke mer, for eksempel overflatespenning og grenseflatespenning, skanning med elektronmikroskopet, viskositet og tetthet. De har bidratt til at jeg synes oppgaven min ble vellykket, og jeg ville ikke oppnådd samme resultat uten denne hjelpen.

Førsteamanuensis Skule Strand for god hjelp og motivasjon under laboratoriearbeidet. Han har lært meg hvordan jeg skulle bruke de forskjellige utstyrene og var villig til å hjelpe når et utstyr krevde to personer. Han var alltid tilgjengelig når det oppstod problemer.

Postdoktor Tina Puntervold for spesielt oppgaveskriving. Hun var god til å gi meg tilbakemelding og tips til hvordan jeg kan skrive og formulere bedre. Hun var også god hjelp til redigering og rettelse av oppgaven. Hun var alltid tilgjengelig når jeg hadde noen spørsmål eller trengte hjelp til laboratorium.

Laboratorium-assistent Aleksandr Mamonov for en god hjelp med flømming av kjerner og viskositetsforsøk der vi testet flømmingsrate for å finne permeabilitet og viskositet til forskjellige væsker jeg har brukt i oppgaven.

Stipendiat (PhD-kandidat) Ivan Dario Pinerez Torrijos for en god hjelp på SEM (Skanning ElektronMikroskop) laboratorium der vi har tatt bilder av kritt og tatt kjemisk analyse (EDS-analyse).

Stipendiat (PhD-kandidat) Zahra Aghaeifar for en god hjelp med vannprøver der vi tok kjemisk analyse av kationer og anioner. Hun ga også gode tips til format for skriving av oppgaven.

Familien min for en god støtte og korrekturlesing.

Universitet i Stavanger, 15. juni 2015

Grete Jaarvik

Sammendrag

Målet med oppgaven var å optimalisere og gjennomføre den eksperimentelle delen som inneholder forberedelse av kritt-kjernene, forskjellige tester med spontan imbibering og tester med forskjellige typer oljer med forskjellige viskositeter. Hovedoppgaven besto av å se hvordan kapillære krefter blir påvirket av endring i initiell vannmetning, endring av viskositet til olje og påvirkning fra grenseflatespenning. En ønsket å se om kapillære krefter vil påvirke produksjon av olje fra karbonater. Oppgaven har brukt vannfuktete kjerner.

Eksperimentene ble fullført med et godt resultat, selv om det er ønskelig å gjenta de samme forsøkene med spontan imbibering flere ganger. Tiden tillot ikke dette og kritt-kjernene ble slitt. To nesten rene kritt-kjerner som inneholdt cirka 97 atom% av kalsiumioner ble brukt i oppgaven.

Siden kritt-kjernene er vannvåte, er det mulig å imbibere. Spontan imbibering med endring av initiell vannmetning viser at alle forsøkene produserer olje raskt og mye i starten, og etter hvert vil utvinningsgraden av olje være konstant. Når en øker initiell vannmetning, vil de kapillære kreftene være konstante og gi nesten samme residuell oljemetning.

Når en øker viskositet til olje med en konstant initiell vannmetning på 10 %, vil både utvinningsgraden og oljeproduksjonsrate reduseres. En av årsakene er at mobilitetsforholdet øker med økende viskositet, og dette vil påvirke både utvinningsgrad og oljeproduksjonsrate, spesielt når mobilitetsforhold er over 1 og har ustabil fortregning. Den totale utvinningsgraden av olje med initiell vannmetning på 10 % er 75,19 % ved bruk av heptan med viskositet 0,43 cP, 73,25 % ved bruk av dekan med viskositet 0,95 cP, 70,12 % ved bruk av dodekan med viskositet 1,48 cP og 66,50 % ved bruk av en blandingsolje med viskositet 9,25 cP.

Viskositet varierer mer enn grenseflatespenning, og det betyr at viskositet påvirker den totale oljeutvinningsgraden mer enn grenseflatespenning. Kapillærtrykket er avhengig av grenseflatespenning som endrer seg lite. Kapillærtrykk er viktig for residuell oljemetning. Til slutt kan en konkludere med at kritt-kjernene som er brukt er lite heterogene på grunn av at kapillærtrykket er konstant ved endring av initiell vannmetning. Når viskositet til olje øker, vil mobilitetsforhold øke og kan føre til dannelse av viskøse fingrer (ustabil fortregning). Dette fører igjen til en nedgang i utvinningsgraden av olje.

For å utnytte karbonatbergarter, bør kapillærtrykket økes ved å endre fuktegenskaper til overflatebergartene slik at de er mer vannfuktet. Da vil matriksen imbibere vann og overflatene slipper bindingene med olje, de vil få mikroskopisk fortregning. Smart vann har mulighet til å endre fuktegenskaper til overflatebergarter.

Innholdsfortegnelse

Anerkjennelser	i
Sammendrag	iii
Innholdsfortegnelse	v
Figurliste.....	vii
Tabell-liste.....	x
Kapittel 1 Introduksjon.....	1
1.1 Oljeutvinning fra karbonatbergarter	1
1.2 Karbonater	2
1.3 Kritt	2
1.4 Motivasjon.....	3
Kapittel 2 Teori	5
2.1 EOR.....	5
2.1.1 Mikroskopisk fortrengning	6
2.2 Fuktegenskaper.....	7
2.2.1 Initielle fuktegenskaper i karbonater	10
2.2.2 Målemetode av fuktegenskaper med Amott metode (spontan imbibering og viskøs flømming)	12
2.3 Vannflømming	16
2.4 Kapillære krefter	16
2.5 Viskøse krefter	18
2.6 Gravitative krefter	19
2.7 Smart vann.....	21
2.7.1 Fuktforandring med Smart vann	21
2.8 Mobilitetsforhold.....	23
2.9 Effekt av initiell vannmetning og fuktegenskaper på relativ permeabilitet	25
2.10 Effekt av heterogenitet	26
Kapittel 3 Eksperimentelt.....	27
3.1 Måling av kritt-kjerne.....	27
3.2 Klargjøring av kjerner	27
3.3 SEM laboratorium	29
3.4 Hoveddelen av eksperimentene.....	30
3.5 Endring av initiell vannmetning	32
3.6 Endring av oljetyper	34

3.7 Måling av overflatespenning og grenseflatespenning	34
3.8 Tetthetsmåling	36
3.9 Viskositet.....	36
3.10 Vannprøve	37
Kapittel 4 Resultat og diskusjon.....	39
4.1 Egenskapene til kritt-kjernene.....	39
4.1.1 Permeabilitet.....	39
4.1.2 SEM og EDS analyser	40
4.2 Egenskapene til væskene.....	41
4.2.1 Kjemisk analyse av vann	41
4.2.2 Over- og grenseflatespenning	43
4.2.3 Tetthet.....	43
4.2.4 Viskositet	44
4.3 Spontan imbibering og repeterbarhet av forsøket	45
4.4 Spontan imbibering med endring i initiell vannmetning.....	46
4.5 Effekt av oljeviskositet.....	49
4.6 Effekt av kapillære krefter og mobilitetsforhold på oljeutvinning.....	51
4.7 Dimensjonsløs tid.....	53
4.8 Sammenligning av resultat	54
4.9 Usikkerhet	55
Kapittel 5 Konklusjon	57
Kapittel 6 Forslag til videre arbeid.....	59
Nomenklatur.....	61
Referanser.....	65
Vedlegg	69
Vedlegg A: SEM bilder og analyser	69
Vedlegg B: Beregningene av overflatespenning (SFT) og grenseflatespenning (IFT).....	73
Vedlegg C: Beregningene av permeabilitet.....	75
Vedlegg D: Data fra viskositet forsøk.....	77
Vedlegg E: Tabell av konsentrasjon til salt og ioner i sjøvann	79
Vedlegg F: Referanser for teoretiske verdier på internett	81

Figurliste

Figur 1.1: De to bildene av kritt med kokkolittoforer, kalkorganismer og porerom er tatt med SEM (Skanning ElektronMikroskop). Bildet til venstre er zoomet inn 10 000 ganger, mens bildet til høyre er zoomet inn 50 000 ganger på en kokkolittofore.	2
Figur 1.2: Dagbrudd av kritt i Stevns Klint i Danmark.	3
Figur 2.1: Oljeutvinning ved spontan imbibering ved formasjonsvannet og Smart vann hos en helt vannvåt og litt vannvåt kjerne.	6
Figur 2.2: Fuktsystem. Til venstre er det vannfuktete systemet, og det oljefuktete systemet til høyre.	7
Figur 2.3: Hvordan vann vil fortrenge olje i de to forskjellige fuktsystemene. Til venstre er det vannfuktete systemet, og det oljefuktete systemet til høyre.	8
Figur 2.4: Betraktninger av fuktegenskaper i et system bestående av olje, vann og bergart. Til venstre er vannfuktet, og til høyre er oljefuktet.	9
Figur 2.5: Oljeutvinning ved spontan imbibering som funksjon av fuktegenskaper til bergarter.	10
Figur 2.6: Spontan imbibering av brine ved 40°C i kritt-kjerner som viser hvordan syretall til forskjellige råoljer vil påvirke oljeutvinning.	11
Figur 2.7: Kapillærtrykk-kurve for Amott metoder med spontan imbibering (SI) og viskøs flømming (VF).	13
Figur 2.8: Olje og vann i et kapillærrør som er vannfuktet. I grenseflaten mellom olje og vann kan det dannes en krummet menisk som gir opphav til trykkforskjellen mellom væskene.	17
Figur 2.9: (a) Hastighetsprofil uten viskositet. (b) Hastighetsprofil med viskositet.	18
Figur 2.10: Viskøse krefter ved null grenseflatespenning. (a) Uten strømning. (b) Med strømningsretning oppover.	18
Figur 2.11: Viskøse krefter når grenseflatespenning er høyere enn null. (a) Uten strømning. (b) Med strømningsretning oppover. (c) Forstørrelse av området med menisken i (b) med en strømningsretning oppover.	19
Figur 2.12: Både vann og olje strømmer gjennom et stort rør. Her er det gravitative krefter på tvers av strømmingen.	20
Figur 2.13: Et liksom reservoar med mange små kapillærrør med bidrag fra gravitative krefter.	21
Figur 2.14: Fuktforandring med Smart vann med kalsium- og sulfationer.	22
Figur 2.15: Mekanisme for fuktforandring med Smart vann. A: Ca^{2+} og SO_4^{2-} er aktive ved lavere temperatur. B: Mg^{2+} , Ca^{2+} og SO_4^{2-} er aktive ved høyere temperatur.	22
Figur 2.16: Forbigåing av vann flømming i (a) et vannvått system og (b) et oljevått system.	24
Figur 2.17: (a) Når porekroppene er små, vil olje ikke fanges opp. (b) Olje ble fanget av snap-off på grunn av at porekroppene er store.	24
Figur 2.18: Relativ permeabilitetskurve for et sterkt vannfuktet system og et sterkt oljefuktet system.	25
Figur 2.19: Kapillærtrykk som funksjon av vannmetning.	26
Figur 2.20: Utvinningsgrad av olje som funksjon av porevolum.	26

Figur 3.1: Bilde til venstre viser en hvit kasse som er pumpen, et avløpsvann-beger med måling og mange ventiler til og fra kjerneholderen. Bildet til høyre viser en kjerneholder, der destillert vann strømmer gjennom.....	28
Figur 3.2: En bit fra kritt-kjernen er limt oppå et svart klistermerke som en har lagt oppå en metallring til venstre. Til høyre viser en metallholder inne i et elektronmikroskop.....	29
Figur 3.3: Bildet til høyre viser et elektronmikroskop som styres av tre datamaskiner. Bildet til venstre viser de tre datamaskinene, datamaskinen til høyre styrer metallholderen og mikroskopet inni systemet som er vist i figur 3.2, datamaskinen i midten kan zoome inn/ut og ta bilder og datamaskinen til venstre tar kjemiske analyser.....	30
Figur 3.4: Bildet til venstre viser en vakuum-maskin under benken og en trykkmåling ved siden av benken. En stav holder et beger med en væske som kritt-kjernen skal mettes med. Til høyre vises et vakuum-beger. Lokket på vakuum-begeret har to ventiler på toppen, en for vakuum og en for metning som er vist til høyre.	31
Figur 3.5: Alt utstyr som brukes til spontan imbiberingsforsøket er vist til venstre. Bildet til høyre viser Amott spontan imbiberingscelle («imbiberingscelle») som er i gang med spontan imbibering.	31
Figur 3.6: Til venstre desikator. Til høyre silika i en skål som vil suge opp fuktighet fra kritt-kjernen.	33
Figur 3.7: Kjernen skal stå i 3 dager for at det skal bli likevekt av fuktighet i kjernen.	33
Figur 3.8: Det er et tensiometer til venstre og til høyre en platinaring som senkes ned i væsken.....	35
Figur 3.9: Bildet til venstre viser en blandevæske som skal siles med en liten sugemaskin til et rent likevektsvann. Til høyre et 0,22 µm hvitt filter som brukes som sil i sugemaskinen.....	36
Figur 3.10: Rotasjonsviskosimeter. I bildet til høyre roterer spindelen og tar målinger av skjærrate og skjærspenning.	37
Figur 4.1: De to bildene av kritt med kokkolittoforer, kalkorganismer og porerom er tatt med SEM med en forstørrelse på 10 000 ganger til venstre, mens bildet til høyre er zoomet inn 50 000 ganger på en kokkolittofore.....	40
Figur 4.2: Bildene ble også tatt med SEM. Til venstre vises en graf av forskjellige stoffer som kritt inneholder. Til høyre vises en tabell av de fem stoffene som en ønsker å sjekke.	40
Figur 4.3: Konsentrasjon av magnesium-, kalsium- og sulfationer som funksjon av porevolum under kjerneflømming med destillert vann.	42
Figur 4.4: Konsentrasjon av natrium- og kloridioner som funksjon av porevolum under kjerneflømming med destillert vann.	42
Figur 4.5: Viskositetsforsøket måler både skjærrate og skjærspenning som gir en viskositetsverdi ved romtemperatur på ca 22,0 °C.....	44
Figur 4.6: Spontan imbibering (% utvinningsgrad av olje – OOIP%) som funksjon av tid. Forsøkene er utført med samme kjerne ved romtemperatur og har ikke initiell vannmetning. F1, F2 og F3 står for rekkefølgen på forsøkene.	45
Figur 4.7: Spontan imbibering (% utvinningsgrad av olje – OOIP%) som funksjon av tid. Forsøkene er utført på samme kritt-kjerne ved romtemperatur og hvor initiell vannmetning er blitt variert fra 0- 60 %.....	46
Figur 4.8: Spontan imbibering (% utvinningsgrad av olje – OOIP%) som funksjon av tid. Rate øker når den initielle vannmetningen øker.....	47

Figur 4.9: Spontan imbibering (% utvinningsgrad av olje – OOIP%) som funksjon av initiell vannmetning.....	48
Figur 4.10: Residuell oljemetning som funksjon av tid.....	48
Figur 4.11: Spontan imbibering (% utvinningsgrad av olje – OOIP%) som funksjon av tid. Forsøkene er utført med to like kritt-kjerner (nr. 215 og nr. 210) ved romtemperatur og type olje er blitt variert med konstant initiell vannmetning på 10 %.....	49
Figur 4.12: Spontan imbibering (% utvinningsgrad av olje – OOIP%) som funksjon av tid. Forsøkene er utført med to like kjerner ved romtemperatur, og type olje er blitt variert med konstant initiell vannmetning på 10 %. Her blir grafen zoomet inn. Rate minsker ved større viskositet til olje.....	50
Figur 4.13: Spontan imbibering (% utvinningsgrad av olje – OOIP%) som funksjon av viskositet til oljen. Forsøket er utført med to like kjerner (nr. 215 og nr. 210).....	50
Figur 4.14: Residuell oljemetning som funksjon av tid.....	51
Figur 4.15: Spontan imbibering (fraksjon av utvinnbar olje) som funksjon av dimensjonsløs tid.....	53
Figur 4.16: Spontan imbibering (fraksjon av utvinnbar olje) som funksjon av dimensjonsløs tid.....	53
Figur 4.17: Effekt av initiell vannmetning på spontan imbibering av sjøvann i vaskede kjerner.....	54
Figur A.1: I området markert med den grønne ruten på krittet er det tatt kjemisk analyse med SEM som er zoomet inn 100 ganger.....	69
Figur A.2: Bildet av kritt og kjemisk analyse er tatt ved SEM som har zoomet inn 1 000 ganger.....	69
Figur A.3: Bildet av kritt og kjemisk analyse er tatt ved SEM som har zoomet inn 5 000 ganger.....	69
Figur A.4: Bildet av kritt som er zoomet inn 10 000 ganger og et bestemt punkt (grønn kryss) er tatt med kjemisk analyse.....	70
Figur A.5: Bildet av kritt som er zoomet inn 10 030 ganger og et bestemt punkt (grønn kryss) er tatt med kjemisk analyse.....	70
Figur A.6: En av fossilene er forstørret og undersøkt ved SEM som er zoomet inn 30 000 ganger.....	70
Figur A.7: En av fossilene er forstørret og undersøkt ved SEM som er zoomet inn 50 000 ganger.....	71
Figur D.1: Skjærspenning som funksjon av skjærrate.....	77
Figur D.2: Skjærspenning som funksjon av skjærrate med logaritmisk skala i y-aksen.....	77
Figur D.3: Skjærspenning som funksjon av skjærrate med en forstørrelse i y-aksen.....	78
Figur D.4: Skjærspenning som funksjon av skjærrate med både virkelig data og newtonsk modell for de væskene med lav viskositet.....	78
Figur E.1: Konsentrasjon av magnesium-, kalsium- og sulfationer som funksjon av porevolum under kjerneflømming med destillert vann.....	80

Tabell-liste

Tabell 3.1: Måling av kritt-kjernene.	27
Tabell 3.2: De forskjellige typene væske.	34
Tabell 4.1: Egenskapene til kritt-kjernene.	39
Tabell 4.2: Egenskapene til væskene.	41
Tabell 4.3: Tetthet til væskene.	43
Tabell 4.4: Viskositetsverdiene fra måling og internett (se referanser i vedlegg F).	45
Tabell 4.5: Kapillærtrykk	51
Tabell 4.6: Mobilitetsforhold	52
Tabell C.1: Permeabilitet til kjerne nr. 210	75
Tabell C.2: Permeabilitet til kjerne nr. 215	76
Tabell E.1: Resultatene av vannprøvene som er tatt ved 20 °C.	79
Tabell E.2: Brine komposisjoner.....	80

Kapittel 1 Introduksjon

I oljeindustrien vil en utvinne mest mulig olje fra reservoarene med minst mulig kostnad. Vanligvis klarer en å utvinne rundt 40 - 50 % av OOIP (Original Oil in Place / opprinnelig olje tilstede i reservoaret). En har tre trinn i oljeproduksjonen; primær, sekundær og tertiær. Tertiær produksjon kalles ofte også EOR (Enhanced Oil Recovery / økt oljeutvinning), men EOR kan også forekomme i sekundær prosess. Denne oppgaven har hovedfokus på EOR, og økt oljeutvinning er et begrep for at en skal øke produksjonsmengden av olje. Det vil si at en bruker en teknikk for å klare å ta større mengder olje ut av reservoarene. Det finnes mange metoder som blir brukt: mobilitet-kontroll (polymerere, skum), kjemikalier (tensider surfaktant, alkaliske midler), «miscible» (blanding som f.eks hydrokarbonløsemidler, CO₂), gassinjeksjon og vanninjeksjon. 80 % av reservoarene har trykkstøtte med vann og 20 % med gass.

Smart vann er en metode som brukes for å øke utvinningen ved å injisere vann med «optimalisert ionekomposisjon» inn i reservoarene. Reservoarene har også noen egenskaper som kan påvirke utvinningsgraden som for eksempel hvilken bergart og hvilke fuktegenskaper som finnes i reservoaret. Denne oppgaven har hovedfokus på karbonatbergarter. Smart vann er en del av et stort eksperiment innenfor EOR på UiS.

1.1 Oljeutvinning fra karbonatbergarter

Mer enn 50% av de kjente petroleumsreservene i verden er fanget opp i karbonatreservoarer [Austad, 2013]. Karbonatreservoarene er blant annet delt inn i kalkstein, kritt og dolomitt. Der vil formasjonsvannet inneholde høy salinitet som vanligvis er Ca²⁺ (kalsiumioner) som er målt under forsøk til cirka 0,2 mM. I karbonatreservoar eksisterer en kjemisk likevektsreaksjon (1.1) som er sterkt forskjøvet til venstre på grunn av at det er lite løselig:



Karbonatreservoarene i Nordsjøen kan inneholde dobbelt så mye olje som sandsteinreservoarer på grunn av at karbonatene ofte har porøsitet på 35-40 %, og porøsiteten til sandstein er ikke høyere enn rundt 20 %. Oljeutvinning fra karbonatreservoarene er ofte veldig lav, gjennomsnittlig under 30 %. Årsakene til lav oljeutvinning er at de fleste karbonatbergartene har lav permeabilitet, er lavt vannfuktet og har naturlige sprekker og heterogene bergartsegenskaper [Austad, 2013]. Chilingar og Yen [1983] har studert 161 karbonatbergarter og funnet at 15 % var sterkt oljefuktet, 65 % var oljefuktet, 12 % var blandet-fuktet (en blanding av olje- og vannfuktet) og 8 % var vannfuktet.

Ved å bruke Smart vann kan utvinningsgraden økes ved å endre fuktegenskapene til mer vann-vått, og det vil igjen øke kapillærkrefte for å få økt mikroskopisk fortrenngningseffektivitet («microscopic sweep efficiency»).

Kapittel 1 Introduksjon

1.2 Karbonater

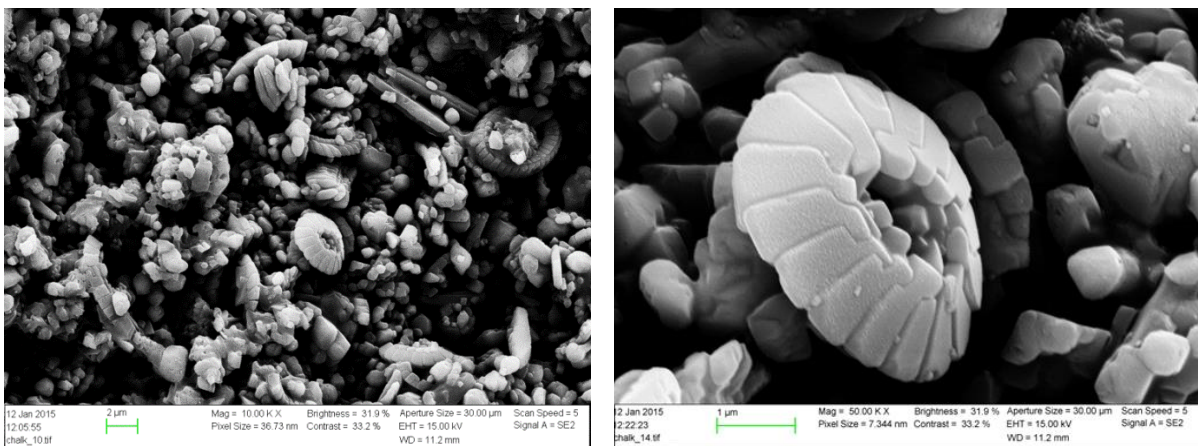
Når kalsium er i forbindelse med karbon og oksygen, vil det danne karbonater. Karbonater er en fellesbetegnelse for bergarter hovedsakelig bestående av mineraler som inneholder karbonationer (CO_3^{2-}) [ngu.no, 2015]. Når det forbindes med kalsium, blir det CaCO_3 – kalsiumkarbonat kalsitt. Karbonater er dannet og dominert av biokjemiske sedimentære bergarter, og de er satt sammen av skall eller skjelettrestrester fra organismer eller er direkte utfelt fra vann [Fossen, 2008].

De mest vanlige typene av karbonatmineraler er Kalsitt (CaCO_3), Dolomitt ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), Magnesitt (MgCO_3) og Siderite (FeCO_3).

1.3 Kritt

Chalk er et navn for kalsiumkarbonat CaCO_3 . Denne forbindelsen kalles ofte for kalk eller kritt, i oppgaven skal en bruke navnet kritt. Kritt er en myk, hvit og porøs sedimentærbergart som er en form for kalkstein som består hovedsakelig av mineralet kalsitt. Kritt har fine korn og har vanligvis høy porøsitet på grunn av de små porene mellom skjelett bestanddeler, som er vist som svarte tomrom i figur 1.1 under. Siden de er porøse kan de holde på et stort volum av grunnvann, noe som gir et naturlig reservoar som slipper vann sakte gjennom i tørre årstider. På grunn av sin porøsitet er kritt studert i en rekke geofysiske eksperimenter (Seismikk). De har lav permeabilitet som vanligvis er mellom 1-10 mD [Viksund et al., 1998], på grunn av at porene har mikro størrelse.

Krittkalken består hovedsakelig av planktoniske kalkplater (kokkolitter) fra en type planktonisk alge, kokkolittforene som levde i krittthavet [Ramberg et al., 2013]. På bildene i figur 1.1 under kan en se at det inneholder mange kokkolittforene og kalkorganismer.



Figur 1.1: De to bildene av kritt med kokkolittforene, kalkorganismer og porerom er tatt med SEM (Skanning ElektronMikroskop). Bildet til venstre er zoomet inn 10 000 ganger, mens bildet til høyre er zoomet inn 50 000 ganger på en kokkolittfore.

Kokkolittforene er en sirkelrund skive av kalk med hull i sentrum. «Når kokkolittforene døde, løsnet kokkolittene fra skallhinnen, sank til bunns og dannet kalkslam i områder der det var svært liten tilførsel av andre typer sedimenter som leire og sand. I slike områder bygde kalkslammet med tiden tykke avsetninger av kokkolitter, som igjen ble til de tykke

Kapittel 1 Introduksjon

skrivekrittlagene vi kjenner i dag. I Danmark finner vi disse bergartene på land, og de mest kjente lokalitetene er Møns Klint og Stevns Klint.» [Ramberg et al., 2013]

Det finnes mange dagbrudd av kritt. Hovedfokus blir på dagbruddet i Stevns Klint i Danmark, figur 1.2, fordi denne kritttypen har sammenlignbare egenskaper med den kritttypen som finnes i Ekofiskfeltet. Kritt i Stevns Klint er avsatt i samme tidsperiode som for Nordsjøens reservoar, for cirka 65 millioner år siden. Stevns Klint er 12 km lang og opp til 41 m høy. Det har et synlig lag av grensen mellom krittiden og tertiærtiden. Kritt-kjernene fra Stevns Klint skal derfor brukes i alle eksperimentene.



Figur 1.2: Dagbrudd av kritt i Stevns Klint i Danmark.

[Figuren er hentet fra <http://da.wikipedia.org/wiki/Fil:StevnsKlint.jpg>]

1.4 Motivasjon

Motivasjonen for denne oppgaven er å bedre forstå betydningen av initiell vannmetning og viskositet av olje ved bruk av Smart vann i EOR prosesser. Injeksjon av modifisert brine (en oppløsning av salt i vann) har mulighet til å endre fukttegenskapene i et delvis oljefuktet reservoar til mer vannvått (evt. mindre oljevått), og dermed generere positive kapillære krefter, som kan øke den mikroskopiske fortregningseffektiviteten ved at vann kan imbibere inn i nye oljefylte porer. Dette arbeidet har hovedfokus på initiell vannmetning, grenseflatespenning og viskositet, og hvordan disse parametrene påvirker kapillære krefter i vannfuktet kritt og dermed produksjon av olje (fra kjernene).

De viktigste drivmekanismene for Smart vann er å øke mikroskopisk fortregningseffektivitet, fuktforandring til mer vannvått og å generere positivt kapillærtrykk. For å øke mikroskopisk fortregningseffektivitet trenger en et høyt kapillærtrykk i porene, som vil være høyere når overflatene er vannfuktet. Når mikroskopisk fortregningseffektivitet øker ved bruk av Smart vann, vil en få et hopp i oljeutvinningsgrad og få en større utvinning enn ved fortregning ved hjelp av formasjonsvannet. Oppgaven ønsker å undersøke hvordan initiell vannmetning og viskositet til olje påvirker kapillære krefter i vannfuktet kritt.

Hvordan vil endring av initiell vannmetning påvirke hva den totale oljeutvinningen vil bli. Det vil også bli undersøkt hvordan endringen i initiell vannmetning vil påvirke

Kapittel 1 Introduksjon

oljeproduksjonsraten. Det vil også bli studert forhold til kapillærtrykk og hvordan kapillærtrykk vil påvirkes av initiell vannmetning. Oljeutvinning er styrt av kapillærtrykk, og det vil bli sjekket om endring av initiell vannmetning vil påvirke noe. Vannfuktede kjerner vil bli brukt.

En vil se på effekter av overflatespenning, grenseflatespenning hos forskjellige væsker og hva som vil skje med spenningen om viskositeten til oljen øker. Oppgaven skal bruke forskjellige typer oljer med normal-komponenter og/eller multi-komponenter. Hvordan vil kapillærtrykket endre seg ved høyere eller lavere grenseflatespenning når viskositet øker? Vil oljeutvinning bli påvirket?

Oppgaven tar også for seg viskositeten til olje. En skal studere effekten av viskositet på olje i eksperimentene, og det brukes derfor flere typer oljer med ulike viskositeter. Til slutt vil en vurdere om eksperimentene har en god teoretisk tilnærming, og om alt utstyret er godt nok, eller om en vil få en høy usikkerhet som kan føre til et dårlig resultat.

Kapittel 2 Teori

I dette kapitlet blir teorien beskrevet, og vil ta for seg de viktigste elementene som vil påvirke eksperimentene som ble utført. Dette innebærer tema som EOR, fuktegenskaper med målemetode, vannflømming, kapillære, viskøse og gravitative krefter, Smart vann og påvirkning av fuktegenskaper, mobilitetsforhold og effekt av initiell vannmetning og heterogenitet.

2.1 EOR

Oljeutvinningsoperasjoner har ofte tre trinn:

- Primær
- Sekundær
- Tertiær

Primærproduksjonen er den første fasen og den letteste delen av produksjonen. Den bruker naturlig energi som er lagret i reservoaret til å fortrenge olje fra reservoaret til produksjonsbrønner. De naturlige energiene kan være gasstrykk i løsning eller i gasskappen, naturlig vanntrykk, ekspansjon av væsker og bergart, gravitasjonsdrenering eller en kombinasjon av disse mekanismene [Green and Willhite, 1998]. I det første trinnet vil det bli produsert rundt 10-30 % av OOIP [Castor et al., 1981].

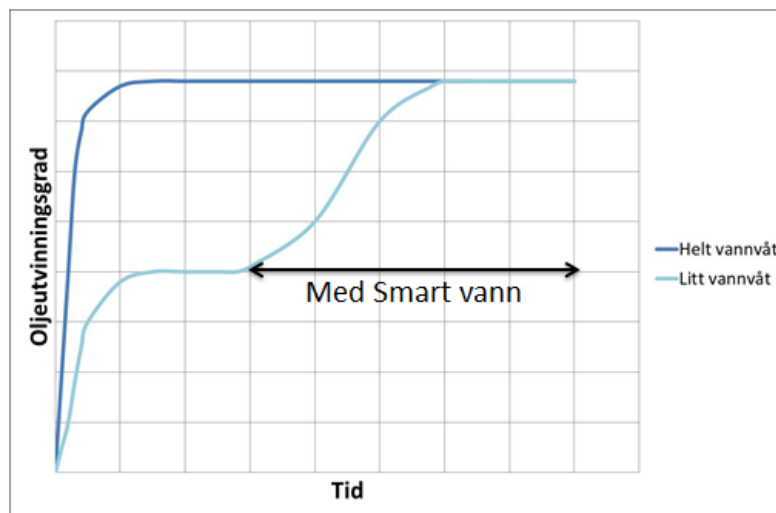
Når den primære produksjonen begynner å falle, kan den sekundære produksjonen begynne. Der forsterkes den naturlige energien ved hjelp av injeksjon av vann eller gass til å fortrenge mer olje når primær produksjonen ikke klarer å fortrenge mer på egen hånd. Da injiseres gass til gasskappen eller vann til vannsonen for å øke gasstrykk/vanntrykk, eller en injiserer gass/vann ved enden av reservoaret i oljesonen. Oljeutvinningsgraden i det andre trinnet vil være rundt 30-50 % av OOIP [Castor et al., 1981].

Tertiær produksjonen vil overta når den sekundære produksjonen ikke lenger er over produksjonskostnad. Produksjonen bruker injeksjon av blandbare gasser, flytende kjemikalier, og/eller varmeenergi for å fortrenge olje. Hydrokarbongasser, CO₂, nitrogen, og røykgassene er blant de gassene som brukes. I tillegg vil injeksjonsfluider samhandle med reservoarbergarten/oljesystemet for å få bedre oljeutvinning enn kun gass/vanninjeksjon i sekundær produksjonen. De kan gi et lavere IFT-tall (Interfacial tension / grenseflatespenning), oljesvelling, oljeviskositetsreduksjon, fuktendring, eller gunstig faseoppførsel [Green and Willhite, 1998].

Tertiær utvinning er knyttet til EOR prosesser for å få mer olje ut av reservoarbergarten ved å redusere residuell oljemetning. Mens IOR (Improved Oil Recovery / forbedret oljeutvinning) er et mer utvidet begrep og kan inkludere EOR og andre forbedrede prosesser som alt fra nye utbyggingsløsninger, reservoar karakterisering, forbedret reservoarstyring og boring av nye produksjons/injeksjonsbrønner til EOR prosesser.

Kapittel 2 Teori

I karbonatreservoarer blir olje fortrent fra matriksen ved spontan imbibering av injeksjonsfluid som er en del av EOR-prosesser. Injeksjonsfluidet kan inneholde vann eller vann med «optimalisert ionekomposisjon». Siden karbonatreservoarer hovedsakelig er oljefuktet, er prosessen begrenset. Reservoaret vil hindre spontan imbibering av vann inn i matriksen på grunn av et negativt kapillærtrykk. For å utnytte karbonatbergarter, bør kapillærtrykket økes ved å endre fuktegenskapene til bergartene (mer vannvåt). Da vil matriksen imbibere vann inn i bergartene og få mikroskopisk fortregning. Vann med «optimalisert ionekomposisjon» har mulighet til å endre fuktegenskaper til bergarter som er vist i figur 2.1, derfor har oppgaven fokus på Smart vann.



Figur 2.1: Oljeutvinning ved spontan imbibering ved formasjonsvannet og Smart vann hos en helt vannvåt og litt vannvåt kjerne.

2.1.1 Mikroskopisk fortregning

Ved EOR-prosesser kan en få en mikroskopisk fortregning. Mikroskopisk fortregning relaterer seg til forskyvning eller mobilisering av olje ved poreskala [Green and Willhite, 1998]. Det måler effektiviteten av en væske som fortrenger olje forskjellige steder i reservoaret når fortrenningsvæsken er i kontakt med oljen. Det måler også størrelsen av den residuelle oljemetning, S_{or} , på stedene som er i kontakt med fortrenningsvæsken.

$$E_m = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} \quad (2.1)$$

E_m = Effektivitet av mikroskopisk fortregning

S_{oi} = Initiell oljemetning

S_{or} = Residuell oljemetning

E_m er en fraksjon av oljen produsert fra volumene som er i kontakt med fortrenningsvæsken. E_m beregnes ut i fra forholdet gitt i formel 2.1. For å beregne oljeproduksjon, skal en trekke den residuelle oljemetningen fra den initielle oljemetningen, S_{oi} . Under eksperimentene skal en endre den initielle vannmetningen, S_{wi} . Forholdet mellom S_{oi} og S_{wi} er gitt i formel 2.2.

$$S_{oi} = 1 - S_{wi} \quad (2.2)$$

$S_{oi} = \text{Initiell oljemetning}$
 $S_{wi} = \text{Initiell vannmetning}$

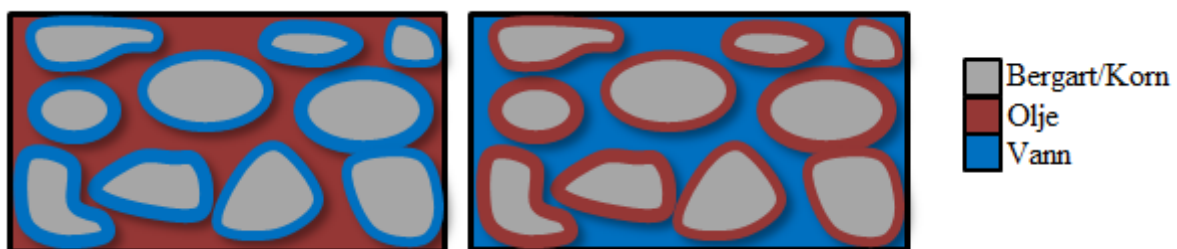
2.2 Fuktegenskaper

Fuktegenskaper kan defineres som en tendens som en væske har til å spre seg på eller holde seg fast til en overflate i nærvær av en ikke-blandbar væske [Anderson, 1986a]. Fuktegenskaper er en av de viktigste faktorene hos en reservoarbergart, fordi den kan påvirke flerfase-flømming i reservoarbergarten, væskefordeling og kapillærfanget fluid (capillary trapping). Dette vil avgjøre suksessen til vanninjeksjon. De viktigste faktorene for fuktegenskaper er kapillærtrykk, relativ permeabilitet, elektriske egenskaper og minimum-metning (irreducible) [Strand, 2005]. Fuktegenskaper forteller oss at i et likevektssystem vil den fuktede væsken ligge på poreveggene og ta plassen i de minste porene [Punternvold, 2008]. Den ikke-fuktede væsken vil ligge i porekroppene mellom den fuktede væsken. Det vil si at den ikke-fuktede væsken ikke har kontakt med poreveggene.

Fuktegenskaper for et oljereservoar deles gjerne opp og beskrives som fire hovedtyper:

- Vannfuktet
- Oljefuktet
- Delvis fuktet
- Blandet-fuktet

I vannfuktede systemer vil vann ligge på poreveggene som en film, og med vann i de minste porene, mens olje vil være i porekroppene som en oljedråpe i et større porerom som er vist i figur 2.2. En kan avgjøre at det er et vannfuktet system når poreveggene inneholder mer enn 50% fukt av vann [Donaldson and Alam, 2008]. Hos det oljefuktede systemet vil det være motsatt, olje på poreveggene og i de minste porene.

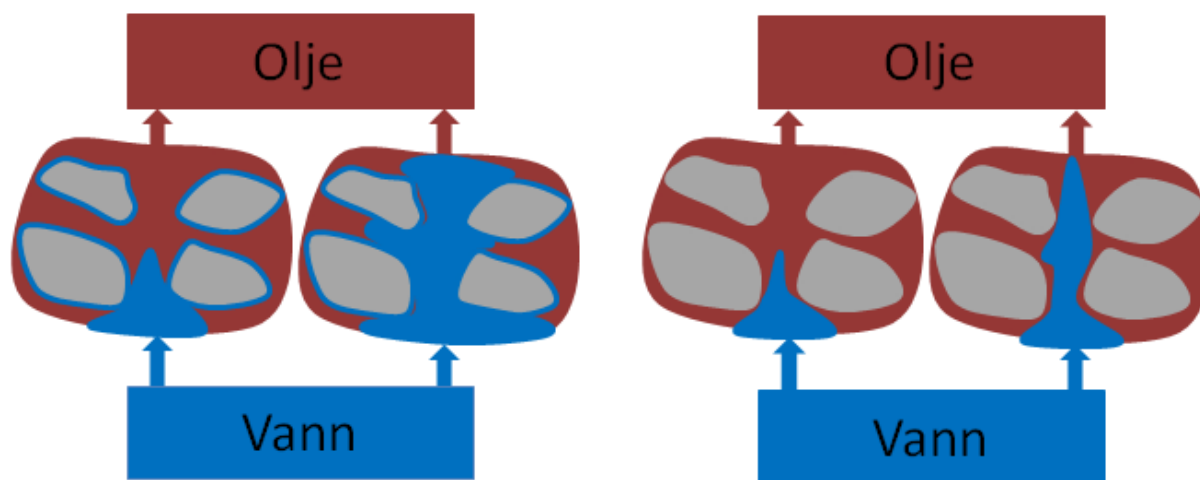


Figur 2.2: Fuktsystem. Til venstre er det vannfuktede systemet, og det oljefuktede systemet til høyre.

Når vann blir injisert i reservoaret for å fortrenge olje mot produksjonsbrønnen, vil det skje på forskjellige måter på grunn av avhengighet av fuktegenskaper til reservoaret. Figur 2.3 viser at når reservoaret er et vannfuktet system, vil vann lett fortrenge olje og vannet vil komme i kontakt med poreveggene. I det oljefuktede systemet vil vann ikke komme i kontakt med

Kapittel 2 Teori

poreveggene, da vil noe olje bli igjen i reservoaret, i filmene og i de minste porerommene som er vist i figur 2.3.

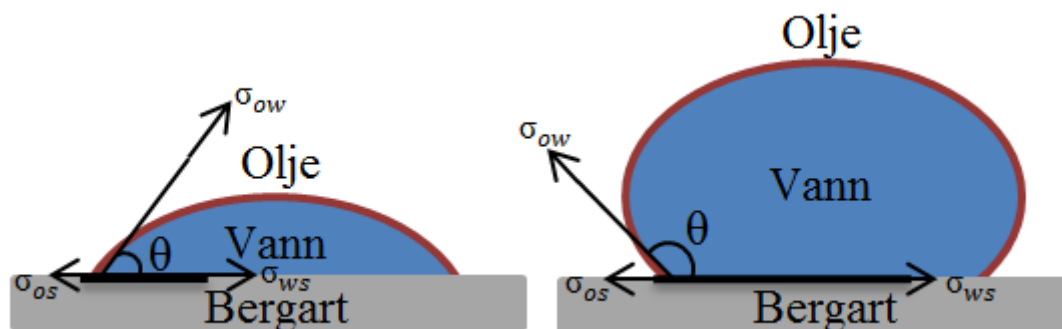


Figur 2.3: Hvordan vann vil fortrenge olje i de to forskjellige fuktsystemene. Til venstre er det vannfuktede systemet, og det oljefuktede systemet til høyre.

Et delvis fuktet (fractionally-wet) system er definert som heterogen fuktet porevegg. Det vil si at poreveggen ikke er dekket av enten vann eller olje, men er tilfeldig fuktet fordelt i bergarten fordi mineraler har en variasjon av kjemiske egenskaper [Donaldson and Alam, 2008].

Et blandet-fuktet system (mixed-wet) er definert slik at de minste porene er fuktet og mettet med vann, mens de store porene er oljefuktet og rommene er fylt med olje. Dette kan oppstå hvis oljen inneholder overflateaktive forbindelser, da vil oljen gradvis fortrenge vann som ligger på poreveggen som en film. Oljen vil ikke gå inn i de mindre porene fordi grensen til kapillærtrykket er for stort til at olje kan fortrenge vann der [Donaldson and Alam, 2008]. De to siste systemene kalles også nøytralt fuktet, da har overflaten ikke preferanse for vann eller olje.

Det finnes en metode for å vurdere fukteegenskapen til et system i reservoaret ved å måle kontaktvinkel (θ) mellom et fast stoff (bergart) og de to ikke-blandbare væskene (olje og vann). Kontaktvinkelen er likevekten mellom grenseflatespenningen for de to væskefasene og deres individuelle elektrostatiske tiltrekning til faststoffet som er vist i figur 2.4. Kontaktvinkelen skal måle en vinkel mellom bergart og den tyngre fasen som er vann i figur 2.4.



Figur 2.4: Betrakninger av fuktegenskaper i et system bestående av olje, vann og bergart. Til venstre er vannfuktet, og til høyre er oljefuktet.

Når bergarten i reservoaret er vannfuktet, vil vinkelen mellom vanndråpe på bergarten være mindre enn 90 grader, siden vann har evnen til å spre seg til de minste porene. Dersom bergarten er oljefuktet, vil vann miste den gode evnen til å spre seg på grunn av at det er olje som nå har den gode evnen. Vinkelen vil da bli mer enn 90 grader. Hvis bergarten er nøytralt fuktet, betyr det at den er ikke sterkt knyttet til en bestemt væske. Begge væskene kan ha god evne til å spre seg, og kontaktvinkelen vil være 90 grader. Forholdet mellom kontaktvinkelen og de tre grenseflatespenningene (σ_{os} , σ_{ws} og σ_{ow}) er relatert til Young-Dupre likningen som er vist i formel 2.3.

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta \quad (2.3)$$

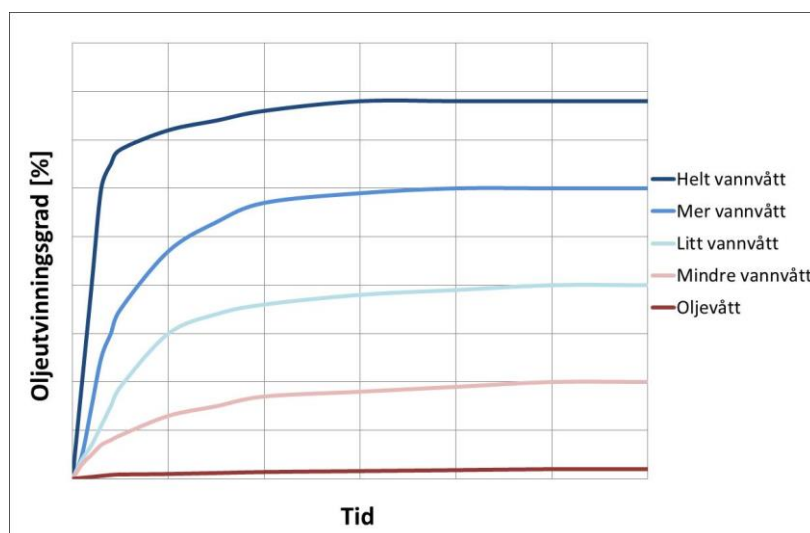
σ_{os} = Grenseflatespenning mellom olje og bergart (solid),
[N/m]

σ_{ws} = Grenseflatespenning mellom vann og bergart (solid),
[N/m]

σ_{ow} = Grenseflatespenning mellom olje og vann, [N/m]

θ = Kontaktvinkel, [°]

I EOR-prosesser er det viktig å kunne endre fuktegenskaper til bergarter. Utvinningsgraden kan økes ved å endre for eksempel fra oljefuktet til mer vannfuktet. Bergarter som er helt vannvåte har høyest oljeutvinning som er vist i figur 2.5. Som tidligere beskrevet i oppgaven, vil dette øke de kapillære kreftene og føre til mikroskopisk fortrenningseffektivitet. Fuktendringer er også avhengig av flere faktorer som type olje, bergart, initiell vannmetning, reservoartemperatur, saltvann, konsentrasjon av ioner i saltvann og grenseflatespenninger.



Figur 2.5: Oljeutvinning ved spontan imbibering som funksjon av fuktegenskaper til bergarter.

2.2.1 Initielle fuktegenskaper i karbonater

Alle reservoarbergarter er fylt med vann før olje migrerer inn i reservoarene.

Det betyr at i begynnelsen er overflatene til kritt vannfuktet og er i likevekt med brine som inneholder en høy konsentrasjon av Ca^{2+} -ioner som er vist i kjemisk ligning 1.1 i kapittelet 1.1. Råolje inneholder overflateaktive polare komponenter, og den har karboksylsyre. Når råolje migrerer inn i et kritt reservoar, vil karboksylsyre av råolje komme i kontakt med vannfasen. Det vil dannes et grensesnitt mellom olje og brine på grunn av at væskene har forskjellig tetthet, og grensesnittet vil bli negativt ladet når den forbinder seg med vann.

Karboksylgruppe: $-\text{COOH}$

Gruppen med negativ ladet: $-\text{CO}_2^-$

Fuktegenskapene til bergarten er i stor grad avhengig av styrken til fuktefilmen, og hvor lett fuktemolekylene fortrenses fra bergartsoverflaten [Milter, 1996]. Filmstyrke er påvirket av to grensesnittladninger, mellom olje/brine og brine/bergart. Styrken er avhengig av om grensesnittene vil tiltrekke eller frastøte hverandre.

«Disjoining» trykket (det totale trykket mellom to partikler eller grensesnitt til meget små avstander [Derjaguin et al., 1987]) involverer elektrostatiske interaksjoner, steriske krefter (hydratiseringskrefter) og London spredningskrefter [Hirasaki, 1991]. Når «disjoining» trykket er positivt, vil de to partiklene eller grensesnittene frastøte hverandre og fuktefilmen kan bli større og forbli stabil. Hvis «disjoining» trykket er negativt, vil de to partiklene eller grensesnittene tiltrekke hverandre og fuktefilmen kan bli tynnere. Til slutt vil filmtykkelsen være på et kritisk nivå og bli ustabil. Filmen kan også bli brutt. Hvis det skjer, kan den ikke-fuktete væsken ta direkte kontakt med bergoverflaten [Buckley et al., 1989; Kaminsky and Radke, 1998; Legens et al., 1999]. Dette vil endre fuktegenskapen til bergarten.

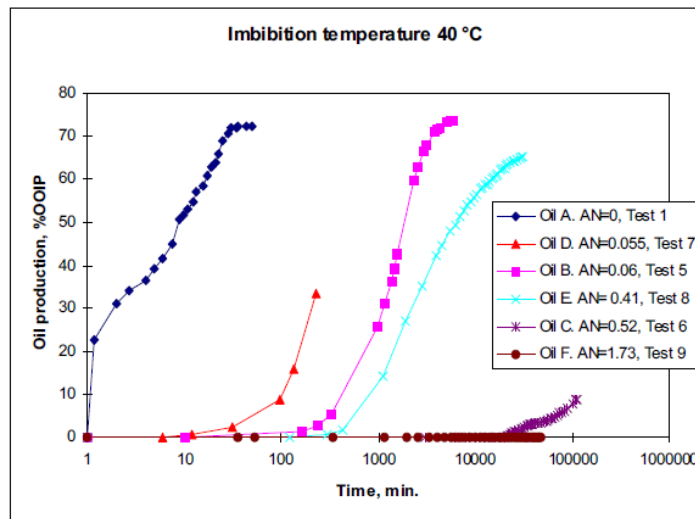
Kapittel 2 Teori

Krittreservoarene har en kjemisk likevektsreaksjon:



HCO_3^- har en stor effekt på pH-verdi, og den vil være høyere enn pH 7. En antar derfor at brine har pH høyere enn 8 og krittverflaten er positivt ladet [Pierre et al., 1990]. Da vil et negativt «disjoining» trykk oppstå mellom det positivt ladede brine/bergart-grensesnittet og det negativt ladede olje/brine-grensesnittet. De to grensesnittene er motsatt ladet, og det betyr at de er tiltrukket av hverandre. Dette førte til en fortykning av vannfilmen mellom olje og bergart som til slutt kan bli kollaps (filmbrudd), og oljen kan kontakte deler av bergarten. Karboksylsyre adsorberer på bergartsflaten og gjøre bergarten mindre vann-våt [Thomas et al., 1993]. På denne måten kan mange reservoarer få oljefuktet system etter migrasjon av råolje. Karboksylsyre er meget sterkt bundet til Ca^{2+} -ioner på bergartsflaten, og de blir ikke lett fjernet av oppløsningsmidler, men de kan fjernes ved kjemiske reaksjoner. Derfor trenger en Smart vann til å endre fuktegenskap før en kan utvinne olje.

De viktigste parametrene som påvirker fuktegenskapene i kritt AN (acid number / syretall), temperatur og potensialer i grensesnitt (råolje/brine/bergart). Det betyr at når AN til råoljen øker, vil raten av spontan imbibering avta på grunn av mer oljevåt overflate [Standnes, 2001] som er vist i figur 2.6. Fuktegenskapene er avhengig av mengde av syrekomponenter i råoljen på krittverflaten, og hvis råoljen får et høyere syretall vil den ha bedre evne til å endre fuktegenskapene til mer oljevåt overflate [Standnes and Austad, 2000]. Et høyere syretall er fremdeles en svak syre, slik at effekten ikke er nok til å endre pH-verdi.



Figur 2.6: Spontan imbibering av brine ved 40°C i kritt-kjerner som viser hvordan syretall til forskjellige råoljer vil påvirke oljeutvinning.

[Figuren er kopiert fra Standnes og Austad, 2000]

Zhang sin doktorgradsoppgave [2006] viser at eldingstemperaturen spiller liten rolle for fuktegenskapene i kritt, men temperatur er indirekte viktig i reservoaret. Når

Kapittel 2 Teori

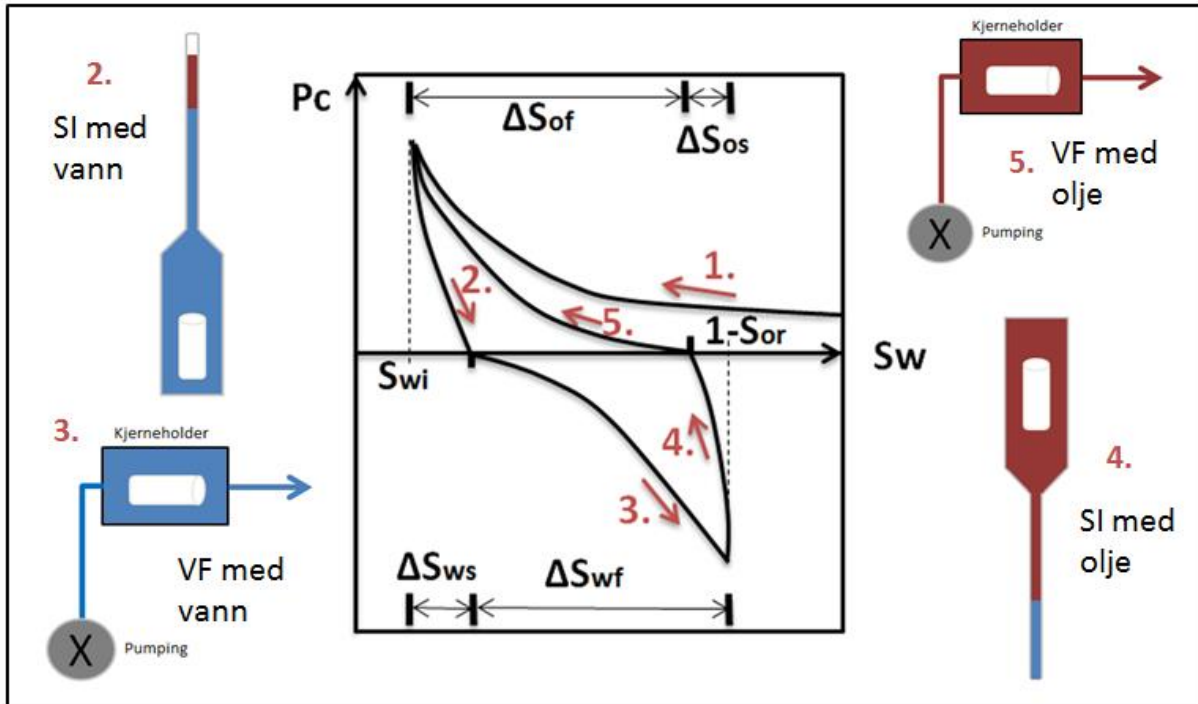
reservoartemperaturen øker, vil AN til råoljer avta i reservoaret på grunn av dekarboksylering i kritt (en katalytisk effekt) [Zhang and Austad, 2005].

2.2.2 Målemetode av fuktegenskaper med Amott metode (spontan imbibering og viskøs flømming)

Det finnes flere forskjellige metoder for å måle fuktegenskaper, både kvalitative og kvantitative [Anderson, 1986b]. De kvalitative målemetodene kan være imbiberingsrater, mikroskopsundersøkelser, «glass slide metode», relative permeabilitetskurver, permeabilitet-/metningsforhold, kapillærtrykkurver, kapillærrør metode, fortrenningskapillærtrykk, reservoar-logger, NMR (magnetisk resonans) og fargestoff adsorpsjon. Kontaktvinkelmålinger, Amott (spontan imbibering og viskøs flømming) og USBM metoden er de kvantitative målemetodene. I denne oppgaven har fuktegenskaper blitt målt ved spontan imbibering.

Amott testen [Anderson, 1986b] er en utvidelse som er introdusert av Amott [1959]. I Amott metoden er spontan imbibering og viskøs flømming kombinert for å måle den gjennomsnittlige fuktegenskaper til en kjerne [Anderson, 1986b]. Det fuktede fluidet vil imbibere spontant inn i en kjerne, samtidig som kjernen vil fortrenge det ikke-fuktede fluidet. Spontan imbibering er et viktig fenomen i oljeutvinning fra oppsprukne reservoarer, der raten av masseoverføring mellom bergart-matriksene og sprekkene vil bestemme oljeproduksjonen. Imbibering vil si innsuging av et fluid, fortrenning av et annet fluid. Viskøs flømming vil si at en kritt-kjerne ligger i en kjerneholder og det fuktede fluidet pumpes inn i kjerneholderen og fortrenger mer det ikke-fuktede fluidet.

Amott-Harvey's test er en matematisk del av Amott testmetoden. Figur 2.7 viser en testsyklus for Amott og Amott-Harvey metoden.



Figur 2.7: Kapillærtrykk-kurve for Amott metoder med spontan imbiberering (SI) og viskøs flømming (VF).

Testsyklusen er delt i fem trinn:

1. Primær drenering av vann ved fortrenkning med olje for å etablere initiell vannmetning, S_{wi}
2. Spontan imbiberering med vann, ΔS_{ws}
3. Viskøs flømming med vann, ΔS_{wf} , for å nå restoljemetning, S_{or}
4. Spontan imbiberering (drenering) med olje, ΔS_{os}
5. Viskøs flømming (drenering) med olje, ΔS_{of} for å nå residuell vannmetning, S_{wr}

I teorien vil viskøs flømming med olje gå tilbake til det samme punktet som S_{wi} , dvs den residuelle vannmetningen skal være den samme som den initielle vannmetningen. Men i praksis vil det skje hysteres, det vil si at viskøs flømming ikke vil klare å nå det samme punktet som S_{wi} .

Amott metoden gir en relativ fortrenkningsindeks for Amott-Harvey, I_{AH} [Anderson, 1986b], som er vist i formel 2.6.

$$I_{AH} = I_w - I_o \quad (2.6)$$

I_{AH} = Amott-Harvey indeks
 I_w = Amott vann indeks
 I_o = Amott olje indeks

Kapittel 2 Teori

I_o viser et forhold mellom den vannmengden som fortrenses ved spontan imbibering (drenering) med olje og den totale fortrenning fra spontan imbibering og viskøs flømming (drenering) med olje. I_w beskriver et forhold mellom et volum av olje som fortrenses ved spontan imbibering med vann og den totale forfortrenning fra spontan imbibering og viskøs flømming med vann.

Amott indeksene er beregnet fra endring av metning som vises i de to formlene under:

$$I_w = \frac{\Delta S_{ws}}{(\Delta S_{ws} + \Delta S_{wf})} \quad (2.7)$$

$I_w =$ Amott vann indeks

$\Delta S_{ws} =$ Endring av vannmetning under spontan imbibering med vann

$\Delta S_{wf} =$ Endring av vannmetning under viskøs flømming med vann

$$I_o = \frac{\Delta S_{os}}{(\Delta S_{os} + \Delta S_{of})} \quad (2.8)$$

$I_o =$ Amott olje indeks

$\Delta S_{os} =$ Endring av oljemetning under spontan imbibering med olje

$\Delta S_{of} =$ Endring av oljemetning under viskøs flømming med olje

Amott-Harvey indeksen varierer fra -1 for et sterkt oljevått system til +1 for et sterkt vannvått system. Cuiec [1984] beskriver at indeksområdet, ved å si at $-1 \leq I_{AH} \leq -0,3$, er et oljevått system, $I_{AH} = 0$ er nøytrale fuktgenskaper og $0,3 \leq I_{AH} \leq 1$ er et vannvått system.

Amott metoden har en stor fordel da både reservoarkjerner og væsker kan brukes. Ulempene kan være at testen er ufølsom når kjernen er nær nøytralt fuktet [Anderson, 1986b], og har vansker med å skille mellom systemer med residuell ikke-fuktet fase uten å endre tegn på imbiberingskapillærtrykket [Ma et al. 1999] eller skille godt nok mellom grader av sterkt vannvått [Morrow, 1990]. Altså får testen problem når I_{AH} er nær 1 [Morrow, 1990] eller 0 [Anderson, 1986b]. Testen har en større usikkerhet til S_{ws} og S_{os} -verdier. Tid for testene kan også være et problem, fordi de krever fra mange timer til måneder for å nå null kapillærtrykk.

Effekten av økningen i S_{wi} på imbiberingsrate har sammenheng med endring i imbiberingskapillærtrykket og mobilitet til vann [Vikesund et al., 1998]. Når en øker S_{wi} vil også vannmetning ved imbibering øke, og imbiberingskapillærtrykket vil reduseres. Kapillærtrykket styrer imbiberingsprosessen. Den relative permeabiliteten for vann er svært lav ved begynnelsen av imbibering, og for olje vil den være veldig høy [Vikesund et al., 1998]. Mobiliteten til vann øker raskere under imbibering ved økning i S_{wi} . Da vil vannmetning øke under imbibering, kapillærtrykket reduseres og det betyr at imbibering også reduseres. Det fører til at oljeutvinningsgraden også blir redusert ved økt S_{wi} .

Kapittel 2 Teori

De bergartene som kan imbibere vann spontant, er mest vannvåte fordi graden av vannfukting er en dominerende faktor i raten av oljeutvinning [Vikesund et al., 1998]. Dersom bergarten er ren oljefuktet, vil den ikke klare å imbibere vann spontant. Nettoeffekten av kapillærtrykksdrivkraften og den motstående viskøse strømningsmotstanden til å flyte skal i hovedsakelig bestemme raten av spontan imbibering i porøse matrikser. Imbiberingsmåliger kan også innebære effektene av kjerneprøvestørrelse, form, grensebetingelser, viskositet og viskositetforhold, grenseflatespenning, porestruktur, permeabilitet og porøsitet, fukttegenskaper, kapillærtrykk og relativ permeabilitet [Vikesund et al., 1998; Zhang et al., 1996].

Den karakteristiske lengden (L_c) er definert som en funksjon av bulk volum, arealene av overflatene som kan imbibere og avstandene mellom disse overflatene og ikke-strømningsgrensene [Zhang et al., 1996]. En kan sammenligne en karakteristisk lengde med imbiberingresultater for systemer med forskjellige former og grensebetingelser. Kritt-kjernene fra Stevns Klint brukt i eksperimentene kan imbiberes fra alle overflatene, og karakteristisk lengde kan finnes ved bruk av formel 2.10. Fra undersøkelse for tilgjengelige imbiberingsdata ble skaleringsloven for Mattax og Kyte [1962] modifisert for å gi en dimensjonsløs tid, t_D som vist i formel 2.9 [Ma et al., 1995].

$$t_D = t \sqrt{\frac{k}{\varphi} \frac{\sigma}{\sqrt{\mu_w \mu_o}} \frac{1}{L_c^2}} \quad (2.9)$$

$t_D =$ Dimensjonsløs tid

$t =$ Imbiberingstid, [s]

$k =$ Permeabilitet, [m^2]

$\varphi =$ Porøsitet

$\sigma =$ Grenseflatespenning (IFT), [N/m]

$\mu_w =$ Vann viskositet, [Pa*s]

$\mu_o =$ Olje viskositet, [Pa*s]

$L_c =$ En karakteristisk lengde, [m]

$$L_c = \frac{LD}{2\sqrt{D^2+2L^2}} \quad (2.10)$$

$L_c =$ En karakteristisk lengde, [m]

$L =$ Lengde av den porøse matriksen, [m]

$D =$ Diameter av den porøse matriksen, [m]

Denne skaleringen vil uttrykke at like verdier av dimensjonsløs tid (t_D) bør vise like høy oljeutvinning [Standnes and Austad, 2001]. Når IFT er redusert, vil oljeutvinning avta og få lengre tid som er nødvendig for å få den samme verdien av t_D . Når en lager en graf med dimensjonsløs tid fra formelen 2.9, vil det vise hvordan ratene stiger under spontan imbibering uavhengig av tid. Forventingsvis vil alle ratene stige på samme måte ved dimensjonsløs tid.

2.3 Vannflømming

Vannflømming av oljereservoarer har vært utført i et århundre for å forbedre oljeutvinning av to grunner:

- Å gi trykkstøtte til reservoaret for å forhindre gassproduksjon, dvs. å holde trykket over boblepunkttrykket til oljen, $P_{\text{res}} > P_b$
- Å fortrenge oljen med vann ved viskøse krefter.

Det har vært en diskusjon om hvilken oljeproduksjonsprosess vannflømming tilhører. Flere forskningsgrupper i løpet av de siste 20 årene har studert fuktegenskaper på ulike CBR-systemer (CBR - A chemical equilibrium between the crude oil, brine and the rock / en kjemisk likevekt mellom råolje, brine og bergart). De har konkludert at injeksjonsvann som har forskjellig sammensetning i forhold til det opprinnelige formasjonsvannet, kan «forstyrre» den opprinnelige kjemiske likevekten av CBR-system [Austad, 2013]. Da vil det etableres en ny kjemisk likevekt under prosessen, og det fører også til at fuktegenskaper vil bli endret og kan gi en økt oljeutvinningsgrad. Hvis sammensetningen til injeksjonsvannet er lik det opprinnelige formasjonsvannet, vil den kjemiske likevekten være veldig lite påvirket. Det er derfor en kan si at injeksjon av formasjonsvann er en sekundær prosess av oljeproduksjon, mens injeksjon av vann med en annen sammensetning enn det opprinnelige formasjonsvannet som kan endre fuktegenskaper, vil være en tertiær utvinningsprosess.

For å bruke injeksjonsvann som tilhører tertiær produksjon, må det oppstå en ny kjemisk likevekt som må være høy nok til å rekke innen en tidsramme av en oljeproduksjon. Mange geokjemiske reaksjoner er veldig trege og kan være ubetydelig for en produksjonstid for et oljereservoar. Kinetikken av kjemiske reaksjoner vil vanligvis øke når temperaturen økes, og derfor er det ikke overraskende at fuktendring av vanninjeksjon kan være følsom for reservoartemperaturen i noen tilfeller.

Vannflømming vil bli påvirket av ulike krefter. En har tre hovedkrefter i flømming:

- Kapillære krefter
- Viskøse krefter
- Gravitative krefter

2.4 Kapillære krefter

Kapillærtrykk kan defineres som den molekylære trykkforskjellen i en grenseflate mellom to væsker. Denne oppgaven vil ha hovedfokus på en trykkforskjell mellom den ikke-fuktede væsken og den fuktede væsken som er vist i formel 2.11. I dette tilfellet vil den ikke-fuktede væsken være olje og den fuktede væsken være vann. Olje og vann har forskjellig indre krefter og ytre elektrostatiske krefter som virker på væskene, og det gir en trykkforskjell.

$$P_c = P_{\text{Ikke-fuktede væske}} - P_{\text{fuktede væske}} \quad (2.11)$$

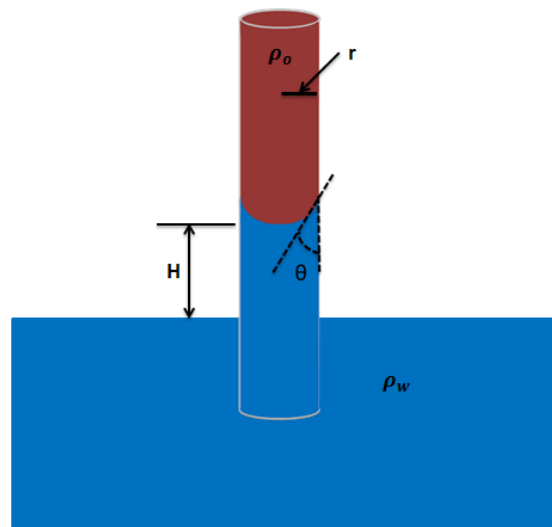
$$P_c = \text{Kapillærtrykk, [Pa]}$$

$$P_{\text{Ikke-fuktede væske}} = \text{Trykk i den ikke-fuktede væsken, [Pa]}$$

$$P_{\text{fuktede væske}} = \text{Trykk i den fuktede væsken, [Pa]}$$

Kapittel 2 Teori

Når et kapillarrør er nedsenket i en væske, er væskenivået inni røret høyere enn væskenivået i et bad (utenfor) [Time, 2009] som er vist i figur 2.8. Det skjer kun hvis kapillarrøret er fuktet med væsken i badet. Når en bruker et rør fylt med olje, nedsenket i et vannbad kan en regne ut likevektshøyden H i et rør med radius r ved å anta at olje/vann-grenseflaten inni røret er halvkuleformet (en krummet menisk). Når kontaktvinkelen (θ) mellom rørveggen og menisken er mindre enn 90 grader, er røret/glasset vannfuktet. Hvis menisken står i motsatt retning og har halvkuleformede opp i stedet for ned, er det oljefuktet. Da vil menisken befinne seg lavere enn nivået i vannbadet. Dersom røret/glasset er nøytralt fuktet, vil menisken være horisontal.



Figur 2.8: Olje og vann i et kapillarrør som er vannfuktet. I grenseflaten mellom olje og vann kan det dannes en krummet menisk som gir opphav til trykkforskjellen mellom væskene.

Menisken mellom to væsker kan beregne hvor stort kapillærtrykket er mellom de to væskene som er vist i formel 2.12.

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (2.12)$$

P_c = Kapillærtrykk, [Pa]

σ = Grenseflatespenning mellom de to væskene, [N/m]

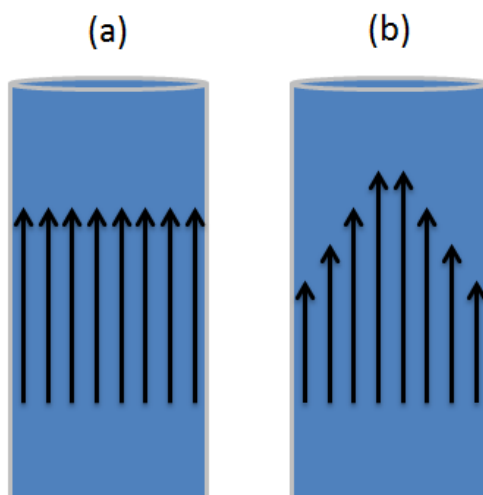
θ = Kontaktvinkel mellom de to væskene, [°]

r = Radius, [m]

Når kapillærtrykket er større enn null, vil det klare å gå inn i de små porene og få bedre mikrofortrengning som igjen fører til bedre oljeutvinning. Kapillærtrykket er styrt av grenseflatespenning og radius, og trykket får størst verdi når kontaktvinkel er 0 grader ved et sterkt vannfuktet system.

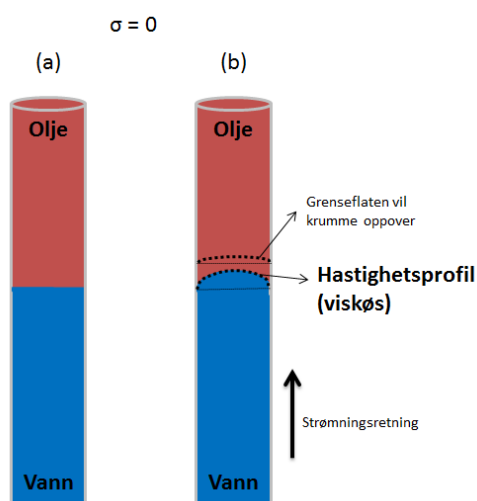
2.5 Viskøse krefter

Viskøse krefter i en porøs matriks kan reflektere trykkfallet som oppstår når strømmen av et fluid går gjennom matriksen. En av de enkleste tilnærmelsene som brukes til å beregne de viskøse krefter, er å vurdere en porøs matriks som en bunt av parallelle kapillarrør. Figur 2.9 viser hvordan en strømningsprofil ser ut med og uten viskositet.



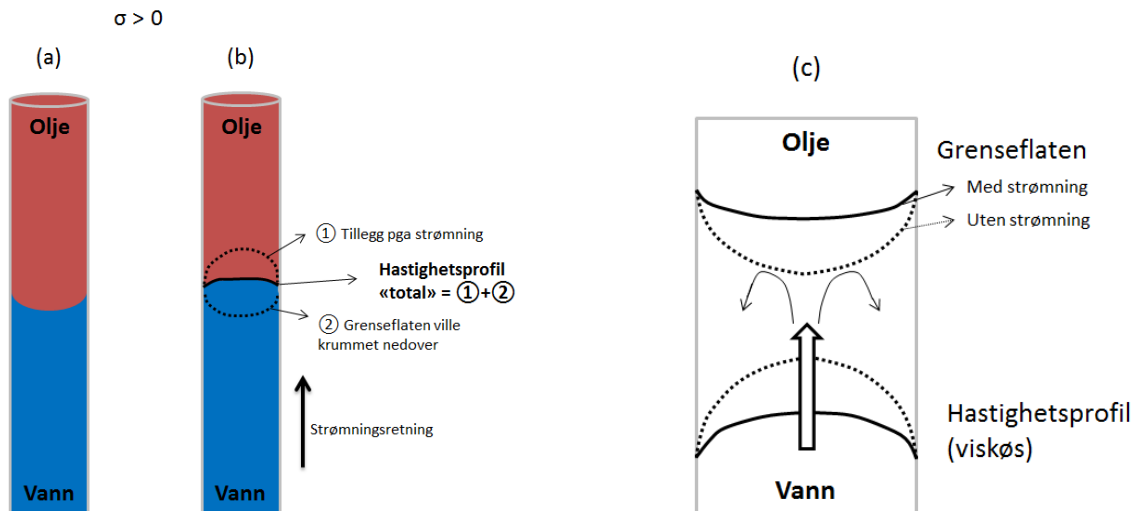
Figur 2.9: (a) Hastighetsprofil uten viskositet. (b) Hastighetsprofil med viskositet.

Figur 2.9 (b) viser at hastigheten i midten er raskest, mens hastighetene på siden av røret er bremsset noe [Time, 2009]. Viskøse krefter i et rør er avhengig av radius, grenseflatespenning mellom to væsker og hvor rask strømmingen er. Figur 2.10 og 2.11 viser eksempler på viskøse krefter når grenseflatespenning er null eller høyere.



Figur 2.10: Viskøse krefter ved null grenseflatespenning. (a) Uten strømning. (b) Med strømningsretning oppover.

Figur 2.10 (b) viser at strømmingen smøres ut litt til siden når den treffer grenseflaten.



Figur 2.11: Viskøse krefter når grenseflatespenning er høyere enn null. (a) Uten strømming. (b) Med strømningsretning oppover. (c) Forstørrelse av området med menisken i (b) med en strømningsretning oppover.

Figur 2.11 viser når grenseflatespenning er høyere enn null. Med strømningsretning oppover, vil grenseflaten krumme nedover og hastighetsprofil krumme oppover, «den totale hastighetsprofilen» vil bli flatere på grunn av konveksjon [Time, 2009]. Vannet strømmer oppover og treffer grenseflaten, blir da spredt nedover på grunn av grenseflaten som viser i figur 2.11 (c). Både grenseflaten og hastighetsprofilen vil møtes og flate ut, og til slutt vil det vise seg som en liten hastighetsprofil som «total» i figur 2.11 (b).

Når vannflømming strømmer oppover, vil de viskøse krefter være motstand for strømming. Viskøse krefter i en porøs matriks kan bli uttrykt i form av Darcy's lov som er vist i formel 2.13.

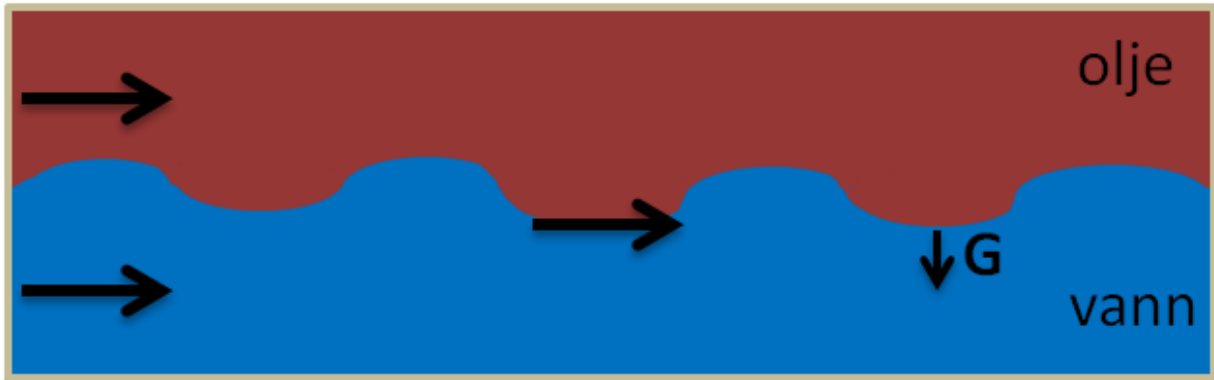
$$\Delta P = \frac{q\mu L}{Ak} \quad (2.13)$$

$\Delta P =$ Trykkfall over den porøse matriksen, [atm/cm]
 $q =$ Volumstrøm [cm³/s],
 $\mu =$ Viskositet til fluid som strømmer, [cP],
 $L =$ Lengde av den porøse matriksen, [cm],
 $A =$ Areal av tverrsnitt til den porøse matriksen, [cm²],
 $k =$ Permeabilitet av den porøse matriksen, [mD]

2.6 Gravitative krefter

Gravitative krefter er krefter mellom masser.

Når både vann og olje strømmer gjennom et rør, kan de ikke blandes sammen på grunn av kjemiske egenskaper. Gravitative krefter har en stor effekt på dette. Vann har større tetthet enn olje, så vann blir mer tiltrukket nedover enn olje som er vist i formel 2.14. En får et skille i røret med olje øverste og vann nederst som er vist i figur 2.12.



Figur 2.12: Både vann og olje strømmes gjennom et stort rør. Her er det gravitative krefter på tvers av strømmingen.

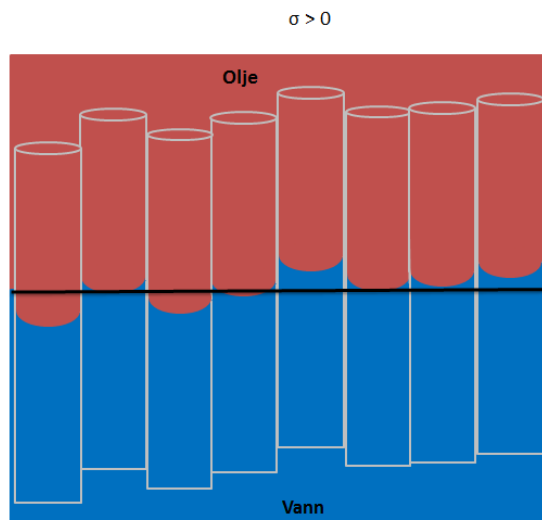
Figur 2.12 viser at grenseflaten mellom olje og vann vil bære bølger på grunn av at gravitative krefter drar ned og dynamiske krefter løfter opp [Time, 2009]. Dette skjer i et stort rør som har veldig høy permeabilitet, da vil det komme en stor effekt fra gravitative krefter. Når en har høy permeabilitet og lav viskositet, kan gravitative krefter dominere en fortrenningsprosess.

$$G = \rho g H \quad (2.14)$$

$G = \text{Gravitasjonskraft, [Pa]}$
 $\rho = \text{Tetthet til masse eller fluid, [kg/m}^3\text{]}$
 $g = \text{Tyngdeakselerasjon som er vanligvis } 9,81 \text{ m/s}^2$
 $H = \text{Høyde til masse eller fluid, [m]}$

Når permeabilitet er så lav som det er ofte hos kritt-kjerner, vil de gravitative kreftene ikke bidra særlig i porene på grunn av at det vil ta lang tid for en væske å strømme gjennom hele matriksen og oppnå likevekt. Både viskøse krefter og kapillære krefter styrer strømming av vann og olje som vil skje fort. Begge kreftene øker raskere når poreradius går mot null. Hos et kapillærrør vil grenseflatespenning dominere og en vil få en menisk som er vist i figur 2.8. Altså blir tyngdekraften veldig liten i forhold til kapillærkrefter.

Krittreservoar har lav permeabilitet, men det tar tid til å separere olje og vann. En kan tenke at et reservoar har mange kapillærrør og kapillære krefter i hvert rør. Gravitative krefter vil påvirke, slik at reservoaret får nesten lik høyde til grenseflatene i alle rørene som vises i figur 2.13. Når en produksjonsbrønn begynner å ta opp olje, vil det danne en vannkoning. Det tar lang tid å få vannet til å synke til samme nivå igjen etter produksjonen er ferdig, og det virker som sirup på grunn av grenseflatespenning og viskøse krefter.



Figur 2.13: Et liksom reservoar med mange små kapillærrør med bidrag fra gravitative krefter.

2.7 Smart vann

Smart vann kan defineres som vann med «optimalisert ionekomposisjon». Det vil si at en kan modifisere stoffer for å optimalisere ionekomposisjon av vann. Vann med «optimalisert ionekomposisjon» kan forbedre fuktegenskapene til oljereservoarer og optimalisere flømming/oljeutvinning i den porøse matriksen under produksjon. Oljen vil lettere fortrennes fra den porøse matriksen. Smart vann kan brukes ved å endre/modifisere ionesammensetningen. Det er ikke nødvendig å bruke dyre kjemikalier, og teknikken er billig, miljøvennlig og har ingen injeksjonsproblematikk knyttet til seg.

Det er viktig å forbedre kjemisk forståelse av de viktigste parametrene som tilhører fuktegenskaper i oljereservoarer for å evaluere potensialet til bruk av Smart vann, fordi Smart vann ikke kan fungere i alle typer oljereservoarer. Hvis en kjenner den kjemiske mekanismen, kan injeksjonsvannet optimaliseres for oljeutvinning. Injeksjon av Smart vann bør gjøres fra dag 1 fra et økonomisk synspunkt.

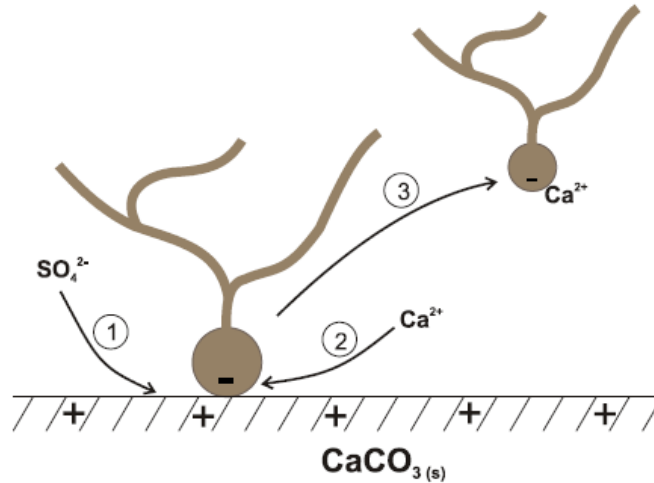
2.7.1 Fuktförändring med Smart vann

Når et krittreservoar har blitt endret til mer oljevått etter oljemigrasjon, kan en ikke utvinne en stor grad via spontan imbibering på grunn av at oljen er bundet til overflaten slik at overflaten er oljevåt. En kan ha mulighet til å endre til mer vannvått ved å bruke Smart vann, slik at olje kan slippe bindingen til overflaten, men en må være forsiktig. Smart vann vil justere felleffekten og optimalisere ionekomposisjonen med Ca^{2+} (kalsium) og SO_4^{2-} (sulfat). Sulfat-ioner er katalysator som vil øke hastighet til en kjemisk reaksjon uten å endre noe.

Når injeksjon av Smart vann kommer inn i et krittreservoar, vil Ca^{2+} og SO_4^{2-} -ioner gå til overflaten. SO_4^{2-} -ionene vil bli tiltrukket til overflaten siden den er positivt ladet. Sulfationer vil adsorberes på den positive ladede krittoverflaten, og overflateladningen vil reduseres til mindre positiv [Zhang et al., 2006]. Dette gir mindre elektrofrastøtning, og bindingene med karboksylsyre vil bli svakere. Flere kalsiumioner vil gå nærmere til krittoverflaten og det blir

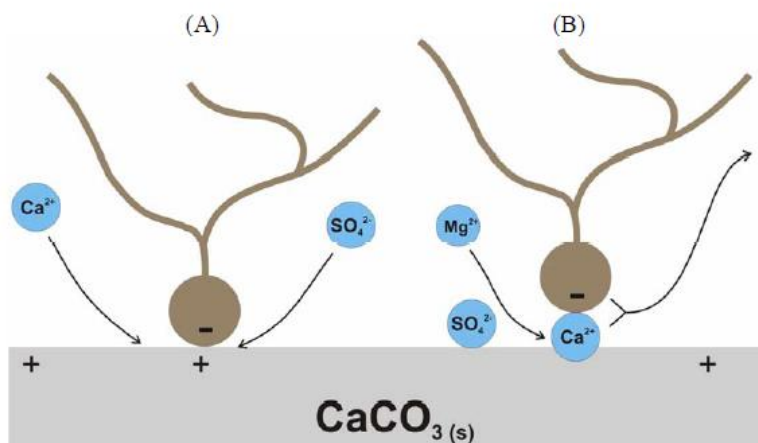
Kapittel 2 Teori

høy konsentrasjon av Ca^{2+} ved overflaten. Karboksylsyre (olje) vil slippe og binde seg med Ca^{2+} som er ved overflaten, og gå inn i oljefase. På denne måten vil vannet få kontakt med overflaten, da vil overflaten bli mer vannvåt som er vist i figur 2.14.



Figur 2.14: Fuktforandring med Smart vann med kalsium- og sulfationer.
[Figuren er kopiert fra Zhang et al., 2006]

Når temperaturen øker, vil tiltrekningskraften av sulfat for krittoverflaten øke [Strand et al., 2006]. Når temperaturen er over 90-100°C vil også magnesiumioner inkluderes og føre til fuktforandring. De erstatter kalsiumioner fra krittoverflaten, det vil si at magnesiumionene også vil fortrenge bindingene mellom karboksylsyre og kalsium som er vist i figur 2.15 [Zhang et al., 2007].



Figur 2.15: Mekanisme for fuktforandring med Smart vann. A: Ca^{2+} og SO_4^{2-} er aktive ved lavere temperatur. B: Mg^{2+} , Ca^{2+} og SO_4^{2-} er aktive ved høyere temperatur.
[Figuren er kopiert fra Zhang et al., 2007]

Kapittel 2 Teori

Det vil bli lettere å utvinne olje når bergarten er vann-våt. Spontan imbibering har vist at Smart vann med ionekomposisjon har mulighet til å endre fukttegenskapene til kritt og øker oljeutvinning ved økt konsentrasjon av sulfationer. Fuktforandring er avhengig av de potensielle bestemmende ioner med kombinasjon av høy temperatur.

2.8 Mobilitetsforhold

Mobilitet (λ) er et forhold mellom effektiv permeabilitet (k_e) og viskositet (μ) for et strømmende fluid, og er et mål på hvor lett fluidet strømmer gjennom en porøs matriks som vist i formel 2.15.

$$\lambda = \frac{k_e}{\mu} = \frac{k \times k_r}{\mu} \quad (2.15)$$

$\lambda =$ Mobilitet til fluid, $[m^2/Pa*s]$
 $k_e =$ Effektiv permeabilitet til fluid, $[m^2]$
 $\mu =$ Viskositet til fluid, $[Pa*s]$
 $k =$ permeabilitet, $[m^2]$
 $k_r =$ relativ permeabilitet til fluid

Mobilitetsforholdet, M , er definert som et forhold mellom mobiliteten til det fortregende og fortregte fluidet som vist i formel 2.16.

$$M = \frac{\lambda_{(fortregende)}}{\lambda_{(fortregt)}} = \frac{k_r_{(fortregende)} \times \mu_{(fortregt)}}{k_r_{(fortregt)} \times \mu_{(fortregende)}} \quad (2.16)$$

$\lambda =$ Mobilitet til det fortregende eller fortregt fluidet, $[m^2/Pa*s]$
 $k_r =$ relativ permeabilitet
 $\mu =$ Viskositet til fluid, $[Pa*s]$

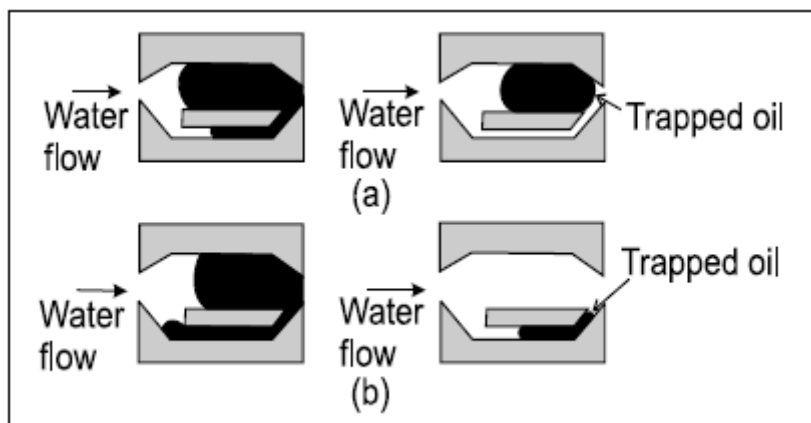
I denne oppgaven skal vann være det fortregende fluidet og olje det fortregte fluidet. En stabil fortregning skjer når mobilitetsforholdet mellom fortregende og fortregt fluid er lik eller mindre enn en ($M \leq 1$). Det vil si at vann- og oljefasen strømmer like fort eller vannfasen går senere enn oljefasen. Hvis mobilitetsforholdet er over 1, vil en få ustabil fortregning når vannfasen går forttere enn oljefasen. Det vil føre til dannelse av viskøse fingrer («fingering») når noe av vannet strømmer forbi oljefasen. Vannet kan også «bomme» på noen oljedråper/oljekomponenter som kalles forbigåing (bypassing of oil) og snap-off.

Et lavt mobilitetsforhold vil generelt forbedre den makroskopiske fortregningseffekten, noe som resulterer i en høyere utvinning. Makroskopisk sveipeeffektivitet er avhengig av mobilitetsforhold som igjen er avhengig av viskositet og relative permeabiliteter. Mikroskopisk sveipeeffektivitet er avhengig av kapillære krefter og grenseflatespenninger.

Ved høyt mobilitetsforhold, vil vann strømme mye forttere enn olje og kan gi dannelse av viskøse fingrer og tap av olje på grunn av forbigåing og snap-off. Når vann strømmer gjennom en vannfuktet porøs matriks som inneholder olje, kan olje bli fortregt og forbigått

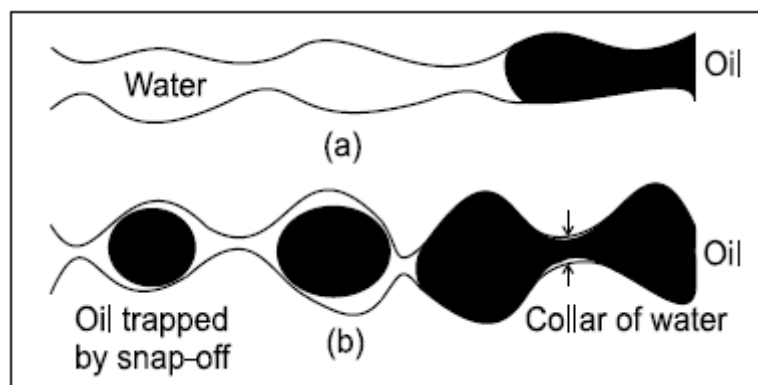
Kapittel 2 Teori

på grunn av at det finnes flere forskjellige størrelser og geometrier av porer. To slike geometrier for «the pore doublets geometry» er vist i figur 2.16. Grenseflaten mellom vann og olje beveger seg fortere i den lille porekanalen på grunn av vannvåt matriks, og oljen i den store porekanalen vil bli forbigått som er vist i figur 2.16 (a). Hvis matriksen er oljevåt, vil det motsatte skje som vist i figur 2.16 (b). Forbigåing er også avhengig av forhold mellom diameter til porekropp og porehals, fuktegenskaper, porevegg, ruhet og radius til pore [Standnes, 2001].



Figur 2.16: Forbigåing av vann flømming i (a) et vannvåt system og (b) et oljevåt system. [Figuren er kopiert fra Standnes, 2001]

Dersom matriksen er sterk vannvåt og har store porekropper, kan en risikere snap-off hvis mobilitetsforhold er høy. Det vil si at vann strømmer fort og møter en stor porekropp. Vann vil da gå direkte til vannfasen ved poreveggen. Vannet fortsetter langs poreveggen, og vil nå porehalsen før oljen i poren er fullstendig fortrent, som vist i figur 2.17 (b).



Figur 2.17: (a) Når porekroppene er små, vil olje ikke fanges opp. (b) Olje ble fanget av snap-off på grunn av at porekroppene er store. [Figuren er kopiert fra Standnes, 2001]

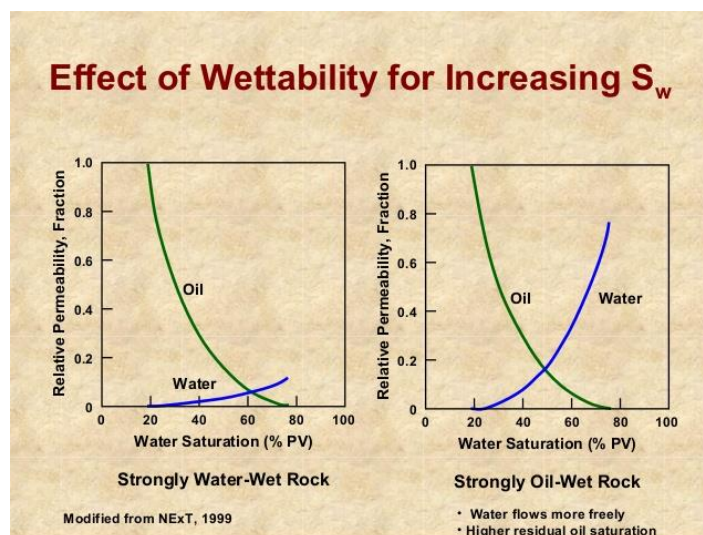
Figur 2.17 viser at (a) vil skje når porekroppene ikke er store. Det vil også skje når mobilitetsforholdet er lavt, da har vann god tid til å fortrenge olje fra et større porevolum.

Kapittel 2 Teori

Både forbigåing og snap-off vil føre til høyere residuell oljemetning. Dess større mengde som blir fanget underveis, dess større grad av residuell oljemetning får vi.

2.9 Effekt av initiell vannmetning og fuktegenskaper på relativ permeabilitet

Effekt av initiell vannmetning på fortrengring er avhengig av relativ permeabilitet. Når initiell vannmetning øker, vil relativ permeabilitet for vann også øke som vist i figur 2.18. Dette vil føre til at mobilitetsforholdet blir høyere. Vannet fortrenger fortære og får tidligere gjennombrudd som kan føre til dannelse av viskøse fingrer.

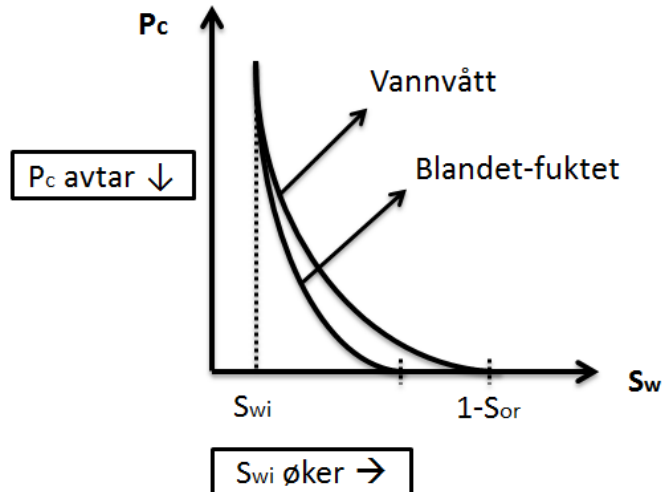


Figur 2.18: Relativ permeabilitetskurve for et sterkt vannfuktet system og et sterkt oljefuktet system.

[Figuren er hentet fra <http://www.slideshare.net/MTaherHamdani/introduction-effective-permeability-and-relative-permeability>]

I et sterkt oljefuktet system vil vannet strømme lettere enn i et vannfuktet system, men relativ permeabilitet for vann vil være høyere som vil føre til et høyere mobilitetsforhold som igjen gir høyere residuell oljemetning.

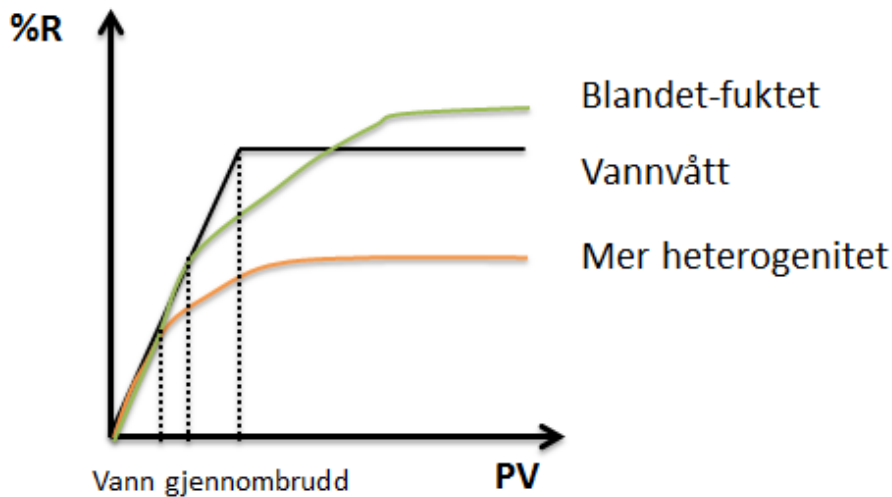
Når et vannfuktet system øker initiell vannmetning, vil kapillærtrykket reduseres som vist i figur 2.19. Initiell vannmetning vil ikke påvirke residuell oljemetning med mindre systemet endrer fuktegenskaper til mindre vannvått.



Figur 2.19: Kapillærtrykk som funksjon av vannmetning.

2.10 Effekt av heterogenitet

Viskøs fortregning er også avhengig av heterogenitet til kjernene. Homogene kjerner gir stempelfortregning, og heterogene kjerner vil få tidligere vann gjennombrudd og føre til dannelse av viskøse fingrer. Konsekvensen av vannflømming i heterogene kjerner er at en får tidligere vanngjennombrudd i større eller mer permeable porer og får lavere oljeutvinningsgrad som vist i figur 2.20. Et blandet-fuktet system vil gi høyest oljeutvinningsgrad på grunn av at mobilitetsforholdet vil være lavt og lettere å fortrenge når porene er blandet-fuktet.



Figur 2.20: Utvinningsgrad av olje som funksjon av porevolum.

I teoridelen antar en at noen reservoar er homogene og har en stempelfortregning som gir et lavt mobilitetsforhold. En antar også at relativ permeabilitet er lik i alle deler av reservoaret. I det virkelige liv finnes det ikke homogene reservoar, bare grader av heterogenitet.

Kapittel 3 Eksperimentelt

Den eksperimentelle delen inneholder beskrivelse av forberedelse av kjerne, forskjellige tester som er blitt gjort og forskjellige målemetoder som er blitt brukt.

3.1 Måling av kritt-kjerne

En velger en kritt-kjerne fra Stevns Klint og noterer nummeret som står skrevet på kritt-kjernen. Både diameter og lengde på kjernen må måles. Kjernen, som en antar er tørr, skal også veies. Det er viktig å ha den mest sentrale informasjonen klar før en begynner med eksperimentene som vist i tabell 3.1. Kjernen vil miste litt av sin masse etter mange eksperimenter. En vil da kunne beregne volum av bulken ved å bruke de tre målene – vekt, diameter og lengde. Oppgaven har brukt to kritt-kjerner.

Tabell 3.1: Måling av kritt-kjernene.

Målingene til kritt-kjerne:		
Nummer	210	215
D [cm]	3,79	3,795
L[cm]	4,89	5,59
Wtørr [g]	76,47	87,09

3.2 Klargjøring av kjerner

Før forsøket settes i gang må kritt-kjernene vaskes og saltinnholdet fortynnes via flømming i en kjerneholder. Destillert vann skal brukes, og for å få kjernene rene må vannmengden som strømmer være minst 5 porevolum. En kan beregne permeabilitet til kritt-kjernene etter flømming.

Før flømming av en kritt-kjerne, kan kjernen evakueres (vakuum), mettes med vann og veies våt. En kjenner nå vekten for både tørr og våt kjerne, og kan nå beregne porevolum og porøsitet som vist i formel 3.1 og 3.2.

$$PV = \frac{W_{våt} - W_{tørr}}{\rho_w} \quad (3.1)$$

$$PV = \text{Porevolum, [cm}^3\text{]}$$

$$W_{våt} = \text{Vekt for en våt kjerne, [g]}$$

$$W_{tørr} = \text{Vekt for en tørr kjerne, [g]}$$

$$\rho_w = \text{Tetthet til vann som ble avrundet til 1,0 g/cm}^3$$

$$\varphi = \frac{PV}{V_{bulk}} \times 100\% \quad (3.2)$$

$$\varphi = \text{Porøsitet, [\%]}$$

$$PV = \text{Porevolum, [cm}^3\text{]}$$

$$V_{bulk} = \text{Volum av bulk (matriks), [cm}^3\text{]}$$

Kapittel 3 Eksperimentelt

Kritt-kjernen skal legges en sokk med en metallring i begge ender av sokken, slik at sokken holdes stiv og åpen i endene og vil beskytte den porøse kjernen. Pumpen som skal brukes i forsøket må også klargjøres og testes. Kjerneholderen vaskes før sokken med kritt-kjernen legges i holderen.

Vanntrykket må også testes og sjekkes for lekkasje før en kan starte vanntrykket rundt kritt-kjernen. Trykk skal stå fritt, det vil si at ventilene skal være åpne, slik at vanntrykket kan fylles opp hvis noe vanntrykk forsvinner fra kjernen.

Her er porevolumet rundt 30 ml, og det betyr at det skal strømme minst 150 ml destillert vann. Det destillerte vannet skal strømme gjennom kritt-kjernen i kjerneholderen som er vist i figur 3.1. Vannet skal strømme i noen timer med lav strømningsrate. Et beger skal brukes til avløpsvann slik at en har kontroll når avløpsvannet har kommet over 150 ml.

Pumpen kan nå startes og trykket i systemet øker. Vannet kan nå strømme gjennom kjerneholderen i noen timer. Strømningsraten testes i løpet av eksperimentet ved at en veier et nytt beger og bruker det til å måle avløpsvannet mens pumpen går i noen minutter når trykket er konstant. Etter noen minutter veier en begeret med avløpsvannet på nytt og kan da beregne den virkelige strømningsraten.

En skal også utføre eksperimenter ved tre forskjellige hastigheter. Vannprøve skal også tas når hvert porevolum er strømmet gjennom systemet.



Figur 3.1: Bilde til venstre viser en hvit kasse som er pumpen, et avløpsvann-beger med måling og mange ventiler til og fra kjerneholderen. Bildet til høyre viser en kjerneholder, der destillert vann strømmer gjennom.

Data som trykk, temperatur og virkelig strømningsrate fra flømming kan brukes til å beregne permeabilitet ved å bruke formel 2.13 til de tre forskjellige hastighetene, og sammenlignes med teori om kritt (mellom 1-10 mD).

Kapittel 3 Eksperimentelt

Etter flømningen skal en sette kritt-kjernen inn i et varmeskap ved 90°C for å tørke kjernen til den har en konstant vekt. I denne oppgaven har kjernen alltid stått i varmeskapet over natten, slik at en skal være sikker på at kjernen er tørr før neste eksperiment.

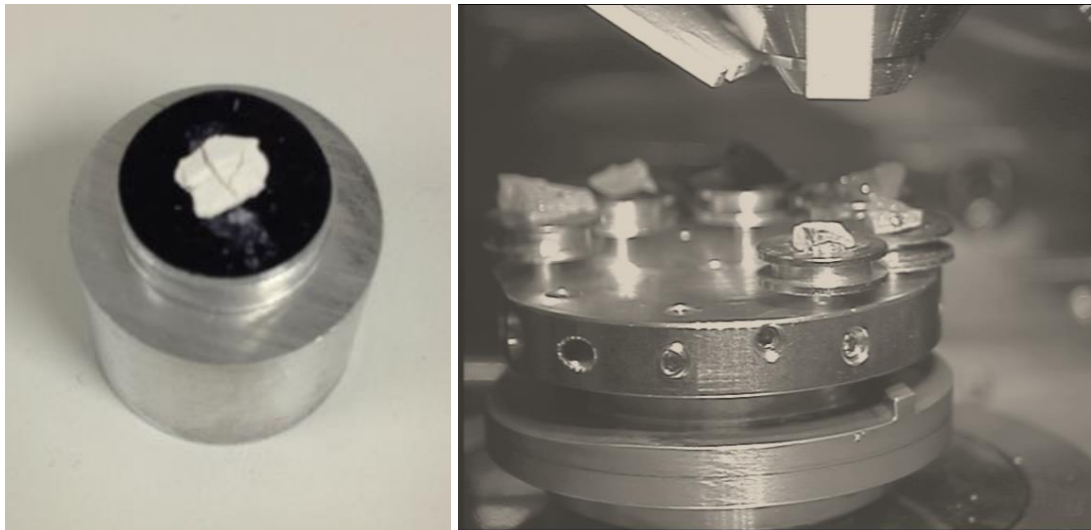
Kritt-kjernene er nå klar til å brukes i eksperimentene.

3.3 SEM laboratorium

Kritt-kjerne nr. 215 har vært hos «The SEM laboratory» (SEM - Scanning Electron Microscope / Skanning ElektronMikroskop), hvor det er tatt bilder og kjemisk analyse (EDS-analyse (EDS - Energy-dispersive X-ray spectroscopy / Energispredning røntgenspektroskopi)).

Da deler av kjernen sprakk opp, ble den flateste biten fra kritt-kjernen brukt, da det gjør det lettere å ta bilde og analyse. Biten ble limt med «colloidal graphite» og lagt på en metallring slik at den lå stødig og fast. Kritt kan være vanskelig å lime fast, og en kan derfor bruke et klistremerke for karbonat som en legger kritt-kjernen på, som er vist figur 3.2.

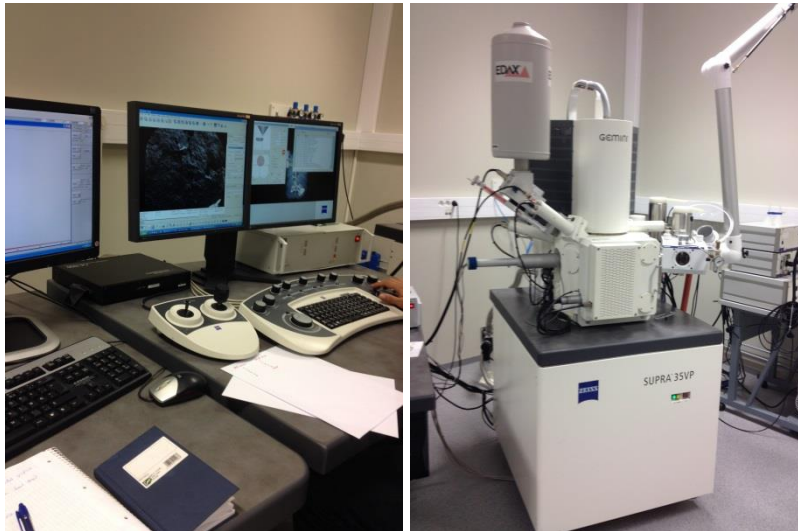
Metallringen med kritt skal ligge en metallholder, og metallholderen legges inn i en palladium-maskin. Der vil det lages en membran av palladium. Biten vil nå få en hinne over seg med gråsvart farge (fargen forsvinner etter hvert, men hinnen blir værende).



Figur 3.2: En bit fra kritt-kjernen er limt oppå et svart klistermerke som en har lagt oppå en metallring til venstre. Til høyre viser en metallholder inne i et elektronmikroskop.

Metallholderen flyttes til et elektronmikroskop. Elektronmikroskopet blir kontrollert av tre datamaskiner som er vist i figur 3.3. Her zoomer en inn og tar noen bilder og en kjemisk analyse av krittet. Deretter zoomer en sterkere på kun en bestemt del av krittet og tar flere bilder og kjemiske analyser av denne delen. Skala som en har zoomet, er 100, 1000, 5000, 10 000, 30 000 og 50 000. En forsøker også å finne noen fossiler, da det forventes et høyt innhold av dette i kritt. De fossilene som er funnet tolkes for å finne hvilken type disse er av.

Kapittel 3 Eksperimentelt



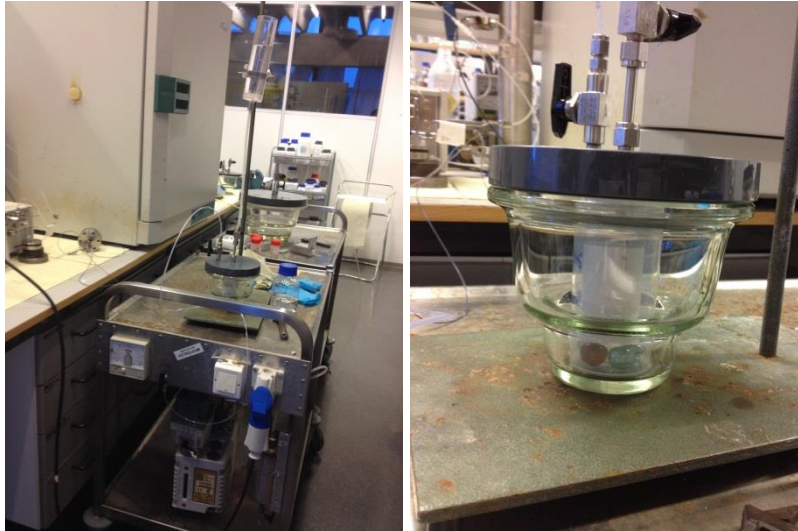
Figur 3.3: Bildet til høyre viser et elektronmikroskop som styres av tre datamaskiner. Bildet til venstre viser de tre datamaskinene, datamaskinen til høyre styrer metallholderen og mikroskopet inni systemet som er vist i figur 3.2, datamaskinen i midten kan zoome inn/ut og ta bilder og datamaskinen til venstre tar kjemiske analyser.

3.4 Hoveddelen av eksperimentene

I hoveddelen av eksperimentene i oppgaven skal en se på spontan imbibering.

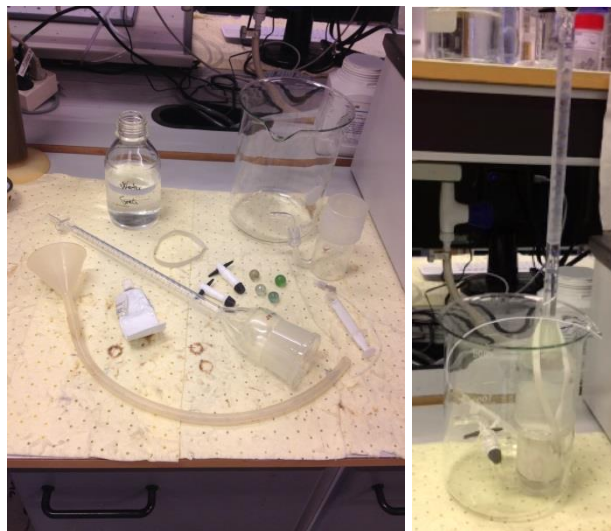
Kritt-kjernen tas ut av varmeskapet og veies før den legges i en boks med fire glasskuler i bunnen. Denne boksen settes i et vakuum-beger som er vist i figur 3.4. For å sikre minimalt innhold av luft i kjernen, reduseres trykket i vakuum-begeret til under 10^{-1} mbar. Det er viktig å huske at kokepunktet til vann er $2-4 \times 10^{-1}$ mbar og kokepunkt til heptan er 3 mbar. Vakuum-maskinen skal stå på i 1 time for å sikre at trykket er redusert i alle porer. Heptan fylles deretter direkte i boksen med kritt-kjernen i vakuum-begeret, uten å åpne og slippe til luft, kjernen inneholder nå kun heptan. Kritt-kjernen er nå mettet tilnærmet 100 % med heptan. Vakuum-begeret med kritt-kjernen og heptan skal nå stå i 1 time til før en kan ta kjernen ut og veie den for å få en våt vekt, og deretter fortsette med eksperimentet.

Kapittel 3 Eksperimentelt



Figur 3.4: Bildet til venstre viser en vakuum-maskin under benken og en trykkmåling ved siden av benken. En stav holder et beger med en væske som kritt-kjernen skal mettes med. Til høyre vises et vakuum-beger. Lokket på vakuum-begeret har to ventiler på toppen, en for vakuum og en for metning som er vist til høyre.

Nå er kritt-kjernen klar for spontan imbibering. Kritt-kjernen skal ligge i et spesielt glass som er en Amott spontan imbiberingscelle (kalles heretter for imbiberingscelle). Det blir brukt destillert vann og monteres med silikon og en tykk strikk for å holde cellen fast som er vist i figur 3.5. En kan fylle på mer destillert vann til væsken når null-punktet i målingen på den øverste cellen. Produksjon av heptan leses av og tid noteres. Data skrives inn i Excel og en får en produksjonsgraf ved å bruke formel 3.3. Når total mengde produsert olje er stabil (ikke øker mer), vil det si at den er ferdig å produsere og kan demonteres og vaskes før det neste forsøket. Kritt-kjernen skal legges tilbake i varmeskapet.



Figur 3.5: Alt utstyr som brukes til spontan imbiberingsforsøket er vist til venstre. Bildet til høyre viser Amott spontan imbiberingscelle («imbiberingscelle») som er i gang med spontan imbibering.

Kapittel 3 Eksperimentelt

Eksperimentene bruker spontan imbibering for å se på oljeutvinningsgrad til forskjellig initiell vannmetning. Vil residuell oljemetning være konstant? En bruker formel 3.3 for å beregne oljeproduksjonen i prosent og lage en graf som funksjon av tid for å se på oljeproduksjonsrate.

$$OOIP\% = 100\% \times \frac{V_{oil}}{(1-S_{wi})PV} \quad (3.3)$$

OOIP% = Prosent av opprinnelig olje tilstede i reservoaret,
[%]

V_{oil} = Volum produsert av olje, [ml]

S_{wi} = Initiell vannmetning

PV = Porevolum, [ml]

Det ble utført tre forsøk med 100 % metning av heptan for å bli kjent med utstyret og finne ut den beste måten å gjøre forsøket på uten lekkasje. Forsøk med spontan imbibering vil også finne ut hvor mye residuell oljemetning kjernen får etter hvert forsøk som er vist i formel 3.4.

$$S_{or} = \frac{S_o \times 100\%}{PV} \quad (3.4)$$

S_{or} = Residuell oljemetning, [%]

S_o = Oljemetning, [ml]

PV = Porevolum, [ml]

3.5 Endring av initiell vannmetning

De første forsøkene ble utført uten at kritt-kjernen har initiell vannmetning. Deretter tilsettes initiell vannmetning for å se hvordan oljeproduksjonen og produksjonsraten endres. Dette gjøres på samme måte som oppgaven har beskrevet. En skal evakuere og nå mette 100 % med destillert vann i stedet for heptan. Når kjernen er mettet med vann, flyttes kjernen og legges i en desikator som er vist i figur 3.6. Desikatoren vil gi langsom fordamping. Kjernen veies og det beregnes hvor mye kjernen skal dampes av, for å oppnå en bestemt vekt som skal være initiell vannmetning som vist i formel 3.5. En skål med silika legges i desikatoren, silika suger ut fukt fra kritt-kjernen. Dette eksperimentet tar ofte 3 dager, og en må skifte silika hver dag. Fordampningen er avhengig av vekt av silika, overflatearealet på kritt-kjernen og initiell vannmetning i kjernen. Dette vil avgjøre hvor fort en drenerer kjernen. Det er også avhengig av avdampingshastigheten fra kjerneoverflaten.

Kapittel 3 Eksperimentelt



Figur 3.6: Til venstre desikator. Til høyre silika i en skål som vil suge opp fuktighet fra kritt-kjernen.

$$W_{total} = W_{tørr} + (W_{våt} - W_{tørr}) \times S_{wi} \quad (3.5)$$

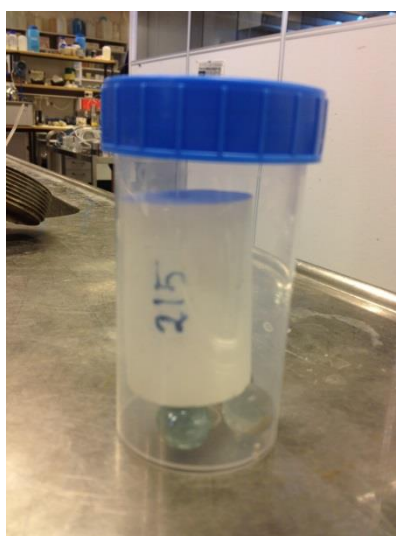
W_{total} = Vekt for en kjerne med en bestemt initiell vannmetning, [g]

$W_{tørr}$ = Vekt for en tørr kjerne, [g]

$W_{våt}$ = Vekt for en våt kjerne, [g]

S_{wi} = Initiell vannmetning

Når kjernen har oppnådd vekten en ønsker, tas den ut og legges i en boks med 4 små glasskuler i bunnen, som vist i figur 3.7. Under det blåe lokket dryppes noen dråper destillert vann, slik at boksen har fuktighet og kritt-kjernen kan holde på sin fuktighet. Kjernen skal stå i 3 dager slik at det blir likevekt av fuktighet i kjernen.



Figur 3.7: Kjernen skal stå i 3 dager for at det skal bli likevekt av fuktighet i kjernen.

Kapittel 3 Eksperimentelt

Deretter kan kjernen stå i vakuumb-maskinen i 10 minutter med trykk rundt $2\text{-}4 \times 10^{-1}$ mbar. Kjernen må ikke stå i vakuumb i for lang tid, da dette kan føre til at for mye vann fordampes. Til slutt kan kritt-kjernen mettes med heptan ($1\text{-}S_{wi} = S_o$). Da er kjernen klar til spontan imbibering og en kan se hvordan oljeproduksjonsraten blir påvirket.

De initielle vannmetningene som ble testet, var: 0 %, 5 %, 10 %, 20 %, 30 %, 40 %, 50 % og 60 %.

3.6 Endring av oljetyper

For å se på effekt av endret viskositet tar oppgaven for seg forskjellige typer olje, både normal-komponenter og multi-komponenter. En vil undersøke hvordan oljeproduksjonsraten blir påvirket av en olje med høyere viskositet. De forskjellige typer væsker er vist i tabell 3.2.

Tabell 3.2: De forskjellige typene væske.

Type væske			Forkortet til
Vann	Vann	Destillert vann	DV
		Likevektsvann	LV
Olje	Normal-komponenter:	Heptan, C_7H_{16}	C_7
		Dekan, $C_{10}H_{22}$	C_{10}
		Dodekan, $C_{12}H_{26}$	C_{12}
	Multi-komponenter:	En blanding av 20 vekt% dekan + 80 vekt% marcol 82	O_{10}
		Marcol 82	O_{30}

En skal utføre eksperimenter med forskjellige typer oljer, mens kjernene har 10 % initiell vannmetning.

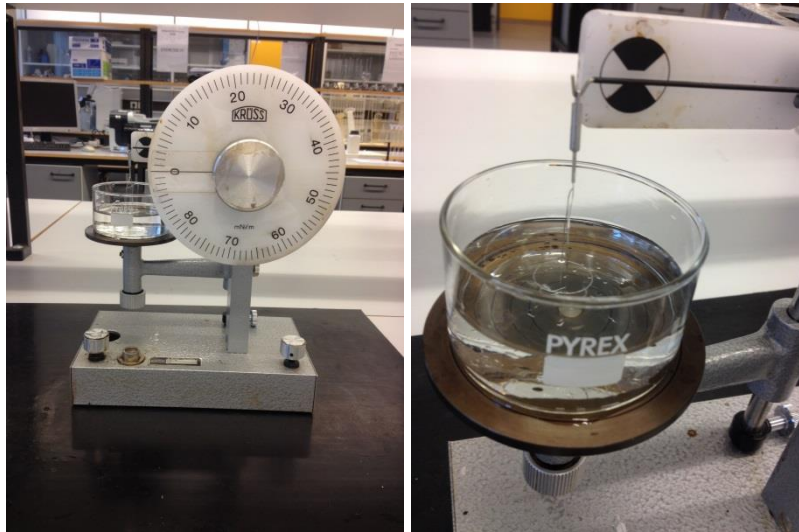
Marcol 82 har en viskositet på cirka 30 cP, og ønsket viskositet for eksperiment var rundt 10 cP. En ny type ble derfor laget ved å blande to oljer; marcol 82 og dekan for å få en viskositet på cirka 10 cP. Dette ble funnet ved å blande 20 vektprosent dekan og 80 vektprosent marcol 82. En kritt-kjerne med olje med multi-komponenter trenger flere dager eller høyere temperatur for å tørke i varmeskapet, eller den kan flømmes gjennom med heptan. Marcol 82 ble ikke utført ved spontan imbibering på grunn av at en kritt-kjerne ble ødelagt før forsøket kunne fullføres og det ble ikke tid til å finne en ny kritt-kjerne.

3.7 Måling av overflatespenning og grenseflatespenning

Denne delen av forsøket går ut på å bestemme overflatespenning (SFT – surface tension) / grenseflatespenning (IFT – interfacial tension) av en væske, som skyldes kohesjonskrefter ved overflaten. På grunn av de molekylære tiltrekningskreftene må det tilføres energi for å danne nye væskeoverflater [Institutt for petroleumsteknologi, 2012]. En bruker et tensiometer som er

Kapittel 3 Eksperimentelt

vist i figur 3.8, for å utføre forsøket og sjekke overflate-/grenseflatespenningen på de forskjellige væskene. Her er nøyaktighet og riktig vask/bruk av utstyret viktig.

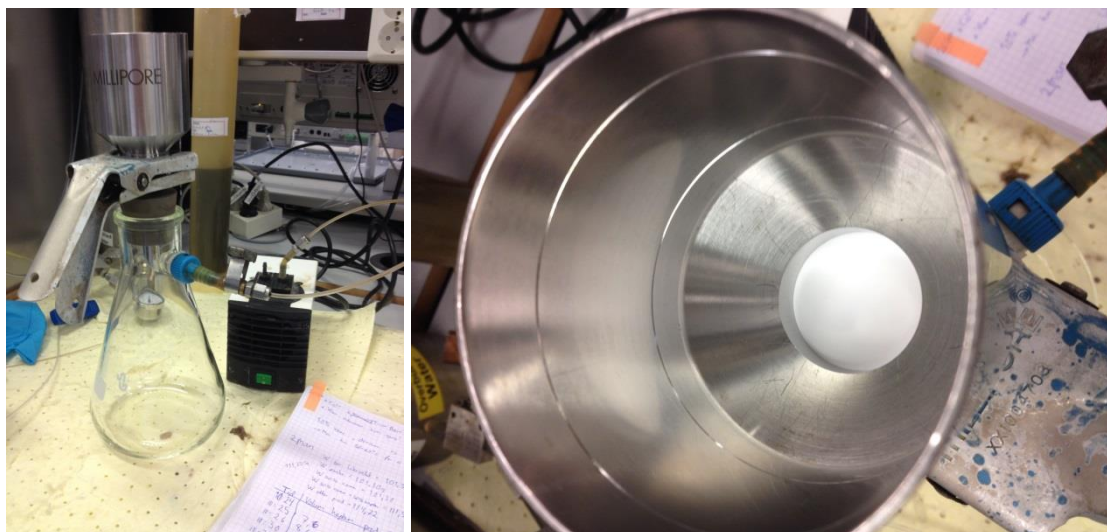


Figur 3.8: Det er et tensiometer til venstre og til høyre en platinaring som senkes ned i væsken.

Et tensiometer har en torsjonsfjær som er festet mellom to klemmefester som er forbundet med hver sin justeringsskrue. En platinaring som er vist i figur 3.8, henges på en arm som er festet til midten av momentfjæra, denne armen gir oss momentvekten. Platinaringen kan senkes ned i væska. Når en tar en måling av overflatespenningen skal en vri torsjonsfjæra slik at ringen løftes. Den løftes videre inntil ringen bryter gjennom væskeoverflaten og ut av væskefasen. Ved måling av grenseflatespenningen vil platinaringen løftes på samme måte, men denne gangen løftes ringen fra underliggende væskefase over i overliggende væskefase. Dersom kraften er for stor for den øverste væskeoverflaten, kan ringen bryte seg gjennom begge væskeoverflatene. Når ringen bryter gjennom en væskeoverflate, skal justeringen stoppe og avleses. Forsøket bør gjentas et par ganger for å se om verdien er konstant.

Under eksperimentet har en også prøvd og bli kjent med utstyret før en har kommet skikkelig i gang. En har funnet at likevektstid er cirka 30 minutter. Det betyr at når en har fylt væske i et beger, må den stå i 30 minutter før forsøket kan utføres. I den første delen av forsøket skal en finne en kalibreringsverdi, siden instrumentet kan forandre seg over tid. Kalibreringen måles ved å måle overflatespenningen mellom dobbelt-destillert vann og luft. Det skal beregnes en kalibreringsfaktor som skal være med i alle beregningene for overflatespenningene/grenseflatespenningene. Beregningene ligger i vedlegg B.

En må lage et likevektsvann som vil inneholde destillert vann og kalsiumkarbonat som er i likevekt med kritt-kjernen. I et beger fylles det cirka 500 ml destillert vann og 2,04 g kalsiumkarbonat. Dette skal blandes i noen timer og oppnå likevekt før en kan sile med et 0,22 μm filter og en liten sugemaksin, se figur 3.9. En liten mengde av likevektsvannet går til vannprøve for å sjekke om det stemmer bra med kjemisk analyse.



Figur 3.9: Bildet til venstre viser en blandevæske som skal siles med en liten sugemaskin til et rent likevektsvann. Til høyre et 0,22 μm hvitt filter som brukes som sil i sugemaskinen.

Måling av overflatespenningen blir tatt mellom luft og likevektsvann, samt alle typer oljer. Under grenseflatespenning-forsøket representerer likevektsvann den nederste væskefasen og den øverste væskefasen er olje og inkluderer heptan, dekan, dodekan, marcol 82 og en blandingsolje med en viskositet på cirka 10 cP.

3.8 Tetthetsmåling

En besluttet å ta en nøyaktig tetthetsmåling siden beholderen til dekan ikke viser en verdi for tetthet, men har en tetthet mellom 0,728-0,732 g/cm^3 . Tetthetsmåling ble tatt ved å bruke et densitometer, DMA 4500, Anton Paar. Før hvert forsøk skal et rør i instrumentet vaskes med Aceton og White Spirit, og kalibreres ved test av luft. Tetthetsmålingen utføres på en 6 ml sprøyteprøve. Tetthet er temperaturavhengig og en må derfor notere ned temperatur prøven er målt ved. I denne oppgaven ble målingene utført ved 20,0 °C.

3.9 Viskositet

Viskositet er et mål for en væske sin motstand til å flyte. I oppgaven ble det også besluttet å ta en nøyaktig viskositetsmåling for å sjekke om likevektsvann har samme viskositet som destillert vann. Viskositetsmålinger av samtlige oljer ble også utført.

Måling av viskositet blir tatt ved å bruke et rotasjonsviskosimeter som heter Anton Parr Reometer nr. 02., MCR (Modular Compact Rheometer) 302. Før hvert forsøk skal en sylindrisk prøve kopp vaskes og fylles med en væske til et bestemt mål i koppen. Koppen settes i en beholder i maskinen og skrues fast. En må rengjøre og montere en roterende spindel på toppen. Maskinen bruker et program som heter «Start Rheoplus». Først må den finne posisjonen til koppen før spindelen kan senkes ned i målingskoppen som er vist i figur 3.10. Spindelen er en sylinder som roterer med økende hastighet. Når programmet starter, begynner spindelen å rotere og en får en skjærrate på 1 $1/\text{s}$, og skjærspenning blir målt. Deretter øker farten på spindelen med 1 $1/\text{s}$ for hver måling inntil skjærraten er på 100 $1/\text{s}$. Når en har

Kapittel 3 Eksperimentelt

skjærraten på $100 \text{ }^1/\text{s}$, vil programmet stoppe og en vil da ha en graf som viser forholdet mellom skjærspenning og skjærrate.

Væskene oppfører seg som newtonsk væske. De er enkle, rene væsker som ikke inneholder partikler større enn molekyler, som er typisk hos vann, olje og glykol. Det vil si at viskositeten som en funksjon av skjærhastighet og skjærspenning vil bli plottet grafisk som en rett linje gjennom origo [Skjeggstad, 1989]. Skjærhastighet vil si flyte-hastigheten til væsken, mens skjærspenning vil si kraften som påvirker den. Rent vann ved $20 \text{ }^\circ\text{C}$ vil ha en viskositet på $1,002 \text{ cP}$. Dataprogrammet bør lage en rett linje som likner mest mulig den teoretiske linjen for at målingene skal være kalibrert.

Så kan en ta målingskoppen og spindelen ut, vaske og teste nye væsker på samme måte. Temperatur under forsøkene er tatt ved romtemperatur, som tilsvarer ca $22,0 \text{ }^\circ\text{C}$.



Figur 3.10: Rotasjonsviskosimeter. I bildet til høyre roterer spindelen og tar målinger av skjærrate og skjærspenning.

3.10 Vannprøve

Gjennom eksperimentene har oppgaven tatt en vannprøve for likevektsvann og flere vannprøver fra to kjerner som var i flømming:

- Likevektsvann
En skal lage en væske til SFT/IFT-forsøk som skal likne på en væske som blir brukt i eksperimentene som gir likevekt mellom kritt og destillert vann. Den vil også likne formasjonsvann i kritt-reservoar.
- Flømming kjerne
En må vaske kritt-kjernene før de kan brukes i eksperimentene. Kjernene skal strømmes med 5 porevolum. Fra kjerne nr. 215 tas det to prøver fra to forskjellige perioder i strømmingen, og fra kjerne nr. 210 tas det fem vannprøver fra hver gang 1 porevolum har strømmet gjennom.

Kapittel 3 Eksperimentelt

Målet med vannprøvene er å sjekke om likevektsvann vil inneholde mye kalsium og nesten ikke sulfat eller andre stoffer. Og om prøvene fra flømming vil vise at kritt-kjernene er rene. For å analysere den kjemiske sammensetningen av vannprøvene, er en ione-kromatografi (ion chromatograph) brukt. Modellen som ble brukt var Dionex ICS-5000. Alle prøvene blir fortynnet 5 eller 200 ganger, og ione-kromatografiresponsene blir sammenlignet med responsen til 200 ganger fortynnete standarder med kjente konsentrasjoner av ioner. Fortynning blir håndtert av en Gilson sprøytepumpe (Gilson syringe pump). Maskinen skal utføre en test for både kationer og anioner. Dette forsøket skal være ved romtemperatur, som tilsvarer cirka 20 °C. Resultatene fra vannprøvene vil vises som en tabell i et dataprogram. Der skal en hente mange data og beregne konsentrasjonen av et bestemt stoff i en vannprøve. Formelen som en skal bruke, er vist under:

$$C = \frac{A_W \times d_w}{A_{SW} \times d_{SW}} \times C_{SW} \quad (3.6)$$

C = Konsentrasjon, [mM]

A_W = Areal av et stoff i vannprøve, [$\mu\text{s} \cdot \text{min}$]

A_{SW} = Areal av et stoff i sjøvann-prøve, [$\mu\text{s} \cdot \text{min}$]

d_w = Hvor mange ganger fortynnes vannprøve
(5 eller 200 ganger)

d_{sw} = Hvor mange ganger fortynnes sjøvann-prøve
(200 ganger)

C_{SW} = konsentrasjon av et stoff i sjøvann, finn verdi i
tabell E.2, [mM]

Kapittel 4 Resultat og diskusjon

Observasjoner og resultater fra eksperimenter med tilhørende diskusjon.

4.1 Egenskapene til kritt-kjernene

Måling av kritt-kjernene ble tatt før kjernene ble vasket og mulige utfelte salter ble løst opp og fjernet ved hjelp av destillert vann flømming. Porevolumene ble funnet til henholdsvis 26,62 og 30,64 cm³, og flømming må da være minst 133,1 og 153,2 ml. Det ble også tatt vannprøver for å sjekke om kjernene er rene, se figur 4.3 og tabell E.1 i vedlegg E. Resultatene har vist at begge kritt-kjernene nesten ikke inneholder noe sulfat eller andre stoffer, slik at en kan anta at kritt-kjernene er rene.

Etter flømming beregner en permeabilitet, se tabell 4.1 for målte og beregnede data for kjernene.

Tabell 4.1: Egenskapene til kritt-kjernene.

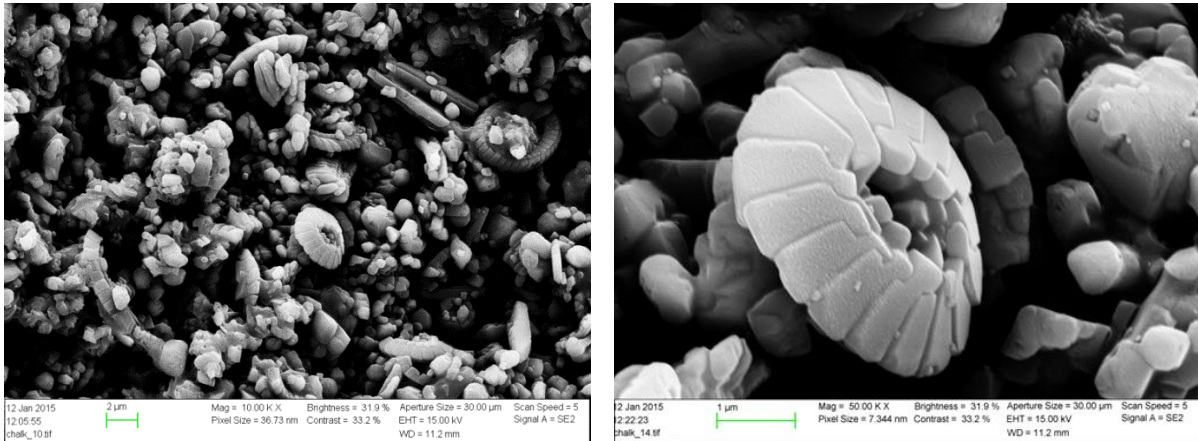
Egenskapene til kritt-kjerne:		
Nummer	210	215
D [cm]	3,79	3,795
L[cm]	4,89	5,59
Vbulk [cm ³]	55,17	63,17
Wtørr [g]	76,47	87,09
Wvåt [g]	103,04	117,67
PV [cm ³]	26,62	30,64
φ [%]	48,26	48,50
k [mD]	6,07	5,31

4.1.1 Permeabilitet

Testene ble utført med pumperater på 0,7 ml/min, 0,5 ml/min og 0,35 ml/min for kjerne nr. 215. Kjerne nr. 210 ble utført med 0,7 ml/min og 0,35 ml/min. Pumpen viser 3-5 % avvik ved å måle den virkelige pumperaten (ved å veie begeret og ta tiden). Målet med de to testene er å få lik verdi for permeabilitet ved alle ratene. Gjennomsnittsverdien for permeabilitet for kjerne nr. 210 ble funnet til 6,07 mD, hvor det bare er 0,04 mD avvik mellom den største og den laveste verdien. Kjerne nr. 215 ble funnet til 5,31 mD i snitt, hvor 0,12 mD var avvik mellom den største og laveste verdien. Begge resultatene er som forventet og samsvarer bra med teorien [Viksund et al., 1998] som tilsier en permeabilitet mellom 1-10 mD. Trykket i systemet med kjerneholder ble målt med både pumpen og med trykktransmitter. Pumpen har en usikkerhet på ca 5 %, mens trykktransmitteren har lavere usikkerhet (ca 0,1 %). Trykket målt med trykktransmitteren ble dermed brukt i beregningene. Beregningene og målingene kan leses i vedlegg C.

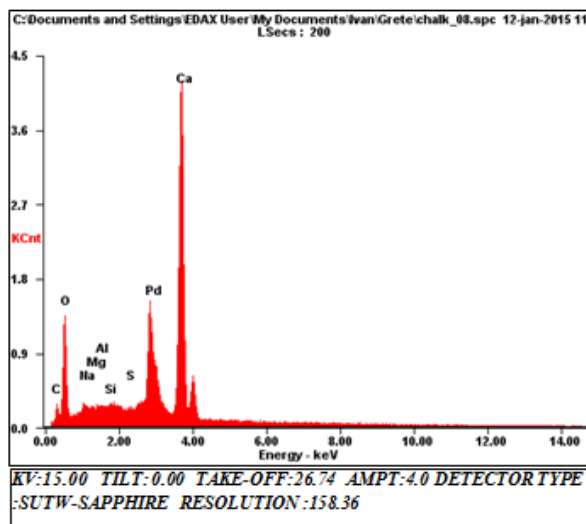
4.1.2 SEM og EDS analyser

En av de to kritt-kjernene (nr. 215) har vært hos «The SEM laboratory» og tatt bildeanalyser med et elektronmikroskop og kjemisk analyse med EDS. Bildene har vist at kritt inneholder organiske materialer, hovedsakelig av planktoniske kalkplater (kokkolitter) fra en type planktonisk alge som er vist i figur 4.1.



Figur 4.1: De to bildene av kritt med kokkolittoforer, kalkorganismer og porerom er tatt med SEM med en forstørrelse på 10 000 ganger til venstre, mens bildet til høyre er zoomet inn 50 000 ganger på en kokkolittofore.

Stoffene som dominerer i kritt, er karbonater, oksider og hydroksider av kalsium. En av kjernene ble analysert med et elektronmikroskop (SEM) for å ta kjemisk analyse, og resultatet var 97 atom% av Ca^{2+} slik at en kan anta at kjernene en bruker er nesten ren kritt, se figur 4.2. Dette viser at krittkjernen er lite heterogen. Kritt kan også ha noen spor av andre stoffer som magnesium, aluminium, silisium, kalium og sulfat.



Element	Wt %	At %
MgK	00.94	01.54
AlK	00.58	00.86
SiK	00.39	00.55
SK	00.00	00.00
CaK	98.09	97.06

EDAXZAF QUANTIFICATION STANDARDLESS SEC TABLE: DEFAULT

Figur 4.2: Bildene ble også tatt med SEM. Til venstre vises en graf av forskjellige stoffer som kritt inneholder. Til høyre vises en tabell av de fem stoffene som en ønsker å sjekke.

Kapittel 4 Resultat og diskusjon

Grafen i figur 4.2 viser veldig lite innhold av sulfat, og det betyr at EDS analyse ikke er sensitiv nok til å detektere små mengder med sulfat. Det er vanskelig å kvantifisere når mengden av et stoff er mindre enn 1 atom%. En kan også se flere bilder og kjemiske analyser av kritt-kjernen i vedlegg A.

4.2 Egenskapene til væskene

Egenskapene til væskene som er brukt og beskrevet i eksperimentelt del, ble målt med densitometer (tetthet), rotasjonsviskosimeter (viskositet), tensiometer (over- og grenseflatespenning), og resultatene er presentert i tabell 4.2. Både likevektsvann og destillert vann har blitt målt med ione-kromatografi for kjemisk analyse.

Tabell 4.2: Egenskapene til væskene.

Egenskapene til væskene:				
	ρ	μ	SFT (luft/væske)	IFT (olje/likevektsvann)
	[g/cm ³]	[cP]	[mN/m]	[mN/m]
Temperatur:	ved 20°C	ved 22°C	ved 20°C	ved 20°C
Destillert vann	0,998	1,05	72,21	
Likevektsvann	0,998	1,04	70,51	
Heptan	0,684	0,43	19,97	38,70
Dekan	0,732	0,95	23,54	34,64
Dodekan	0,749	1,49	25,09	26,52
20 W% Dekan + 80 W% Marcol 82	0,823	9,25	28,03	41,71
Marcol 82	0,849	29,95	29,53	45,70

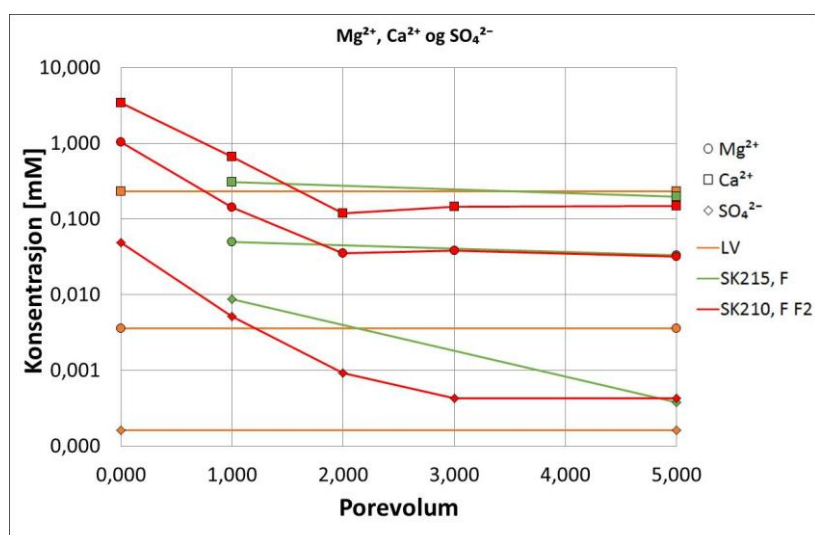
4.2.1 Kjemisk analyse av vann

Oppgaven har tatt to forskjellige typer vannprøver med Dionex Ione Chromategraph; en vannprøve for likevektsvann og flere vannprøver fra destillert vann brukt under flømming av kjerner. Både kationer og anioner måles i prøvene.

Målingene viser at likevektsvann inneholder 0,23 mM (milli Molar) kalsium, som vist i figur 4.3 og tabell E.1 i vedlegg E. De viser også at vannprøvene fra flømming av kjerne nr. 215 er 0,20 mM kalsium. Vannprøvene for kjerne nr. 210 viser litt lavere konsentrasjon, cirka 0,15 mM. Da kan en bekrefte at oppgaven har laget et godt likevektsvann når en ser på mengde oppløst kritt i likevektsvannet.

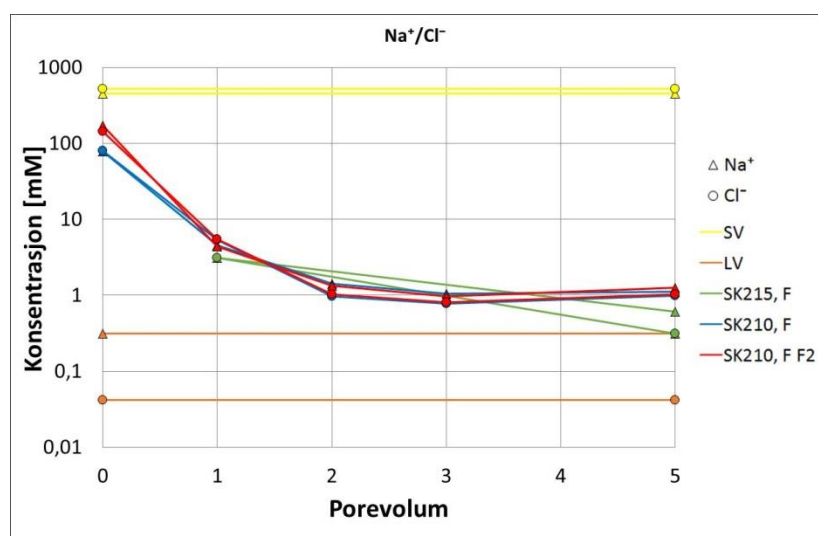
Kritt-kjerne nr. 215 har to vannprøver fra flømming som er tatt etter at vannet har strømmet med ett og fem porevolum, og en kan se at mengden av alle stoffene blir redusert i den andre prøven, som vist i figur 4.3 og 4.4. Kritt-kjerne nr. 210 har fem vannprøver som ble tatt etter hvert porevolum, fra 0 til 5, utenom det fjerde porevolumet. Kjernen har også blitt vasket, salt har blitt fortynnet ut og blitt renere som er vist i figur 4.3 og 4.4.

Kapittel 4 Resultat og diskusjon



Figur 4.3: Konsentrasjon av magnesium-, kalsium- og sulfationer som funksjon av porevolum under kjerneflømming med destillert vann.

Sulfat vil fortelle om kritt-kjernen er ren eller ei ved å se mengden av sulfat. Tabell E.1 og figur 4.3 viser at begge vannprøvene fra begge kritt-kjernene nesten ikke inneholder sulfat, slik at en kan si at kritt-kjernene i eksperimentene er nesten helt rene.



Figur 4.4: Konsentrasjon av natrium- og kloridioner som funksjon av porevolum under kjerneflømming med destillert vann.

Vannprøvene fra kritt-kjerne nr. 210 (SK210) ble testet to ganger for flømming på grunn av at det tok lang tid for anion test å bli stabil. Begge testene for kjerne nr. 210 er nesten like, så en kan stole på resultatene som er vist i figur 4.4 for Na^+ og Cl^- og figur E.1 for Mg^{2+} , Ca^{2+} og SO_4^{2-} i vedlegg E (blå og rød linje). En kan se at en vannprøve ved null porevolum fra samme kjernen som er tatt når det startet å flømme, har litt brunfarge. Denne vannprøven ble derfor fortynnet 200 ganger ved retest (F2) for å sjekke konsentrasjonene til alle stoffene. Det vil gi et bedre og mer riktig resultat enn fortynningsforhold på 1:5. Verdiene fra sjøvann er funnet i «brine komposisjoner», tabell E.2 i vedlegg E.

Kapittel 4 Resultat og diskusjon

Figur 4.3 og 4.4 viser et resultat med konsentrasjonsgraf for hver type vannprøve: sjøvann (SV) som referanse, likevektsvann (LV), flømming av kritt-kjerne nr. 215 fra Stevns Klint (SK215, F), flømming av kritt-kjerne nr. 210 fra Stevns Klint (SK210, F) og en retest for flømming av kritt-kjerne nr. 210 fra Stevns Klint (SK210, F F2). Symbolene viser hvilke typer stoffer.

De fleste vannprøvene ble testet to ganger ved bruk av en ione-kromatografi, og en kan se at resultatene er nesten like. Det vil si at utstyret er godt og har veldig lav usikkerhet. Det har en god repeterbarhet og er vist i tabell E.1.

4.2.2 Over- og grenseflatespenning

Overflatespenning (SFT) til vann er høyere enn de andre væskene, som er forventet. Likevektsvann med ioner påvirker overflatespenning lite og er cirka 2 mN/m lavere enn destillert vann hvor innholdet tilnærmer ingen ioner.

Overflate- og grenseflatespenning i oljer bestående av normal-komponenter viser seg å variere motsatt av hverandre ved økende tetthet og viskositet. Den laveste tettheten, representert ved heptan, har lavest SFT og høyest IFT med likevektsvann. Den høyeste tettheten, representert ved dodekan, har høyest SFT og lavest IFT med likevektsvann. Olje med multi-komponenter som marcol 82 og en blanding av marcol 82 viser at de har høyere spenning enn olje med normal-komponenter, både overflatespenning og grenseflatespenning. Årsaken kan være at multi-komponenter har en egenskap til å holde på noe av vannet.

4.2.3 Tetthet

Tetthetsmålingen til væskene blir utført med en lav usikkerhet, sammenlignet med verdiene lest fra beholderne, en tabell for vann og et sikkerhetsdatablad for marcol 82 på internett (se referanser i vedlegg F). Tabell 4.3 viser at tetthet til dekan er målt til $0,7317 \text{ g/cm}^3$, og denne verdien er innenfor teoretisk forventet verdi på $0,728\text{-}0,732 \text{ g/cm}^3$.

Tabell 4.3: Tetthet til væskene.

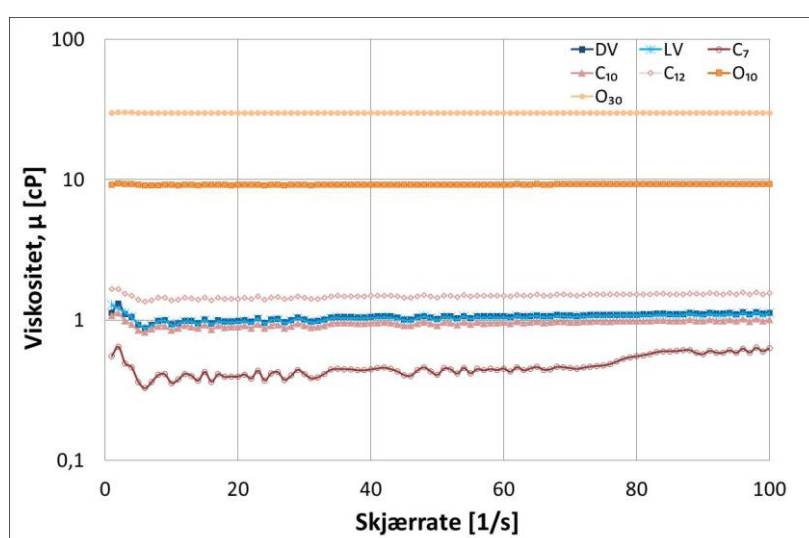
Tetthet	$\rho \text{ [g/cm}^3\text{]}$	
	Måling	Teoretisk
Temperatur:	ved 20°C	ved 20°C
Destillert vann	0,998	0,998
Likevektsvann	0,998	0,998
Heptan	0,684	0,684
Dekan	0,732	0,728-0,732
Dodekan	0,749	0,749
20 W% Dekan + 80 W% Marcol 82	0,823	0,819-0,830
Marcol 82	0,849	0,842-0,855

Kapittel 4 Resultat og diskusjon

Olje med 20 vekt% av dekan og 80 vekt% av marcol 82 har beregnet teoretisk forventning i tabell 4.4.

4.2.4 Viskositet

Rotasjonsviskosimeteret tok 100 målinger med skjærrate på 1 til 100 $1/s$. Maskinen måler både skjærrate og skjærspenning. Dataprogrammet plotter en graf med skjærspenning som funksjon av skjærrate og beregner viskositet. Figur 4.5 viser at viskositet versus skjærrate gir en nær rett linje for alle væskene. Dette viser tydelig at alle væskene er newtonske væsker, som er forventet og samsvarer bra med teorien om newtonsk væske, se kap 3.9 Viskositet. Figur 4.5 viser også at det er en større usikkerhet når en måler viskositet med lav skjærrate på grunn av større avvik mellom målingene. Mer detaljert data og målingene kan en finne i vedlegg D.



Figur 4.5: Viskositetsforsøket måler både skjærrate og skjærspenning som gir en viskositetsverdi ved romtemperatur på ca 22,0 °C.

Når skjærraten er for høy får en større usikkerhet hos olje med lav viskositet, på grunn av et større avvik som vil gi feilmargin. Figur 4.5 viser at spesielt heptan er rammet av en større usikkerhet, da målingene viser forhøyet viskositet når skjærrate er større enn 75 $1/s$. Dette kan føre til at heptan kan ha en høyere viskositetsverdi (0,47 cP) enn teoretisk, derfor har en beregnet en gjennomsnittsverdi (0,43 cP) mellom skjærrate på 20 og 60 $1/s$.

Tabell 4.4 viser at den har fått data fra newtonsk modell, data fra gjennomsnittsverdi og data fra forskjellige sikkerhetsdatablad på internett (se referanser i vedlegg F). Måling ved newtonsk modell vil si at dataprogrammet har laget en tilnærmet rett linje for alle virkelige data og gitt en viskositetsverdi som er vist i figur D.4 i vedlegg D. En vil bruke verdiene som ble funnet via beregning av en gjennomsnittsverdi for alle virkelige data fra dataprogrammet, utenom for heptan. Viskositet for heptan ble funnet ved å beregne en gjennomsnittsverdi for skjærrate mellom 20 og 60 $1/s$. Dette viser at rotasjonsviskosimeteret har en veldig lav usikkerhet når en sammenligner data som er tatt ved måling og fra internett.

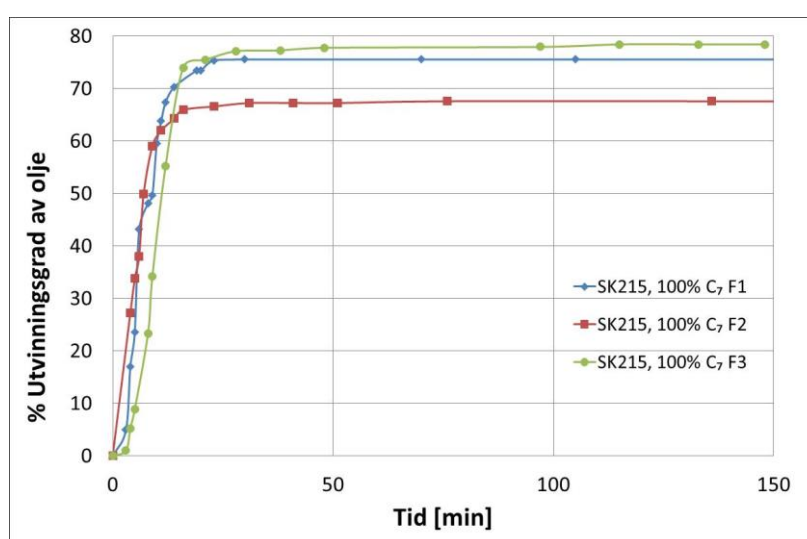
Kapittel 4 Resultat og diskusjon

Tabell 4.4: Viskositetsverdiene fra måling og internett (se referanser i vedlegg F).

Viskositet	μ [cP]		
	Måling ved Newtonske modell	Måling ved gj.snitt	Internett
Temperatur:	ved 22°C	ved 22°C	ved 20°C
Destillert vann	1,04	1,05	1,002
Likevektsvann	1,03	1,04	N/A
Heptan	0,42	0,43	0,42
Dekan	0,95	0,95	0,92
Dodekan	1,48	1,49	1,50
20 W% Dekan + 80 W% Marcol 82	9,25	9,25	N/A
Marcol 82	29,9	29,95	27-37

4.3 Spontan imbibering og repeterbarhet av forsøket

En startet med å undersøke eksperimentell repeterbarhet. Tre like forsøk ble utført med spontan imbibering for kritt-kjerne nr. 215 (SK215) som er mettet 100 % med heptan. En skal se på utvinningsgraden i prosent som en funksjon av tid som er vist i figur 4.6.



Figur 4.6: Spontan imbibering (% utvinningsgrad av olje – OOIP%) som funksjon av tid. Forsøkene er utført med samme kjerne ved romtemperatur og har ikke initiell vannmetning. F1, F2 og F3 står for rekkefølgen på forsøkene.

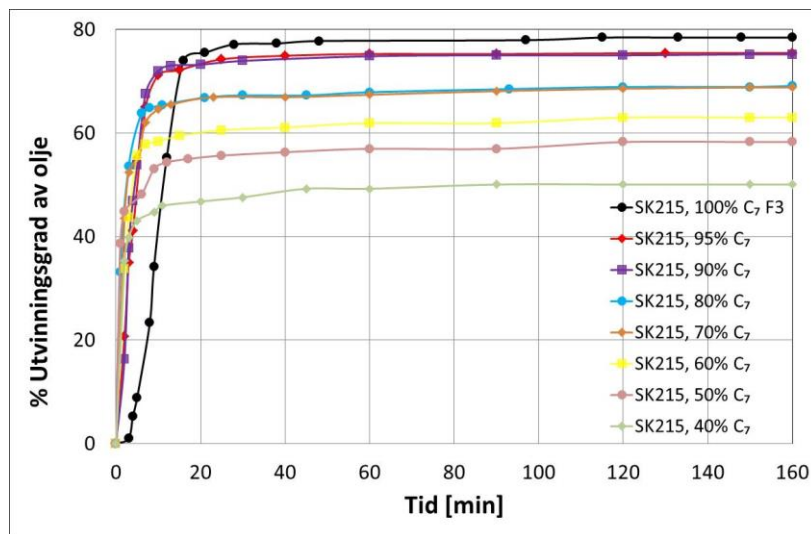
Det er vist i figur 4.6 at forsøket har god repeterbarhet med F1 og F3, og at forsøk nr. 3 (F3) ga det beste resultatet når en sammenligner med resultat fra en artikkel fra Viksund et al., 1998. Artikkelen har beskrevet at oljeutvinning fra kritt-kjerne fra Stevns Klint er litt over 76 %. Forsøk nr. 3 ga ingen lekkasje. Det første forsøket (F1) ga litt vannlekkasje, men vil ikke påvirke oljeutvinningsgrad. Det andre forsøket (F2) ga både heptan- og vannlekkasje som vil gi en nedgang i oljeutvinningsgrad. Det viser at dette forsøket har en god repeterbarhet med F1 og F3.

Kapittel 4 Resultat og diskusjon

Oljeutvinningsgrad fra forsøk nr. 3 med 100 % heptan er 78,4 % og er tatt med videre til sammenligning når en endrer initielle vannmetninger. Høy oljeutvinning forteller også at kritt-kjernen er vannfuktet. Vann suges inn i kritt-kjernen og olje fortrenkes/styres ut, oljen flyter opp til toppen av imbiberingscellen der en kan avlese mengde.

4.4 Spontan imbibering med endring i initiell vannmetning

En har endret initielle vannmetninger for å se hvordan oljeproduksjonsraten og den totale oljeutvinningsgraden blir, og hvor mye olje blir igjen i kritt-kjernen. Kritt-kjerne nr. 215 ble brukt til å endre initiell vannmetning.

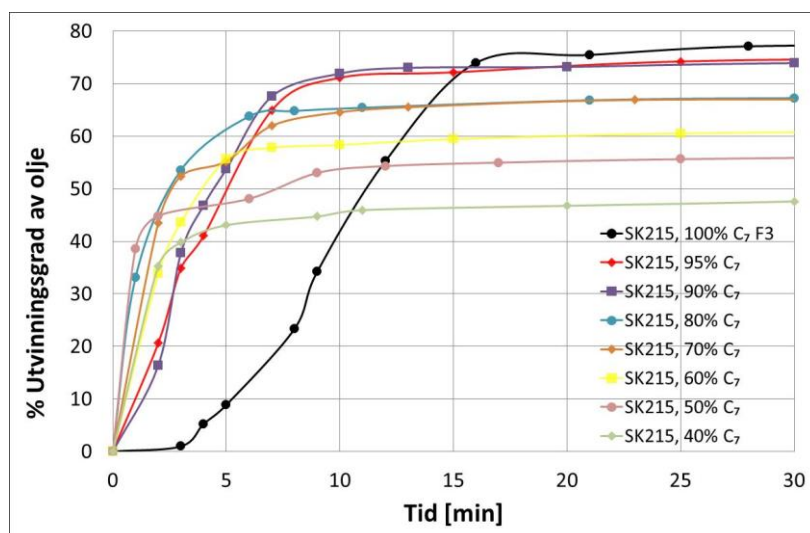


Figur 4.7: Spontan imbibering (% utvinningsgrad av olje – OOIP%) som funksjon av tid.

Forsøkene er utført på samme kritt-kjerne ved romtemperatur og hvor initiell vannmetning er blitt variert fra 0- 60 %.

Figur 4.7 viser at alle forsøkene produserer olje raskt i starten, og etter hvert vil utvinningsgraden av olje være konstant. Det betyr også at en kan ikke utvinne mer olje fra kjernen ved spontan imbibering av vann. Når en bruker formelen 2.9 for dimensjonsløs tid, vil beregningen vise at de stiger akkurat på samme måte uavhengig av tid som er vist i figur 4.15 i kap. 4.7.

Det viser også at når en øker initiell vannmetning, vil utvinningsgraden reduseres litt. For eksempel når en øker initiell vannmetning fra 0 til 60 %, vil utvinningsgraden reduseres cirka 28 OOIP%. Utvinningsgraden reduseres ikke konstant, men mellom 0-9 % når en øker initiell vannmetning med 10 %. En kan se at det nesten ikke er forskjell mellom 95 og 90 % heptan, og mellom 80 og 70 % heptan. Eksperimentene har en del usikkerhet og en får ikke sjanse til å utføre samme forsøk flere ganger, siden hver prosess til et forsøk krever en uke. I denne oppgaven har det ikke vært tid til å utføre eksperimentet flere ganger for å sammenligne med hverandre. En kan si at generell trend var at utvinningsgraden avtar med økende initiell vannmetning.

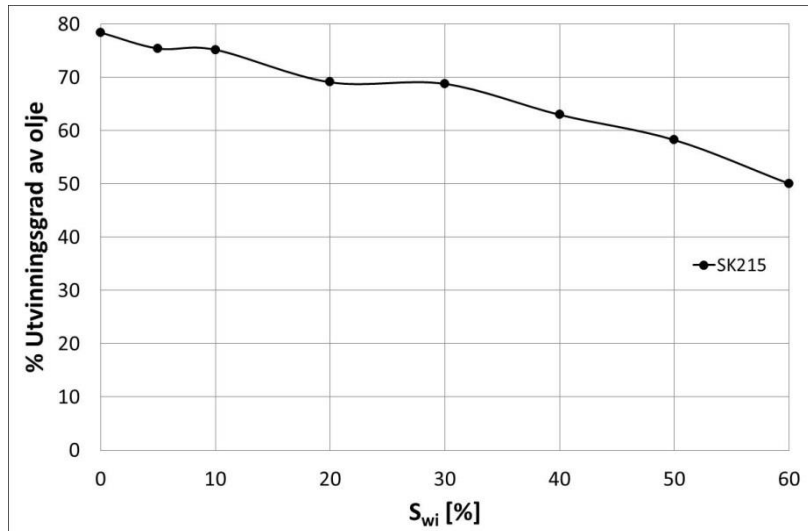


Figur 4.8: Spontan imbibering (% utvinningsgrad av olje – OOIP%) som funksjon av tid. Rate øker når den initielle vannmetningen øker.

Figur 4.8 er forstørret i en bestemt tidsperiode fra 0 til 30 minutter som er vist i figur 4.7. Den viser lite forskjell i produksjonsrate. Et forsøk med 100% heptan tar lengre tid å komme i gang med imbibering, kanskje på grunn av manglende initiell vannmetning og vannfilm. Når initiell vannmetning er tilstede, har den allerede en vannfilm tilstedet slik at det blir lettere for vann å suge inn i kjerne og komme i gang med imbibering. Figuren viser også at hastighet på imbibering (stigningstall) er nesten like selv om utvinningsgrad avtar når initiell vannmetning øker.

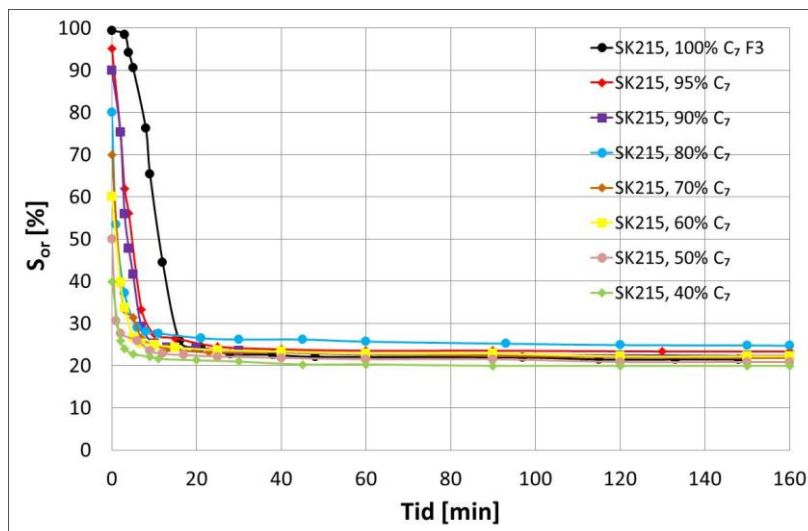
En kan mulig se på noen av grafene at når initiell vannmetning øker, vil oljeproduksjonsraten øke. Artikkelen fra Vikesund et al. [1998] nevner også at oljeproduksjonsraten vil øke når initiell vannmetning øker fram til cirka 34 %, men artikkelen har heller ikke hatt mange forsøk med kritt fra Stevns Klint. Forsøkene her er utført med manuell avlesning, slik at det kan antas å innebære en del usikkerhet. Kritt-kjernen kan også oppføre seg litt variert, og noen ganger holder kjernen litt olje igjen før den slipper oljen. Andre ganger slipper kjernen mye olje med en gang. Det er også ønskelig til å gjøre samme eksperiment flere ganger, men tiden tilgjengelig for denne oppgaven tillater det ikke. En kan si at man ikke har god kontroll på produksjonsrate her.

Kapittel 4 Resultat og diskusjon



Figur 4.9: Spontan imbibering (% utvinningsgrad av olje – OOIP%) som funksjon av initiell vannmetning.

Figur 4.9 viser en liten nedgang av oljeutvinningsgrad med økende initiell vannmetning. Fra beregning er kapillærtrykk 0,77 bar og mobilitetsforhold 0,41a (a er en ukjent verdi av relativ permeabilitet, se formel i tabell 4.6). Både kapillærtrykk og mobilitet er konstant selv om initiell vannmetning øker. De er ikke avhengig av initiell vannmetning, men av hvilken type olje en bruker. Det betyr at residuell oljemetning vil være konstant når både kapillærtrykk og mobilitetsforhold ikke endres som en ser på figur 4.10.



Figur 4.10: Residuell oljemetning som funksjon av tid.

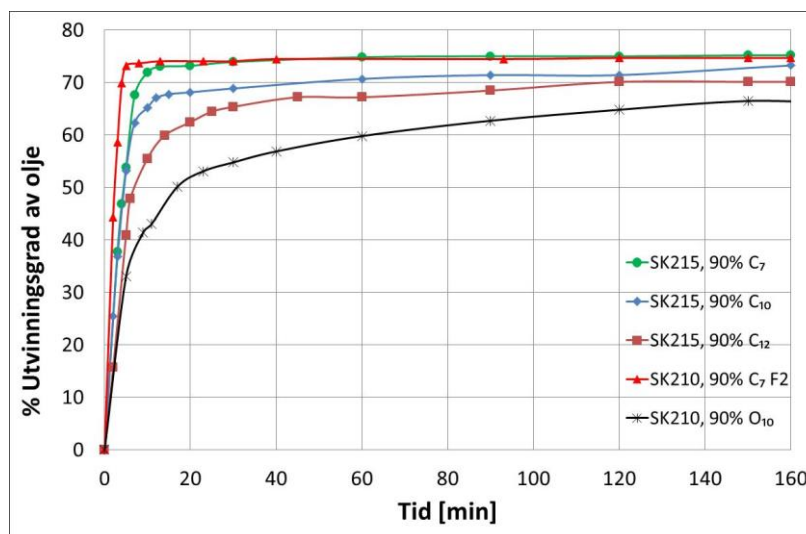
En ser på mengden av olje som er igjen i kjernen i alle forsøkene, så er mengden olje mellom 6 – 7 ml, bortsett fra i to forsøk der mengden olje som er igjen i kjernen er 7,15 ml (95 % C₇) og 7,56 ml (80 % C₇). Gjennomsnitt av residuell oljemetning er 22,1 %, som vist i figur 4.10. Den laveste S_{or} er på 19,97 % hos 50 % heptan, og den høyeste S_{or} 24,72 % hos 80 % heptan. Figuren viser også at initiell oljemetning ved 0 minutt på x-aksen reduseres først 5 % og så 10 % som viser at den initielle vannmetningen øker i hvert forsøk. Siden mengden av initiell

Kapittel 4 Resultat og diskusjon

oljemetning reduseres etter hvert forsøk, vil det føre til at oljeutvinningsgraden derfor minsker selv om residuell oljemetning er nesten konstant. En må også huske på at kritt-kjernen mister litt kritt etter hvert forsøk, og til slutt vil den miste også litt porevolum som vil føre til en del usikkerhet. Her antar en at mengden av olje som ble fanget i kritt-kjernen er konstant.

4.5 Effekt av oljeviskositet

Hva vil skje når oljen øker tetthet og viskositet med en konstant initiell vannmetning på 10 %? Kritt-kjerne nr. 215 ble brukt til olje med normal-komponenter og kritt-kjerne nr. 210 ble brukt til olje med multi-komponenter. En vil sjekke om begge kjernene har samme egenskap slik at oljeutvinningsgraden vil være den samme, derfor testet en kritt-kjerne nr. 210 med heptan også. Etter eksperimentet så en at begge kritt-kjernene imbiberte spontant og fortrengte like mye heptan ut, og en ser da at en kan sammenligne kritt-kjernene med hverandre.

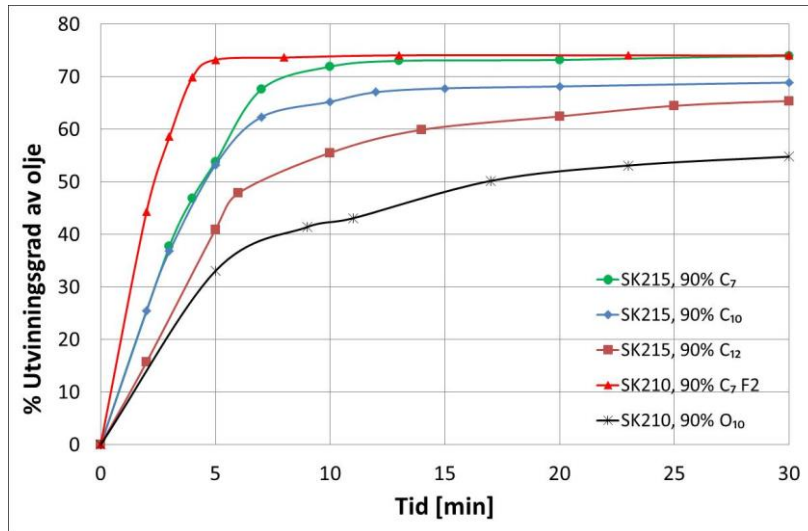


Figur 4.11: Spontan imbibering (% utvinningsgrad av olje – OOIP%) som funksjon av tid. Forsøkene er utført med to like kritt-kjerner (nr. 215 og nr. 210) ved romtemperatur og type olje er blitt variert med konstant initiell vannmetning på 10 %.

Forsøket viser at når en øker tetthet og viskositet til olje, vil både utvinningsgraden og oljeproduksjonsraten reduseres når en ser fra heptan (C₇) til oljen med 10 cP (O₁₀), som vist i figur 4.11 og 4.12. Den totale oljeutvinningsgraden er 75,19 % for heptan, 73,25 % for dekan, 70,12 % for dodekan og 66,50 % for olje med 10 cP i viskositet. Den siste oljen har blitt blandet 20 vekt% av dekan og 80 vekt% av marcol 82 for å få en viskositet på cirka 10 cP. Grafen antyder nesten 10 % nedgang i oljeutvinningsgrad når viskositet øker cirka 20 ganger (fra 0,43 cP til 9,25 cP).

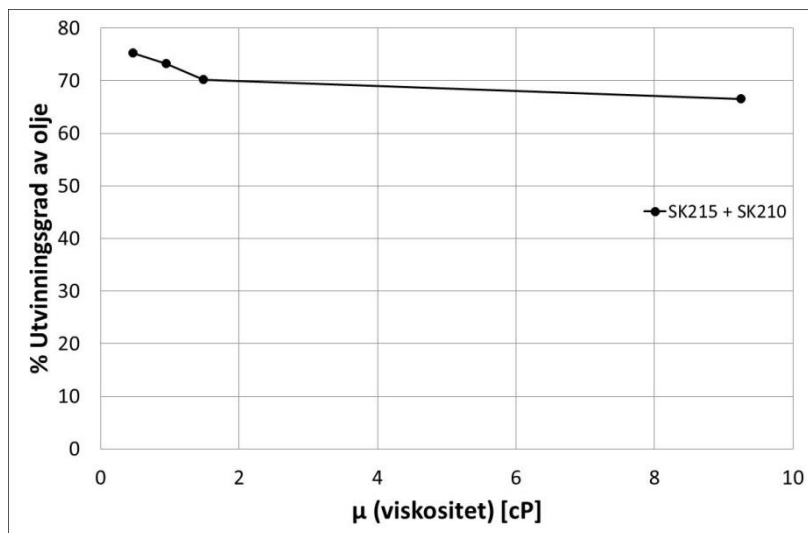
Dette eksperimentet ble gjort to ganger med heptan på grunn av at en kjerne ble ødelagt (nr. 215) midt i forsøket, så en ny kjerne (nr. 210) ble brukt og en sammenlignet med den gamle kjernen. F2 står for forsøk nr. 2 for heptan med den nye kjernen. Den nye kjernen skulle også testes med marcol 82, men den ble dessverre ødelagt og det var ikke tid til å forberede en ny kjerne.

Kapittel 4 Resultat og diskusjon



Figur 4.12: Spontan imbibering (% utvinningsgrad av olje – OOIP%) som funksjon av tid. Forsøkene er utført med to like kjerner ved romtemperatur, og type olje er blitt variert med konstant initiell vannmetning på 10 %. Her blir grafen zoomet inn. Rate minsker ved større viskositet til olje.

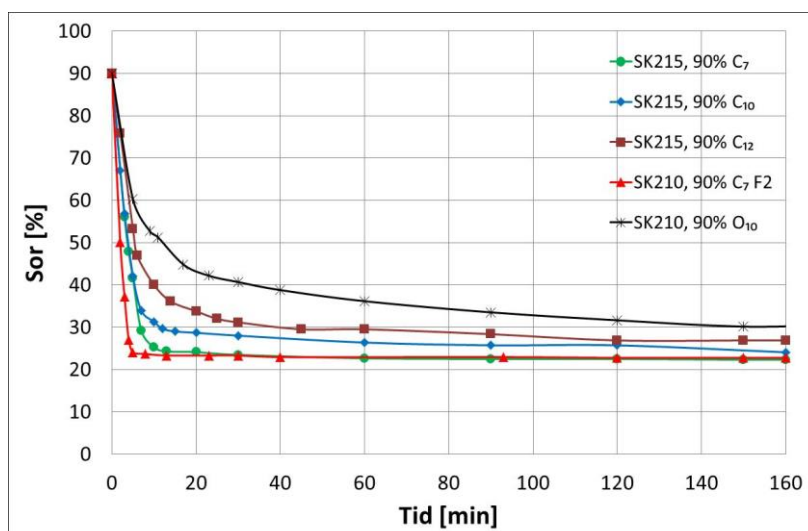
Figur 4.12 viser tydelig at viskositet har en stor effekt på oljeproduksjonsraten. Raten blir lavere når viskositet øker. Produksjon av heptan viser at de to kjernene er nesten like siden den totale oljeutvinningsgraden er den samme. Den grønne linjen er utført med kritt-kjerne nr. 215, og den røde linjen med kritt-kjerne nr. 210 som har litt høyere rate, men en har skrevet før at en har ikke helt kontroll på raten.



Figur 4.13: Spontan imbibering (% utvinningsgrad av olje – OOIP%) som funksjon av viskositet til oljen. Forsøket er utført med to like kjerner (nr. 215 og nr. 210).

Figur 4.13 viser en oversikt over hvordan viskositet vil påvirke den totale oljeutvinningen. En forventer at større mengde av olje blir fanget som gir høyere residuell oljemetning (S_{or}) når viskositet på oljen øker. Mobilitetsforhold vil øke med økende viskositet som er vist i tabell 4.6. Det fører til lavere oljeutvinning på grunn av høyere mobilitetsforhold.

Kapittel 4 Resultat og diskusjon



Figur 4.14: Residuell oljemetning som funksjon av tid.

En kan se i figur 4.14 at volumet av olje i kritt-kjernen etter imbibering av vann øker når en øker viskositet og tetthet til olje. Det viser at residuell oljemetning øker når viskositet øker på grunn av at det vil bli enda vanskeligere for vann å fortrenge oljen ut av porene. Det vil også føre til en nedgang i oljeutvinning som stemmer bra med figur 4.11. En kan også se at olje med viskositet på 10 cP er mer seig enn heptan.

4.6 Effekt av kapillære krefter og mobilitetsforhold på oljeutvinning

En har beregnet kapillære krefter og mobilitetsforhold for å sjekke om dette vil påvirke oljeutvinning i stor grad eller ei, som vist i tabell 4.5 og 4.6.

Tabell 4.5: Kapillærtrykk

Kapillærtrykk		$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}$			
	IFT (olje/ likevektsvann)	Kontaktvinkel	Poreradius	Kapillærtrykk	
	σ [mN/m]	θ [°]	r [m]	P_c [Pa]	P_c [bar]
DV		0	0,000001	0	0,000
LV		0	0,000001	0	0,000
C ₇	38,70	0	0,000001	77394	0,774
C ₁₀	34,64	0	0,000001	69283	0,693
C ₁₂	26,52	0	0,000001	53044	0,530
O ₁₀	41,71	0	0,000001	83420	0,834
O ₃₀	45,70	0	0,000001	91400	0,914
	ved 20°C	Antar sterkt vannvått	Antar konstant r pga samme type kjerne		

Kapittel 4 Resultat og diskusjon

Tabell 4.6: Mobilitetsforhold

Mobilitetsforhold (M)	$M = \frac{\frac{k \times k_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k \times k_{ro}}{\mu_o}} = a \times \frac{\mu_o}{\mu_w}$
------------------------------	--

	μ [cP]	μ_o/μ_w (LV)	M
DV	1,05		
LV	1,04		
C ₇	0,43	0,41	0,41a
C ₁₀	0,95	0,91	0,91a
C ₁₂	1,49	1,43	1,43a
O ₁₀	9,25	8,89	8,89a
O ₃₀	29,95	28,80	28,80a
	ved 22°C		

Olje med høyest viskositet, marcol 82, har de største kapillære kreftene, men oljen har også et høyt mobilitetsforhold som er sannsynligvis over 1. Det vil føre til at vannet fortrenger oljen for raskt og får dannelse av viskøse fingrer som fører til at en mister noen oljedråper/oljekomponenter (forbigått / snap off) og en får mindre oljeutvinningsgrad.

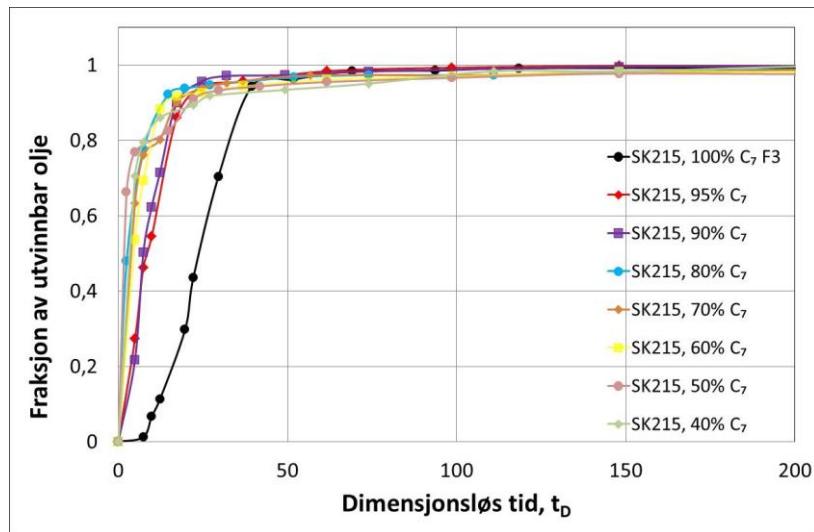
Heptan har det høyeste kapillærtrykket for olje med normal-komponenter og har det laveste mobilitetsforholdet av alle typer oljer. Når mobilitetsforhold er lavere enn 1, betyr det at olje strømmer forttere enn vann, som da kan skje hos heptan. Det betyr at vannet fortrenger all heptan underveis og en får tilnærmet stempelfortrengning. Dette vil føre til høy oljeutvinning, og heptan er observert med den høyeste utvinningen i figur 4.11.

En kan også se at viskositet varierer mer enn grenseflatespenning (σ). Viskositet betyr mer på den totale oljeutvinningsgraden enn grenseflatespenning. Kapillærtrykk er viktig for residuell oljemetning. Jo høyere kapillærtrykket blir, jo lavere residuell oljemetning blir det.

En ser også at initiell vannmetning ikke påvirker kapillærtrykk, og residuell oljemetning er konstant selv med ulike initielle vannmetninger, som en kan se i figur 4.10. På grunn av at kapillærtrykket er konstant i eksperimentet bruker en heptan hele tiden. Grenseflatespenning endrer seg ikke av initiell vannmetning som fører til konstant kapillærtrykk som igjen fører til konstant mikroskopisk sveipeeffektivitet. Her endrer en ikke olje eller viskositet som fører til et konstant mobilitetsforhold. Det gir derfor en konstant residuell oljemetning hos heptan med endring i initiell vannmetning.

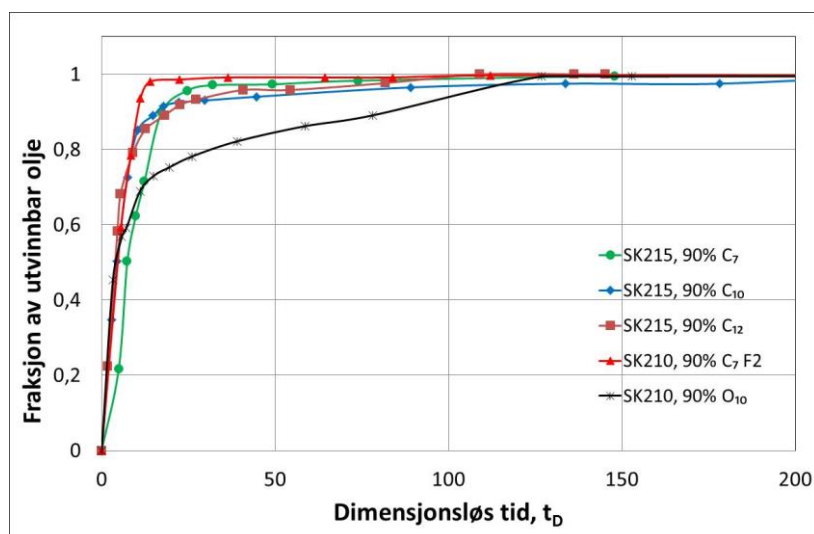
4.7 Dimensjonsløs tid

Som tidligere nevnt, kan en bruke formel 2.9 for dimensjonsløs tid for figur 4.7 og dette viser hvordan oljeutvinningsgrad øker under produksjon uavhengig av tid, vist i figur 4.15.



Figur 4.15: Spontan imbibering (fraksjon av utvinnbar olje) som funksjon av dimensjonsløs tid.

Initielle betingelser er forskjellige i figur 4.15, og bare et av forsøkene er uten initiell vannmetning. Dette kan være årsak til at det forsøket oppfører seg forskjellig fra de andre. Det er tydelig at når kjernen ikke har initiell vannmetning, vil det ta lengre tid å komme i gang med imbibering av vann. Når kjernen har en initiell vannmetning og vannfilm, vil vann strømme lettere inn og imbiberes. Det spiller ingen rolle hvor mye initiell vannmetning. Alle forsøkene har samme rate (stigningstall), men forsøket uten initiell vannmetning kom litt senere i gang.



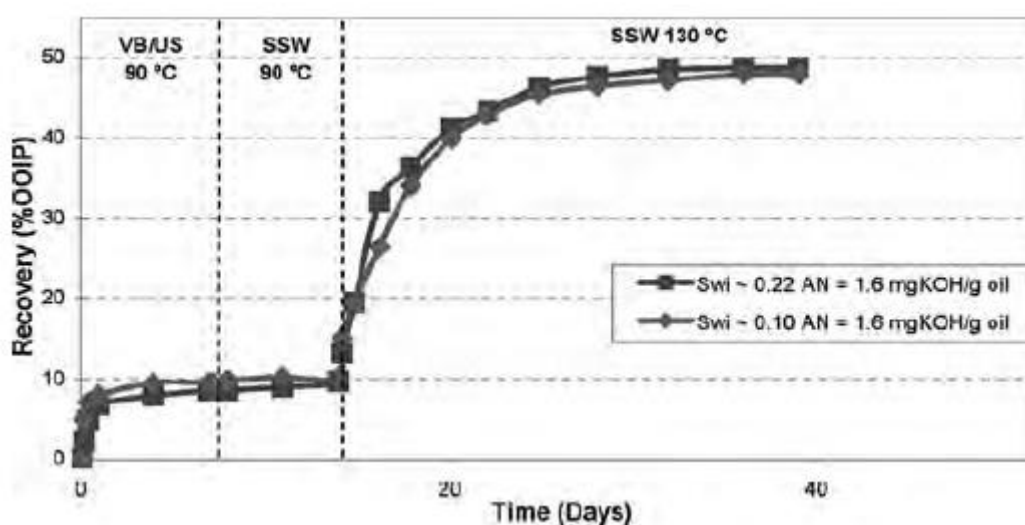
Figur 4.16: Spontan imbibering (fraksjon av utvinnbar olje) som funksjon av dimensjonsløs tid.

Kapittel 4 Resultat og diskusjon

Figur 4.16 med dimensjonsløs tid viser at alle forsøkene med normal-komponent olje (heptan, dekan og dodekan) stiger på samme måte, mens olje med viskositet på 10 cP stiger på samme måte i starten, men får litt lavere rate senere på grunn av høyere viskositet. Ellers vil de overlappe hverandre og vil vise at en kan sammenligne de to kritt-kjernene.

4.8 Sammenligning av resultat

Her kan en sammenligne med Tina sin figur 4.17 som er hentet fra artikkel nr. 2 i hennes doktorgradsoppgave [Punternvold et al., 2007]. Hun har brukt to kjerner som er nøytral til litt vannfuktet med forskjellige initielle vannmetninger på 10 % og 22 %.



Figur 4.17: Effekt av initiell vannmetning på spontan imbibering av sjøvann i vaskede kjerner.

[Figuren er kopiert fra Punternvold et al., 2007]

Figur 4.17 viser at de to kjernene blir først imbibert med formasjonsvann (VB/US) og får en lav oljeutvinningsgrad på 10 %. Etterpå injiserte hun sjøvann (SSW – Syntetisk sjøvann) som er en del av Smart vann og ga fuktforandring til mer vannvått. Dette tar mange dager, cirka 15 dager for formasjonsvann og 25 dager for sjøvann, og gir 40 dager totalt for å ha maks oljeutvinning. Det gir mye bedre oljeutvinning ved bruk av sjøvann, og utvinningsgraden nærmer seg 50 %.

Dette viser at de forskjellige initielle vannmetningene har liten betydning for kapillærtrykk og oljeutvinningsgrad. Resultatet samsvarer med denne oppgaven, og de forskjellige initielle vannmetningene gir nesten samme residuell oljemetning mot slutten. Hverken Tina sitt resultat eller denne oppgaven samsvarer med teori fra Viksund et al. [1998] som sier at økende initiell vannmetning reduserer kapillærtrykket og deretter oljeutvinningsgraden også.

En teori kan være at kritt-kjernene i oppgavene er lite heterogene, noe som fører til liten forandring på residuell oljemetning.

4.9 Usikkerhet

Kritt-kjernene er vannvåte siden spontan imbibering var mulig. Kritt-kjernene kan også oppføre seg litt variert. Noen ganger holder kjernene litt olje igjen før den slipper oljen, mens andre ganger slipper kjernene mye olje med en gang. Oljeproduksjonsraten varierer i hvert forsøk og har større usikkerhet, slik at oljeraten vil være mer tilfeldig. Dette kan gi en del usikkerhet rundt nøyaktigheten til resultatene.

Alle eksperimentene har noe usikkerhet knyttet til seg, og resultatene fra spontan imbibering kan bli bedre. Dette kan gjøres ved å utføre samme forsøkene flere ganger for å sjekke om resultatene stemmer bra overens og om kritt-kjernene er lite heterogene. Ellers har oppgaven utført mange gode eksperimenter med bra resultat og som forventet resultat. Mange av apparatene som ble brukt under eksperimentene har vist en ganske lav usikkerhet.

Kapittel 5 Konklusjon

Spontan imbibering med endring i initiell vannmetning viser at alle forsøkene produserer oljen heptan raskt og mye i starten, og etter en tid vil utvinningsgraden av olje være konstant. Når en øker initiell vannmetning vil utvinningsgraden avta. Oljeproduksjonsraten varierer i hvert forsøk og har større usikkerhet, slik at oljeraten vil være mer tilfeldig. Kapillærtrykk og mobilitetsforhold er konstante på cirka 0,77 bar og 0,41a. En kan konkludere med at initiell vannmetning ikke påvirker kapillærtrykk i særlig grad, og residuell oljemetning vil være konstant ved endring i initiell vannmetning.

Det ble utført et eksperiment med forskjellige typer oljer (ekskludert marcol 82), med en konstant initiell vannmetning på 10 %. Når viskositet til olje øker, vil både utvinningsgraden og oljeproduksjonsraten reduseres. Den totale utvinningsgraden av olje var 75,19 % ved bruk av heptan, 73,25 % ved bruk av dekan, 70,12 % ved bruk av dodekan og 66,50 % ved bruk av en blanding med viskositet på 10 cP. Residuell oljemetning øker når viskositet øker da det vil bli enda vanskeligere for vann å fortrenge oljen ut av porene, som kan bekreftes, fordi mobilitetsforholdet øker. Oppsummert ser en at viskositet vil påvirke kapillærtrykket.

Olje med høyest viskositet, marcol 82, har de største kapillære kreftene. Oljen har også et høyt mobilitetsforhold som sannsynligvis er over 1. Dette vil føre til at vannet fortrenger oljen for raskt, og en får dannelse av viskøse fingrer og mister noen oljedråper/oljekomponenter (forbigått / snap off) som igjen vil føre til en lavere oljeutvinningsgrad. Heptan har det største kapillærtrykket for olje med normal-komponenter og har det laveste mobilitetsforholdet, som sannsynligvis er under 1 (en stabil fortrenkning), av alle 5 typer oljer. Dette betyr at heptan har den beste oljeutvinningen av de oljene som er brukt i oppgaven. Det samsvarer bra med resultatet i denne oppgaven.

Viskositet varierer mer enn grenseflatespenning, og det viser at viskositet påvirker den totale oljeutvinningsgraden mer enn grenseflatespenning. Mobilitetsforholdet øker med økende viskositet til olje og vil påvirke utvinningsgraden. Kapillærtrykket er avhengig av grenseflatespenning som endrer seg lite. Kapillærtrykk er viktig for residuell oljemetning. Jo høyere kapillærtrykket blir, jo lavere blir residuell oljemetning, som betyr at oljeutvinningen blir høyere. En kan konkludere med at kritt-kjernene som er brukt kan være lite heterogene.

En kan konkludere med at viskositet vil dominere effekt på oljeutvinningsgraden ved spontan imbibering.

Kapittel 6 Forslag til videre arbeid

En vil foreslå for en framtidig oppgave at en kan teste flere kritt-kjerner fra Stevns Klint og sjekke om de har samme resultater som denne oppgaven. Det er også ønskelig å teste med andre typer kritt-kjerner, for å sjekke om de andre kjernene vil reagere på samme måte som kritt-kjernene fra Stevns Klint.

Effekter i reservoaret ved temperaturendringer (20°C og 60°C) skulle også gjerne blitt observert. Da vil en kunne se på temperatureffekter på kapillærtrykk.

En kan også gjøre forsøk hvor en har kritt-kjerner som er blandet-fuktete eller mindre vannvåte. Da vil en kunne se om en har samme effekt fra initiell vannmetning og oljeviskositet som observert i denne oppgaven. En kan videre introdusere Smart vann i forsøkene for å se om man kan endre fuktegenskapene og tilnærme seg vannvåte system i kjernen igjen.

Nomenklatur

Nomenklatur

ΔP	Trykkfall over den porøse matriksen, [Pa]
ΔS_{of}	Endring i oljemetning under viskøs flømming av olje
ΔS_{os}	Endring i oljemetning under spontan imbibering av olje
ΔS_{wf}	Endring i vannmetning under viskøs flømming av vann
ΔS_{ws}	Endring i vannmetning under spontan imbibering av vann
θ	Kontaktvinkel, [°]
λ	Mobilitet, [m ² /(Pa*s)]
μ	Viskøsitet, [Pa*s], [cP], (Pa*s=1000 cP)
μ_w	Vann viskositet, [Pa*s], [cP], (Pa*s=1000 cP)
ρ	Tetthet til masse eller fluid, [kg/m ³], [g/cm ³]
ρ_w	Tetthet til vann som ble avrundet til 1,0 g/cm ³
σ	Grenseflatespenning (IFT), [N/m], [mN/m]
σ_{os}	Grenseflatespenning mellom olje og bergart (solid), [N/m]
σ_{ow}	Grenseflatespenning mellom olje og vann, [N/m]
σ_{ws}	Grenseflatespenning mellom vann og bergart (solid), [N/m]
φ	Porøsitet, [fraksjon], [%]
A	Areal av tverrsnitt til den porøse matriksen, [m ²]
a	En ukjent konstant verdi
AN	Acid number / syretall, [mgKOH/g olje]
A_{SW}	Areal av et stoff i sjøvann-prøve, [μ s*min]
A_W	Areal av et stoff i vannprøve, [μ s*min]
C	Konsentrasjon, [mM]
C ₇	Heptan, C ₇ H ₁₆
C ₁₀	Dekan, C ₁₀ H ₂₂
C ₁₂	Dodekan, C ₁₂ H ₂₆
CBR	A chemical equilibrium between the crude oil, brine and the rock / en kjemisk likevekt mellom råolje, brine og bergart
C_{SW}	Konsentrasjon av et stoff i sjøvann, [mM]
D	Diameter, [cm]
d_{sw}	Hvor mange ganger fortynnes sjøvann-prøve
DV	Destillert vann
d_w	Hvor mange ganger fortynnes vannprøve
EDS	Energy-dispersive X-ray spectroscopy / energispredning r røntgenspektroskopi
E _m	Effektivitet av mikroskopisk fortrenning
EOR	Enhanced Oil Recovery / økt oljeutvinning
F1	Forsøk nr. 1
F2	Forsøk nr. 2
F3	Forsøk nr. 3
FK-215	Flømming kjerne nr. 215
FK-210	Flømming kjerne nr. 210

Nomenklatur

FK-210 F2	Flømming kjerne nr. 210 retest (forsøk nr. 2)
G	Gravitasjonskraft, [Pa]
g	Tyngdeakselerasjon som er vanligvis 9,81 m/s ²
H	Høyde, [m]
I_{AH}	Amott-Harvey indeks
IFT	Interfacial tension / grenseflatespenning
IOR	Improved Oil Recovery / forbedret oljeutvinning
I_o	Amott olje indeks
I_w	Amott vann indeks
k	Permeabilitet, [m ²], [mD]
k_e	Effektiv permeabilitet, [m ²]
k_r	Relativ permeabilitet
L	Lengde av den porøse matriksen, [m], [cm]
LV	Likevektsvann
O ₁₀	Olje med 20 vekt% av dekan og 80 vekt% av marcol 82
O ₃₀	Marcol 82
OOIP	Original Oil in Place / opprinnelig olje tilstede i reservoaret
OOIP%	Prosent av opprinnelig olje tilstede i reservoaret, [%]
P _b	Boblepunkttrykk, [Pa]
P _c	Kapillærtrykk, [Pa], [bar]
P _{fuktede væske}	Trykk i den fuktede væsken, [Pa]
P _{ikke-fuktede væske}	Trykk i den ikke-fuktede væsken, [Pa]
P _{res}	Reservoartrykk, [Pa]
PV	Porevolum, [cm ³], [ml]
q	Volumstrøm, [m ³ /s]
r	Radius, [m]
SEM	Scanning Electron Microscope / skanning elektronmikroskop
SFT	Surface tension / overflatespenning
SI	Spontan imbibering
SK210	Kritt-kjerne nr. 210 fra Stevns Klint
SK215	Kritt-kjerne nr. 210 fra Stevns Klint
S _o	Oljemetning
S _{oi}	Initiell oljemetning
S _{or}	Residuell oljemetning
S _w	Vannmetning
S _{wi}	Initiell vannmetning
S _{wr}	Residuell vannmetning
SSW	Sjøvann (syntetisk sjøvann)
SV	Sjøvann
t	Imbiberingstid, [s]
t _D	Dimensjonsløs tid
VB/US	Formasjonsvann
V _{bulk}	Volum av bulk (matriks), [cm ³]

Nomenklatur

VF	Viskøs flømming
V_{oil}	Volum produsert av olje, [ml]
W_{total}	Vekt for en kjerne med en bestemt initiell vannmetning, [g]
$W_{tørr}$	Vekt for en tørr kjerne, [g]
$W_{våt}$	Vekt for en våt kjerne, [g]

Referanser

- Amott, E., 1959. Observations relating to the wettability of porous rock. Trans., AIME, 216: 156-162.
- Anderson, W.G., 1986a. Wettability Literature Survey - Part 1: Rock/Oil/Brine interactions and the effects of core handling on wettability. Journal of Petroleum Technology, October: 1125-1144.
- Anderson, W.G., 1986b. Wettability Literature Survey - Part 2: Wettability measurement. Journal of Petroleum Technology, November: 1246- 1262.
- Austad, Tor, 2013. Water Based EOR in Carbonates and Sandstones: New Chemical Understanding of the EOR-Potential Using “Smart Water”. In Enhanced oil recovery Field case studies, Sheng, J. J., Ed. Elsevier: Oxford, UK, 2013.
- Buckley, J.S., Takamura, K. and Morrow, N.R., 1989. Influence of electrical surface charges on the wetting properties of crude oils. SPE Reservoir Engineering, August: 332-340.
- Castor, T.P., Somerton, W.H. and Kelly, J.F., 1981. Recovery mechanisms of alkaline flooding. In: D.O. Shah (Editor), Surface Phenomena in Enhanced Oil Recovery. Plenum Press.
- Chilingar, G.V. and Yen, T.F., 1983. Some notes on wettability and relative permeabilities of carbonate rocks, II. Energy Sources, 7(1): 67-75.
- Cuiec, L., 1984. Rock/crude-oil interactions and wettability: An attempt to understand their interrelation. Paper SPE 13211 presented at the 59th Annual Conference and Exhibition, Houston, Texas, 16-19 September.
- Derjaguin, B.V., Churaev, N.V. and Muller, V.M., 1987. Chapter 8: The Derjaguin-Landau-Verwey-Overbeek (DLVO) theory of stability of lyophobic colloids. In: J.A. Kitchener (Editor), Surface Forces. Consultants Bureau, New York.
- Donaldson, E. and Alam, W., 2008. Wettability. Gulf Publishing Company, Houston, Texas. ISBN-13: 978-1-933762-29-6
- Fossen, Haakon, 2008. Geologi. Fagbokforlaget.
- Green, D.W. and Willhite, G.P., 1998. Enhanced oil recovery. SPE Textbook Series, Volume 6.
- Hirasaki, G.J., 1991. Wettability: Fundamentals and surface forces. SPE Formation Evaluation, June: 217-226.
- Institutt for petroleumsteknologi, 2012. Produksjon av olje og gass. Laboreriefte BIP 160. Universitet i Stavanger.
- Kaminsky, R. and Radke, C.J., 1998. Water films, asphaltenes, and wettability alteration. Paper SPE 39087 presented at the 1998 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 19-22 April.
- Legens, C., Toulhoat, H., Cuiec, L., Villiéras, F. and Palermo, T., 1999. Wettability change related to adsorption of organic acids on calcite: Experimental and ab initio computational studies. SPE Journal, 4(4): 328-333.

Referanser

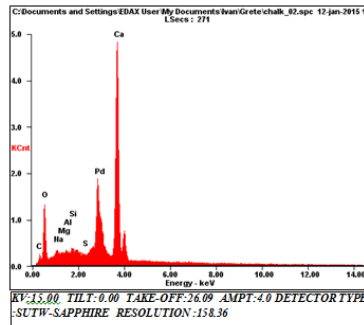
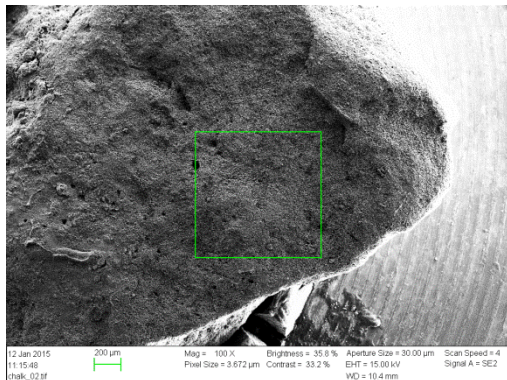
- Ma, S., Zhang, X., and Morrow, N.R., 1995. Influence of Fluid Viscosity on Mass Transfer Between Rock Matrix and Fractures, paper CIM 95-94, Proc. the CIM 46th Annual Technical Meeting, Banff, Alberta, Canada (May 14-17, 1995).
- Ma, S.M., Morrow, N.R., Zhang, X. and Zhou, X., 1999. Characterization of wettability from spontaneous imbibition measurements. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 38(13): 1-8.
- Mattax, C. C. and Kyte, J. R., 1962. Imbibition oil recovery from fractured, water-drive reservoir. *Society of Petroleum Engineers Journal*, June, pp. 177-184.
- Milner, J., 1996. Improved oil recovery in chalk - Spontaneous imbibition affected by wettability, rock framework and interfacial tension. PhD Thesis, University of Bergen, Norway.
- Morrow, N.R., 1990. Wettability and its effect on oil recovery. *Journal of Petroleum Technology*, December: 1476-1484.
- Ngu.no, 2015. Karbonatmineraler. <http://www.ngu.no/fagomrade/karbonatmineraler>. Norges geologiske undersøkelse.
- Pierre, A., Lamarche, J.M., Mercier, R. and Foissy, A., 1990. Calcium as a Potential Determining Ion in Aqueous Calcite Suspensions. *J Dispersion Sci Technol*, 11(6): 611-635.
- Puntervold, Tina, 2008. Waterflooding of carbonate reservoirs - EOR by wettability alteration. PhD Thesis, University of Stavanger, Norway.
- Puntervold, Tina, Strand, Skule and Austad, Tor, 2007. New method to prepare outcrop chalk cores for wettability and oil recovery studies at low initial water saturation. *Energy & Fuels* 21 (6) 3425-3430
- Ramberg, I. B., Bryhni, I., Nøttevedt, A., Rangnes, K., 2. utgave 2013. Landet blir til, Norges geologi. Norsk Geologisk Forening, side 432-434.
- Skjeggstad, Olaf, 1989. Boreklam Teknologi, Alma Mater Forlag AS.
- Standnes, D.C., 2001. Enhanced oil recovery from oil-wet carbonate rock by spontaneous imbibition of aqueous surfactant solutions. Dr. Ing. Thesis, NTNU, Trondheim, Norway.
- Standnes, D.C. and Austad, T., 2000. Wettability alteration in chalk. 1. Preparation of core material and oil properties. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 28(3): 111-121.
- Standnes, D.C. and Austad, T., 2001. Wettability alteration in chalk. 5. Spontaneous imbibition of aqueous surfactant solution into oil-wet chalk: capillary- vs. gravity dominated fluid flow. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Under referee. Paper No. 5 in Dr. Ing. Thesis (Enhanced oil recovery from oil-wet carbonate rock by spontaneous imbibition of aqueous surfactant solutions).
- Strand, Skule, 2005. Wettability alteration in chalk - A study of surface chemistry. Dr. Ing. Thesis, University of Stavanger, Norway.

Referanser

- Strand, S., Høgnesen, E.J. and Austad, T., 2006. Wettability alteration of carbonates - Effects of potential determining ions (Ca^{2+} and SO_4^{2-}) and temperature. *Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects*, 275: 1-10.
- Thomas, M.M., Clouse, J.A. and Longo, J.M., 1993. Adsorption of organic compounds on carbonate minerals - 1. Model compounds and their influence on mineral wettability. *Chemical Geology*, 109: 201-213.
- Time, Rune W., 2009. Two-Phase Flow in Pipelines. Course compendium, University of Stavanger, Norway.
- Viksund, B.G., Morrow, N.R., Ma, S., Wang, W., and Graue, A., 1998. Initial water saturation and oil recovery from chalk and sandstone by spontaneous imbibition. SCA-9814, International Society of Core Analysts, The Hague, September 1998.
- Zhang, P., 2006. Water-based EOR in fractured chalk - Wettability and chemical additives. PhD Thesis, University of Stavanger, Norway.
- Zhang, P. and Austad, T., 2005. The relative effects of acid number and temperature on chalk wettability SPE 92999. Proceedings – SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers (SPE), Richardson, TX 75083-3836, United States, Houston, TX, United States, pp. 185-191.
- Zhang, X., Morrow, N.R., and Ma, S., 1996. Experimental Verification of a Modified Scaling Group for Spontaneous Imbibition. *SPE Reservoir Engineering* (Nov. 1996), 280-5.
- Zhang, P., Tweheyo, M.T. and Austad, T., 2006. Wettability alteration and improved oil recovery in chalk: The effect of calcium in the presence of sulfate. *Energy & Fuels*, 20: 2056-2062.
- Zhang, P., Tweheyo, M.T. and Austad, T., 2007. Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions: Ca^{2+} , Mg^{2+} and SO_4^{2-} . *Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects*, 301: 199-208.

Vedlegg

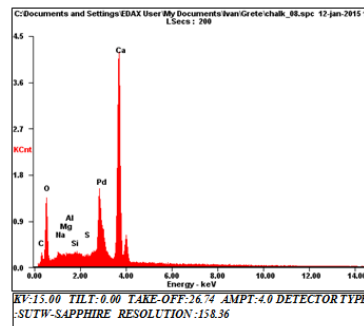
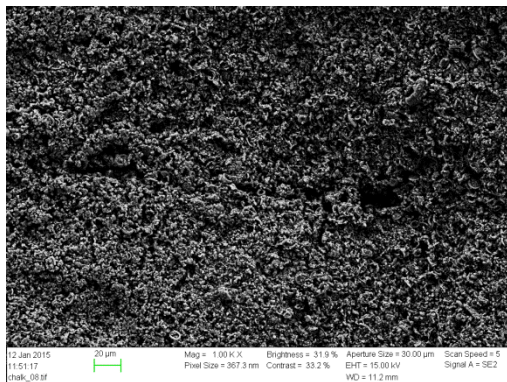
Vedlegg A: SEM bilder og analyser



Element	Wt %	At %
MgK	00.82	01.33
AlK	00.79	01.15
SiK	01.05	01.47
S K	00.35	00.43
CaK	97.00	95.62

EDAXZAF QUANTIFICATION STANDARDLESS SEC TABLE: DEFAULT

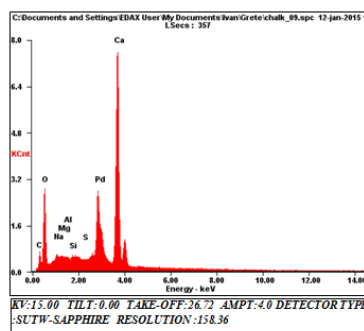
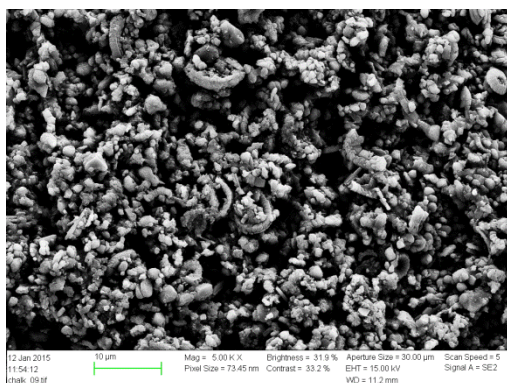
Figur A.1: I området markert med den grønne ruten på krittet er det tatt kjemisk analyse med SEM som er zoomet inn 100 ganger.



Element	Wt %	At %
MgK	00.94	01.54
AlK	00.58	00.86
SiK	00.39	00.55
S K	00.00	00.00
CaK	98.09	97.06

EDAXZAF QUANTIFICATION STANDARDLESS SEC TABLE: DEFAULT

Figur A.2: Bildet av kritt og kjemisk analyse er tatt ved SEM som har zoomet inn 1 000 ganger.

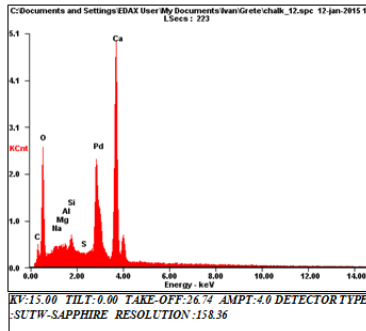
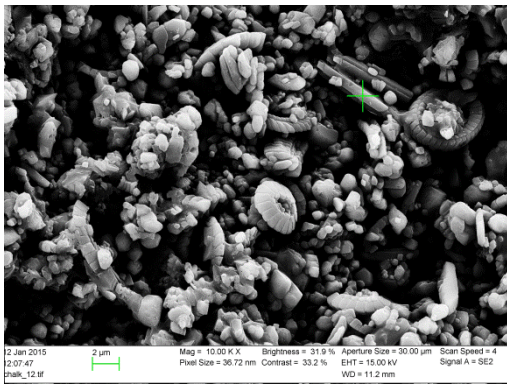


Element	Wt %	At %
MgK	00.90	01.47
AlK	00.36	00.52
SiK	00.19	00.27
S K	00.19	00.23
CaK	98.37	97.51

EDAXZAF QUANTIFICATION STANDARDLESS SEC TABLE: DEFAULT

Figur A.3: Bildet av kritt og kjemisk analyse er tatt ved SEM som har zoomet inn 5 000 ganger.

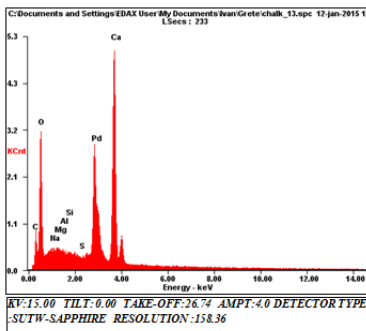
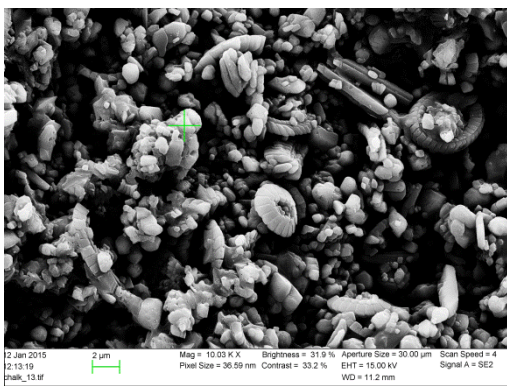
Vedlegg



Element	Wt %	At %
MgK	02.01	03.20
AlK	01.89	02.70
SiK	03.64	05.01
SK	00.00	00.00
CaK	92.45	89.09

EDAXZAF QUANTIFICATION STANDARDLESS SEC TABLE: DEFAULT

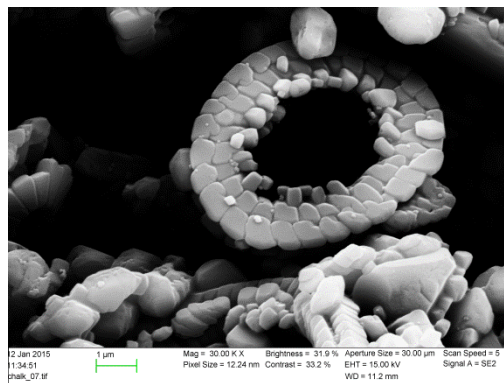
Figur A.4: Bildet av kritt som er zoomet inn 10 000 ganger og et bestemt punkt (grønn kryss) er tatt med kjemisk analyse.



Element	Wt %	At %
MgK	01.31	02.14
AlK	00.26	00.38
SiK	00.00	00.00
SK	00.00	00.00
CaK	98.43	97.48

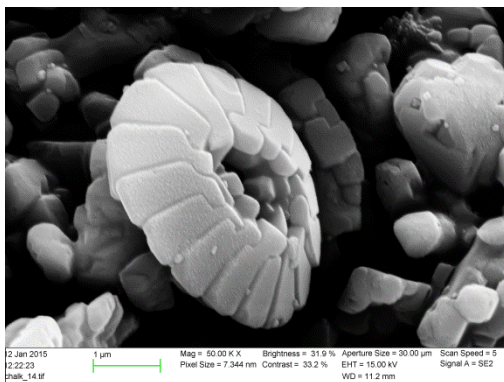
EDAXZAF QUANTIFICATION STANDARDLESS SEC TABLE: DEFAULT

Figur A.5: Bildet av kritt som er zoomet inn 10 030 ganger og et bestemt punkt (grønn kryss) er tatt med kjemisk analyse.



Figur A.6: En av fossilene er forstørret og undersøkt ved SEM som er zoomet inn 30 000 ganger.

Vedlegg



Figur A.7: En av fossilene er forstørret og undersøkt ved SEM som er zoomet inn 50 000 ganger.

Vedlegg

Vedlegg B: Beregningene av overflatespenning (SFT) og grenseflatespenning (IFT)

Data som ble målt under forsøket:

Overflatespenning:							
Måle mellom en væske og luft [dyn/cm]							
Destillert vann	Likevektsvann	Heptan	Dekan	Dodekan	Olje 10 cP	Marcol 82	
69,7	68,2	20,25	23,8	25,5	28,7	29,7	
69,8	68	20,1	23,8	25,4	28,2	29,8	
69,8	68,2	20,5	23,85	25,25	28,2	29,8	
69,8	68,6		23,8	25,25	28,1		
				25,25	28,2		
Gjennomsnittsverdi:	69,775	68,25	20,28333333	23,8125	25,33	28,28	29,76666667

Grenseflatespenning:					
Måle mellom likevektsvann og en type olje [dyn/cm]					
Heptan	Dekan	Dodekan	Olje 10 cp	Marcol 82	
35,4	31,8	24,8	36,2	38,5	
36,2	32	24,85	36	38,3	
35,95	32	25	36,1	38,3	
			36,2	38,4	
Gjennomsnittsverdi:	35,85	31,93333333	24,88333333	36,125	38,375

Tetthetene ble funnet ved en densitometer.

Tetthet:	[g/cm ³]
Luft	0,001205
Destillert vann	0,998
Likevektsvann	0,998
Heptan	0,684
Dekan	0,732
Dodekan	0,749
Olje 10 cP	0,823
Marcol 82	0,849

kalibrering:	
k	1,042637048

$$k = \frac{\sigma_{\text{vann tabell}}}{\sigma_{\text{kalibrert}}}$$

Fuktingslengde ring:	
U [cm]	11,9996273

$$U = 4\pi R$$

Vedlegg

Korreksjon F:		$F = \left\{ 0,725 + \sqrt{\frac{0,01452 \cdot \sigma^*}{U^2} + 0,04534 - \frac{1,679}{\frac{R}{r}}} \right\} \cdot 1,07$			
		1. ledd i v	2. ledd i v	3. ledd i v	F
		35,99776383	0,04534	0,032528537	
Overflatespenning:	Destillert vann	0,028234824			0,992530751
	Likevektsvann	0,027617725			0,990895014
	Heptan	0,011982297			0,944232569
	Dekan	0,013143182			0,948131765
	Dodekan	0,013662926			0,949849191
	Olje 10cP	0,013880561			0,950563322
	Marcol82	0,014162191			0,95148314
Grenseflatespenning:	Heptan	0,046052224			1,035351685
	Dekan	0,048423225			1,040528387
	Dodekan	0,04030884			1,022361912
	Olje 10cP	0,083264696			1,107408852
	Marcol82	0,103952766			1,141377359

Resultat:

[mN/m = dyn/cm]	$\sigma = \sigma^* \cdot k \cdot F$
Overflatespenning	
Destillert vann/luft	72,20661
Likevektsvann/luft	70,51207
Heptan/luft	19,96878
Dekan/luft	23,54002
Dodekan/luft	25,08551
Olje 10cP/luft	28,02810
Marcol82/luft	29,53007
Grenseflatespenning	
Likevektsvann/heptan	38,69993
Likevektsvann/dekan	34,64426
Likevektsvann/dodekan	26,52445
Likevektsvann/olje 10cP	41,71085
Likevektsvann/marcol82	45,69763

Vedlegg

Vedlegg C: Beregningene av permeabilitet

Tabell C.1: Permeabilitet til kjerne nr. 210

RATE 0,7 ml/min				
Parameters	Initial Value	Initial Units	Final Value	Final Units
Injection rate (q) (real)	0,7	ml/min	1,19E-08	m ³ /sec
Viscosity @ 22,0°C(μ)	1,05	cP (mPa*s)	0,00105	Pa*s
Core Length (L)	4,89	cm	0,0489	m
Core Diameter (D)	3,79	cm	0,0379	m
Core Cross Sectional Area (A)	11,28	cm ²	0,0011282	m ²
Differential Pressure (ΔP)	902	millibars	90173	Pa

$K = \frac{q \mu L}{A \Delta P}$	Permeability (K)	0,0000000000006006	m2
		0,000000060062	mm2
		0,0060858025907	Darcy
		6,0858025907284	milliDarcy

RATE 0,35 ml/min				
Parameters	Initial Value	Initial Units	Final Value	Final Units
Injection rate (q) (real)	0,333	ml/min	5,661E-09	m ³ /sec
Viscosity @ 22,0°C(μ)	1,05	cP (mPa*s)	0,00105	Pa*s
Core Length (L)	4,89	cm	0,0489	m
Core Diameter (D)	3,79	cm	0,0379	m
Core Cross Sectional Area (A)	11,28	cm ²	0,0011282	m ²
Differential Pressure (ΔP)	431	millibars	43150	Pa

$K = \frac{q \mu L}{A \Delta P}$	Permeability (K)	0,0000000000005971	m2
		0,000000059710	mm2
		0,0060500885118	Darcy
		6,0500885118058	milliDarcy

AVERAGE Permeability for the core 210

$K = \frac{q \mu L}{A \Delta P}$	Permeability (K)	0,0000000000005989	m2
		0,000000059886	mm2
		0,0060679455513	Darcy
		6,0679455512671	milliDarcy

Vedlegg

Tabell C.2: Permeabilitet til kjerne nr. 215

RATE 0,7 ml/min				
Parameters	Initial Value	Initial Units	Final Value	Final Units
Injection rate (q) (real)	0,676	ml/min	1,1492E-08	m ³ /sec
Viscosity @ 22,0°C(μ)	1,05	cP (mPa*s)	0,00105	Pa*s
Core Length (L)	5,585	cm	0,05585	m
Core Diameter (D)	3,795	cm	0,03795	m
Core Cross Sectional Area (A)	11,31	cm ²	0,0011311	m ²
Differential Pressure (ΔP)	1130	millibars	112982	Pa

$K = \frac{q \mu L}{A \Delta P}$	Permeability (K)	0,00000000000005273	m2
		0,000000052733	mm2
		0,0053431920397	Darcy
		5,3431920396813	milliDarcy

RATE 0,5 ml/min				
Parameters	Initial Value	Initial Units	Final Value	Final Units
Injection rate (q) (real)	0,482	ml/min	8,194E-09	m ³ /sec
Viscosity @ 22,0°C(μ)	1,05	cP (mPa*s)	0,00105	Pa*s
Core Length (L)	5,585	cm	0,05585	m
Core Diameter (D)	3,795	cm	0,03795	m
Core Cross Sectional Area (A)	11,31	cm ²	0,0011311	m ²
Differential Pressure (ΔP)	804	millibars	80427	Pa

$K = \frac{q \mu L}{A \Delta P}$	Permeability (K)	0,00000000000005282	m2
		0,000000052819	mm2
		0,0053519194507	Darcy
		5,3519194507141	milliDarcy

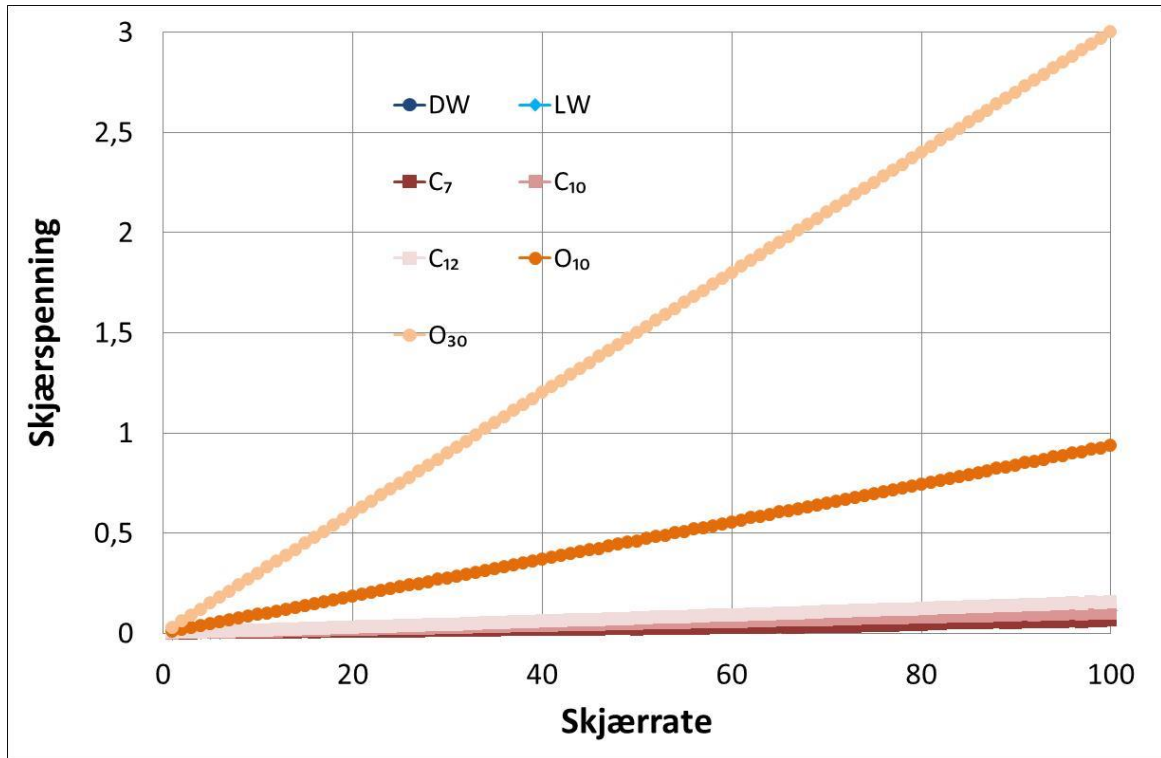
RATE 0,35 ml/min				
Parameters	Initial Value	Initial Units	Final Value	Final Units
Injection rate (q) (real)	0,334	ml/min	5,678E-09	m ³ /sec
Viscosity @ 22,0°C(μ)	1,05	cP (mPa*s)	0,00105	Pa*s
Core Length (L)	5,585	cm	0,05585	m
Core Diameter (D)	3,795	cm	0,03795	m
Core Cross Sectional Area (A)	11,31	cm ²	0,0011311	m ²
Differential Pressure (ΔP)	570	millibars	57002	Pa

$K = \frac{q \mu L}{A \Delta P}$	Permeability (K)	0,00000000000005164	m2
		0,000000051642	mm2
		0,0052326093719	Darcy
		5,2326093718569	milliDarcy

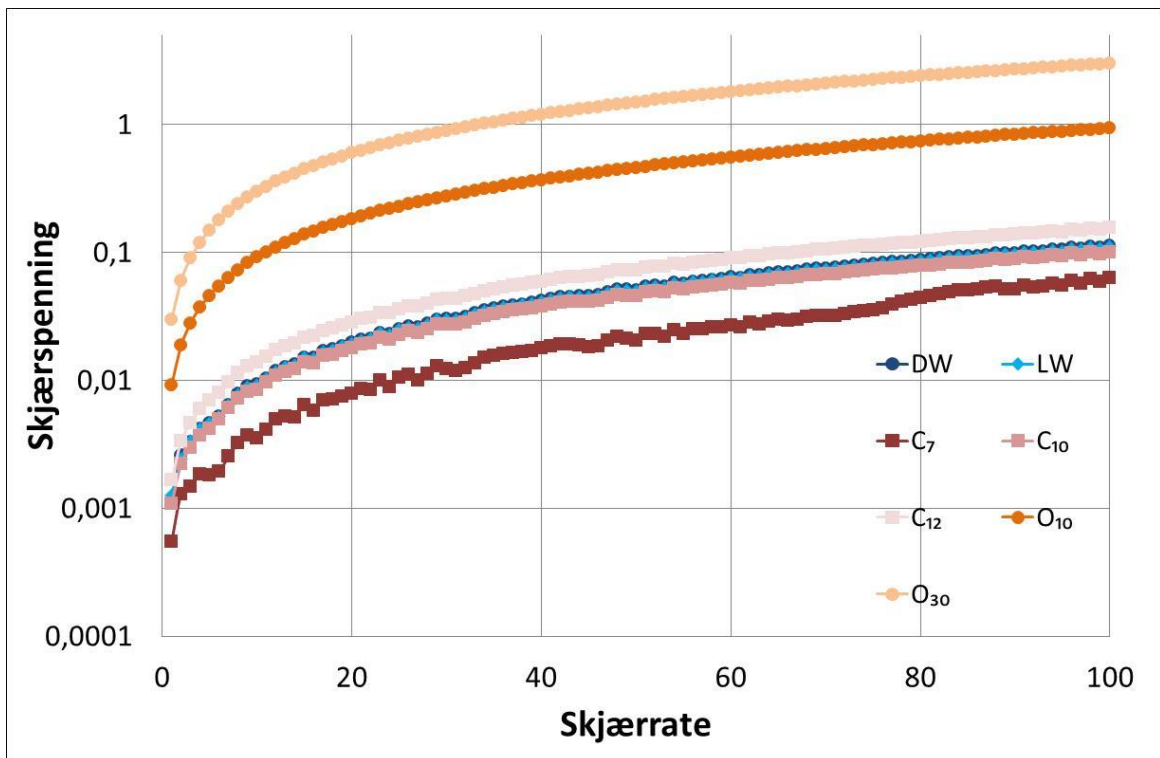
AVERAGE Permeability for the core 215

$K = \frac{q \mu L}{A \Delta P}$	Permeability (K)	0,00000000000005240	m2
		0,000000052398	mm2
		0,0053092402874	Darcy
		5,3092402874174	milliDarcy

Vedlegg D: Data fra viskositet forsøk

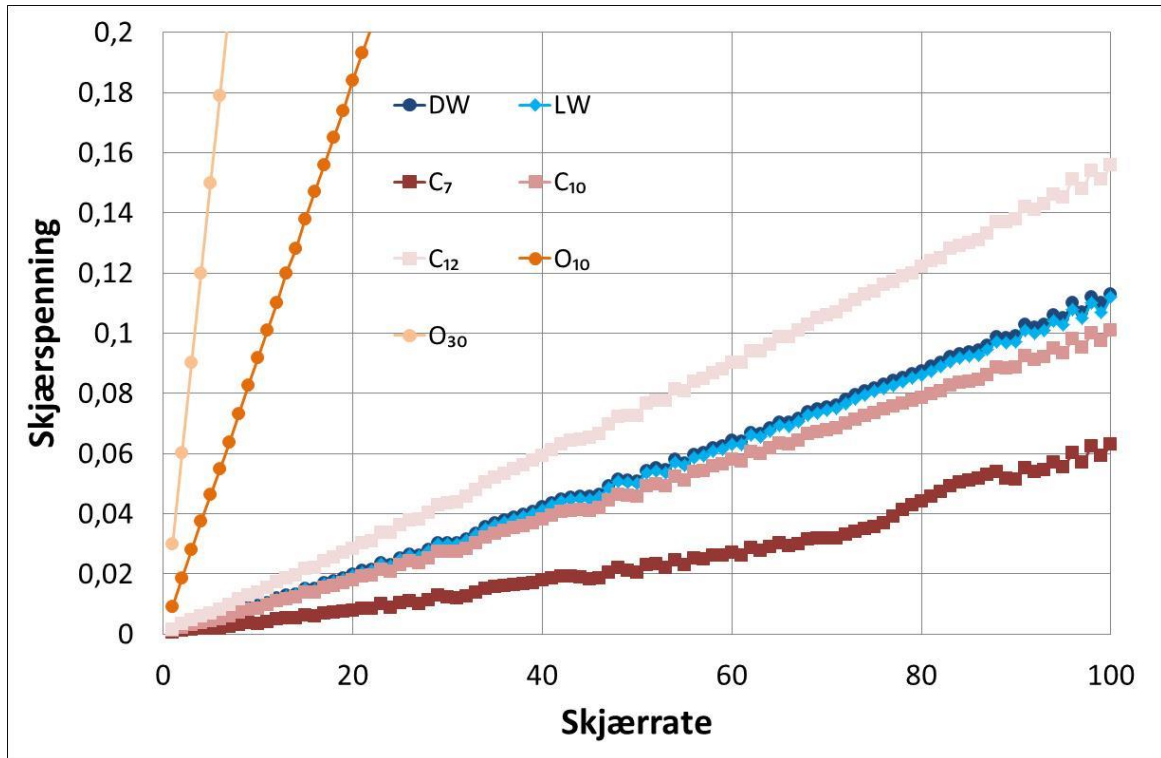


Figur D.1: Skjærspenning som funksjon av skjærrate

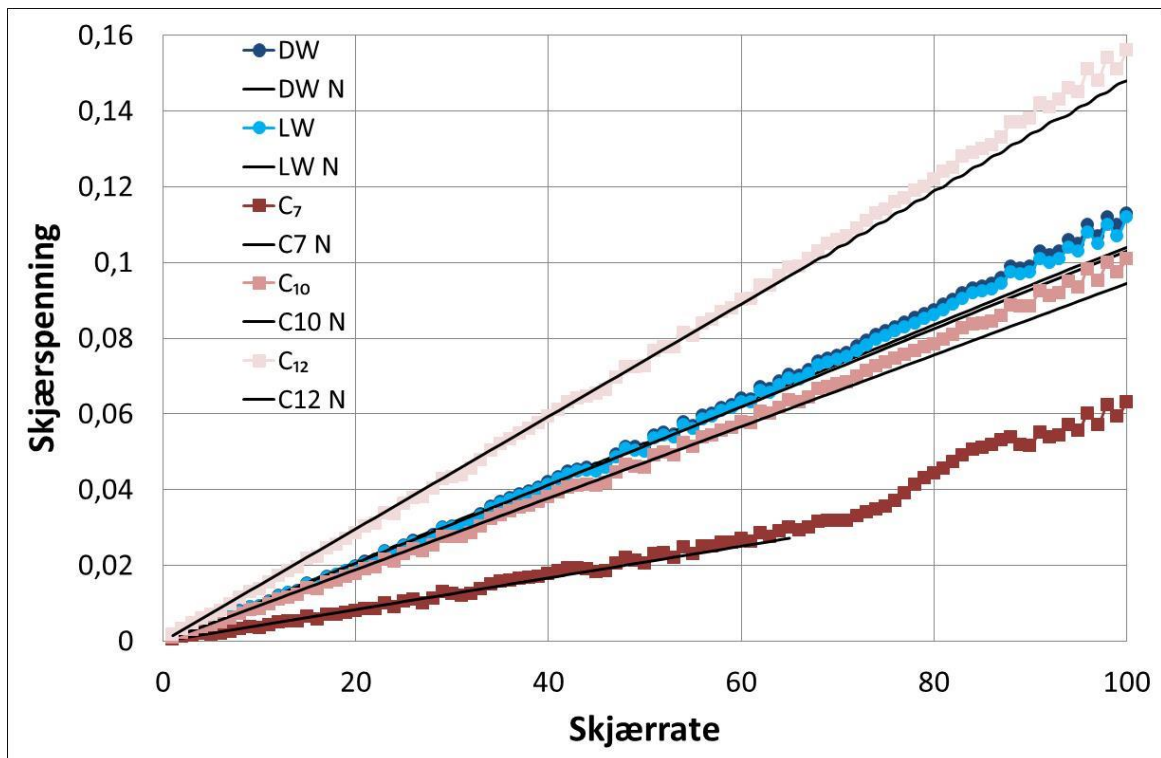


Figur D.2: Skjærspenning som funksjon av skjærrate med logaritmisk skala i y-aksen

Vedlegg



Figur D.3: Skjærspenning som funksjon av skjærrate med en forstørrelse i y-aksen



Figur D.4: Skjærspenning som funksjon av skjærrate med både virkelig data og newtonsk modell for de væskene med lav viskositet.

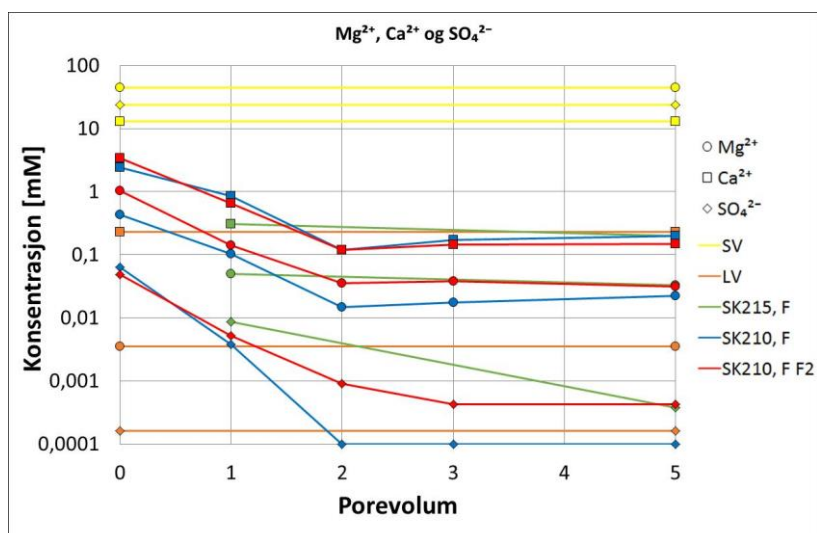
Vedlegg

Vedlegg E: Tabell av konsentrasjon til salt og ioner i sjøvann

Tabell E.1: Resultatene av vannprøvene som er tatt ved 20 °C.

Konsentrasjon	[mM]							
Injeksjon navn:	Nummer:	Fortynningsforhold:	Natrium	Kalium	Magnesium	Kalsium	Sulfat	Klorid
Sjøvann	SV	1:200	450	10,1	44,5	13	24	525,1
Likevektsvann	LV	1:5	0,305	0,006	0,004	0,234	0,000	0,052
	LV	1:5	0,312	0,006	0,004	0,231	0,000	0,041
Flømming kjerne nr 215	1PV	1:5	3,066	0,054	0,050	0,310	0,009	3,114
	1PV	1:5	3,087	0,054	0,049	0,309	0,009	3,108
	5PV	1:5	0,611	0,018	0,034	0,198	0,000	0,317
	5PV	1:5	0,612	0,018	0,033	0,197	0,000	0,312
Flømming kjerne nr 210	0PV	1:5	77,997	0,481	0,427	2,416	0,063	79,883
	0PV	1:5	59,508	0,477	0,458	2,457		
	1PV	1:5	4,543	0,230	0,102	0,843	0,004	5,383
	1PV	1:5	4,606	0,237	0,109	0,907	0,003	5,408
	2PV	1:5	1,431	0,064	0,015	0,118	0,000	0,967
	2PV	1:5	1,409	0,067	0,016	0,147	0,000	0,975
	3PV	1:5	1,057	0,030	0,017	0,170	0,000	0,779
	3PV	1:5	1,068	0,031	0,019	0,192	0,000	0,780
	5PV	1:5	1,283	0,014	0,020	0,167	0,000	0,990
	5PV	1:5	1,260	0,015	0,021	0,196	0,000	0,982
	5PV	1:5	1,124	0,013	0,022	0,199	0,000	0,979
	5PV	1:5	1,110	0,013	0,023	0,221	0,000	0,981
Flømming kjerne nr 210 - Retest	0PV	1:200	170,989	0,665	1,036	3,388	0,048	142,458
	0PV	1:200	163,237	0,623	1,299	3,284		
	0PV	1:5	77,811	0,010	0,583	1,649	0,073	82,964
	0PV	1:5	77,779	0,360	0,596	1,650		
	1PV	1:5	4,360	0,259	0,142	0,659	0,005	5,482
	1PV	1:5	4,467	0,253	0,140	0,651		
	2PV	1:5	1,332	0,070	0,035	0,119	0,001	1,022
	2PV	1:5	1,356	0,070	0,026	0,129		
	3PV	1:5	0,960	0,031	0,038	0,145	0,000	0,803
	3PV	1:5	0,969	0,031	0,030	0,154		
	5PV	1:5	1,260	0,017	0,032	0,148	0,001	1,026
	5PV	1:5	1,258	0,016	0,032	0,148		

Vedlegg



Figur E.1: Konsentrasjon av magnesium-, kalsium- og sulfationer som funksjon av porevolum under kjerneflømming med destillert vann.

Tabell E.2: Brine komposisjoner

SALT	SW	
	m[g/l]	mMole/liter [molar]
NaCl	23.38	0.400
Na ₂ SO ₄	3.41	0.024
KSCN	--	--
NaHCO ₃	0.17	0.002
KCl	0.75	0.010
AlCl ₃	--	--
MgCl ₂ x 6H ₂ O	9.05	0.045
CaCl ₂ x 2H ₂ O	1.91	0.013
BaCl ₂ x 2H ₂ O	--	--
SrCl ₂ x 2H ₂ O	--	--
IONS	[m g/l]	mmole/liter [mM]
HCO ₃ ⁻	123.5	2.0
Cl ⁻	18617.4	525.1
SO ₄ ²⁻	2306.0	24.0
SCN ⁻	0.0	0.0
Mg ²⁺	1082.4	44.5
Ca ²⁺	520.0	13.0
Na ⁺	10347.4	450.1
K ⁺	393.5	10.1
Ba ²⁺	0.0	0.0
Sr ²⁺	0.0	0.0
Al ³⁺	0.0	.0
TDS, g/l	33390.0	33.43

Vedlegg

Vedlegg F: Referanser for teoretiske verdier på internett

Referansene for «teoretiske» data har blitt funnet på internett via google.no for å sammenligne med målingsdata.

Tetthet

Vann: Tabell 2.3 i Institutt for petroleumsteknologi, 2012. Produksjon av olje og gass. Laboratoriehefte BIP 160. Universitet i Stavanger.

Marcol 82: http://www.exxonmobil.com/Norway-English/Specialties/PDS/GLXXENSPCEMMarcol_82.aspx

Viskositet

Destillert vann: <http://www.viscopedia.com/viscosity-tables/substances/water/>

Heptan: Sikkerhetsdatablad i henhold til Forordning (EF) nr. 1907/2006. Revisjonsdato 26.04.2014. Utgave 3.12

(PDF via google:

http://www.google.no/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CCkQFjAAahUKEwjvubGY-YnGAhXDPkQKHWF8ADU&url=http%3A%2F%2Fwww.merckmillipore.com%2FINTERSHOP%2Fweb%2FWFS%2FMerck-INTL-Site%2Fen_US%2F-%2FUSD%2FShowDocument-File%3FProductSKU%3DMDA_CHEM-104366%26DocumentType%3DMSD%26Language%3DNO%26Country%3DNO&ei=ZLR6Ve77BcP9UOH4gagD&usg=AFQjCNGAVumJ9IH7tBOgu27I7GGoy9rYSw&sig2=513zZJo0gLzbwXX0jd5mGw

http://www.merckmillipore.com/INTERSHOP/web/WFS/Merck-INTL-Site/en_US/-/USD/ShowDocument-File/ProductSKU/MDA_CHEM-104366/DocumentType/MSD/Language/NO/Count ry/NO&ei=ZLR6Ve77BcP9UOH4gagD&usg=AFQjCNGAVumJ9IH7tBOgu27I7GGoy9rYSw&sig2=513zZJo0gLzbwXX0jd5mGw

http://www.merckmillipore.com/INTERSHOP/web/WFS/Merck-INTL-Site/en_US/-/USD/ShowDocument-File/ProductSKU/MDA_CHEM-104366/DocumentType/MSD/Language/NO/Count ry/NO&ei=ZLR6Ve77BcP9UOH4gagD&usg=AFQjCNGAVumJ9IH7tBOgu27I7GGoy9rYSw&sig2=513zZJo0gLzbwXX0jd5mGw

Dekan: Tabell nr. 1 i artikkelen:

Graue, A., Bognø, T., Moe, R.W., Baldwin, B.A., Spinler, E.A., Maloney, D., Tobola, D.P., 1999. Impacts of wettability on capillary pressure and relative permeability. SCA-9907. University of Bergen, Norway. Phillips Petroleum Company Research Center, Bartlesville, Oklahoma, USA.

(PDF via google:

<http://www.google.no/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=0CCYQFjABahUKEwiA4NXTgIrGAhVEPRQKHdsHAI4&url=http%3A%2F%2Fwww.ux.uis.no%2F~s-skj%2Fipt%2FProceedings%2FSCA.1987-2004%2F1-SCA1999-07.pdf&ei=N7x6VcDoHMT6UNuPgPAI&usg=AFQjCNFwI1QqVsr8uUZhvzdFOCLWA5RMHQ&sig2=UnJkkK88fr2HHkhiewzojA>

<http://www.ux.uis.no/~s-skj/ipt/Proceedings/SCA.1987-2004/1-SCA1999-07.pdf&ei=N7x6VcDoHMT6UNuPgPAI&usg=AFQjCNFwI1QqVsr8uUZhvzdFOCLWA5RMHQ&sig2=UnJkkK88fr2HHkhiewzojA>

<http://www.ux.uis.no/~s-skj/ipt/Proceedings/SCA.1987-2004/1-SCA1999-07.pdf&ei=N7x6VcDoHMT6UNuPgPAI&usg=AFQjCNFwI1QqVsr8uUZhvzdFOCLWA5RMHQ&sig2=UnJkkK88fr2HHkhiewzojA>

Vedlegg

- Dodekan: Material safety data sheet. N-Dodecane. Version 1.2. Revision Date 2010-12-27. Chevron Phillips Chemical Company LP
(PDF via google:
http://www.google.no/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=7&ved=0CEcQFjAGahUKEwiq_Ki47InGAhVBvhQKHdCrAL8&url=http%3A%2F%2Fxyrayfuelspray.es.anl.gov%2Fprotected%2FMSDS%2FDodecane_MSDS.pdf&ei=Bad6VerlGMH8UtDXgvgL&usg=AFQjCNHvYThNKwcRy7CF3zfZK0rycg-a5Q&sig2=vgwZpgezH6WHzTlbcMa9Gw)
- Marcol 82: http://www.exxonmobil.com/Norway-English/Specialties/PDS/GLXXENSPCEMMarcol_82.aspx