



STRØMNING GJENNOM PORØSE MEDIER:

Bergarts- og fluidegenskapers påvirkning på olje- og gassproduksjon.

FLOW THROUGH POROUS MEDIA:

Impact of rock and fluid properties on oil and gas production

Forfattere:

Even Høyesen

Martin Pedersen

Vilma Helena Erika Kristiansson

Bacheloroppgave

20. Mai 2021

Intern veileder:

Tor Berge S. Gjersvik

Roger Overå

Institutt for Geovitenskap og Petroleum

Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet

FORORD OG ANERKJENNELSER

Denne bacheloroppgaven er skrevet av Even Høyesen, Martin Birkelund Pedersen og Vilma Helena Erika Kristiansson. Oppgaven er skrevet for instituttet for geovitenskap og petroleum (IGP) ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU).

Arbeidet med bacheloroppgaven har vært en lærerik prosess. Skriveprosessen har gitt oss nyttige erfaringer som vi vil ta med oss videre. Å utarbeide denne oppgaven har gitt oss ny kunnskap knyttet til det å håndtere rapporter og erfaring med laboratoriearbeid.

I forbindelse med utarbeidelsen av denne oppgaven ønsker vi å rette en stor takk til våre fra veiledere: Dr. Tor Berge S. Gjersvik og labansvarlig Roger Overå. I tillegg vil vi takke lab-assistent Henning Nygård Aune for hans bidrag i lab-arbeidet. I arbeidet med bacheloroppgaven har de vært tilgjengelige for oss og lagt til rette for en effektiv gjennomføring.

Signaturer:

Even Høyesen

Martin B. Pedersen

Vilma H. E. Kristiansson

Trondheim, 20.05.2021

SAMMENDRAG

Hensikten med denne bacheloroppgaven har vært å kartlegge hvordan og i hvilken grad ulike bergarts- og fluidegenskaper påvirker strømning gjennom porøse medier. Ved undersøkelse av ulike kjerneprøver og reservoarfluider gjennom en rekke laboratorieforsøk, ble det etablert en grundig oversikt over vesentlige egenskaper påvirker olje- og gassproduksjon. Videre ble det også undersøkt om vanninjeksjon tilsatt såpe (surfaktant) har potensiale til å øke utvinningen av olje gjennom en kjerneprøve.

Oppgaven bygger på et eksperimentelt- og litteraturbasert grunnlag, hvor totalt 10 forsøk ble gjennomført på laboratorium ved institutt for geovitenskap og petroleum. I det eksperimentelle arbeidet ble det benyttet fire kjerneprøver fra Berea (Kentucky, USA), og reservoarfluidene råolje, Exxsol D-60 (lettolje) og saltvann. Berea-bergarten ble benyttet på bakgrunn av dens likhetstrekk med bergarter på norsk kontinentalsokkel. Fra det eksperimentelle arbeidet ble kjerneprøvens prosentvise utvinningsgrad kartlagt. På denne måten kunne bergarts- og fluidegenskapenes innvirkning på strømmingen observeres. Bergartsegenskapene som ble kartlagt var effektiv porøsitet, absolutt permeabilitet og fuktegenskaper, etterfulgt av fluidegenskapene tetthet, viskositet og overflatespenning.

De mest fremtredende resultatene observeres fra forsøkene hvor kjerneprøvenes utvinningsgrad ble funnet, samt hvordan utvinningsgraden ble påvirket ved injeksjon av såpe-surfaktant. Det ble observert at bergartens fuktegenskaper ved bruk av ulike reservoarfluider er en sentral faktor for den relative permeabiliteten til olje. Videre ble det også avdekket at en lav viskositet vil gi en lav strømningsmotstand og dermed en høyere permeabilitet. Injeksjon av såpe-surfaktant bidro til økt utvinning av olje fra utvalget av kjerneprøvene med høyest og lavest permeabilitet. Dette viser at såpe-surfaktant har et potensiale for å øke utvinningen ved produksjon av olje på norsk sokkel.

SUMMARY

The purpose of this bachelor thesis has been to map out different rock and fluid properties to determine how and to what extent they influence the flow through porous media. By analysing different core samples and reservoir fluids through a number of laboratory experiments, a thorough overview was established of significant properties influencing oil and gas production. Furthermore, an analysis of water injection, with added soap (surfactant), was carried out to determine if injection with soap has a potential to increase the oil recovery.

The thesis is based on both literature and experimental work, where a total of 10 experiments were carried out at the department of Geoscience and Petroleum. The core samples used in the laboratory descends from Berea (Kentucky, USA), and the reservoir fluids used were crude oil, Exxsol D-60 (light oil) and salt water. The Berea-rock was used due to its similarities to rocks on the Norwegian continental shelf. From the experimental work, the percentage recovery rate of the core sample was mapped. From the experimental work, the impact of rock and fluid properties on the flow could be observed. The rock properties of interest were effective porosity, absolute permeability and wettability, followed by the fluid properties density, viscosity, surface tension.

The most prominent results comes from the following experimental work: Recovery rate of the core samples and the effect on the recovery rate when injecting a soap-surfactant. It was observed that the rocks wettability properties using different reservoir fluids are a key factor for the relative permeability. Furthermore, it was shown that a high degree of viscosity will give a high flow resistance and thus a lower permeability. Injection of soap surfactant contributed to increased recovery of oil from the selection of the core samples with the highest and lowest permeability. This shows that soap-surfactant has the potential to increase recovery from oil production on the Norwegian continental shelf.

INNHALDSFORTEGNELSE

1	INNLEDNING	1
1.1	BAKGRUNN	1
1.2	FORSKNINGSMÅL	1
1.3	OPPGAVENS STRUKTUR	1
1.4	AVGRENSNINGER	2
2	TEORI	3
2.1	DANNELSE AV PETROLEUM	3
2.2	PETROLEUMSGEOLOGI	5
2.2.1	BERGARTER I ET RESERVOAR	5
2.2.2	RESERVOARBERGARTER PÅ NORSK SOKKEL	9
2.2.3	SANDSTEIN FRA BEREÅ	9
2.2.4	KJERNEPRØVER	9
2.3	FLUIDSTRØMNING I RESERVOARBERGART	10
2.3.1	PORØSITET	11
2.3.2	PERMEABILITET	13
2.3.3	FLUIDTETTHET	15
2.3.4	VISKOSITET	16
2.3.5	OVERFLATESPENNING	16
2.3.6	FUKTEGENSKAPER OG KONTAKTVINKEL	17
2.4	UTVINNINGSGRAD	18
2.4.1	OPTIMALISERING AV PRODUKSJON	18
2.4.2	AVANSERTE UTVINNINGSMETODER	19
3	MATERIALER OG METODER	22
3.1	FORBEREDELSE AV KJERNEPRØVER	23
3.2	KARTLEGGING AV KJERNEPRØVENES EGENSKAPER	25
3.2.1	EFFEKTIV PORØSITET	25
3.2.2	ABSOLUTT PERMEABILITET	29
3.2.3	UTVINNINGSGRAD – DRENERING OG IMBIBERING	34
3.3	KARTLEGGING AV FLUID EGENSKAPER	36
3.3.1	TETTHET	36
3.3.2	VISKOSITET	37
3.3.3	OVERFLATESPENNING	40
3.3.4	KONTAKTVINKEL	41

4	RESULTATER	42
4.1	KJERNEPRØVENES EGENSKAPER	42
4.1.1	EFFEKTIV PORØSITET – HELIUMSMETODEN	42
4.1.2	EFFEKTIV PORØSITET - METNINGSMETODEN	42
4.1.3	EFFEKTIV PORØSITET – SAMMENLIKNING	43
4.1.4	ABSOLUTT PERMEABILITET - LUFTPERMEABILITET	44
4.1.5	ABSOLUTT PERMEABILITET – VÆSKEPERMEABILITET	47
4.1.6	ABSOLUTT PERMEABILITET - SAMMENLIKNING	49
4.1.7	UTVINNINGSGRAD– DRENERING OG IMBIBERING	50
4.2	FLUIDEGENSKAPER	54
4.2.1	FLUIDTETTHET - PYKNOMETERMETODEN	54
4.2.2	VISKOSITET - KAPILLÆRRØR	54
4.2.3	VISKOSITET - ROTASJONSVISKOSIMETER	55
4.2.4	VISKOSITET - SAMMENLIKNING	55
4.2.5	OVERFLATESPENNING – DU NOÛY RINGTENSIOMETER	56
4.2.6	KONTAKTVINKEL - GONIOMETER	57
5	DISKUSJON	58
5.1	EFFEKTIV PORØSITET	58
5.2	ABSOLUTT PERMEABILITET	59
5.3	UTVINNINGSGRAD	60
5.4	FLUIDTETTHET	62
5.5	VISKOSITET	63
5.6	OVERFLATESPENNING	64
5.7	KONTAKTVINKEL	65
6	KONKLUSJON	66
	REFERANSELISTE	67

6.1 VEDLEGG A: POPULÆRVITENSKAPELIG ARTIKKEL	70
6.2 VEDLEGG B: PROSEDYRE – RENSING VED BRUK AV SOXHLET-EKSTRAKTOR	71
6.3 VEDLEGG C: PROSEDYRE - HELIUMSMETODEN	72
6.4 VEDLEGG D: PROSEDYRE - METNINGSMETODEN	74
6.5 VEDLEGG E: PROSEDYRE - ABSOLUTT LUFTPERMEABILITET	75
6.6 VEDLEGG F: PROSEDYRE - ABSOLUTT VÆSKEPERMEABILITET	78
6.7 VEDLEGG G: PROSEDYRE – DRENERING OG IMBIBERING	79
6.8 VEDLEGG H: PROSEDYRE - FLUIDTETTHET	85
6.9 VEDLEGG I: PROSEDYRE – SALTANN OG EXXSOL-D60 VISKOSITET	86
6.10 VEDLEGG J: PROSEDYRE – RÅOLJE VISKOSITET	87
6.11 VEDLEGG K: PROSEDYRE – OVERFLATESPENNING	88
6.12 VEDLEGG L: PROSEDYRE - KONTAKTVINKEL	89
6.13 VEDLEGG M: RISIKOVURDERING	90

TABELLER

Tabell 1: Kalibreringskontant og hagenbach faktor	38
Tabell 2: Effektiv porøsitet (heliumsmetoden)	42
Tabell 3: Effektiv porøsitet (metningsmetoden)	42
Tabell 4: Absolutt luftpermeabilitet – kjerneprøve 1	44
Tabell 5: Absolutt luftpermeabilitet – kjerneprøve 2	44
Tabell 6: Absolutt luftpermeabilitet – kjerneprøve 3	45
Tabell 7: Absolutt luftpermeabilitet – kjerneprøve 4	45
Tabell 8: Absolutt luftpermeabilitet etter klinkenberg korleksjon	46
Tabell 9: Strømningsrate, trykkdifferanse og væskepermeabilitet – kjerneprøve 1	47
Tabell 10: Strømningsrate, trykkdifferanse og væskepermeabilitet – kjerneprøve 2	47
Tabell 11: Strømningsrate, trykkdifferanse og væskepermeabilitet – kjerneprøve 3	47
Tabell 12: Strømningsrate, trykkdifferanse og væskepermeabilitet – kjerneprøve 4	47
Tabell 13: Absolutt væskepermeabilitet	48
Tabell 14: Drenering	50
Tabell 15: Imbibering av råolje og exsol d-60	51
Tabell 16: Imbibering med saltvannsløsning tilsatt såpe	53
Tabell 17: Tetthetsverdier av fluider	54
Tabell 18: Viskositet av saltvann og exsol d-60	54
Tabell 19: Viskositet til råolje, fart til spindel i rpm, viskositet, og prosentvis nøyaktighet	55
Tabell 20: Overflatespenningen til fluider	56
Tabell 21: Vinkelklasser	57
Tabell 22: Fluidenes ulike vinkelklasser	57

FIGURER

Figur 1: Illustrasjon av migrering av hydrokarboner (2).....	4
Figur 2: Oversikt over bergarter i et reservoar (5).....	5
Figur 3: Feller på norsk sokkel (5).....	7
Figur 4: Mikroskopisk illustrasjon av porøsitet for ulike typer reservoarbergarter (2).....	11
Figur 5: Porer mettet med olje og vann (9)	12
Figur 6: Forholdet mellom porøsitet, permeabilitet, og porerom (17).....	13
Figur 7: Vann, olje og gass i et reservoar (21)	15
Figur 8: Vann-våt, mellom-våt og olje-våt (henholdsvis fra venstre til høyre) - preferanser (29).....	17
Figur 9: Oversikt over eor-metoder (34).....	20
Figur 10: 4 sylindriske berea-kjerneprøver brukt i forsøkene.....	22
Figur 11: Soxhlet-apparatet brukt i praksis.....	24
Figur 12: Skjematisk diagram av et soxhlet-apparat (14).....	24
Figur 13: Heliumsmetoden – oppsett	26
Figur 14: Metningsmetoden - oppsett	28
Figur 15: Laboratorieoppsett – klinkenberg's metode for undersøkelse av luftpermeabilitet.	30
Figur 16: Hassler-type kjerneholder – skjematisk illustrert (14).....	30
Figur 17: Kjerneflømming, drenering og imbibering, permeabilitetseksperiment	32
Figur 18: Pyknometer.....	36
Figur 19: Stativ med kapillærrør.....	37
Figur 20: Skjematisk tegning av kapillærrøret (14)	37
Figur 21: Rotasjonsviskosimeteret (brookfield)	39
Figur 22: Spindel nr. 18	39
Figur 23: Platinum ringtensiometer (lauda td 3).....	40
Figur 24: Platinumring med 500 mg ring.....	40
Figur 25: Utførelse av forsøk	40
Figur 26: Goniometer (theta)	41
Figur 27: Dråpe av saltvann i exsol d-60.....	57
Figur 28: Dråpe av råolje i saltvann	57
Figur 29: Dråpe av exsol d-60 i saltvann.....	57

DIAGRAMMER

Diagram 1: Effektiv porøsitet – sammenlikning av metoder	43
Diagram 2: Luftpermeabilitet – klinkenberg korreksjon	46
Diagram 3: Strømningsrate - trykkdifferanse	48
Diagram 4: Absolutt permeabilitet – sammenlikning av metoder.....	49
Diagram 5: Utvinningsgrad av olje – OOIP %.....	52
Diagram 6: Sammenlikning av fluidenes dynamiske viskositeter	55

SYMBOLER

Symbol	Beskrivelse	Benevning
A	Areal	cm ²
V _b	Bulkvolum	cm ³
η	Dynamisk viskositet	cP
θ	Hagenbach korreksjonsfaktor	-
C	Kalibreringskonstant	mm ² /s ²
ν	Kinematisk viskositet	cSt
L	Lengde	cm
K	Permeabilitet	D
V _p	Porevolum	cm ³
V _k	Steinvolum	cm ³
v	Strømningshastighet	cm ² /s
Q	Strømningsrate	cm ³ /s
ρ	Tetthet	g/cm ³
t	Tid	s
P	Trykk	bar
ΔP	Trykkendring	bar
W	Vekt	g
μ	Viskositet	cP

1 INNLEDNING

1.1 Bakgrunn

Et reservoar består av ulike egenskaper og parametere som må kartlegges før utbygging og petroleumproduksjon kan iverksettes. Kjerneprøver innhentet ved leteboring brukes til å identifisere og prospektere et reservoar. Dette bidrar til å fastslå informasjon som er nødvendig for å anslå mengden olje og gass i reservoaret. Informasjon som en bergarts porøsitet og permeabilitet, samt reservoarfluiders virkning på bergartene, vil til sammen gi en helhetlig forståelse av hvordan reservoarforholdene er. Reservoarforholdene kan videre optimaliseres for produksjon ved bruk av avanserte utvinningsmetoder som er i en kontinuerlig utvikling.

1.2 Forskningsmål

Formålet med denne oppgaven er å kartlegge ulike bergarts- og fluidegenskaper i et reservoar, deres individuelle virkning, forhold til hverandre og på reservoarstrømningen. Oppgaven inkluderer også avanserte utvinningsmetoders potensiale for å øke produksjon av olje.

1.3 Oppgavens struktur

Fremgangsmåten for å svare på problemstillingen er gjort ved en kombinasjon av litteraturstudie og laboratorieforsøk. Videre struktur er basert på følgende kapitler:

Kapittel 2 – Teori: Formidler nødvendig informasjon for videre lesing av oppgaven. Her gis det en oversikt over relevante temaer rundt et reservoar, som dannelse av petroleum, petroleumsgnologi, og fluidstrømning, før vi til slutt gir en beskrivelse av avanserte utvinningsmetoder.

Kapittel 3 – Metoder og materialer: Gir en beskrivelse av arbeidet, utstyret, beregninger og utførelsen av forsøkene som kartlegger kjerneprøvenes og fluidenes egenskaper.

Kapittel 4 – Resultater: Presenterer resultatene fra utførte forsøk fra kapittel 3.

Kapittel 5 – Diskusjon: Diskuterer resultatene fra kapittel 4 og ser om de samsvarer med teorien fra kapittel 2.

Kapittel 6 – Konklusjon: Presenterer konklusjonen som er oppnådd fra diskusjonen i kapittel 5.

1.4 Avgrensninger

Evaluering av et reservoar er et avansert og komplekst tema. På grunn av tidsbegrensinger ble de 10 forsøkene kun gjennomført én gang. Ved gjennomføring av forsøkene fler ganger kan validiteten til resultatene øke. Kartleggingen av bergarter og fluider som dekkes vil i tillegg kun være basert på forsøkene som ble gjennomført på laboratoriet ved IGP. Kostnadsestimering, virkemåten til produksjonen, og videre beskrivelse av diverse petroleumsvirksomheter utgår, da fokuset ligger på bergarter og fluiders egenskaper i et petroleumsreservoar.

2 TEORI

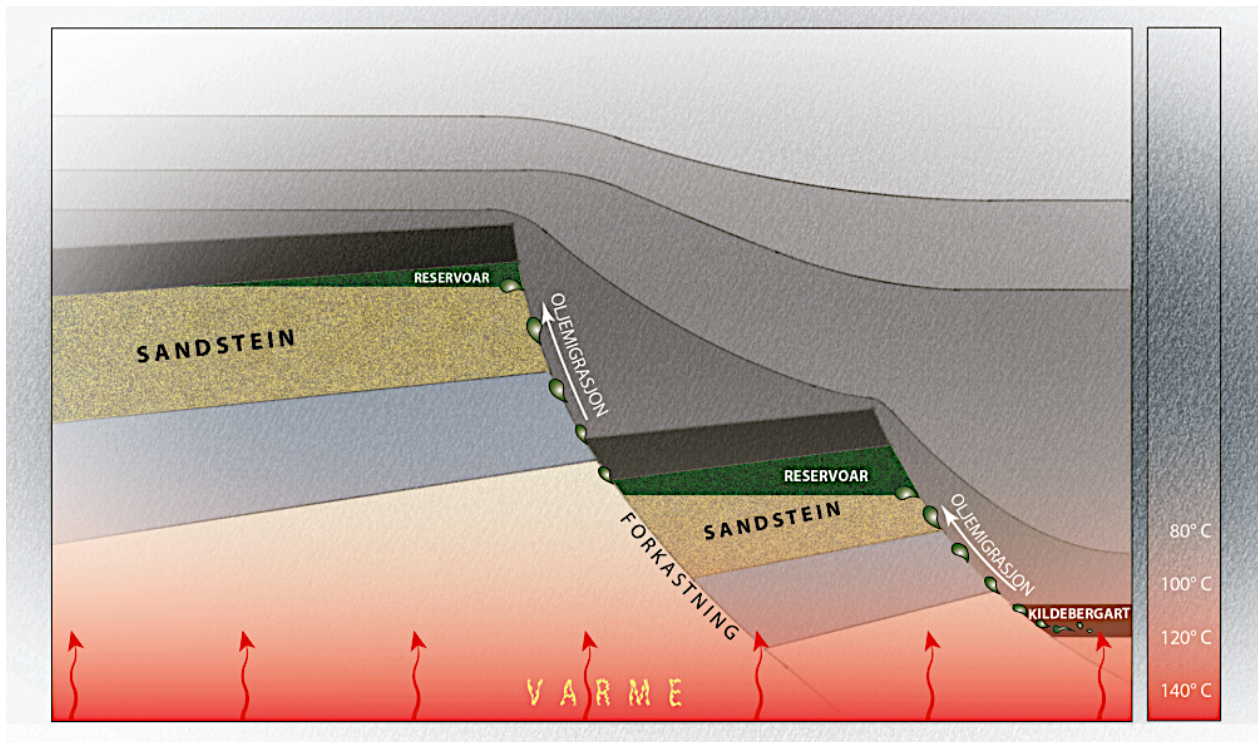
2.1 Dannelse av petroleum

Petroleum dannes over millioner av år ved nedbrytning og omdanning av organisk materiale som primært stammer fra mikroorganismer i havet. Det organiske materiale brytes ned av bakterier og andre organismer mens det synker mot havbunnen hvor det blir sedimentert. I områder med mangel på oksygen vil det oppstå en ufullstendig nedbrytning som fører til akkumulasjon av hydrogenrikt organisk materiale (1).

Ved avsetning av stadig nye lag over millioner av år, vil sedimentene presses sammen til faste bergarter, kalt for kildebergart. Etter hvert som tykkelsen til sedimentet øker, vil kildebergarten presses nedover mot jordskorpen gjennom det geologiske tidsrommet. Temperaturen og trykket vil øke med dybden i sedimentet og som resultat føre til en biokjemisk nedbrytning av det organiske materiale, hvor metan (CH_4), karbondioksid (CO_2) og vann drives av og dannelsen av restproduktet kerogen oppstår (1).

Kerogen er en uløselig makromolekylær forbindelse som hovedsakelig består av karbon og hydrogen. Dannelse av olje og gass i kildebergarten oppstår ved modningen av kerogen som følge av høyt trykk og temperatur, over lenger tid, i en prosess kalt for katagenese. Prosessen består av to deler hvor olje dannes i temperaturintervallet 60-130 °C (oljevinduet), mens gass dannes av omdannet olje fra 130-180°C (gassvinduet) (1). Den vanligste klassifiseringen av reservoarer er basert på typen hydrokarboner den lagrer og produserer som gass, råolje og kondensat (lettolje) (2). Disse reservoarfluidene genereres på basis av hvilket temperaturintervall som var til stede under modningen av kerogen.

Petroleum dannet i kildebergarten vil etter hvert sive sakte ut gjennom porene i bergarten og migrere opp mot nærliggende bergarter med høyere porøsitet og lavere poretrykk. Disse bergartene inneholder vann og består av kalkstein og sandstein som er dannet fra tykke lag av sediment. Denne migrasjonen foregår over en periode på over tusen år og vil etter hvert stoppe når den møter en ikke-porøs bergart, kalt for takstein (3). Figur 1 illustrerer migrasjonen fra kildebergart til reservoarbergart, hvor olje og gass vil akkumuleres og lagres i porerommet.

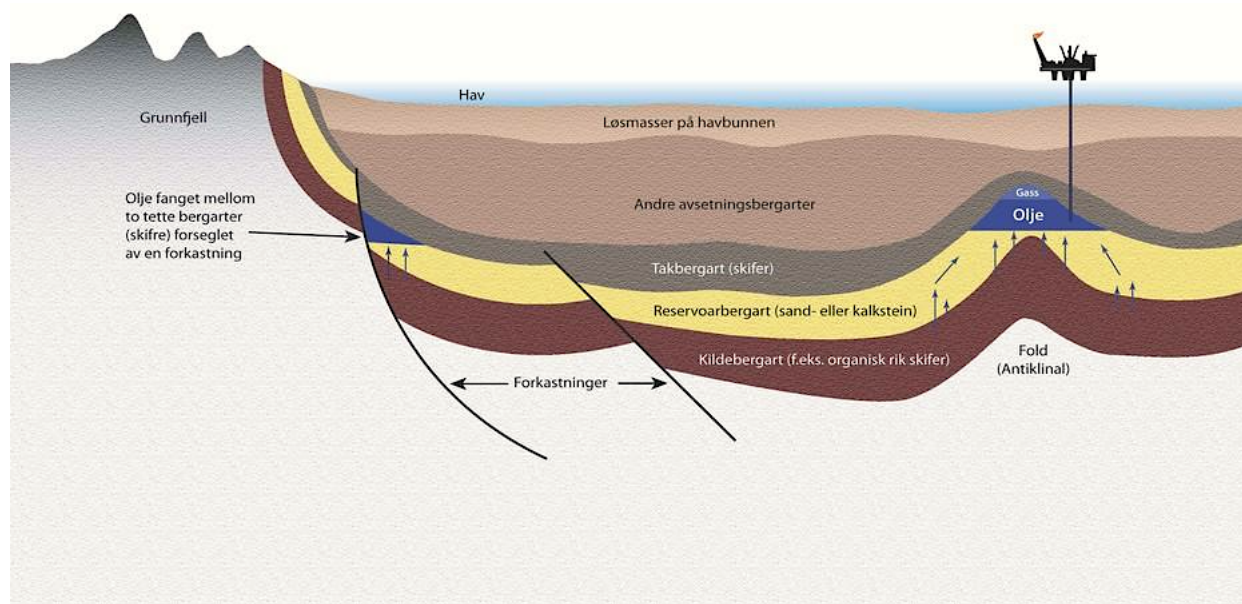


Figur 1: Illustrasjon av migrering av hydrokarboner (2)

2.2 Petroleumsgeologi

2.2.1 Bergarter i et reservoar

Et petroleumreservoar kjennetegnes av tre bergartstyper: kildebergart som produserer hydrokarboner, reservoarbergart som oppbevarer hydrokarboner, og takbergart som isolerer hydrokarboner. De tre bergartene blir dannet ved en prosess kalt diagenese, hvor ulike løse sedimentære lag, komprimert over en lang tidsperiode, går over til faste bergarter. Leire blir til leirskifer, kalkslam blir til kalkstein og sand blir til sandstein. Kombinert med feller som former, isolerer og strukturerer reservoarene, øker mulighetene for å finne forekomster av olje og gass (4). Figur 2 illustrerer de ulike bergartene i et helhetlig perspektiv.



Figur 2: Oversikt over bergarter i et reservoar (5)

Kildebergart

Kildebergart er en sedimentær bergart som inneholder organiske materialer fra mikroorganismer. De organiske materialene er presset sammen over lang tid, og skaper oksygenfattige forhold. Det oksygenfattige forholdet er en vesentlig faktor for å danne kompakte svartskifter og leirsteiner, som til sammen utgjør en kildebergart. Kildebergarten er elementær i danningen av petroleumsreservoar, siden bergarten genererer hydrokarboner ved modning av kerogen (5), (6).

Reservoarbergart

Reservoarbergarter består hovedsakelig av bergartene sandstein (kvartssand) og/eller kalkstein. Steinene er porøse, som tillater oppbevaring av olje, gass og vann. Reservoarbergartens evne til å oppbevare et større volum av olje avhenger av en høy porøsitet. Dersom en reservoarbergarts porøsitet ligger under 10% vil forbindelsen mellom porene bli svekket og dermed gi lav permeabilitet, som skaper en dårlig forutsetning for lønnsom olje og gass produksjon (7). Sandsteinreservoar på norsk sokkel har til sammenligning en gjennomgående god porøsitet fra 15 til 25-30% (8).

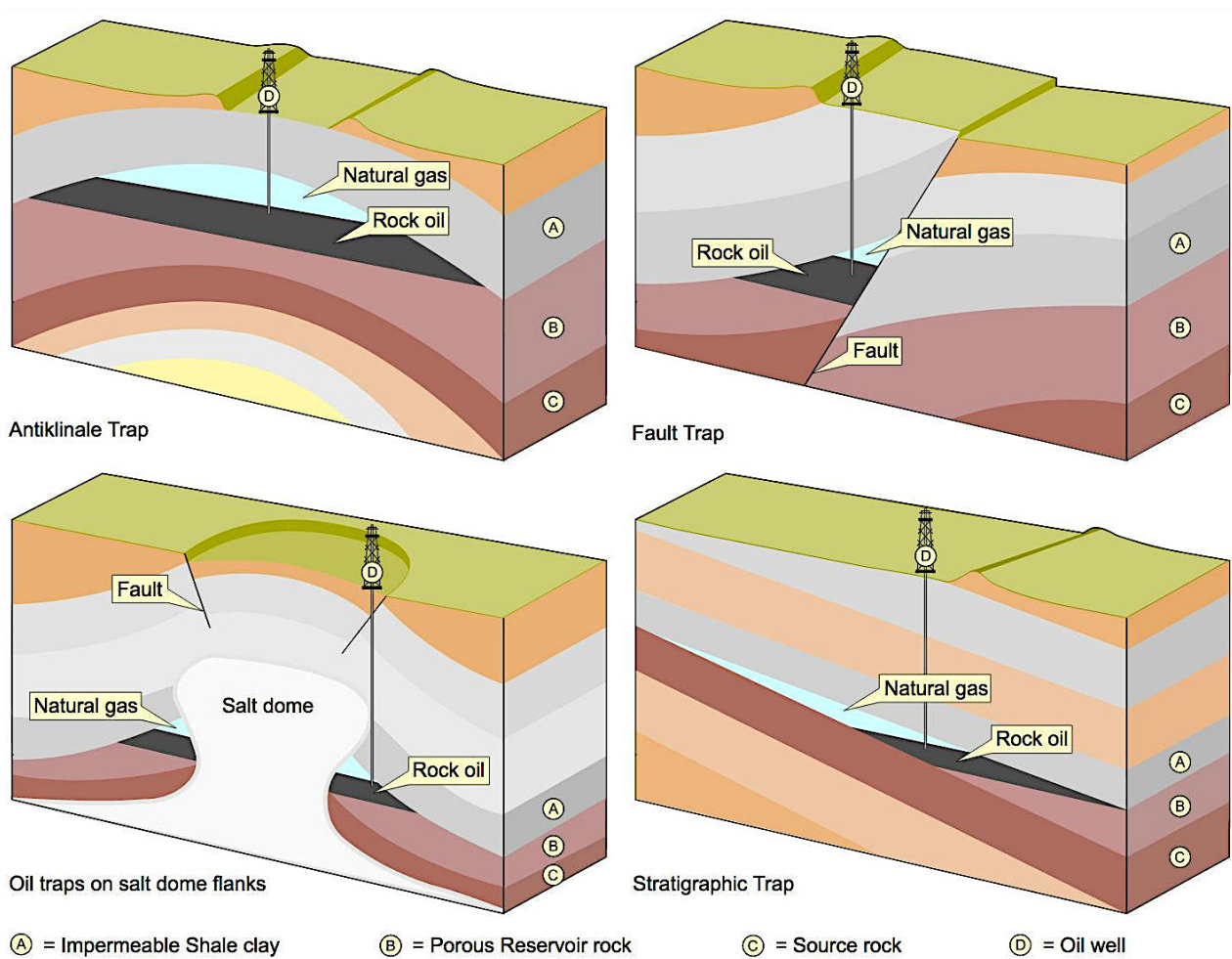
Porøsiteten til reservoarbergartene er sterkt avhengig av bergartenes dybde. Når bergartene befinner seg dypere enn 2-3 km fra havbunnen, går bergartens kvartskorn i oppløsning. Dette gjør at kvartskornene felles ut som nye kvartskrystaller i porene, som videre gjør at porøsiteten blir gradvis redusert. På en dybde på 3-5 km blir sandsteinene stadig tettere og hardere, som fører til at det felles ut enda mer kvarts i porene. Dette vil igjen føre til at porøsiteten blir redusert (7). Porøsitet og permeabilitet blir videre utdypet i Kap. 2.3.

Takbergart

For å hindre at hydrokarbonene migrerer ut av reservoaret fungerer øverste bergart (takbergart/kappebergart) som et kompakt lokk for reservoarets helhet. Lokket er hovedsakelig bestående av leirskifer som bidrar til å hindre at hydrokarbonene slipper ut og dermed isolerer hydrokarbonene i reservoaret. I motsetning til reservoarbergarten som er en porøs bergart og har en tiltrekkende svamp-effekt, så er takbergarten en ikke-porøs bergart og har en frastøtende tak-effekt. For at effekten skal utnytte sin fulle hensikt, så er den også avhengig av en rekke geologiske og strukturelle feller for at hydrokarbonene ikke skal bevege seg rundt takbergarten (9), (5).

Feller

Gjennom jordens tektoniske platebevegelser kan de sedimentære bergartenes ulike lag endre sin opprinnelige formasjon, som fører til forkastninger og folding. Andre faktorer som påvirker formasjonen, er saltavsetninger som trenger seg oppover bergartenes lag. Dette vil resultere til sprekker og bøyninger som påvirker den helhetlige strukturen til reservoaret og dens evne til å isolere og oppbevare hydrokarboner (9). De mest vanlige former for strukturelle feller på norsk sokkel er illustrert i figur 3 og videre definert i avsnittene nedenfor.



Figur 3: Feller på norsk sokkel (5)

Foldfelle (Antiklinale trap), er et produkt av sammenpressede lag, sammenlignbart med et gulvteppe som skyves fra begge ender. Toppen som dannes har en oval fasong som kalles antiklinaler. Sammen med porøse reservoarbergarter og ikke-porøse takbergarter kan foldfellen isolere hydrogenkarbonene (5).

Forkastningsfelle (Fault trap), oppstår når lagene til de sedimentære bergartene blir skjøvet langs en sprekk. Dette gjør at lagene stiger oppover sprekken som til sammen utgjør en fellestruktur. Hvor smalt eller vidt reservoaret er baserer seg på forkastningfellens helningsvinkel. Om vinkelen er bratt blir reservoaret smalt og høyt, men om vinkelen er slak blir reservoaret bredt. En kan videre dele inn forkastningsfeller i to underkategorier: normal- og reversforkastninger. Normalforkastning oppstår når berglaget brytes ved utstrekning. Det blir da nivåforskjell mellom de to platene. Reversforkastning er sprekker som oppstår under sammenpressing. Da går den ene platen over den andre. Dette gir en reverserende effekt mellom platene (5).

Saltfelle (Salt Dome Trap), oppstår hovedsakelig på sørlige deler av Nordsjøen og er en felle som baserer seg på salt som har vært under høye temperatur- og trykkforhold mellom sedimentærbergartene over en lang tidsperiode. Dette har forårsaket at saltet har fått nærmere en flytende, tannkrem-lignende effekt. Akkurat som en tannkremtube, kan saltet også presses oppover når det belastes for et viss trykk. Da påvirkes også bergartslagene, siden disse deformeres, forkastes og foldes i forhold til dette opptrykket av saltet. Resultatet blir at saltet skaper et reservoar med et kuppel-formet topp, hvor senere hydrogenkarbonene isoleres. Saltet i seg selv er ikke porøst eller permeabelt og bidrar som en underliggende sperre for reservoaret (5).

Stratigrafisk felle (Stratigraphic Trap) defineres ikke som en strukturell felle som de sistnevnte fellene. Definisjonsforskjellen ligger i tidsperioden fellene har blitt etablert, om det er før eller etter at sedimentene har blitt herdet til en bergart. I en stratigrafisk felle har fellen blitt etablert før herdingen. Dannelsen av fellen skjer ved at tette leirlag avsettes ovenfor et porøst lag. En stratigrafisk felle kan også dannes ved erosjon av skråstilte deformeringer (5).

2.2.2 Reservoarbergarter på norsk sokkel

Reservoarbergarter på norsk sokkel består hovedsakelig av sandsteinformasjoner. Det er likevel felt som Valhallfeltet og Ekofisk-området som består av kalkstein. Fellene som ofte oppstår på norsk sokkel, er forkastningsfeller (10).

En utfordring med en rekke reservoar på norsk sokkel er at de har en lav permeabilitet, som gjør at det blir vanskelig å produsere olje og gass utover det som er konvensjonelt på en lønnsom måte. Oljedirektoratet har kartlagt det som kalles tette reservoar basert på lav permeabilitet (<10 mD), og anslår at det er til sammen rundt 2000 millioner Sm³ med olje og gass tilstedeværende i disse reservoarene (11).

2.2.3 Sandstein fra Berea

Sandstein fra Berea er en sedimentær bergart av type kvartssand som er bundet sammen med bindemiddelet silisiumoksid. Sandstein har gjennom historien blitt brukt som materiale til bygninger, men er for petroleumsindustrien er det en viktig bergart for å kartlegge viktige reservoaregenskaper. Den høye porøsiteten (10-25%) og permeabiliteten (50-400 mD) gjør Berea-sandsteinen relevant for sammenlikning av reservoarbergarter på norsk sokkel og en optimal kjerneprøve for undersøkelse på laboratoriet (12).

2.2.4 Kjerneprøver

Kjerneprøver brukes i undersøkelser og prospektering av reservoar. Den tar form som et sylindrisk bergartsstykke som er innhentet ved boring av letebrønner. En slik prøve er nødvendig for å fastslå informasjon om reservoarbergartenes porøsitet, permeabilitet, forekomster av hydrokarboner og metningsgrad for ulike områder i et felt. Når reservoarets dimensjoner er kartlagt med en viss sikkerhet ved bruk av seismiske data og avgrensingsbrønner, kan mengden med olje og gass i reservoaret estimeres ut ifra informasjonen hentet fra kjerneprøvene. Denne informasjonen er nødvendig for å beregne reservoarets utvinningsgrad og fremtidig produksjonsrate, for å avgjøre om utbygging og produksjon er økonomisk lønnsomt (13).

2.3 Fluidstrømning i reservoarbergart

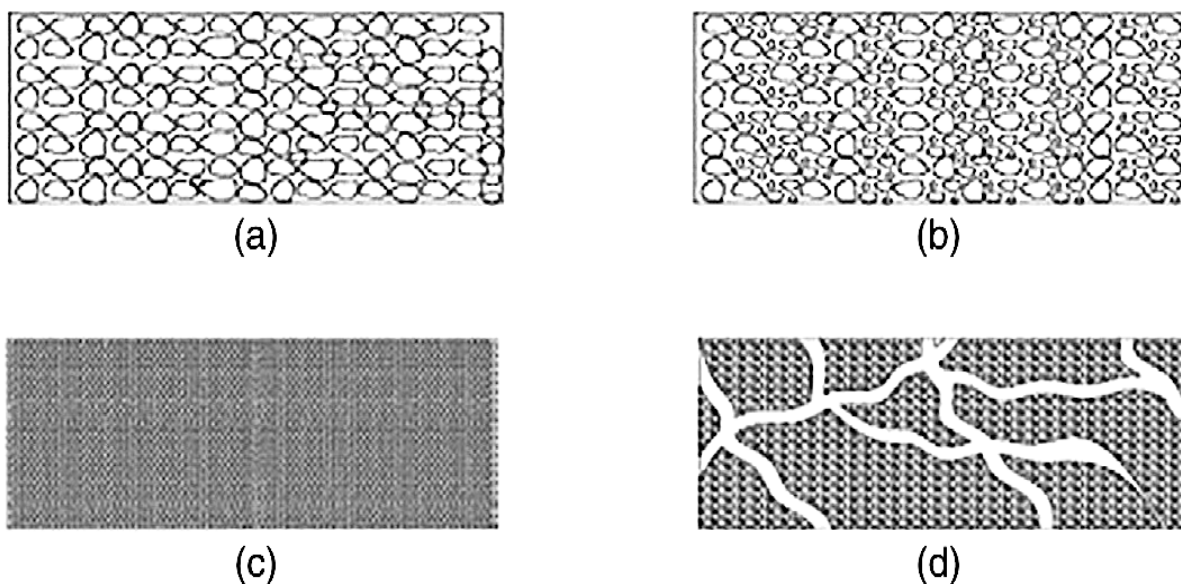
For å kunne forutsi noe om fluidstrømningen i en reservoarbergart, må en først rette blikket mot en av de mest sentrale drivkreftene i et reservoar: trykket. Et høyt reservoartrykk vil gi en høy produksjonsrate, og en god strømning av fluider fra reservoarbergarten til produksjonsbrønner. Reservoarfluidene er sammensatt av forskjellige hydrokarbonkomponenter med vidt forskjellige boblepunkter og duggpunkter. Når et reservoar produserer, endres reservoartrykket betydelig, noe som kan resultere i fordamping av lettere komponenter i olje eller kondensering av tyngre komponenter i gass. Det er blitt observert fra de første dagene av olje- og gassproduksjon at enhver endring i fluidfasene påvirker reservoarets ytelse betydelig (2).

En annen vesentlig faktor innenfor fluidstrømningen er bergartens mikroskopiske porer. Porene er et komplisert nettverk av sammenkoblede kapillærer og kanaler av forskjellige former og størrelser. Porøsitet sammen med permeabilitet er de to mest vesentlige bergartsegenskapene for lagring og produksjon av petroleum. Disse egenskapene klassifiseres som statiske, og ble formet av geologiske hendelser over millioner av år. Porøsiteten er relatert til porerommet i bergarten hvor olje, gass og vann akkumuleres, mens permeabilitet er et mål på hvor lett disse reservoarfluidene kan strømme i det porøse nettverket. Dersom et petroleumfelt har et høyt reservoartrykk, sammen med en reservoarbergart med høy porøsitet og permeabilitet, vil dette gi en god forutsetning for en høy produksjonsrate og en god fluidstrømning i bergarten (2).

De dynamiske egenskapene til reservoarbergarten spiller en sentral rolle på fluidstrømningen. Dette er egenskaper som kontinuerlig endres, og påvirkes av samspillet mellom egenskapene til bergarten og fluidene i reservoaret. De viktigste dynamiske egenskapene er; relativ permeabilitet, grad av metning, kapillartrykk og fukteegenskaper. Her blir for eksempel den relative permeabiliteten påvirket av endring i metningsgrad over produksjonstiden til et felt, og ved endring av viskositet som følge av temperaturendringer. De statiske og dynamiske bergartsegenskapene sammen med fluideegenskaper blir nærmere forklart hver for seg i delkapitlene nedenfor (2).

2.3.1 Porøsitet

Porøsitet er et mål på hvor mange prosent hulrommene (porene) utgjør av det totale volumet (bulkvolumet) av en bergart, og kan brukes som et mål for hvor mye av de ulike reservoarfluidene en bergart kan inneholde. Et sandsteinreservoar med god porøsitet anses gjerne å ha en porøsitet opp mot 25%. Grad av porøsitet varierer for ulike typer bergarter, og er avhengig av sandkornenes størrelse, hvordan de ligger i forhold til hverandre (sortering på kornene), rundheten samt overlagingstrykket som sier noe om hvor sammenpresset reservoarformasjonene er (8). Figur 4 illustrerer hvordan de ulike faktorene kan påvirke utformingen av porøsitet for ulike reservoarbergarter på et mikroskopisk nivå: (a) godt sorterte korn, (b) dårlig sorterte korn, (c) fine korn som i skifer, og (d) løsningskanaler i karbonater



Figur 4: Mikroskopisk illustrasjon av porøsitet for ulike typer reservoarbergarter (2)

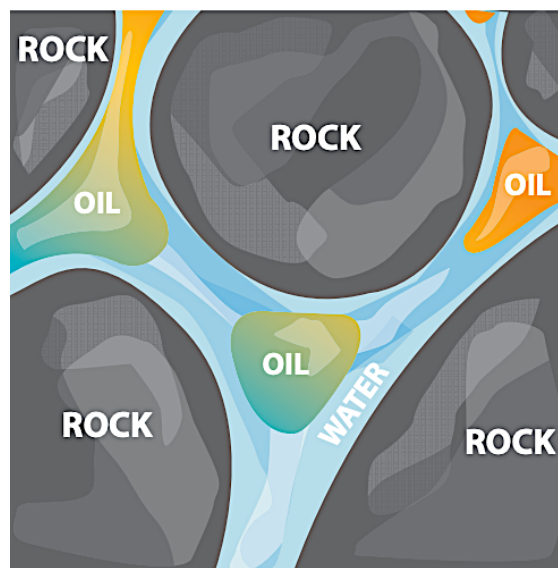
Det er vanlig å skille mellom to ulike typer porøsitet: absolutt og effektiv porøsitet. Absolutt porøsitet blir definert som forholdet mellom det totale volumet av porer og hulrom i bergarten og bulkvolumet, mens effektiv porøsitet refererer til forholdet mellom volumet av sammenkoblede porer i bergarten og bulkvolumet. Effektiv porøsitet blir derfor benyttet ved beregning av mengde olje og gass i reservoar, da det ikke tar hensyn til reservoarfluid som befinner seg i hulrom som ikke bidrar noe til produksjonsraten (2). Formel (1) og (2) viser forskjellen mellom absolutt og effektiv porøsitet.

$$\text{Absolutt porøsitet} = \frac{\text{Total volum av porer og hulrom}}{\text{Bulkvolumet}} \quad (1)$$

$$\text{Effektiv porøsitet} = \frac{\text{Total volum av sammenkoblede porer}}{\text{Bulkvolumet}} \quad (2)$$

Metningsgrad

Metningsgrad beskrives som graden porerommet i en reservoarbergart fylles med ett gitt fluid. Dette blir uttrykt som en prosentandel av det totale volumet okkupert av et fluid mot det totale porevolumet. I et konvensjonelt olje reservoar vil metningsgraden for olje ligge mellom 65-85 %, hvor resterende volum okkuperes av vann og/eller gass. Et eksempel på dette er illustrert i figur 5. Metningsgraden til et felt vil variere fra sted til sted, og vil endres i løpet av feltets produksjonslevetid og påvirke fluidstrømningen i reservoarbergarten (2).

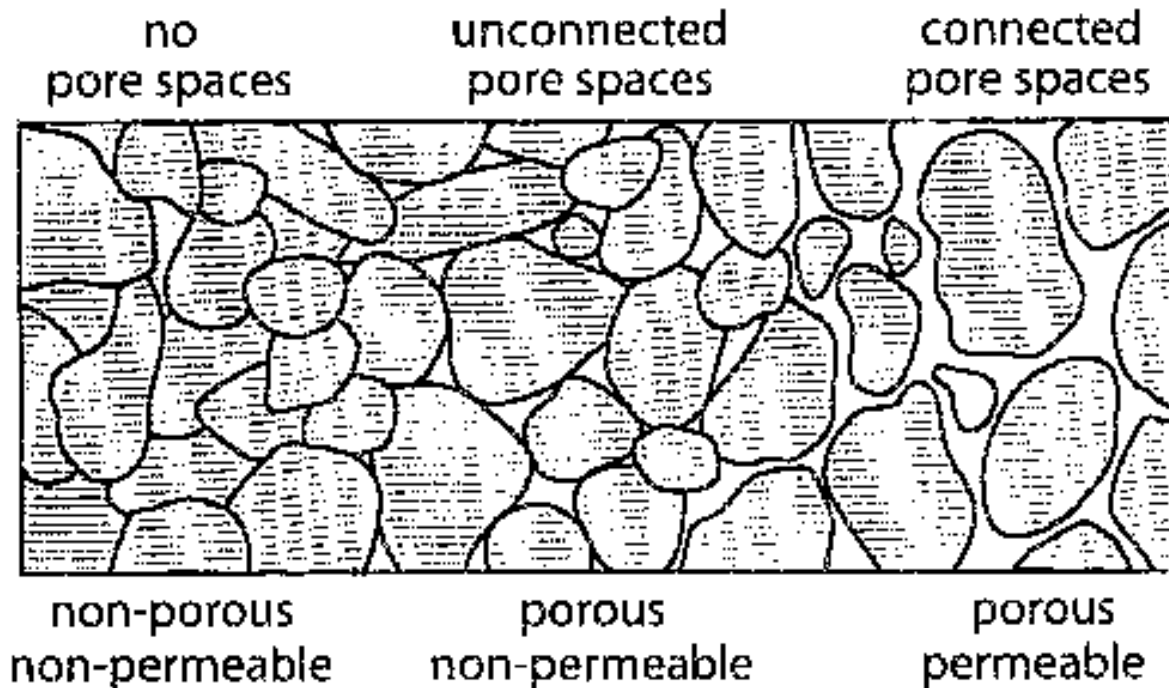


Figur 5: Porer mettet med olje og vann (9)

2.3.2 Permeabilitet

Permeabilitet defineres som bergartens evne til å gjennomstrømme væsker og måles typisk i millidarcy (15). For at reservoarfluidene skal kunne strømme mellom porene er man avhengig av åpne porer slik at reservoarfluid kan lagres inne i porene. I tillegg til porestørrelsen vil retningen på permeabiliteten variere fordi permeabilitet er en tensor. Permeabiliteten i en reservoarbergart kan av den grunn være høy i horisontal retning og lav i vertikal retning eller motsatt (14). Høy permeabilitet betyr at bergarten har en god gjennomstrømmingsevne, som indikerer en lett utvinning av olje og gass samt en høyere utvinningsgrad. Dersom permeabiliteten er lav, vil utvinning av olje og gass være vanskeligere grunnet en redusert gjennomstrømning.

Porøsiteten til en bergart sier lite om permeabiliteten, men størrelsen, mengden og distribusjonen av porene kan gi en mer nøyaktig indikasjon. Dette er på betingelse av at porene er koblet sammen. Dersom porene ikke er sammenkoblet, vil bergarten ha en lav permeabilitet. Dette tilsier at det er et forhold mellom permeabilitet og effektiv porøsitet, men ikke med absolutt porøsitet (2), (15). Figur 6 illustrerer hvordan porerom henger sammen med effektiv porøsitet og permeabilitet. Permeabilitet måles i Darcy [D], og man skiller hovedsakelig mellom absolutt permeabilitet og relativ permeabilitet (16).



Figur 6: Forholdet mellom porøsitet, permeabilitet, og porerom (17)

Absolutt permeabilitet er bergartens evne til å strøme enfasert fluid gjennom dens porerom. En av de mest utbredte metodene for måling av en bergarts absolutte permeabilitet er ved flømming av gass eller væske gjennom en kjerneprøve til stabil tilstand er oppnådd. Disse metodene brukes for måling av absolutt væske- og luftpermeabilitet. Fordelen ved måling av luftpermeabilitet er at man lettere oppnår 100% metning, og at fluidet (luft) ikke vil endre på bergartens materiale. Måling av luftpermeabilitet vil også gi høyere verdier sammenlignet med måling av væskepermeabilitet, grunnet en kjent gassglidningseffekt kalt Klinkenberg effekten. Klinkenberg viser at ved et lavt gjennomsnittstrykk blir gassmolekylene posisjonert langt fra hverandre og som et resultat påvirke hverandre i liten grad. Dette fører til at molekylene kan bevege seg gjennom poregangene uten friksjonstap, samt gi en økning i strømningshastigheten og strømningsraten (permeabiliteten blir høyere). Ved et høyt gjennomsnittstrykk vil gassmolekylene være tettere inntil hverandre og skape et friksjonsdrag langs poreveggene. Dette fører til at gassmolekylene påvirker hverandre i større grad og ligner mer på molekyler i en væske. Grunnet denne gass-glidningseffekten er det nødvendig å foreta en Klinkenberg-korreksjon, dersom man skal sammenligne verdier fremskaffet fra de to ulike metodene.

Som utgangspunkt for beregning av absolutt permeabilitet benyttes Darcys lov, gitt i formel (3).

Formelen ble utviklet av Henry Darcy i 1856 for å beskrive laminær strømming av et fluid gjennom porøse medier (16).

$$\frac{Q}{A} = v = \frac{K * \Delta P}{\mu * L} \quad (3)$$

Q = Den volumetriske strømming [cm^3/s]

A = Tverrsnittsareal vinkelrett på strømmen [cm^2]

v = Strømningshastighet [cm^2/s]

ΔP = Trykkendring [atm]

K = Permeabilitet [D]

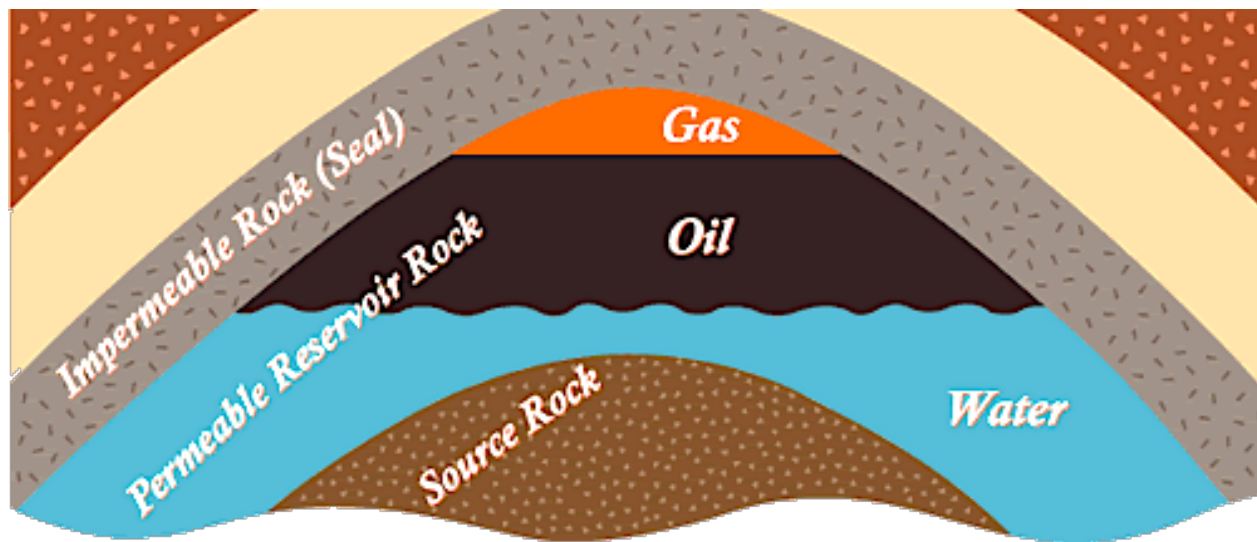
L = Lengde [cm]

μ = Fluidviskositet [cP]

Relativ permeabilitet er en bergarts evne til å strøme flerfaset fluid gjennom dens porerom. Væskestrøm i reservoarer involverer vanligvis mer enn én væske, noe som betyr at strømningsvevnen til væsken påvirkes av tilstedeværelsen av de andre væskene i reservoaret. Relativ permeabilitet er definert som et dimensjonsløst forhold mellom et fluids effektive permeabilitet ved en bestemt metningsgrad, og et fluids absolutte permeabilitet ved total metning. Effektiv permeabilitet er en bergarts evne til å strøme et enfaset fluid, med tilstedeværelsen av andre fluider. Den relative permeabiliteten påvirkes primært av faktorer som metningsgrad, fuktegenskaper, viskositet og poregeometri (18).

2.3.3 Fluidtetthet

Fluidtetthet defineres som et mål på hvor mye av en fysisk størrelse som får plass i et gitt volum. Tettheten til en væske er en av fluidegenskapene som kartlegges i et reservoar. Tettheten til fluider gir informasjon om hvordan fluidene ligger i forhold til hverandre. Et fluid med lav tetthet er lettere enn et fluid med høy tetthet. Ferskvann har f.eks. en tetthet på omtrent ett gram per kubikkcentimeter ved romtemperatur. Enhver forbindelse, væske eller fast stoff, som har høyere tetthet enn ferskvann vil da synke, mens stoffer med lavere tetthet vil flyte. I et reservoar vil saltvann, olje og gass legge seg som vist i figur 7 på bakgrunn av ulik tetthet (19), (20).



Figur 7: Vann, olje og gass i et reservoar (21)

2.3.4 Viskositet

Viskositet er ofte referert som tykkelsen til et fluid. På et molekylært nivå er viskositet et resultat av interaksjonen mellom de forskjellige molekylene i et fluid. Dette kan også forstås som friksjonen mellom molekylene i fluidet. Akkurat som hos friksjonen mellom faste stoffer i bevegelse, vil viskositeten bestemme energien som kreves for å få et fluid til å strømme (22). Viskositet påvirkes i stor grad av temperatur, og vil minke ved økende temperaturer. Det er et inverst forhold mellom strømning og viskositet, altså jo større viskositeten er, desto mindre vil hellingen av strømnings-trykk-forholdet være. Dette betyr at strømningen ved et gitt drivtrykk vil reduseres ved høyere viskositeter (23). En visuell beskrivelse av to typer fluid med ulik viskositet er vann med lav viskositet og råolje med høy viskositet.

2.3.5 Overflatespenning

Overflatespenning er væskeoverflatens egenskap til å motstå en ytre kraft. Dette oppstår fra sammenhengende molekylære krefter ved eller nær en overflate. Kraftene identifiseres som kohesjonskrefter, som er elektrisk tiltrekning mellom atomenes ladninger (24), (25).

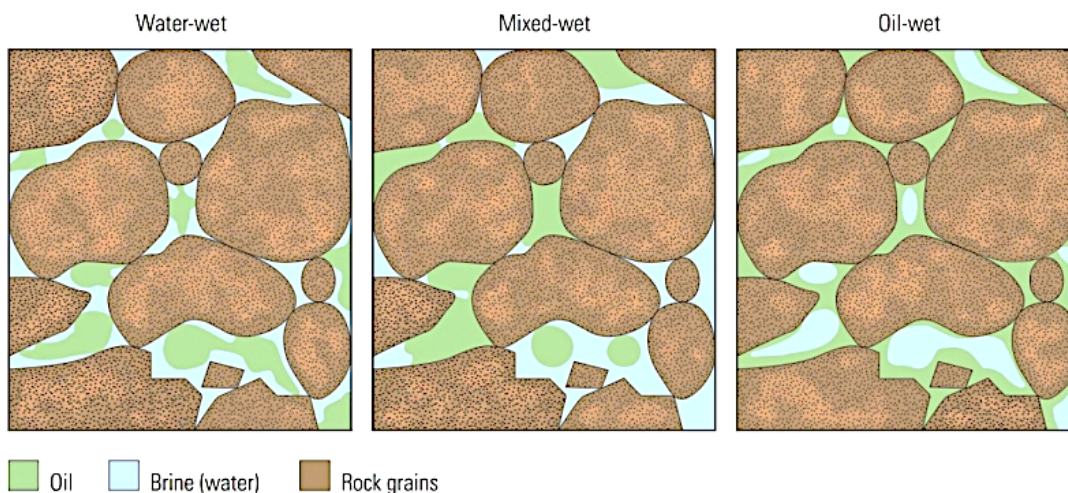
En primær faktor for overflatespenning er kapillærkrefter er den spontane strømningen av væske som fyller små kapillærer eller porer. Et kjent eksempel er kapillærstigning, hvor en glasskapillær med liten diameter plasseres i vann. Da vil vannivået inne i kapillæren stige over vannivået utenfor røret. Dette fenomenet drives av overflatespenningskrefter, og jo mindre kapillæret er, desto høyere vil vannstanden stige, basert på væskenes fuktegenskaper. Fra et petroleumperspektiv vil en reservoarbergart vanligvis inneholde ikke-blandbare faser, som olje, vann og gass. Kraftene som holder disse væskene i likevekt med hverandre er et uttrykk for kapillære krefter. Kraftene virker sammen med friksjonskrefter som mostand mot strømmen av olje (25).

Kapillærtrykk er trykkforskjellen over grensesnittet som skiller to ikke-blandbare væsker. Dette er et resultat av grenseflatespenningen som eksisterer ved grensesnittet som skiller de to ikke-blandbare væskene. Grensesnittspenningen er forårsaket av ubalansen i de molekylære tiltrekningskreftene som oppleves hos molekylene på overflaten (25).

2.3.6 Fuktegenskaper og kontaktvinkel

Fuktegenskaper beskriver hvordan en væske sprer seg og holder seg fast på en bergartsoverflate i nærvær av en ikke-blandbar væske, og påvirker hvordan væsker distribuerer seg i en reservoarbergart. Dette har en stor innvirkning på den relative permeabiliteten og fluidstrømning ved olje- og gassproduksjon. Fuktegenskaper påvirkes av faktorer som poregeometri, geologiske mekanismer (akkumulasjon og migrasjon), reservoartrykk, reservoartemperatur og komposisjon av fluider (26).

Kontaktvinkelen som dannes på en flate, ved et væske-væske-grensesnitt er et mål på fuktigheten av en bergart. Vinkelen mellom væsken og overflaten av bergarten blir beskrevet med kontaktvinkelen θ . Her vil en liten vinkel ($\theta < 62^\circ$) indikere en preferanse for vann-våt, en stor vinkel ($\theta > 133^\circ$) indikere en preferanse for olje-våt, mens en vinkel $62^\circ < \theta < 133^\circ$ vil indikere en preferanse for mellom-våt (26). Begrepet «preferanse» beskriver den faktiske balansegangen mellom overflaten og grensesnittkreftene. Disse kan videre deles inn i sterkt vann-våt, svakt vann-våt, sterkt olje-våt og svakt olje-våt. Dersom bergarten er olje-våt, vil vannet ligge sentrert i porene omgitt av olje. I en vann-våt bergart vil oljen være sentrert i porene omgitt av saltvann som danner en tynn film over steinoverflaten, mens en mellom-våt bergart vil være en kombinasjon mellom de to preferansene. I et likevektssystem vil den fuktete væsken legge seg på poreveggene og ta plass i de minste porene. Den ikke-fuktete væsken vil sentreres mellom den fuktete væsken og ikke være i kontakt med poreveggen. I en jevnt fuktet bergart vil den relative permeabiliteten øke for vann og reduseres for olje, når bergarten går fra å være vann-våt til olje-våt (27). Fuktighetspreferansene er illustrert på figur 8 og påvirker flerfase-flømming og væskefordelingen i reservoarbergarten (28).



Figur 8: Vann-våt, mellom-våt og olje-våt (henholdsvis fra venstre til høyre) - Preferanser (29)

2.4 Utvinningsgrad

Utvinningsgrad er et mål på volumet av utvinnbar olje og gass av det opprinnelige volumet i et reservoar. Det opprinnelige volumet er definert som *gas initial in place* og *original oil in place* (henholdsvis GIIP og OOIP). Beregning av en kjerneprøves prosentvise utvinningsgrad av olje kan utføres ved imbibering av saltvann. Resultatet vil gi en indikasjon på påvirkningsgraden av bergartens egenskaper. Videre kan imbibering av ulike oljesammensetninger kartlegge hvordan fluidegenskaper påvirker utvinningsgraden.

2.4.1 Optimalisering av produksjon

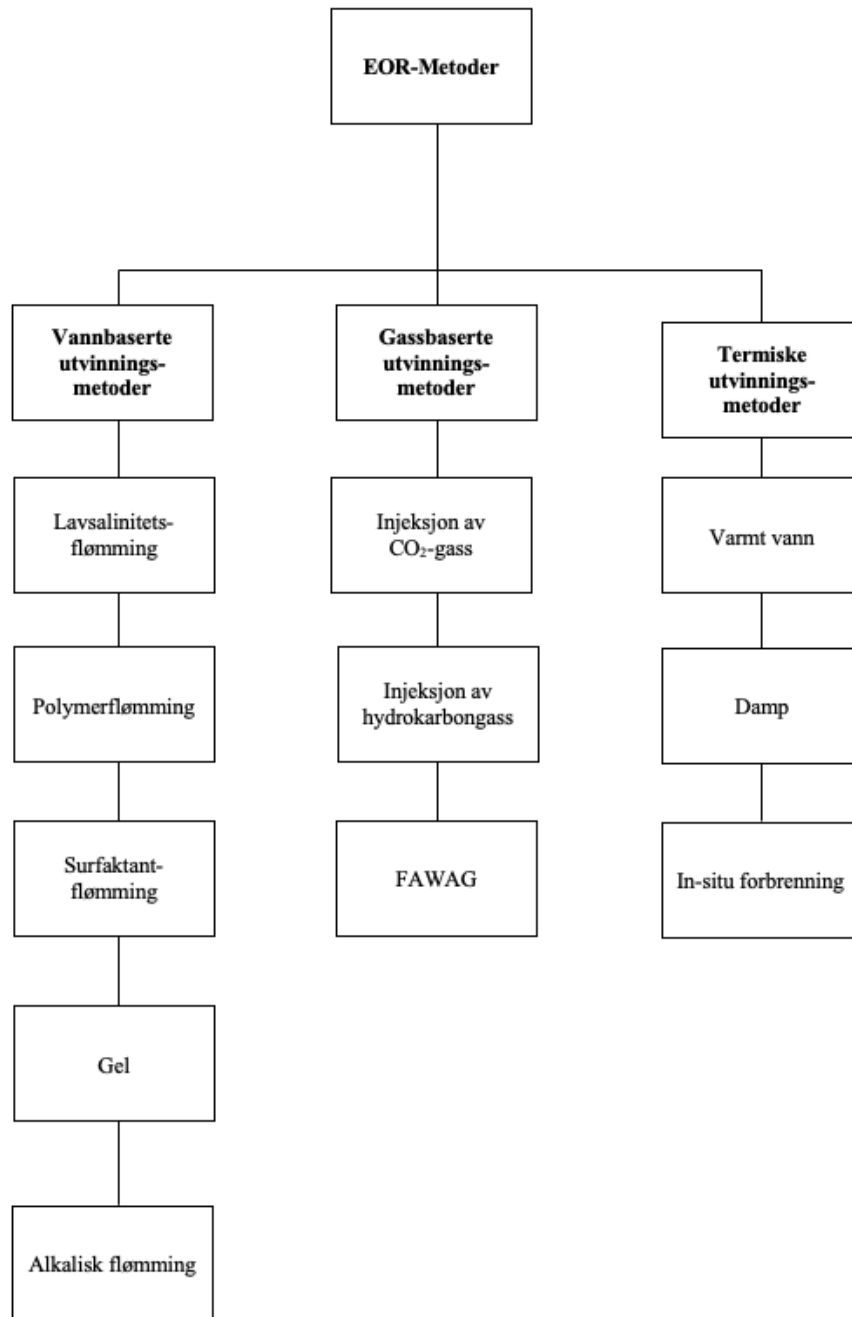
Antall nye funn er i stadig nedgang, det er derfor et fokus å forlenge levetiden på eksisterende og kjente felt fremfor å lete etter nye. Forlenging av levetiden til et felt vil også være mer økonomisk bærekraftig. Det er derfor et behov med metoder for å få en høyere utvinningsgrad og dette ved bruk av avanserte utvinningsmetoder (EOR-Enhanced Oil Recovery) (11).

Utvinning av olje og gass er knyttet til tre ulike faser av en brønns liv; Primærutvinning, sekundærutvinning og tertiærutvinning (30). I primærutvinningen strømmer petroleum fritt opp av brønnen, drevet av reservoartrykket. I den sekundære fasen fokuseres det på å opprettholde trykket og dermed produksjonen ved injeksjon av vann eller gass i reservoaret. I denne fasen blir det benyttet egne injeksjonsbrønner. Vann eller gass blir injisert i reservoaret og fungerer som trykkstøtte, fordi trykket reduseres med økt produksjon (31). I den siste fasen, tertiærutvinning, skjer en ytterligere økning av produksjon ved bruk av avanserte utvinningsmetoder (30).

De fleste funn og felt har reservoarsoner hvor olje eller gass er vanskelig å produsere. Disse feltene kalles for tette reservoar, grunnet en lav permeabilitet (<10 mD). I en kartlegging Oljedirektoratet har gjennomført er det rapportert inn data fra 42 felt hvor tette reservoarer ble funnet på 30 av disse feltene. Til sammen i disse 42 reservoarene ble det funnet 1,2 milliarder Sm³ olje og 800 milliarder Sm³ gass. For utvinning fra tette/lavpermeabilitets reservoar settes det inn tiltak som oppsprekking og flergrensbrønner (brønn der flere sidebrønner bores fra én enkelt brønn) for å øke utvinningsgraden. Videre kan tette reservoar produseres sammen med soner med høyere permeabilitet og/eller benytte avanserte metoder for økt utvinning. Oljedirektoratet har kartlagt det tekniske EOR-potensialet på 27 felt og funn, og avdekket at det er om lag 700 millioner SM³ potensiell utvinnbar olje (11).

2.4.2 Avanserte utvinningsmetoder

For et felt som har vært i produksjon over lengre tid vil reservoartrykket i seg selv eller vann- og gassinjeksjon ikke gi tilstrekkelig oljeproduksjon (32). Avanserte utvinningsmetoder blir benyttet for å øke produksjonen av petroleum, og dermed utvinningsgraden i feltets tertiærfase. Utvinningsgraden på norsk sokkel er omtrent 47%, men med EOR-metoder kan dette økes med mer enn 50% og som resultat utvide levetiden på eksisterende felt (33). Implementering av EOR vil også sørge for å øke reservoarfluidenes strømning til brønnen ved å injisere ulike kjemikalier eller ved å endre de fysiske egenskapene til reservoarfluidene (33). Avanserte utvinningsmetoder deles i 3 grupper: vannbaserte-, gassbaserte-, og termiske utvinningsmetoder (33). Utvinningsmetodene er illustrert i figur 9:



Figur 9: Oversikt over EOR-metoder (34)

Hvilken metode som er mest optimal avhenger av reservoarets egenskaper. EOR-metoder brukes ved å benytte en ekstern energikilde for å utvinne resterende olje i reservoarer i områder der det ikke lenger er mulig å få ut mer petroleum, selv ved vann- og gassinjeksjon (2). Den mest brukte EOR-metoden på norsk sokkel er injeksjon av hydrokarbongass og har gode muligheter på mange felt (34).

På bakgrunn av det eksperimentelle arbeidet utført i denne rapporten er det hensiktsmessig å gi en nærmere forklaring av surfaktant-flømming (vannbasert utvinningsmetode). En surfaktant er et kjemikalie som absorberes ved et grensesnitt og senker overflatespenningen mellom væsker, eller mellom en væske og et fast stoff. Surfaktanten har en hydrofil del som trekker til seg vann og en lipofil del som løser seg i fett og har samme egenskaper som f.eks. såpe. Da dannes det en stabil løsning med fett og vann (35). Ved å benytte seg av surfaktant-flømming tilsettes en surfaktant i injeksjonsvannet med formål å endre «fukteegenskapene i reservoaret og redusere grenseflatespenningen mellom olje og vann. Dette kan føre til at deler av den immobile oljen blir mobilisert» (36). I praksis står surfaktant-flømming kun for 1% av den totale produksjonen ved EOR. Årsaken til den lave andelen av surfaktantflømming er knyttet til høye kostnader av injeksjonsmaterialer, prosess kompleksitet, begrenset bruksområde og assosiert med økt risiko for helse og miljø (2).

3 MATERIALER OG METODER

Dette kapittelet presenterer all praktisk gjennomføring av eksperimenter utført i laboratoriet ved institutt for geovitenskap og petroleum i Trondheim. For å kvalitetssikre en trygg utførelse av eksperimentene ble et obligatorisk HMS-kurs (Helse, miljø og sikkerhet) gjennomført og godkjent av veileder og labansvarlig Roger Overå. Dette besto av en laboratorie-visning og en oppsummerende skriftlig HMS-test. Opplæringsbevis ble deretter tildelt.

Den eksperimentelle delen av rapporten baserer seg på laboratorieforsøk for kartlegging av relevante egenskaper til 4 sylindriske Berea-kjerneprøver som vist i figur 10, samt egenskapene til fluidene som ble brukt i disse forsøkene. Fluidene brukt i forsøkene er råolje, saltvannsløsning med 3% NaCl og Exxsol D-60 (lettolje). Forsøkene ble gjennomført for å finne hvordan de ulike egenskapene til kjerneprøvene og fluidene kan påvirke strømning i porøse medier, og hvordan dette kan påvirke produksjonen i olje- og gassreservoar. Detaljerte prosedyrer for gjennomføring av det eksperimentelle arbeidet i rapporten er lagt ved som vedlegg.



Figur 10: 4 sylindriske Berea-kjerneprøver brukt i forsøkene

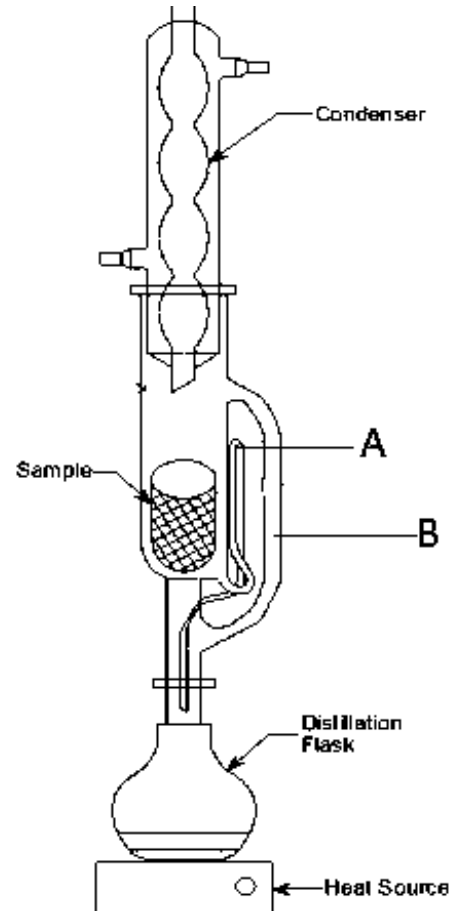
3.1 Forberedelse av kjerneprøver

Før utførelse av de eksperimentelle undersøkelsene måtte kjerneprøvene renses ved bruk av en Soxhlet-ekstraktor, som vist i figur 12. Det ble benyttet to ulike løsemidler individuelt for å renses prøvene, metanol (kokepunkt = 65°C) og toluene (kokepunkt = 110.6°C). Dette ble gjort for å fjerne urenheter og gjenværende væsker som saltvann og olje fra tidligere forsøk. Formålet er å hindre kontaminasjon og sikre en god gjennomstrømning gjennom prøvene, ved kartlegging av kjerneprøvenes egenskaper.

Renseprosedyrens oppsett med Soxhlet-ekstraktoren er skjematisk illustrert i figur 11. Rensingen startet ved å plassere kjerneprøvene i Soxhlet-ekstraktorens avlange vertikale destillasjonsflaske. Videre i prosedyren ble 1 liter metanol fylt i en destillasjonskolbe nederst i apparatet. Metanolen i kolben ble varmet opp til væskens kokepunkt ved hjelp av en varmemantel. Dette førte til at metanolen gikk fra væskeform til gassform. Metanolgassen gikk fra destillasjonskolben og videre oppover gjennom røringang B til ekstraksjonskammeret. Her kondenserte metanolgassen. Kondensen vil dryppe ned på kjerneprøvene som ligger lengre nede i destillasjonsflasken. Dette førte til at eventuelle avsetninger i prøvene ble løst opp og fjernet. Flasken ble etter hvert fylt med metanolvæske fra kondensasjonen inntil siderøret, navngitt som røringang A, ble fylt til et visst grense-nivå som vil tillate væsken å returnere tilbake til destillasjonskolben sammen med kjerneprøvens urensligheter. Hele renseprosessen tok omtrent 2-3 timer. Etter rensingen ble prøvene tørket inne i et varmeskap ved 60°C i 2 dager.



Figur 11: Soxhlet-apparatet brukt i praksis



Figur 12: Skjematisk diagram av et Soxhlet-apparat
(14)

3.2 Kartlegging av kjerneprøvenes egenskaper

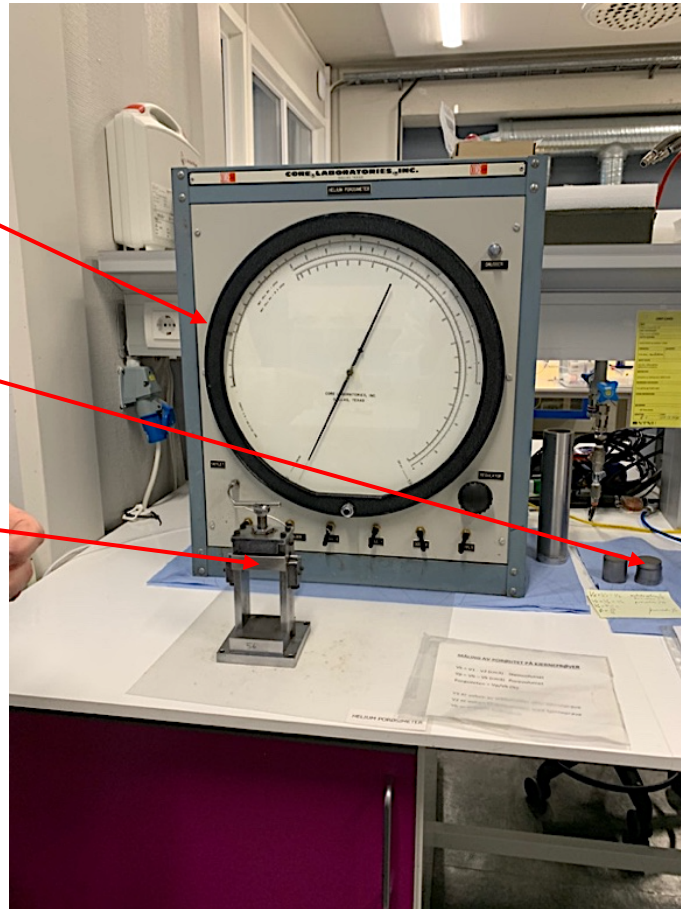
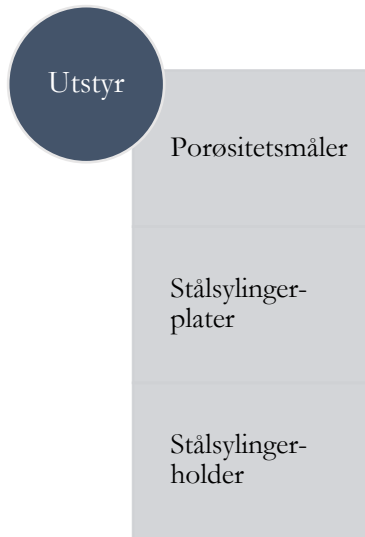
Kjerneprøvenes egenskaper som blir kartlagt er effektiv porøsitet, absolutt permeabilitet og utvinningsgrad ved imbibering. Laboratoriet legger til rette for en rekke relevante forsøk for innhenting av verdier som er nødvendig for å kartlegge disse egenskapene. Dette kapittelet vil beskrive fremgangsmåten for alle forsøkene, forklaring av apparater som ble benyttet og hvilke beregninger som ble gjennomført for å komme frem til resultatene.

3.2.1 Effektiv porøsitet

Effektiv porøsitet for kjerneprøvene ble målt ved hjelp av to metoder, heliumsmetoden og metningsmetoden. Med resultat fra to ulike forsøk vil det være mulig å sammenligne verdiene med hverandre for å bekrefte at reelle verdier for effektiv porøsitet er oppnådd.

Heliumsmetoden

Effektiv porøsitet til kjerneprøvene målt med heliumsmetoden ble utført ved bruk av oppsettet illustrert i figur 13. Apparatet avdekker kjerneprøvenes porøsitet ved injeksjon av helium i en avlang stålsylinder hvor kjerneprøven som undersøkes er plassert. Sammen med kjerneprøven ble mindre sylindriske stålplater plassert for å redusere og spare mengden heliumgass som benyttes i forsøket. Volumtrykket ble målt med og uten kjerneprøven.



Figur 13: Heliumsmetoden – Oppsett

Første volumtrykk som skulle testes i forsøket var med en kjerneprøve og sylinderplatene plassert i stålsylinderen. Volumtrykket som fremkom i denne testen betegnes med variabelen « V_1 ». Når helium har blitt injisert, ga porøsitetsmåleren en verdi for V_1 . Samme prosedyre gjennomføres igjen, denne gangen uten kjerneprøven i stålsylinderen. Volumtrykket som fremkom i porøsitetsmåleren betegnes som V_2 . Med trykkverdiene V_1 og V_2 var det mulig å kartlegge første volumtrykk av interesse, «Steinvolumet (V_k)» vist i formel (4).

$$V_k = V_1 - V_2 [cm^3] \quad (4)$$

For å finne porøsiteten til kjerneprøven er det behov for å vite kjerneprøvens Bulkvolum (V_b). Bulkvolumet ble funnet ved å måle og beregne kjerneprøvens sylindriske volum, hvor « r » er kjerneprøvens radius og « h » er kjerneprøvens høyde, vist i formel (5).

$$V_b = \pi * r^2 * h [cm^3] \quad (5)$$

Neste volumtrykk kalles «Porevolumet (V_p)». Denne ble funnet ved å subtrahere prøvens bulkvolum (V_b) med steinvolumet (V_k) som vist i formel (6).

$$V_p = V_b - V_k [cm^3] \quad (6)$$

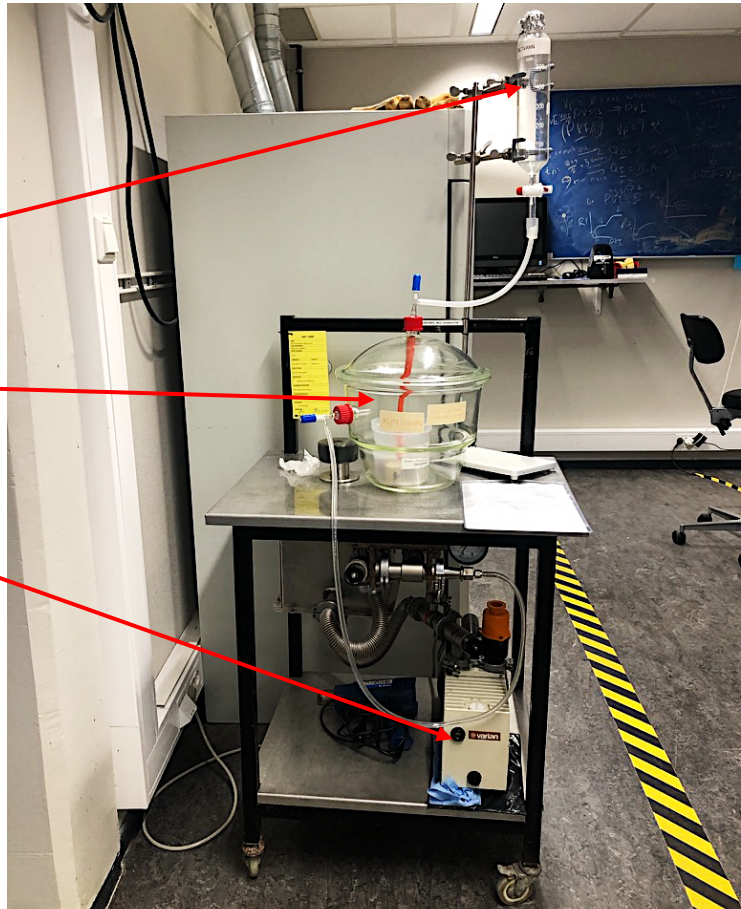
Med porevolumet og bulkvolumet beregnet kunne man videre beregne kjerneprøvens effektive porøsitet ved bruk av formel (7).

$$\text{Effektiv porøsitet} = \frac{\text{Porevolum}}{\text{Bulkvolum}} = \left(\frac{V_p}{V_b}\right) * 100\% \quad (7)$$

Metningsmetoden

Effektiv porøsitet til kjerneprøvene målt med metningsmetoden benytter en eksikator koblet til en vakuumpumpe (variant SD-90) for å danne et vakuum i eksikatoren. Vakuumpumpen sto på tomgang i omtrent 20 minutter for å fjerne eventuell fuktighet inne i pumpen. Vakuuet i eksikatoren førte til at luft utenfor og i porevolumet til kjerneprøvene ble fjernet. Dette gjorde det mulig å mette prøvene med saltvann for å måle våtvekt som benyttes til å beregne effektiv porøsitet. I forkant av forsøket ble derfor tørrvekten til kjerneprøvene målt. Saltvannsløsningen ble produsert i laboratoriet ved å tilsette 60 g NaCl i 2 liter ferskvann som tilsvarer 3% NaCl saltvannsløsning.

Forsøket startet med å plassere kjerneprøvene i en egen beholder inne i eksikatoren. Toppløkket til eksikatoren ble så lukket og saltvannsbeholderen ble fylt med saltvann. Videre ble innløpsventilen fra vakuumpumpen åpnet for å danne et vakuum/undertrykk i eksikatoren. Når trykkmåleren viste et undertrykk på 100 mbar (pumpens maksimale undertrykk) ble ventilen til saltvannsbeholderen åpnet slik at beholderen med kjerneprøvene ble dekket av saltvann. Kjerneprøvene ble deretter liggende i saltvannsløsningen i 1 time, før de ble tatt ut av eksikatoren for måling av våtvekt. Oppsettet for metning av kjerneprøvene er vist i figur 14.



Figur 14: Metningsmetoden - Oppsett

For å beregne kjerneprøvenes effektive porøsitet ble porevolumet som er differansen mellom våtvekt og tørrvekt, og bulkvolumet (totalvolum) som ble målt fra forrige forsøk (heliumsmetoden) benyttet. Den effektive porøsiteten regnes ut som vist i formel (8).

$$\text{Effektiv porøsitet} = \frac{\text{porevolum}}{\text{totalvolum}} = \left(\frac{W_{(\text{våtvekt})} - W_{(\text{tørrvekt})}}{V_b * \rho_{(\text{saltvann})}} \right) * 100\% \quad (8)$$

$\rho_{(\text{saltvann})}$ = saltvannets tetthet [g/cm^3]

$W_{(\text{våtvekt})}$ = våtvekten [g]

$W_{(\text{tørrvekt})}$ = tørrvekten [g]

V_b = bulkvolumet [cm^3]

3.2.2 Absolutt permeabilitet

Kjerneprøvenes absolutte permeabilitet ble målt ved hjelp av to ulike metoder: ved måling av luftpermeabilitet og væskepermeabilitet. Begge metodene bygger på sammen prinsipp, men benytter luft og saltvann som strømningsfluid. Den absolutte permeabiliteten måles ved bruk av informasjon om viskositeten til strømningsfluidet, kjerneprøvens dimensjoner, trykkfall over kjerneprøven og strømningsrate ved innløpet og utløpet. Sammenligning av resultatene fra de to metodene gjør det mulig å vise i hvilken grad strømningsmediet påvirker permeabiliteten til kjerneprøvene.

Luftpermeabilitet

Absolutt permeabilitet målt ved luftpermeabilitet benytter en konstant gjennomstrømning av luft gjennom kjerneprøvene ved en gitt trykkdifferanse for måling av strømningsrate ved utløpet. Resultatene fra forsøket ble videre kalibrert i henhold til Klinkenberg korreksjonen, grunnet en kjent gassglidningseffekt. Forsøket forutsetter at kjerneprøvene er renses og tørket, og ble gjennomført etter måling av effektiv porøsitet ved heliumsmetoden.

Forsøket startet ved å plassere kjerneprøven i testapparatets Hassler-type kjerneholder, ved hjelp av et vakuum skapt av strømmende vann. Dette vakuomet gjør det lettere for kjerneprøven å pakkes inn i gummiisolatoren som befinner seg inne i kjerneholderen. Hensikten med gummiisolatoren er å isolere kjerneprøven slik at luften strømmer fullstendig gjennom kjerneprøvens materiale under testen. Om nødvendig tilpasses også kjerneprøven i kjerneholderen med et eksternt endestykke for komprimering, optimalisering og generell tilpasning for kjerneprøven i kjerneholderen for mer nøyaktige permeabilitetsresultater. Apparatet og apparatets kjerneholder er vist på figur 15, med en mer detaljert illustrasjon av kjerneholderen på figur 16.

Utstyr

Trykkmåler

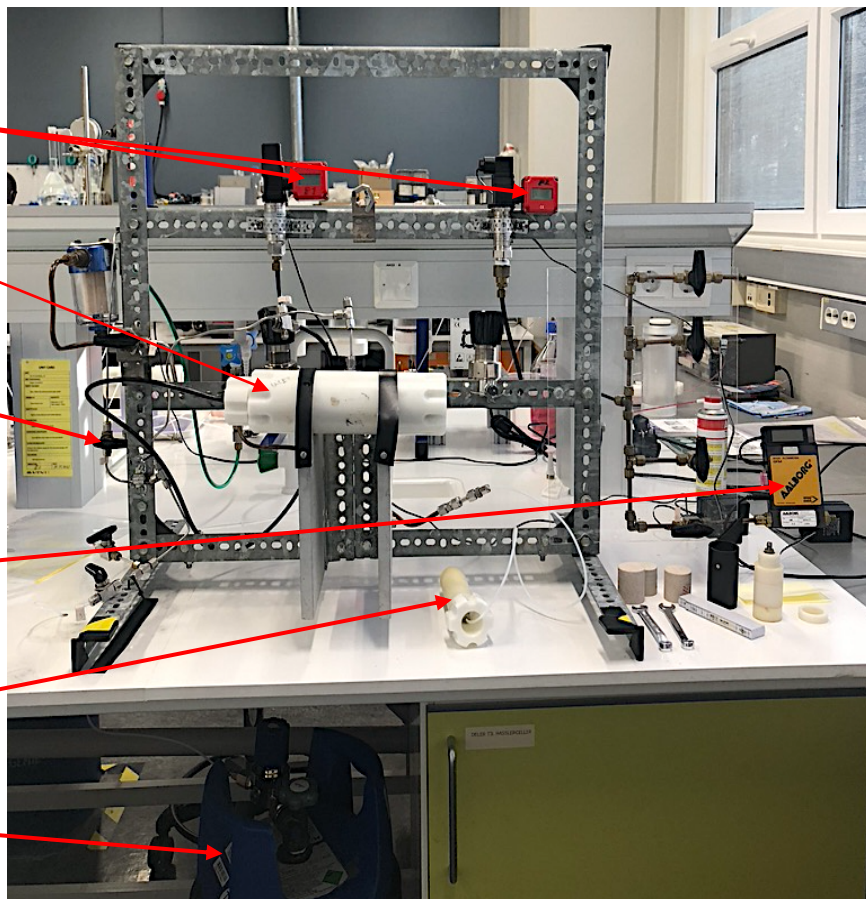
Hassler-type
kjerneholder

Ventiler for
justering

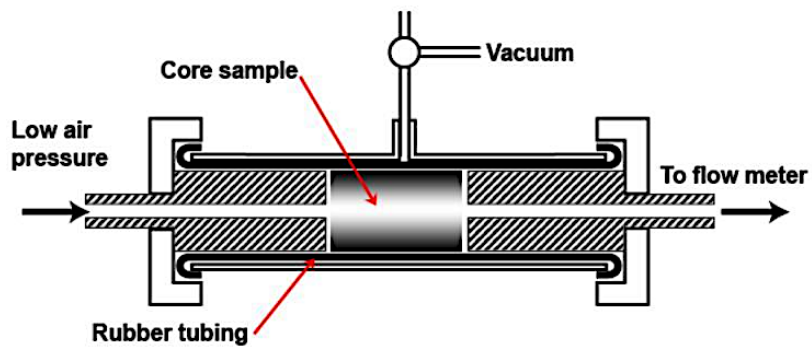
Strømningsmåler

Endestykke for
kjerneprøve-
tilpasning

Nitrogengass



Figur 15: Laboratoricoppsett – Klinkenbergs metode for undersøkelse av luftpermeabilitet.



Figur 16: Hassler-type kjerneholder – Skjematisk illustrert (14)

Gjennomførelsen av luftpermeabilitetsundersøkelsen fortsatte ved å lukke kjerneholderen og tilsette et ermetrykk av nitrogen på omtrent 15 bar og et linjetrykk av luft gjennom kjerneprøven på omtrent 7 bar. Ermetrykket benyttes for å komprimere og presse gummiisolasjonen slik at det blir tett rundt kjerneprøven for å sikre at linjetrykket av luft kun strømmer gjennom kjerneprøven.

Lufttrykket måles og reguleres oppstrøms og nedstrøms av kjerneholderen til et stasjonært differansetrykk på 0,2 bar for å sikre laminær strømning. For kjerneprøver med høy permeabilitet, kan det være aktuelt å benytte en lavere trykkdifferanse som for kjerneprøve 2, hvor det ble benyttet en differanse på 0,1 bar. Det ble totalt gjennomført 4 målinger med økende trykkintervall, hvor gjennomstrømningen av luft representert med variabelen Q (l/min), ble målt og registrert av en strømningsmåler ved utløpet. Ved hjelp av disse målingene, og ved utgangspunkt i Darcys lov fra Kap. 2.3, kan kjerneprøvenes absolutte permeabilitet (K_{Gabs}) beregnes ved formel (9).

$$K_{Gabs} = \frac{2 * \mu * Q * L}{(P_1^2 - P_2^2) * A} [D] \quad (9)$$

μ = Gassviskositet til luft ved romtemperatur, 0,0179 cP

Q = Strømningsraten [cm^3/s]

L = Kjerneprøvens lengde [cm]

A = Kjerneprøvens areal [cm^2]

P_1 = Trykket oppstrøms kjerneholder [atm]

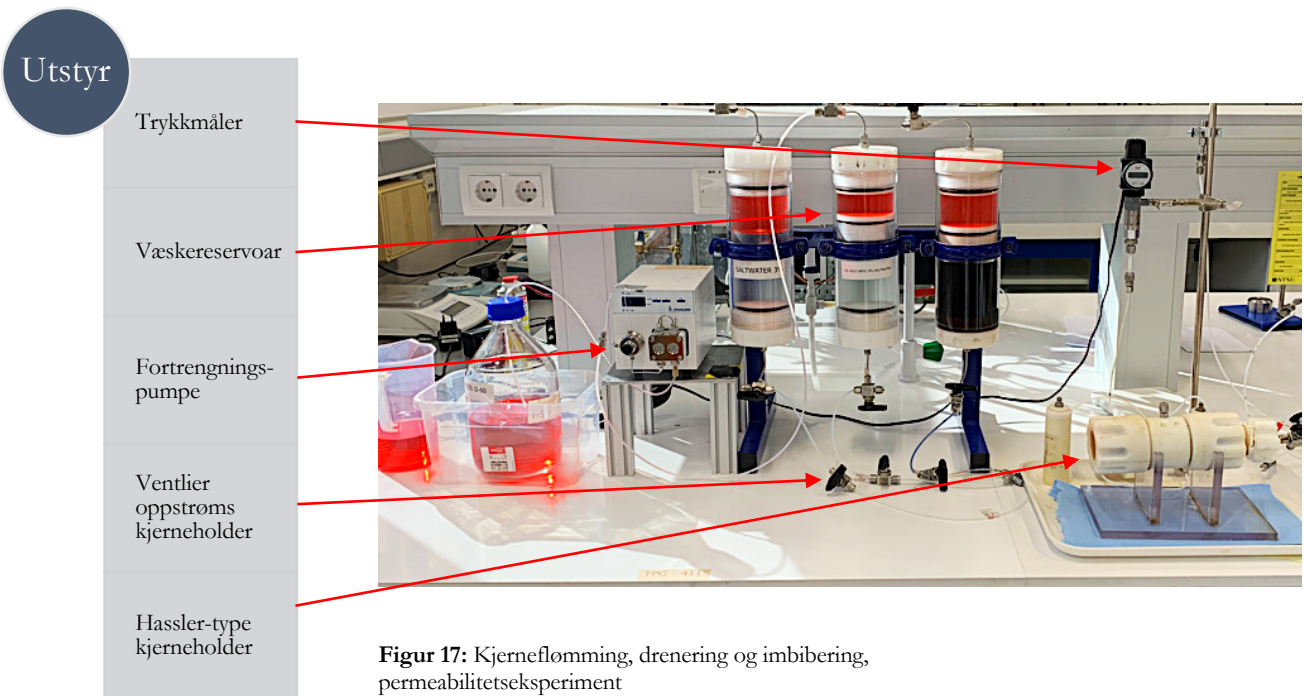
P_2 = Trykket nedstrøms kjerneholder [atm]

Klinkenberg korreksjonen ble gjennomført ved å etablere punktdiagram med permeabilitetsresultatene for hver kjerneprøve, som vist i Kap. 4. Her plottes målt permeabilitet mot $1/P_m$, som er middelverdien av trykkdifferansene over kjerneprøven ved de ulike målingene. Verdiene i diagrammet vil danne en stigende kurve, som ble ekstrapolert til skjæringspunktet ved y-aksen hvor $1/P_m = 0$. Verdien ved skjæringspunktet vil være tilnærmet lik den absolutte permeabiliteten for kjerneprøven.

Væskepermeabilitet

Absolutt permeabilitet målt ved væskepermeabilitet benytter en konstant gjennomstrømming av en saltvannsløsning gjennom kjerneprøven, som er 100% mettet med saltvann. Forsøket gjennomføres derfor etter måling av effektiv porøsitet ved metningsmetoden. Metoden benytter en fortrenningspumpe (Knauer) som ble stilt inn med 3 forskjellige strømningsrater, hvor trykkfallet over kjerneprøven ble målt og registrert.

Forsøket startet med å plassere kjerneprøven inn i testapparatets Hassler-type kjerneholder, på samme måte som ved måling av luftpermeabilitet. Laboratorieoppsettet og kjerneholderen som ble brukt, er vist i figur 17. Et ermetrykk på omtrent 15 bar ble videre tilsatt kjerneholderen for å komprimere og presse gummiisolasjonen kompakt rundt kjerneprøven for å sikre at saltvannsløsningen kun strømmer gjennom kjerneprøven.



Videre ble alle ventiler knyttet til saltvannsreservoaret, kjerneholderen og avlufting til atmosfære satt i henhold til lab-prosedyren for forsøket. Fortrengningspumpen ble deretter skrudd på og satt til å gi to ulike strømningsrate på 8 mL/min og 10 mL/min. Trykkdifferansen mellom innløpstrykket og utløpstrykket ble deretter registrert etter en periode på 5 minutter for hver strømningsrate, ved bruk av en trykkmåler når trykket ble observert til å stabilisere seg.

Ved bruk av formel (10) ble registrert trykkdifferanse sammen med den kjente volumetriske strømningsraten benyttet for å beregne absolutt permeabiliteten (K_{abs}) for hver av målingene, som vist i formel (10). Videre ble det opprettet en kurve av strømningsratene med korresponderende differansetrykk, for hver kjerneprøve. Stigningstallet for kurvene ble så brukt for å beregne en gjennomsnittlig verdi for kjerneprøvenes absolutte permeabilitet (K_{Labs}), som vist i formel (11).

$$K_{abs} = \frac{\mu_w * L * Q}{\Delta P * A} [D] \quad (10)$$

$$K_{Labs} = \frac{Kurve * \mu_w * L}{A} [D] \quad (11)$$

Q = Strømningsraten [mL/s]

μ_w = Viskositet til saltvann [cP]

L = Kjerneprøvens lengde [cm]

A = Kjerneprøvens areal [cm²]

ΔP = Differansetrykket [bar]

Kurven = Stigningstall [-]

3.2.3 Utvinningsgrad – Drenering og imbibering

Metoden for måling av kjerneprøvenes utvinningsgrad benytter det samme laboratorieoppsettet som ved måling av væskepermeabilitet, og benytter den samme prosedyren for innsetting og klargjøring av kjerneprøvene i Hassler-cellen. Prinsippet for målingen går ut på å måle mengden olje som kan flømmes ut av kjerneprøvene ved hjelp av en saltvannsløsning. Mengden olje som utvinnes ved imbibering vil være et mål på kjerneprøvens utvinningsgrad (OOIP%). Forsøket forutsetter at kjerneprøven er mettet med saltvann og at kjerneprøvenes tørrvekt og våtvekt er kjent for å kunne beregne mengden saltvann som er mettet i prøvene. Derfor ble forsøket gjennomført etter måling av effektiv porøsitet ved metningsmetoden. Måling av kjerneprøvenes utvinningsgrad består av to trinn: drenering og imbibering. Forsøkene ble utført på kjerneprøve 1 og 2 med henholdsvis lavest og høyest absolutt permeabilitet.

I første omgang ble utvinningsgraden målt ved bruk av råolje som strømningsfluid, og deretter ved bruk av Exxsol D-60. Dette krevde at kjerneprøvene måtte renses i henhold til renseprosedyren oppgitt i Kap. 3.1, og videre mettes med saltvann etter gjennomføring av forsøket ved bruk av råolje. Exxsol D-60 er gjennomsiktig og ble av den grunn tilsatt et rødt fargestoff slik at det vil bli lettere å se skillet med saltvannsløsningen ved nivåavlesning.

Drenering

Drenering baserer seg på å flømme kjerneprøven med olje som strømningsfluid, og måle mengden med saltvann som utvinnes. På denne måten kan mengden med olje som erstatter saltvannet i kjerneprøven bestemmes. Forsøket startet med stille alle ventilene knyttet til oljereservoaret, kjerneholderen og avlufting til atmosfære i henhold til lab-prosedyren for forsøket. Fortrengningspumpen ble så skrudd på og satt til å gi en rate på 5 mL/min av olje. Mengden saltvann som ble presset ut av kjerneprøven ble registrert ved fysisk avlesning av et nivåglass, etter periode på ca. 10 minutter for å forsikre at det ikke var mulig å utvinne mer saltvann fra kjerneprøven.

Imbibering

Med en kjent mengde olje inne i kjerneprøven kunne imbibering med saltvann begynne, for å finne mengden olje som utvinnes fra kjerneprøven. For å redusere eventuelle avvik i nivåmålingen forårsaket av olje som befant seg i systemet etter dreneringen, ble alle rørene knyttet til råoljereservoaret demontert og rensert med saltvann før imbiberingen startet.

Imbibering startet med å stille alle ventilene knyttet til saltvannsreservoaret, kjerneholderen og avlufting til atmosfære i henhold til lab-prosedyren for forsøket. Fortrengningspumpen ble så skrudd på og satt til å gi en rate på 5 mL/min av olje. Mengden olje som ble presset ut av kjerneprøven ble videre registrert sammen med trykkdifferansen for hvert minutt i en periode på totalt 6 minutter. Etter 6 minutter ble trykkdifferansen over kjerneprøven konstant, noe som tilsier at strømmingen var i en jevn tilstand. Dette ble også bekreftet ved at det ikke var mulig å utvinne mer olje fra kjerneprøven. Nivåmålingen ble gjennomført ved fysisk avlesing av de 6 reagensrørene.

Mengden olje som ble utvunnet ved imbibering representerer den vannmengden som ble drenert i starten av forsøket. Basert på tidligere erfaringer og teori vil det være vanskelig å utvinne 100% av oljen som befinner seg i kjerneprøven. Av den grunn ble det gjennomført en ny imbibering med saltvannsløsning tilsatt 1% Zalo (surfaktant) som strømningsfluid. Imbiberingen startet med å stenge av ventilene knyttet til saltvannsreservoaret, og åpne ventilene knyttet til reservoaret for saltvann tilsatt såpe. Forsøket ble videre gjennomført på samme måte som ved den opprinnelige imbiberingen.

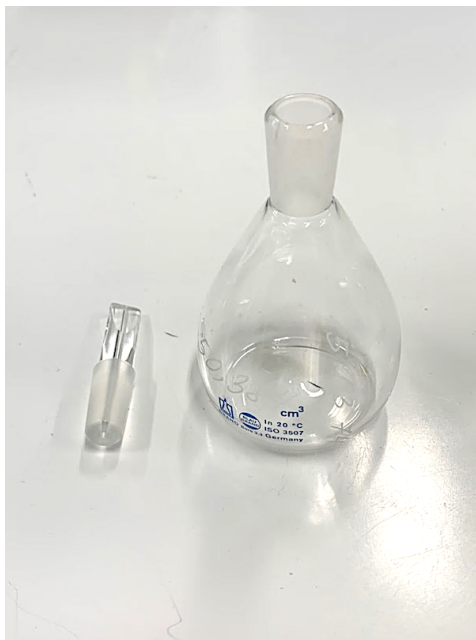
3.3 Kartlegging av fluid egenskaper

Dette kapittelet består av laboratorieforsøk for kartlegging av fluidegenskaper som tetthet, viskositet, overflatespenning og kontaktvinkel for råolje, Exxsol D-60 og saltvann. Kapittelet vil beskrive fremgangsmåten for alle forsøkene, forklaring av apparaturer som ble brukt og hvilke beregninger som ble gjennomført for å komme frem til resultatene.

3.3.1 Tetthet

For kartlegging av fluidenes tetthet ble pyknometer-metoden benyttet. Pyknometeret som vist i figur 18 er et glass med kjent volum. Metoden går ut på å måle vekten til pyknometeret, og videre vekten til pyknometeret fylt med fluidet som skal måles. Når pyknometeret fylles med fluidet, lukkes det med en glasspropp som presser ut overflødig væske fra glasset. Pyknometeret må derfor tørkes godt etter fylling, for å sørge for en presis måling. Differansen mellom de to målingene vil være vekten til fluidet, og med et kjent volum kan tettheten beregnes ved hjelp av formel (12).

$$\text{Tetthet av fluid} = \frac{\text{Vekten til væsken (g)}}{\text{Volumet til væsken (cm}^3\text{)}} \quad (12)$$



Figur 18: Pyknometer

3.3.2 Viskositet

Kartlegging av fluidenes viskositet ble gjennomført ved bruk av et kapillært viskosimeter og et roterende viskosimeter (Brookfield). Kapillært viskosimeter er best egnet for fluid med lav viskositet, og ble derfor benyttet for måling av saltvannsløsningen og Exxsol D-60. Roterende viskosimeter er best egnet for fluider med høyere viskositet, og ble derfor benyttet for måling av råoljen.

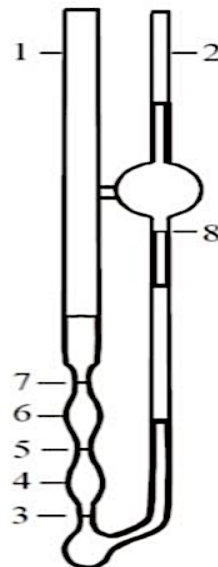
Kapillært viskosimeter

Prinsippet for måling av viskositet ved bruk av et kapillært viskosimeter (figur 19) baserer seg på tiden ett fluid bruker på å strømme fra et punkt til et annet, som et mål for å beregne den kinematiske viskositeten. Størrelsen på kapillærrøret som benyttes i forsøket er avhengig tykkelsen til fluidet som måles. Basert på tidligere erfaringer ble kapillærrør nr. 50 brukt for måling av både saltvann og Exxsol D-60. For målingene ble det brukt separate kapillærrør for å unngå eventuelle avvik forårsaket av kontaminasjon.

Forsøket startet med å fylle kapillærrøret med fluidet som skal måles ved punkt 2 som illustrert i figur 19, ved hjelp av vakuüm fra en pipette som ble festes ved punkt 1. Røret ble fylt opp til punkt 8, før det ble snudd og festet til et stativ som vist i figur 20. Videre ble tiden fluidet brukte på å strømme fra punkt 3-5 (K1) og 5-7 (K2) målt.



Figur 19: Stativ med kapillærrør



Figur 20: Skjematisk tegning av kapillærrøret (14)

For å beregne fluidets kinematiske viskositet ble tidene for K1 og K2 multiplisert med en kalibreringskonstant for begge tidsintervallene, som er gitt for det aktuelle kapillærrøret som ble brukt. I tillegg blir det foretatt en Hagenbach-korreksjon dersom tidene ble på under 400 sekunder. Kalibreringskonstantene og Hagenbach-korreksjonsfaktor brukt for målingen av saltvann og Exxsol D-60 er gitt i tabell 1.

Tabell 1: Kalibreringskonstant og Hagenbach faktor

Fluid	Hagenbach faktor (ϑ) [-]		Kalibreringskonstant for kapillær rør nr. 50 (C) [mm^2/s^2]	
	K ₁	K ₂	K ₁	K ₂
Saltvann	0,08	0,04	0,003589	0,002699
Exxsol D-60	0	0	0,003619	0,002714

Beregning av den kinematiske viskositeten er gitt ved formel (13). Resultatet ble to verdier for fluidets viskositet for tidspunktene K1 og K2. Dette ble videre omgjort til dynamisk viskositet ved å multiplisere gjennomsnittsverdien av disse med tettheten til fluidet, som vist i formel (14).

$$\nu = C(t - \vartheta) \quad (13)$$

$$\eta = \nu * \rho \quad (14)$$

ν = Kinematisk viskositet [cSt]

C = Kalibreringskonstant [mm^2/s^2]

t = Fluidets strømningstid [s]

ϑ = Hagenbach korreksjonen [-]

η = Dynamisk viskositet [cP]

ρ = Fluidets tetthet [g/cm^3]

Roterende viskosimeter

Prinsippet for måling av viskositet ved bruk av et roterende viskosimeter (Brookfield) baserer seg på rotasjon av et føleelement i form av en spindel nedsenket i fluidet som skal testet. Dreiemomentet som er nødvendig for å overvinne fluidets viskøse motstand skapt av den induerte bevegelsen, vil være et mål for fluidets kinematiske viskositet.

Forsøket startet med å velge en type spindel som er hensiktsmessig å benytte for råolje. Basert på erfaring og kunnskap om fluidets tetthet ble det valgt å bruke spindel nr. 18, som vist i figur 22. Råoljen ble så fylt i en kobberbeholder og spindelen ble videre nedsenket i denne som vist i figur 21. Viskosimeteret ble så justert i ett horisontalt vater, for å sikre at instrumentet gir nøyaktige målinger. Det ble så gjennomført fem målinger ved ulike rotasjonshastigheter på forholdsvis 60, 90, 100, 120 og 160 RPM. Registrering av målingene ble gjort når verdiene for hver måling ble stabilisert, samt når en prosentvis nøyaktighet tilsvarte en verdi i område 10-30%. Råoljens kinematiske viskositet ble deretter bestemt ved å beregne gjennomsnittsverdien fra de fem målingene.



Figur 21: Rotasjonsviskosimeteret (Brookfield)



Figur 22: Spindel nr. 18

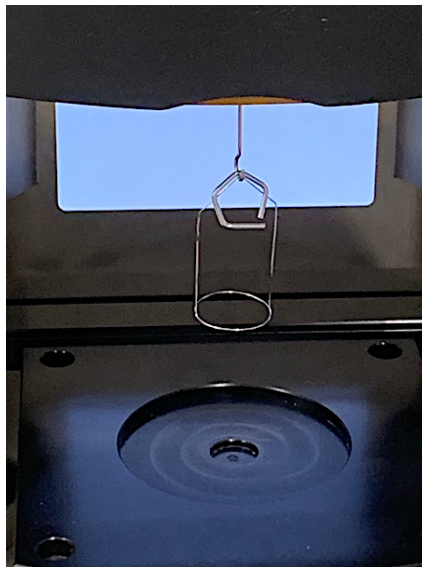
3.3.3 Overflatespenning

For kartlegging av fluidenes overflatespenning til luft ble det brukt en Du Noüy ringtensiometer (Lauda TD-3), som vist i figur 23. Prinsippet for målingen baserer seg på å måle den nødvendige kraften som må til for å heve en platinum ring som er nedsenket i fluidet som måles. Denne kraften vil være et mål som instrumentet benytter for beregning av overflatespenningen.

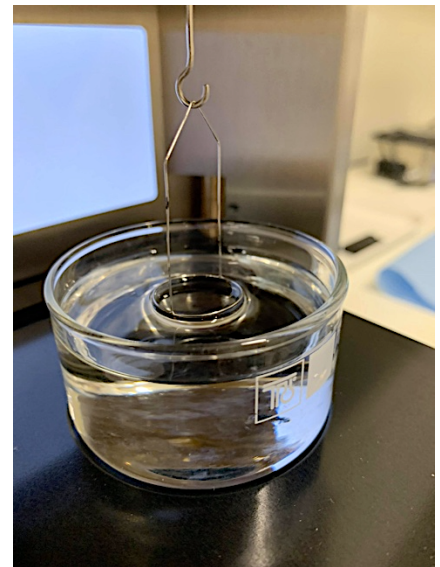
Forsøkene startet med å nullstille instrumentet ved å feste en kalibrerings ring på 500 mg sammen med platinumringen på tensiometeret som vist i figur 24. Etter kalibreringen ble kalibreringsringen fjernet, og omtrent 50 mL med fluidet ble fylt i et begerglass under platinumringen. Før selve målingen ble verdier for tetthetsforskjellen mellom fluidet og luft, samt ønsket standardavvik på 0.30 mN/m plottet inn i displayet på instrumentet. Tensiometeret startet utførelsen av målingene ved å heve bordet med begerglasset opp mot platinumringen slik at denne ble nedsenket i fluidet. Videre ble bordet senket for å måle kraften som måtte til for å heve ringen, som vist i figur 25. Tensiometeret utførte automatisk 3-5 målinger for hvert fluid for å oppnå verdier for overflatespenningen med ønsket nøyaktigheten.



Figur 23: Platinum ringtensiometer (LAUDA TD 3)



Figur 24: Platinumring med 500 mg ring.

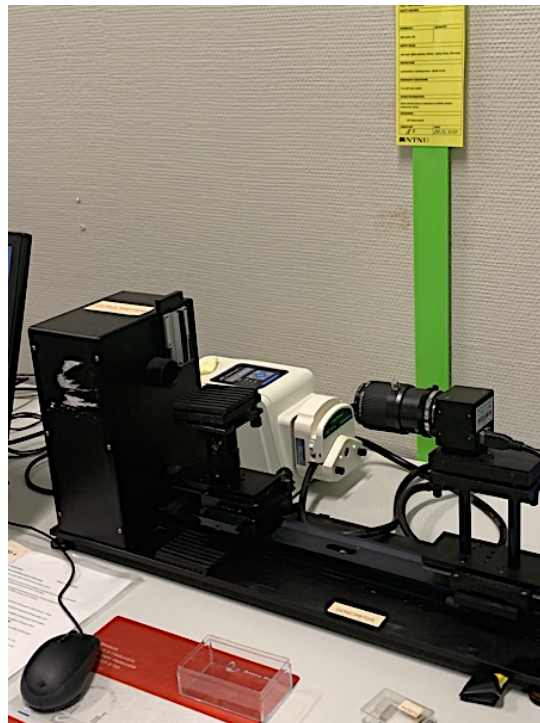


Figur 25: Utførelse av forsøk

3.3.4 Kontaktvinkel

For kartlegging av fluidenes kontaktvinkel i dråpeform ble det benyttet et goniometer (Theta) som vist i figur 26. Testingen av kontaktvinkel ble gjort på et utsnitt fra en Berea-bergart. Testingen kunne også blitt gjort på glass og/eller skifer. Det ble valgt å benytte seg av Berea-utsnittene da dette i best mulig grad presenterer de 4 kjerneprøvene. Prinsippet for målingen går ut på at goniometeret tar et bilde av dråpen for å beregne kontaktvinkelen som er et mål for bergartens fuktgenskaper. Beregningen av kontaktvinkelen blir gjort ved bruk av goniometerets programvare som måler dråpens høyde og bredde.

Kontaktvinklene som ble målt var for dråper av saltvann i Exxsol D-60, og for dråper av råolje og Exxsol D-60 i saltvann. Som underlag for dråpene ble det benyttet et rektangulært bergartsstykke (plate) av Berea. Dette underlaget ble plassert i en beholder og videre fylt med saltvann eller Exxsol D-60 ut ifra hvilke dråper som ble målt. Dråpene av saltvann ble plassert på oversiden av steinen ved hjelp av en sprøyte og nål, mens dråpene av råolje og Exxsol D-60 ble plassert under steinen for å unngå at de skulle stige til overflaten, da disse har en lavere tetthet enn fyllvæsken (saltvann). Berea-bergarten ble plassert på to muttere for at dette skulle være mulig. Etter dette ble det tatt bilder ved bruk av goniometeret, som videre beregnet kontaktvinkelen for høyre og venstre side av dråpene.



Figur 26: Goniometer (Theta)

4 RESULTATER

4.1 Kjerneprøvenes egenskaper

4.1.1 Effektiv porøsitet – Heliumsmetoden

Tabell 2 viser at kjerneprøve 1 har høyest effektiv porøsitet og kjerneprøve 4 har lavest.

Tabell 2: Effektiv porøsitet (Heliumsmetoden)

Kjerneprøve	Lengde [mm]	Diameter [mm]	V ₂ [cm ³]	V ₁ [cm ³]	Steinvolum V _k [cm ³]	Bulkvolum V _b [cm ³]	Porevolum V _p [cm ³]	Effektiv porøsitet (%)
1	50,63	37,80	24,30	68,00	43,70	56,82	13,12	23,09
2	39,03	37,93	26,00	61,00	35,00	44,10	9,10	20,64
3	45,03	37,41	21,40	61,00	39,60	49,50	9,90	19,99
4	45,41	38,24	25,10	68,00	42,90	52,15	9,25	17,74

4.1.2 Effektiv porøsitet - Metningsmetoden

Tabell 3 viser at kjerneprøve 1 har høyest effektiv porøsitet og kjerneprøve 3 har lavest.

Tabell 3: Effektiv porøsitet (Metningsmetoden)

Kjerneprøve	Tørrvekt [g]	Våtvekt [g]	Δvekt [g]	Bulkvolum V _b [cm ³]	Tetthet saltvann [g/cm ³]	Effektiv porøsitet (%)
1	118,49	130,44	11,95	56,82	$\rho = 1,019$	20,65
2	92,87	123,30	30,43	44,10		19,68
3	106,51	115,31	8,80	49,50		17,45
4	113,91	123,30	9,39	52,15		17,67

4.1.3 Effektiv porøsitet – Sammenlikning

Diagram 1 viser at porøsiteten ved heliumsmetoden er høyere enn porøsiteten ved metningsmetoden, for alle kjerneprøvene.

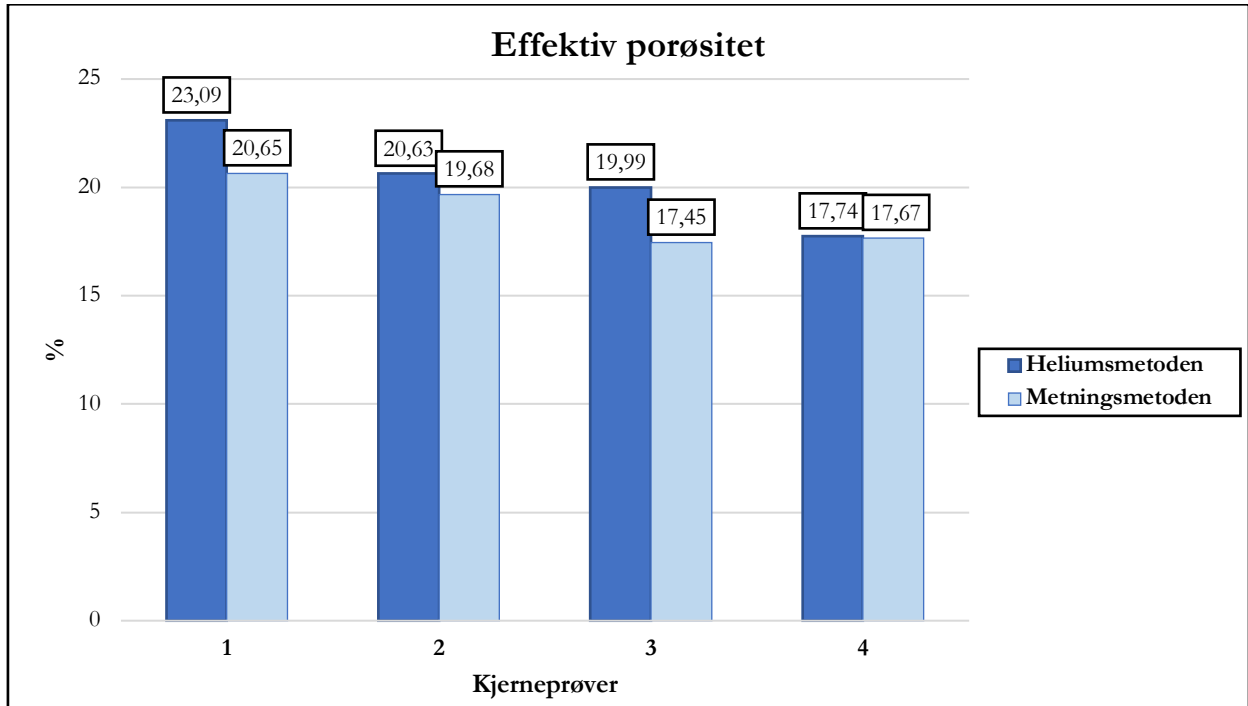


Diagram 1: Effektiv porøsitet – sammenlikning av metoder

4.1.4 Absolutt permeabilitet - Luftpermeabilitet

Resultatene for luftpermeabilitet hos kjerneprøvene er gitt i tabell 4, 5, 6 og 7. Tabellene viser at lavere trykkintervall gir høyest permeabilitet hos kjerneprøvene.

Tabell 4: Absolutt luftpermeabilitet – Kjerneprøve 1

Kjerneprøve 1							
P ₁ [bar]	P ₂ [bar]	P _m = (P ₁ +P ₂)/2	1/P _m	P ₁ ² -P ₂ ²	Q [L/min]	Q [cm ³ /s]	k [mD]
1,2	1,0	1,1	0,91	0,44	0,59	9,83	360,97
1,4	1,2	1,3	0,77	0,52	0,66	11,00	341,67
1,6	1,4	1,5	0,67	0,60	0,71	11,83	318,55
1,8	1,6	1,7	0,59	0,68	0,76	12,67	300,86

Tabell 5: Absolutt luftpermeabilitet – Kjerneprøve 2

Kjerneprøve 2							
P ₁ [bar]	P ₂ [bar]	P _m = (P ₁ +P ₂)/2	1/P _m	P ₁ ² -P ₂ ²	Q [L/min]	Q [cm ³ /s]	k [mD]
1,1	1,0	1,05	0,95	0,21	1,00	16,67	981,42
1,2	1,1	1,15	0,87	0,23	1,05	17,50	940,88
1,3	1,2	1,25	0,80	0,25	1,10	18,33	906,83
1,4	1,3	1,35	0,74	0,27	1,15	19,17	877,83

Tabell 6: Absolutt luftpermeabilitet – Kjerneprøve 3

Kjerneprøve 3							
P₁ [bar]	P₂ [bar]	P_m = (P₁+P₂)/2	1/P_m	P₁²-P₂²	Q [L/min]	Q [cm³/s]	k [mD]
1,2	1,0	1,1	0,91	0,44	1,46	24,33	811,09
1,4	1,2	1,3	0,77	0,52	1,61	26,83	756,82
1,6	1,4	1,5	0,67	0,60	1,71	28,50	696,65
1,8	1,6	1,7	0,59	0,68	1,85	30,83	665,01

Tabell 7: Absolutt luftpermeabilitet – Kjerneprøve 4

Kjerneprøve 4							
P₁ [bar]	P₂ [bar]	P_m = (P₁+P₂)/2	1/P_m	P₁²-P₂²	Q [L/min]	Q [cm³/s]	k [mD]
1,2	1,0	1,1	0,91	0,44	1,07	17,83	562,98
1,4	1,2	1,3	0,77	0,52	1,21	20,17	548,96
1,6	1,4	1,5	0,67	0,60	1,29	21,50	507,22
1,8	1,6	1,7	0,59	0,68	1,38	23,00	478,77

Diagram 2 illustrerer permeabiliteten for hvert trykkintervall, og permeabilitetenes prognose med skjæringspunktet i y-aksen. Dette gir kjerneprøvenes absolute permeabilitet, basert på Klinkenberg-korreksjonen.

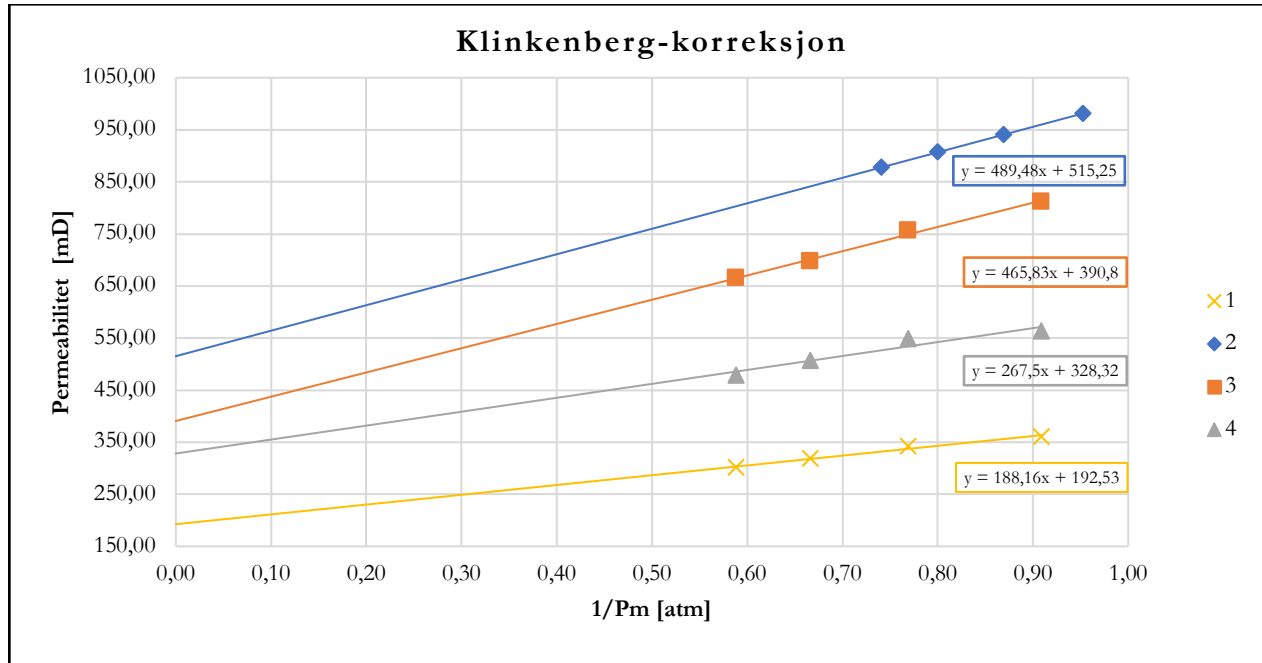


Diagram 2: Luftpermeabilitet – Klinkenberg korreksjon

Tabell 8 viser absolutt luftpermeabilitet etter Klinkenberg korreksjon. Tabellen viser at den absolute væskepermeabiliteten er høyest for kjerneprøve 2 og lavest for kjerneprøve 1.

Tabell 8: Absolutt luftpermeabilitet etter Klinkenberg korreksjon

Kjerneprøve	1	2	3	4
Luftpermeabilitet [mD]	192,53	515,25	390,80	328,32

4.1.5 Absolutt permeabilitet – Væskepermeabilitet

Resultatene for absolutt væskepermeabilitet hos kjerneprøvene er gitt i tabell 9, 10, 11 og 12. Tabellene viser at væskepermeabiliteten for de ulike kjerneprøvene er relativt lik ved de to strømningsratene.

Tabell 9: Strømningsrate, trykkdifferanse og væskepermeabilitet – Kjerneprøve 1

	Q [mL/min]	Q [mL/s]	ΔP [bar]	ΔP [atm]	K_{abs} [mD]
Kjerneprøve 1	8	0,133	0,360	0,355	162,540
	10	0,167	0,440	0,434	166,230

Tabell 10: Strømningsrate, trykkdifferanse og væskepermeabilitet – Kjerneprøve 2

	Q [mL/min]	Q [mL/s]	ΔP [bar]	ΔP [atm]	K_{abs} [mD]
Kjerneprøve 2	8	0,133	0,070	0,069	639,99
	10	0,167	0,090	0,089	622,21

Tabell 11: Strømningsrate, trykkdifferanse og væskepermeabilitet – Kjerneprøve 3

	Q [mL/min]	Q [mL/s]	ΔP [bar]	ΔP [atm]	K_{abs} [mD]
Kjerneprøve 3	8	0,133	0,150	0,148	354,220
	10	0,167	0,180	0,178	368,980

Tabell 12: Strømningsrate, trykkdifferanse og væskepermeabilitet – Kjerneprøve 4

	Q [mL/min]	Q [mL/s]	ΔP [bar]	ΔP [atm]	K_{abs} [mD]
Kjerneprøve 4	8	0,133	0,160	0,158	319,580
	10	0,167	0,200	0,197	321,840

Diagram 3 illustrerer den volumetriske strømningsraten opp mot trykkdifferansen over kjerneprøvene for de to målingene. Kurven til kjerneprøve 2 har høyest stigningstall, og kjerneprøve 1 har lavest.

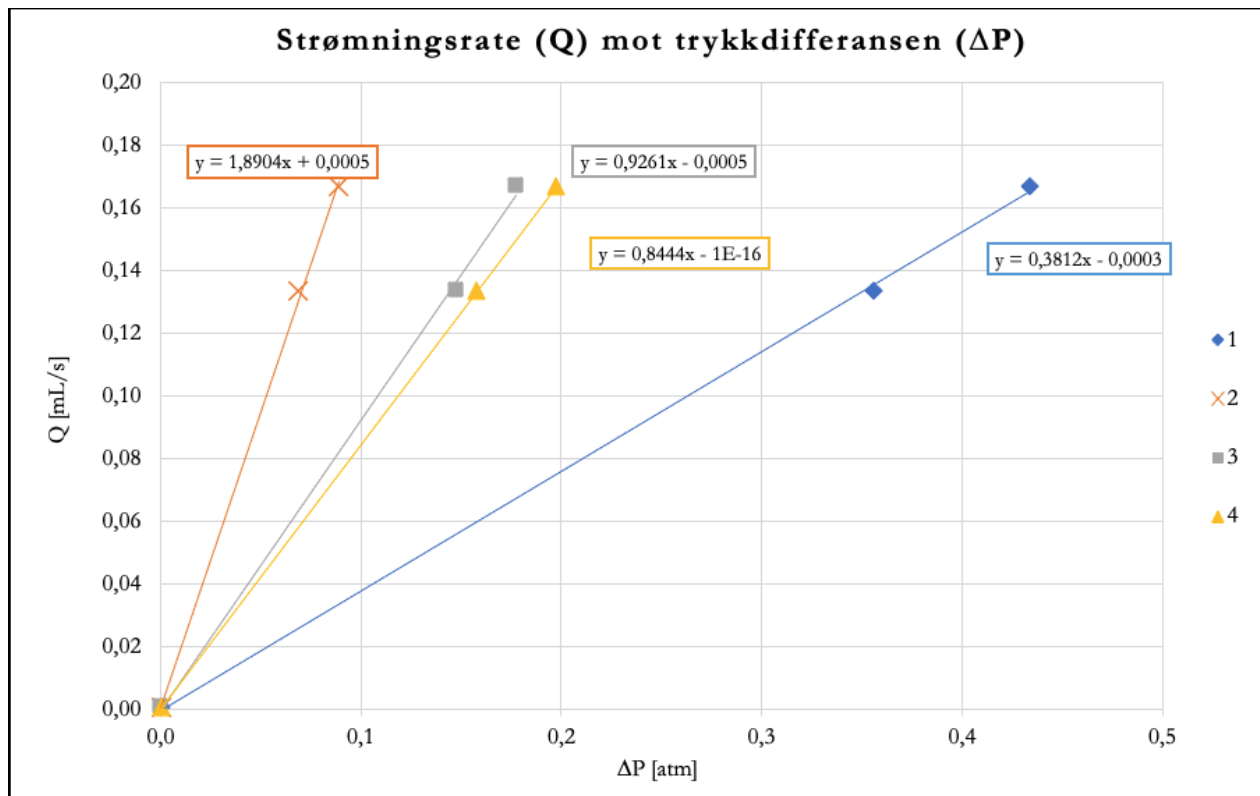


Diagram 3: Strømningsrate - trykkdifferanse

Tabell 13 viser gjennomsnittlige væskepermeabilitet for de ulike kjerneprøvene. Tabellen viser at den absolutte væskepermeabiliteten er høyest for kjerneprøve 2 og lavest for kjerneprøve 1.

Tabell 13: Absolutt væskepermeabilitet

Kjerneprøve	1	2	3	4
Væskepermeabilitet [mD]	165,10	626,86	364,22	320,51

4.1.6 Absolutt permeabilitet - Sammenlikning

I diagram 4 observeres det at absolutt luftpermeabilitet er generelt høyere enn absolutt væskepermeabilitet for alle kjerneprøver. Unntaket er ved kjerneprøve 2, hvor væskepermeabiliteten er høyere.

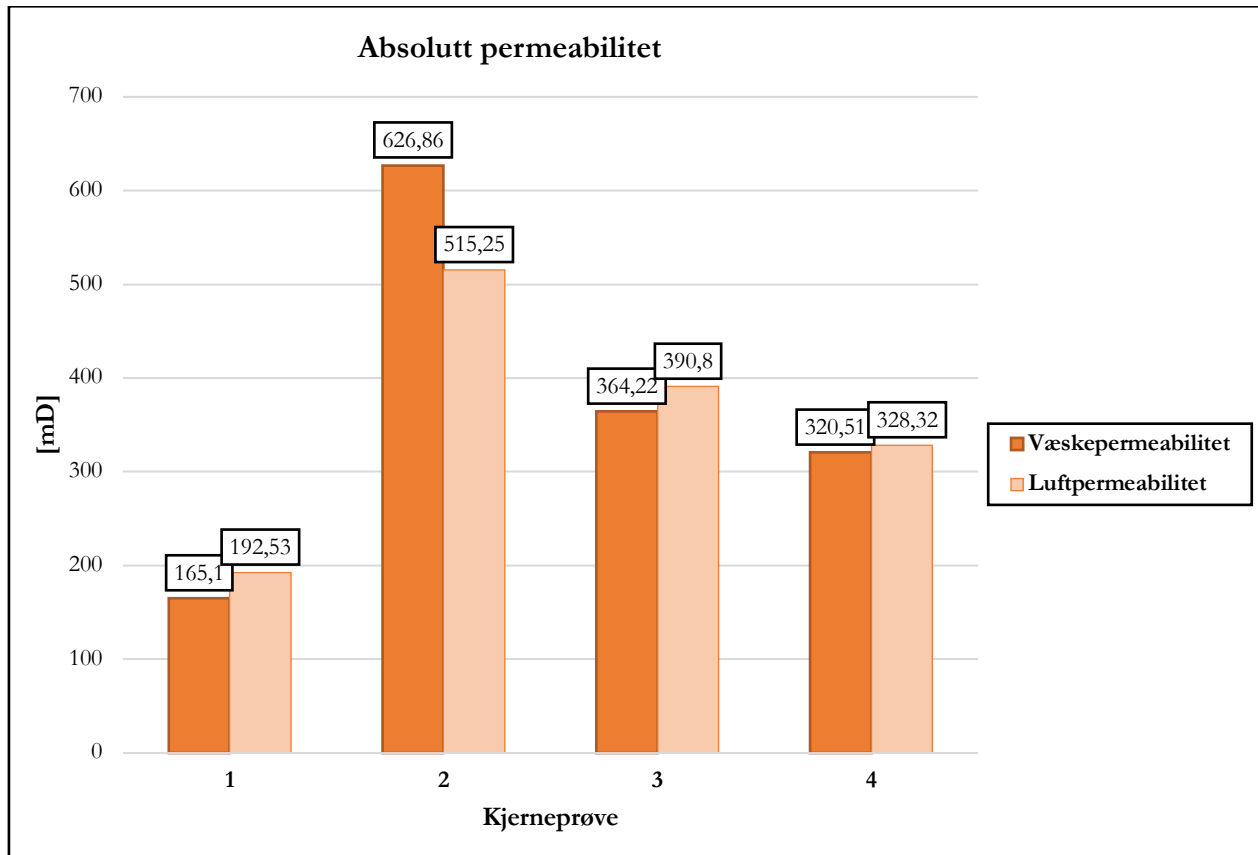


Diagram 4: Absolutt permeabilitet – sammenlikning av metoder

4.1.7 Utvinningsgrad– Drenering og imbibering

Drenering

Det totale volumet av saltvann og råolje for kjerneprøve 1 og kjerneprøve 2, etter drenering er gitt i tabell 14. Tabellen viser at volumet av råolje i de individuelle kjerneprøvene er større enn volumet av Exxsol D-60.

Tabell 14: Drenering

Kjerneprøve	Råolje		Exxsol D-60	
	1	2	1	2
Saltvann i prøven [mL]	3,72	1,74	5,32	2,29
Olje i prøven [mL]	8,00	6,90	6,10	6,00

Imbibering

Tabell 15 viser volumet av utvunnet olje og differansetrykket over kjerneprøvene ved imbibering med saltvannsløsning. For kjerneprøve 1 ble det utvunnet mer råolje enn Exxsol D-60, og for kjerneprøve 2 ble utvunnet mer Exxsol D-60 enn råolje. Kjerneprøve 1 har også et høyere differansetrykk sammenlignet med kjerneprøve 2. Tabellen viser også volumet av utvunnet olje ved imbibering med saltvannsløsning tilsatt såpe-surfaktant. Her er effekten størst for imbibering av råolje, mens effekten for imbibering av Exxsol D-60 er lavere. Ved imbibering med såpe-surfaktant ble det observert en tyktflytende skumdannelse i volumet av utvunnet av Exxsol D-60. Det ble også observert en skumdannelse ved imbibering av råolje, men denne var betydelig tynnere og forsvant etter relativt kort tid.

Tabell 15: Imbibering av råolje og Exxsol D-60

Imbibering	Råolje				Exxsol D-60			
	Kjerneprøve 1		Kjerneprøve 2		Kjerneprøve 1		Kjerneprøve 2	
Tid [min]	ΔP [bar]	Volum [mL]	ΔP [bar]	Volum [mL]	ΔP [bar]	Volum [mL]	ΔP [bar]	Volum [mL]
1	0,66	1,80	0,21	2,00	0,41	1,70	0,18	3,20
2	0,88	1,40	0,27	2,70	0,70	1,50	0,26	2,30
3	1,05	1,90	0,30	0,10	1,05	1,30	0,25	0,40
4	1,34	1,00	0,33	0,60	1,34	0,50	0,24	0,00
5	1,47	0,00	0,34	0,00	1,41	0,30	0,23	0,00
6	1,48	0,00	0,34	0,00	1,42	0,00	0,23	0,00
Sum		6,10		5,40		5,3		5,90
Imbibering med såpe		2,70		2,10		0,01		0,40
Total sum		8,80		7,50		5,31		6,30

Diagram 5 viser volumet av utvunnet olje ved imbibering som en prosentandel av volumet av olje som befant seg i kjerneprøvene etter drenering (OOIP%). Utvinningsgraden er høyere for kjerneprøvene når Exxsol D-60 ble brukt som strømningsfluid.

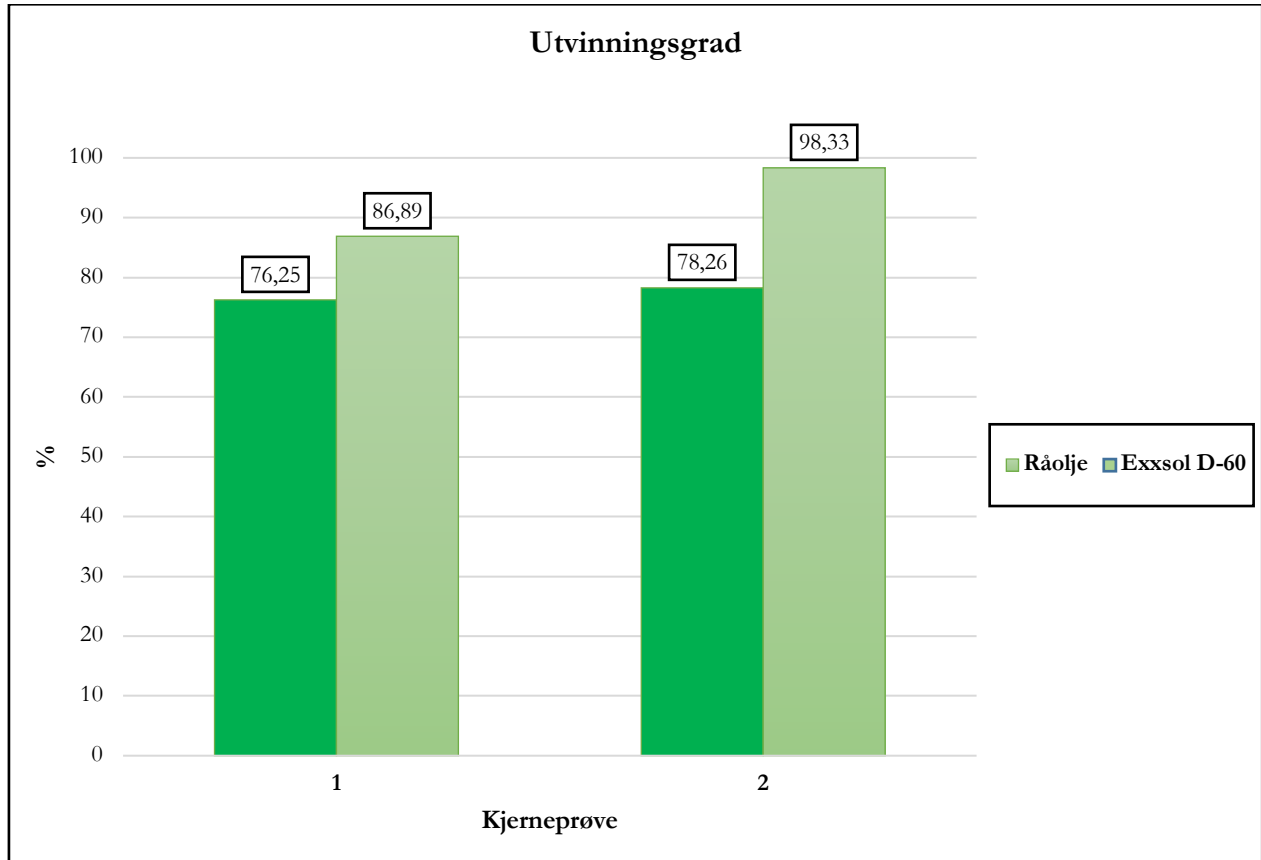


Diagram 5: Utvinningsgrad av olje – OOIP %

Tabell 16 viser det totale avviket mellom volumet av olje fra imbibering med saltvannsløsning og saltvannsløsning tiltatt såpe-surfaktant, opp mot volumet av olje som befant seg i kjerneprøvene etter drenering. Avviket oppsto for alle kjerneprøvene, med unntak av kjerneprøve 1 for imbibering av Exxsol D-60.

Tabell 16: Imbibering med saltvannsløsning tilsatt såpe

	Råolje		Exxsol D-60	
Kjerneprøve	1	2	1	2
Volum etter drenering[mL]	8,00	6,90	6,10	2,29
Sum imbibering [mL]	8,80	7,50	5,31	6,30
Totalt avvik [%]	10,00	8,70	0,00	5,00

4.2 Fluidegenskaper

4.2.1 Fluidtetthet - Pyknometermetoden

Fluidtettheten til reservoarfluidene er vist i tabell 17. Det observeres at saltvann har høyest tetthet av de tre fluidene, og at råolje har høyere tetthet enn Exxsol D-60.

Tabell 17: Tetthetsverdier av fluider

Fluid	Vekt [g]	Volum [cm ³]	Tetthet [g/cm ³]
Saltvann	51,363	50,420	1,019
Exxsol D-60	39,583	50,420	0,785
Råolje	42,716	50,253	0,850

4.2.2 Viskositet - Kapillærrør

Den dynamiske viskositeten til saltvann og Exxsol D-60 bestemt ved bruk av kapillærrør, er gitt i tabell 18. Her observeres det at Exxsol D-60 har den høyest viskositet på 1,335 cP.

Tabell 18: Viskositet av saltvann og Exxsol D-60

Fluider	K ₁ [s]	K ₂ [s]	Kinematisk viskositet, k ₁	Kinematisk viskositet, k ₂	Kinematisk viskositet gjennomsnitt [cST]	Dynamisk viskositet [cP]
Saltvann	262,450	349,600	0,942	0,943	0,943	0,960
Exxsol D-60	471,000	633,000	1,690	1,710	1,700	1,335

4.2.3 Viskositet - Rotasjonsviskosimeter

Fra rotasjonsviskosimeter ble den dynamiske viskositeten til råolje målt til å være 6.688 cP, som vist i tabell 19.

Tabell 19: Viskositet til råolje, fart til spindel i rpm, viskositet, og prosentvis nøyaktighet

Fart [rpm]	60	90	100	120	160	
Viskositet [cP]	6,850	6,650	6,780	6,530	6,630	Gjennomsnitt: 6,688
Prosentvis nøyaktighet (%)	13,6	20,0	22,5	26,5	35,4	

4.2.4 Viskositet - Sammenlikning

Diagram 6 viser reservoarfluidenes viskositet. Her observeres det at råoljens viskositet er høyere enn viskositeten til saltvann og Exxsol D-60.

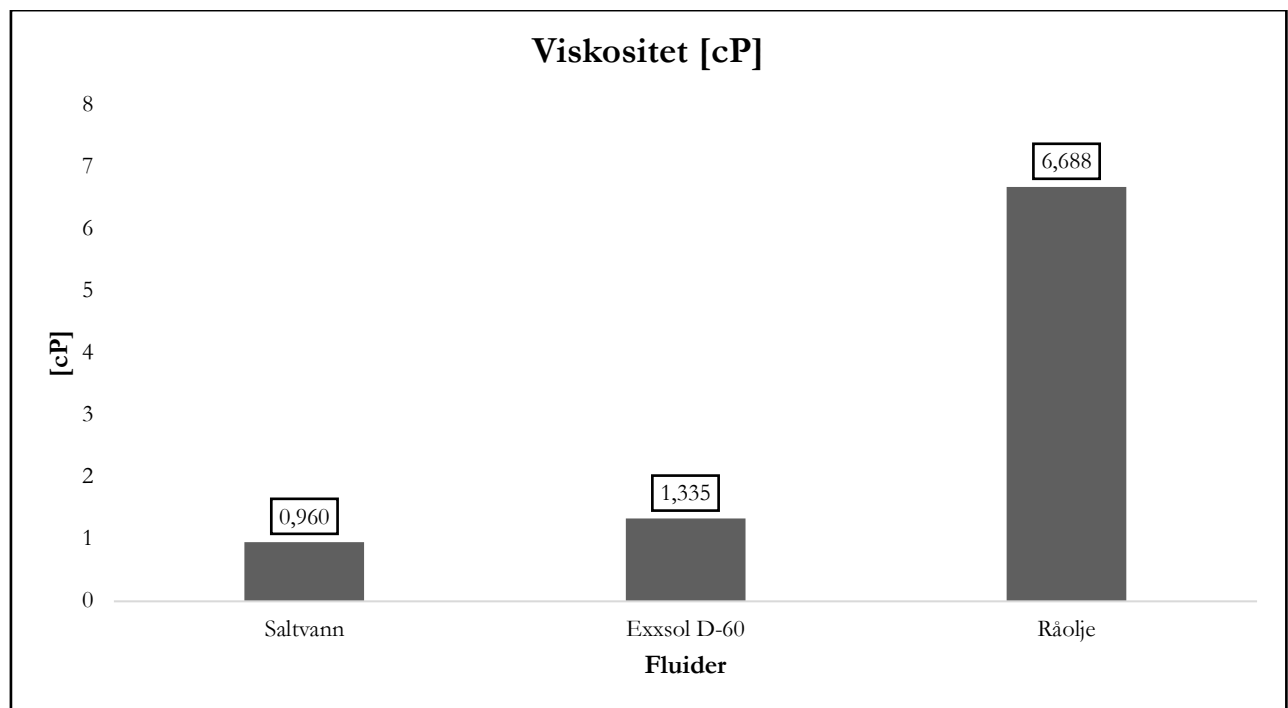


Diagram 6: Sammenlikning av fluidenes dynamiske viskositeter

4.2.5 Overflatespenning – Du Noüy ringtensiometer

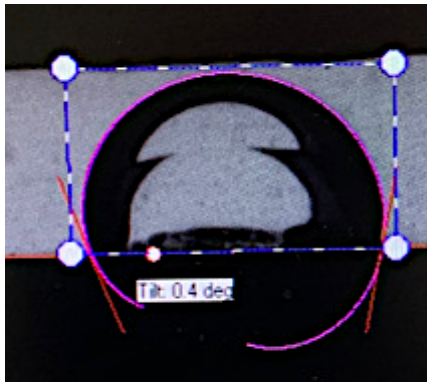
Tabell 20 viser at saltvannsløsningen har høyest overflatespenning, og at Exxsol D-60 og råolje har relativt lik overflatespenning.

Tabell 20: Overflatespenningen til fluidene

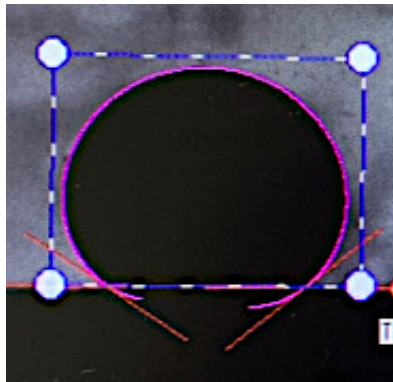
Fluid	Tid brukt [s]	Kraft (mg)	Overflatespenning [mN/m]
Saltvann	31	921,0	69,71
Exxsol D-60	22	337,0	24,28
Råolje	30	358,4	25,81

4.2.6 Kontaktvinkel - Goniometer

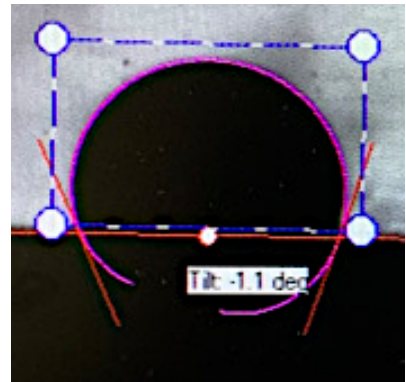
Figur 27, 28 og 29 viser dråper av henholdsvis saltvann, råolje og Exxsol D-60 fra goniometeret:



Figur 27: Dråpe av saltvann i Exxsol D-60



Figur 28: Dråpe av råolje i saltvann



Figur 29: Dråpe av Exxsol D-60 i saltvann

Tabell 21 viser de ulike vinkelklassene i form av fargekoder.

Tabell 21: Vinkelklasser

Vinkelklasse	$\theta < 62^\circ$ = vann-våt	$62^\circ < \theta < 133^\circ$ = mellom-våt	$\theta > 133^\circ$ = olje-våt
Fargekode			

Tabell 22 viser fluidene kategorisert innenfor de ulike vinkelklassene. Her observeres det at Berea-bergarten i kontakt med saltvann og Exxsol D-60 ligger innenfor vinkelklassen mellom-våt, mens råolje og saltvann ligger innenfor vinkelklassen olje-våt.

Tabell 22: Fluidenes ulike vinkelklasser

Fluider	Venstre vinkel (θ_1)	Høyre vinkel (θ_2)
Saltvann	111,12°	101,56°
Råolje	146,97°	141,10°
Exxsol D-60	114,65°	108,02°

5 DISKUSJON

5.1 Effektiv porøsitet

Sammenlikningen av helium- og metningsmetodene illustrert i diagram 1, viser at kjerneprøve 1 har høyest porøsitet. Kjerneprøven med lavest porøsitet er usikker fordi heliumsmetoden antyder til kjerneprøve 4, mens metningsmetoden antyder til kjerneprøve 3. Fremgangsmåten for å finne kjerneprøven med lavest porøsitet kan gjøres ved å ta gjennomsnittsverdien fra kjerneprøve 3 og 4 for begge porøsitetsmetodene. Gjennomsnittsverdien for kjerneprøve 3 er lavere enn for 4, som gir grunnlag for å kunne konstatere at kjerneprøve 4 har lavest porøsitet.

Porøsitetsmetodene fremviser forholdsvis like verdier, men viser noe høyere verdier for heliumsmetoden. Det høyeste avviket observeres hos kjerneprøve 3 på 2,54%, vist i diagram 1. Årsaken til at avviket mellom metodene kan forklares ved at heliumsmetoden benytter helium gass som lettere trenger seg inn i kjerneprøvens små porer og dermed utnytter et større volum sammenlignet med saltvannet ved metningsmetoden, som har en høyere fluidtetthet. Avviket mellom metodene kan også forklares ved at vakuumpumpen i metningsmetoden kun genererte et undertrykk på 100mbar. Dersom pumpen hadde oppnådd et fullstendig vakuum, kunne dette ha ført til et større volum av saltvann i kjerneprøvene og dermed høyere effektiv porøsitet.

Kjerneprøvene har en effektiv porøsitet som anses å være gunstig for oppbevaring av olje og gass (opp mot 25 %). Fra et produksjonsperspektiv kan det være nyttig å undersøke hvordan kjerneprøvenes porøsitet påvirker permeabiliteten. Ved å sammenligne kjerneprøvenes absolutte permeabilitet og effektive porøsitet observeres det at porøsiteten til en bergart har lite om dens permeabilitet. Dette gjelder spesielt for kjerneprøve 1 som har den høyeste effektive porøsiteten og den laveste absolutte permeabiliteten. Dette tilsier at kjerneprøvens sammenkoblede porer og dens utforming kan gi en mer nøyaktig indikasjon på permeabiliteten.

5.2 Absolutt permeabilitet

Tabell 4, 5, 6 og 7 viser resultatene for absolutt luftpermeabilitet, og viser at lavest trykkintervall gir høyest permeabilitet for alle kjerneprøvene. Dette bekrefter Klinkenbergeffekten og teorien om et lavere gjennomsnittstrykk gir en økning i strømningshastigheten og strømningsraten (høyere permeabilitet). Resultatene for absolutt væskepermeabilitet gitt i tabell 9, 10, 11 og 12 viser at permeabiliteten er relativt lik for begge strømningsratene. Dette er forventet da differansetrykket over kjerneprøvene stiger som funksjon av økt strømningsrate.

Fra diagram 4 observeres det at kjerneprøven med høyest permeabilitet er kjerneprøve 2, mens kjerneprøven med lavest permeabilitet er kjerneprøve 1. Resultatene antyder at kjerneprøve 2 har mer optimale formasjoner, størrelser og retninger på porene for strømning, sammenliknet med kjerneprøve 1. Sammenlikning av resultatene for absolutt væske- og luftpermeabilitet illustrert i diagram 4, viser at luftpermeabiliteten er høyere enn væskepermeabiliteten. Dette er forventet da luft lettere oppnår 100% metning, og fyller porekanalene i en større grad enn saltvann ved væskepermeabilitet, grunnet en lavere tetthet. Unntaket er for kjerneprøve 2, hvor væskepermeabilitet er høyere enn luftpermeabiliteten. Avviket mellom luft- og væskepermeabilitet for kjerneprøve 2 er skiller seg ut på flere måter. Først og fremst fordi dette er det eneste tilfellet hvor kjerneprøvens væskepermeabilitet er høyere enn luftpermeabiliteten, men også fordi spranget mellom dem er forholdsvis stort.

Det ble brukt et lavere differansetrykk ved måling av luftpermeabilitet for kjerneprøve 2, da denne har en høy permeabilitet. Dette ble gjort grunnet et høyere differansetrykk resulterte i lave og upålitelige verdier sammenliknet med væskepermeabiliteten. Ved å benytte et lavere differansetrykk ble dette avviket redusert, men fortsatt tilstedeværende. Det reduserte differansetrykket kan dermed utelukkes som hovedårsaken til det store avviket.

Den høypermeable kjerneprøven er sensitiv for trykkjusteringer, noe som medfører at en unøyaktig trykkdifferanse vil gi relativt store avvik for strømningsraten. De digitale trykkmålerne som ble benyttet ved måling av luftpermeabilitet oppgir trykket i bar, med en nøyaktighet på to desimaler. Ved måling av luftpermeabilitet for kjerneprøve 2 kunne ventilene til kjerneholderen justeres innenfor de gitte trykkintervallene, og fortsatt gi ulike strømningsrater. Dette antyder at trykkmåler med 2 desimalers nøyaktighet er utilstrekkelig for måling av luftpermeabilitet for høypermeable kjerneprøver. En nøyaktighet på tre eller flere desimaler er til å foretrekke for mer presise målinger.

5.3 Utvinningsgrad

Tabell 14 viser at volumet av råolje i kjerneprøvene er større enn volumet av Exxsol D-60, etter drenering. Forskjellen er størst for kjerneprøve 1, som også er prøven med lavest absolutt permeabilitet. Årsaken til dette kan forklares ved at Berea-bergarten i kontakt med saltvann og råolje er sterk olje-våt. Dette fører til at saltvannet i større grad plasserer seg sentrert i kjerneprøvens porer, noe som medfører en høyere relativ permeabilitet for saltvannsløsningen. Resultatet er en høyere mengde råolje i kjerneprøvene etter drenering, da råoljen erstatter volumet av saltvannet som presses ut. En sterk olje-våt bergart vil også gi en redusert relativ permeabilitet for olje. Dette bekreftes av verdiene i diagram 5, som viser at kjerneprøve 1 har lavere relativ permeabilitet for råolje, sammenlignet med relativ permeabilitet for Exxsol D-60.

Diagram 5 viser at imbiberingen med Exxsol D-60 for begge kjerneprøvene gir høyest utvinningsgrad. Årsaken til dette kan forklares ved at Berea-bergarten er mellom-våt når den er i kontakt med saltvann og Exxsol D-60, som medfører en høyere relativ permeabilitet for olje. Videre kan også fluidets lave viskositet være en avgjørende faktor, da dette fører til en redusert strømningsmotstand gjennom kjerneprøven sammenlignet med råolje. Kjerneprøve 2 høyest utvinningsgrad sammenlignet med kjerneprøve 1 for imbibering av råolje og Exxsol D-60, noe som er forventet da kjerneprøve 2 har høyest absolutt permeabilitet.

Verdier fra imbiberingen av råolje og Exxsol D-60, som vist i tabell 15, viser et generelt lavere differansetrykk for kjerneprøve 2 sammenlignet med kjerneprøve 1. Dette stemmer godt overens med teorien om at en høy permeabel kjerneprøve vil gi lettere gjennomstrømning av fluid og dermed et lavere differansetrykk. Tabellen viser også at kjerneprøve 1 og 2 ved imbibering av råolje har et høyere differansetrykk enn ved imbibering av Exxsol D-60. Årsaken til dette kan være at råoljen skaper en større strømningsmotstand i kjerneprøven og et høyere differansetrykk på grunn av en høy viskositet.

Tabell 15 viser også volumet av utvunnet olje fra imbibering med saltvannsløsning tilsatt såpe. Her er effekten størst for imbibering av råolje, mens effekten for imbibering av Exxsol D-60 er forholdsvis lav. Det var forventet at såpen skulle fungere som en surfaktant, og dermed gi en økt utvinning for begge fluidene. Årsaken til at effekten var lavere for Exxsol D-60 er ukjent, men kan ha oppstått som følge av en kjemisk reaksjon mellom såpen og fargetilsetningen i Exxsol D-60, da det ble observert en tyktflytende skumdannelse i volumet av Exxsol D-60 som ble utvunnet. Denne skumdannelsen kan ha blokkert

porene i kjerneprøven og dermed redusert effekten av såpe-surfaktanten. Det er derimot vanskelig å konkludere om såpe-surfaktanten gir best effekt for bergarter med høy eller lav permeabilitet, da sammenligningsgrunnlaget er svekket av avvik som oppsto ved imbiberingene. Avviket mellom det totale volumet av utvunnet olje fra imbiberingene og volumet av olje i kjerneprøven etter drenering, gjør det umulig å påvise om volumet av utvunnet olje ved imbibering med såpe-surfaktant kommer fra kjerneprøven eller andre deler av laboratorieoppsettet.

Tabell 16 viser det totale avviket mellom summen av utvunnet olje fra imbibering med saltvann og saltvann tilsatt såpe-surfaktant, opp mot det opprinnelige volumet av olje i kjerneprøvene etter drenering. Avviket oppsto for alle kjerneprøvene, med unntak av kjerneprøve 1 for imbibering av Exxsol D-60. Årsaken til avvikene kan være en ufullstendig rensing av rør knyttet til laboratorieoppsettet etter drenering, som kan ha ført til akkumulasjon av olje i rørene eller kjerneholderen. Dette er derimot et kjent problem og har oppstått ved tidligere målinger med dette laboratorieoppsettet. Verdiene som har blitt fremskaffet i dette forsøket er dermed ikke 100% pålitelig.

Videre var det forventet at imbiberingen av råolje for kjerneprøve 2 ville gi en høyere utvinningsgrad, sammenlignet med imbiberingen av Exxsol D-60 for kjerneprøve 1. Dette på bakgrunn av at kjerneprøve 2 har over 3 ganger så høy absolutt permeabilitet som kjerneprøve 1, dersom man sammenligner gjennomsnittverdiene av luft- og væskepermeabilitet. Resultatene fra imbiberingene viser derimot det motsatte, at kjerneprøve 1 her har en høyere utvinningsgrad. Årsaken til dette kan forklares av avviket som oppsto for imbibering av kjerneprøve 2, som kan ha hatt en innvirkning på resultatene. Dette kan også være en indikasjon på at fuktegenskapene til kjerneprøvene har en stor påvirkning på den relative permeabiliteten.

5.4 Fluidtetthet

Tabell 17 viser at saltvann har høyest tetthet, etterfulgt av råolje og Exxsol D-60. Dette er verdier som virker reelle, og stemmer godt overens med hvordan fluidene ligger i forhold til hverandre i en reservoarbergart. Eventuelle feilkilder ved gjennomføringen med pyknometermetoden kan ha oppstått som følge av ufullstendig rengjøring av pyknometeret.

En lavere tetthet vil kunne tillate en enklere strømning i trange hulrom i kjerneprøvenes porer. Dette stemmer overens med resultatene som fremkom under testing av absolutt permeabilitet, som viste at resultatene for absolutt luftpermeabiliteten var høyere enn væskepermeabiliteten.

5.5 Viskositet

Resultatene gitt i Tabell 18 og Tabell 19 viser at råolje har høyest viskositet etterfulgt av Exxsol D-60 og saltvann, noe som er forventet basert på erfaring og teori.

En høy viskositet vil føre til en lavere gjennomstrømming og økt differansetrykk gjennom en kjerneprøve grunnet høy friksjon. Dette bekreftes fra tabell 15 hvor det observeres at differansetrykket ved imbibering av råolje er høyere enn ved imbibering av Exxsol D-60, for begge kjerneprøvene. En lav viskositet vil føre til et lavere differansetrykk og en høyere gjennomstrømming. Dette bekreftes også i tabellen hvor imbibering av Exxsol D-60 gir et lavere differansetrykk.

Eventuelle feilkilder under måling av viskositet ved bruk av et kapillærrør kan ha vært menneskelige feil, da det ble benyttet en stoppeklokke for å måle tidene K1 og K2. Andre potensielle feilkilder kan ha vært kontaminasjon fra tidligere forsøk, som følge av en ufullstendig rengjøring av kapillærrørene. Måling av råoljens viskositet ved bruk av et rotasjonsviskosimeter gir dermed et mer troverdig resultat, sammenlignet med bruken av kapillærrøret, da det blir oppgitt en prosentvis nøyaktighet for hver måling.

5.6 Overflatespenning

Overflatespenningen uttrykker kreftene som holder ulike væsker i likevekt med hverandre. Tabell 20 gir en oversikt over overflatespenningen til saltvann, råolje og Exxsol D-60 med henholdsvis høyest til lavest overflatespenning.

Oljenes overflatespenning holder dem i likevekt slik at de hver for seg ikke blander seg med saltvann. Fra tabell 16 observeres det at tilsetning av såpe-surfaktant øker mengde råolje som blir utvunnet fra kjerneprøvene. Årsaken til dette kan forklares ved at surfaktanten senker overflatespenningen slik at råoljen blander seg med saltvannet som befinner seg sentrert i kjerneprøvens porer.

Ved gjennomføring av overflatespenningsforsøket ble det benyttet ett apparat hvor ønsket nøyaktighet ble bestemt. Det forventes dermed at resultatene som fremkom av forsøket er reelle og av god kvalitet. Potensielle feilkilder kan være ufullstendig rengjøring av platinumringen, som kan ha ført til avvik i kalibreringen av apparatet.

5.7 Kontaktvinkel

Basert på kontaktvinklene oppgitt i tabell 21 ser man at Berea-bergarten i kontakt med saltvann og råolje er olje-våt, og mellom-våt når den er i kontakt med saltvann og Exxsol D-60. Disse fuktegenskapene har en stor betydning på fluidstrømningen og den relative permeabiliteten.

Eventuelle feilkilder som kunne ha påvirket målingene av kontaktvinkel er kontaminasjon av fluid og urenheter fra tidligere forsøk, og mellom forsøkene, grunnet ufullstendig rengjøring av utstyret.

6 KONKLUSJON

Målet med oppgaven var å kartlegge ulike bergarts- og fluidegenskaper i reservoaret, deres virkning individuelt, i forhold til hverandre på reservoarstrømningen, og hvordan avanserte utvinningsmetoder kan øke utvinning ved olje- og gassproduksjon.

Det er mange ulike faktorer hos bergarter og fluider som påvirker strømningen. Det ble erfart at sandkornenes størrelser, retning og formasjon var vesentlig for forholdet mellom effektiv porøsitet og absolutt permeabilitet.

Ved imbibering av olje ble det vist at bergartens absolutte permeabilitet, fuktegenskaper og oljens viskositet hadde en stor betydning på strømning og utvinningsgrad. En høy absolutt permeabilitet vil være utgangspunktet for en lettere gjennomstrømning av reservoarfluid. Videre vil en bergarts fuktegenskaper påvirke den relative permeabilitet for olje og saltvann. En mellom-våt bergart vil gi en høy relativ permeabilitet for olje og en lav relativ permeabilitet for saltvann. Dette vil gi en høyere strømning av olje gjennom en bergarts porerom og dermed en høyere utvinningsgrad. Olje med lav viskositet vil også gi en lavere strømningsmotstand, og dermed en høyere strømning gjennom en bergarts porerom.

Imbiberingen med saltvann tilsatt såpe-surfaktant resulterte til en økt utvinningsgrad av olje. Såpe-surfaktanten førte til en redusert overflatespenning som i stor grad påvirket den økte utvinningen. Volumet av utvunnet olje ved bruk av en såpe-surfaktant viser at avanserte utvinningsmetoder har et potensiale for økt utvinning ved produksjon av olje. Det er vanskelig å konkludere om såpe-surfaktanten gir best effekt for bergarter med høy eller lav permeabilitet, da sammenligningsgrunnlaget er svekket av avvik som oppsto ved imbiberingene.

REFERANSELISTE

1. **Inge Bryhni, Nils Gundersen og Nils H. Lundberg.** Store norske leksikon. *Dannelse av Petroleum.* [Internett] 9 Mars 2021. [Sitert: 1 April 2021.] https://snl.no/dannelse_av_petroleum.
2. **Satter, Abdus og Iqbal, Ghulam M.** *Reservoir Engineering.* Houston Texas, Amerika : Gulf Professional Publishing, 2016.
3. **Norsk petroleum.** Norsk petroleum. *Hvordan dannes petroleum.* [Internett] 21 Mars 2019. [Sitert: 29 Mars 2021.] <https://www.norskpetroleum.no/petroleumsressursene/hvordan-dannes-petroleum/>.
4. **Bryhni, Inge.** Store norske leksikon. *Diagenese.* [Internett] Store norske leksikon, 17 Februar 2020. [Sitert: 17 Februar 2021.] <https://snl.no/diagenese>.
5. **Sivertsen, John-Erik.** Nasjonal digital læringsarena. *Olje- og gassfeller.* [Internett] 19 Juli 2017. [Sitert: 2021 April 9.] <https://ndla.no/nb/subject:6/topic:1:182849/topic:1:175043/resource:1:175077?filters=urn:fil ter:01c27030-e8f8-4a7c-a5b3-489fdb8fea30>.
6. **Hagland, Jan.** Store norske leksikon. *Kildebergart.* [Internett] Store Norske Leksikon, 17 Mai 2020. [Sitert: 1 Mars 2021.] <https://snl.no/kildebergart>.
7. **Bjørlykke, Knut.** Geologi, ressurser og miljø. *Geologi, ressurser og miljø.* Oslo : Universitetet i Oslo, 2000, ss. 193-195.
8. **Aabø, Anna.** Nasjonal digital læringsarena. *Reservoarformasjonenes porøsitet og permeabilitet.* [Internett] 10 Oktober 2017. [Sitert: 15 Februar 2021.] <https://ndla.no/nb/subject:6/topic:1:182061/topic:1:155237/resource:1:157664?filters=urn:fil ter:01c27030-e8f8-4a7c-a5b3-489fdb8fea30>.
9. **Morten Holmager.** OffshoreBook. [bokforf.] Morten Holmager. *OffshoreBook.* Danmark : Offshore Center Danmark, 2010, s. 23.
10. **Sivertsen, John-Erik.** Norges digitale læringsarena. *Den norske kontinentalsokkel.* [Internett] 3 Oktober 2017. [Sitert: April 9 2021.] <https://ndla.no/nb/subject:6/topic:1:182849/topic:1:175043/resource:1:175124?filters=urn:fil ter:01c27030-e8f8-4a7c-a5b3-489fdb8fea30>.
11. **Oljedirektoratet.** Oljedirektoratet. *De utfordrende fatene.* [Internett] 2019. [Sitert: 8 April 2021.] <https://www.npd.no/fakta/publikasjoner/rapporter/ressursrapporter/ressursrapport-2019/de-utfordrende-fatene/>.

12. **Vinci Technologies.** Vinci Technologies. *Rock core sample*. [Internett] Vinci Technologies, 2021. [Sisert: 12 April 2021.] <https://www.vinci-technologies.com/products-explo.aspx?IDM=754020&IDR=82292&IDR2=113293>.
13. **Fallet, Truls.** Store Norske Leksikon. *Kjerneprøve*. [Internett] Store Norske Leksikon, 31 Januar 2020. [Sisert: 24 Mars 2021.] <https://snl.no/kjernepr%C3%B8ve>.
14. **Msuya, Neema.** *Report*. Trondheim : NTNU, 2020.
15. **Donald A. Nield, Adrian Bejan.** Convection in Porous Media. [bokforf.] Nield A. Donald og Adrian Bejan. *Convectoin in Porous Media*. New Zealand : Springer, 2017, ss. 5-7.
16. **Tiab, Djebbar og Donaldson, C. Erle.** *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir rock and Fluid Transport Properties*. Houston Texas, Amerika : Gulf Professional Publishing, 2011.
17. **Louisiana Department of environmental quality.** *Porosity and Permeability*. [Internett] 2021. [Sisert: 8 April 2021.] https://deq.louisiana.gov/assets/docs/Water/DWPP_forkidsandeducators/PorosityandPermeability.pdf.
18. **Perm Inc. Perm Inc.** *Relative permeability*. [Internett] Perm Inc, 2021. [Sisert: 13 April 2021.] <https://perminc.com/resources/fundamentals-of-fluid-flow-in-porous-media/chapter-2-the-porous-medium/relative-permeability/>.
19. **Hofstad, Knut.** Store norske leksikon. *Tetthet*. [Internett] Store Norske Leksikon, 23 November 2017. [Sisert: 18 Mars 2021.] <https://snl.no/tetthet>.
20. **Holtebekk, Trygve.** Store norske leksikon. *Viskositet*. [Internett] Store Norske Leksikon, 29 Juli 2019. [Sisert: 15 Mars 2021.] <https://snl.no/viskositet>.
21. **Duke Energy. Natural Gas Science.** *Older Than Dinosaurs*. [Internett] Duke Energy, 2021. [Sisert: 22 April 2021.] https://e-smartonline.net/duke-energy/66400_get_smart/66710_ngas_safety-smart/66721_natural_gas_science/dinosaurs.html.
22. **Steve Spangler Science. Steve Spangler Science.** *Layer Density Tower*. [Internett] Steve Spangler Science, 2021. [Sisert: 13 April 2021.] <https://www.stevespanglerscience.com/lab/experiments/density-tower-magic-with-science/>.
23. **Klabunde, Richard E. Cardiovascular Physiology Concepts.** *Viscosity of Blood*. [Internett] 16 November 2020. [Sisert: 30 Mars 2021.] <https://www.cvphysiology.com/Hemodynamics/H011>.
24. **Hofstad, Knut.** Store norske leksikon. *Overflatespenning*. [Internett] Store Norske Leksikon, 29 August 2019. [Sisert: 18 Mars 2021.] https://snl.no/overflatespenning_-_enhet.

25. **Jokinen, Ville. Biolin Scientific.** *Capillary action*. [Internett] 23 April 2020. [Sisert: 13 April 2021.] <https://www.biolinscientific.com/blog/capillary-action-how-contact-angle-and-surface-tension-are-related>.
26. **Ole Torsæter, M. Abtahi. Experimental Reservoir Engineering Laboratory Work Book.** [bokforf.] **Ole Torsæter og M. Abtahi.** *Experimental Reservoir Engineering Laboratory Work Book*. Trondheim : NTNU, 2003, ss. 47-58.
27. **Kruss. Kruss Scientific.** *Contact Angle*. [Internett] Kruss Scientific, 2021. [Sisert: 12 April 2021.] <https://www.kruss-scientific.com/en/know-how/glossary/contact-angle>.
28. **Abdallah, Weal. SLB.** *Fundamentals of Wettability*. [Internett] Schlumberger, Mai 2007. [Sisert: 30 Mars 2021.] <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/p44-61-english>.
29. **Abdallah, Wael. Exploration & Production - Geology.** *Water and Oil Wet Pore System*. [Internett] Schlumberger, 25 November 2014. [Sisert: 7 April 2021.] http://www.epgeology.com/gallery/image_page.php?image_id=270.
30. **Gundersen, Nils og Lundberg, Nils H. Store norske leksikon.** *Petroleumsutvinning*. [Internett] 10 mars 2014. [Sisert: 24 Mars 2021.] <https://snl.no/petroleumsutvinning>.
31. **Gjersvik, Tor Berge. Field Development.** s.l. : Tor Berge Gjersvik, 2020.
32. **Oljedirektoratet. Oljedirektoratet.** *Avanserte utvinningsmetoder*. [Internett] Oljedirektoratet, 2021. [Sisert: 8 April 2021.] <https://www.npd.no/fakta/produksjon/ior/avanserte-utvinningsmetoder-eor/>.
33. **Norskpetroleum. Norsk petroleum.** *Effektiv Ressursutnyttelse i modne områder*. [Internett] 2 Februar 2021. [Sisert: 28 Mars 2021.] <https://www.norskpetroleum.no/utbygging-og-drift/effektiv-ressursutnyttelse-i-modne-omrader/#okt-utvinning>.
34. **Oljedirektoratet. Oljedirektoratet.** *EOR-Screeningstudier*. [Internett] 27 Januar 2021. [Sisert: 8 April 2021.] <https://www.npd.no/fakta/produksjon/ior/avanserte-utvinningsmetoder-eor/eor-screeningstudier/>.
35. **Schlumberger. Schlumberger.** *surfactant*. [Internett] 2021. [Sisert: 11 April 2021.] <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/terms/s/surfactant>.
36. **Oljedirektoratet. Oljedirektoratet.** *Vannbaserte utvinningsmetoder*. [Internett] Oljedirektoratet, 27 Januar 2021. [Sisert: 8 April 2021.] <https://www.npd.no/fakta/produksjon/ior/avanserte-utvinningsmetoder-eor/vannbaserte-utvinningsmetoder/#>.
37. **Schlumberger.** Schlumberger Oilfield Glossary. *Relative permeability*. [Internett] Schlumberger, 2021. [Sisert: 11 April 2021.] https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/terms/r/relative_permeability.

VEDLEGG

6.1 Vedlegg A: Populærvitenskapelig artikkel

STRØMNING GJENNOM PORØSE MEDIER

BERGARTS- OG FLUIDEGENSKAPERS PÅVIRKNING PÅ OLJE- OG GASSPRODUKSJONEN



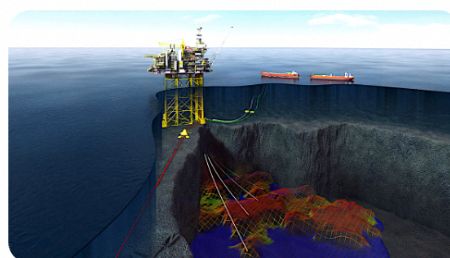
PÅVIRKNINGSEKTORER RUNDT OLJE- OG GASSPRODUKSJON

Det er av sentral interesse for petroleumsproduksjonen å kartlegge bergarts- og fluidegenskaper i et potensielt reservoar. Ved undersøkelse av ulike kjerneprøver fra reservoaret og reservoarfluidene kan det etableres en grundig oversikt over vesentlige egenskaper som påvirker strømming av olje- og gass. For å øke utvinningsgraden på et felt er det også av interesse å benytte avanserte utvinningsmetoder, som også kan være med på å øke et felts levetid.



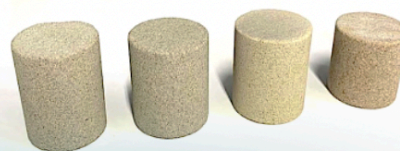
HVA ER OPPGAVENS HENSIKT?

Bacheloren bygger på et eksperimentelt- og litteraturbasert grunnlag, hvor totalt 10 forsøk ble gjennomført på laboratorium ved instituttet for geovitenskap og petroleum. I det eksperimentelle arbeidet ble det benyttet fire kjerneprøver fra Berea (Kentucky, USA), samt reservoarfluidene råolje, lettolje og saltvann. Berea-bergarten ble benyttet grunnet dens likhetstrekk med bergarter på norsk kontinentalsokkel. Bergartsegenskapene som ble kartlagt var effektiv porøsitet, absolutt permeabilitet, fuktegenskaper, etterfulgt av fluidegenskaperne tetthet, viskositet og overflatespenning.



HVA FANT VI UT?

Fra det eksperimentelle arbeidet ble kjerneprøvens prosentvise utvinningsgrad kartlagt. På denne måten kunne bergarts- og fluidegenskaperne innvirkning på strømmingen kartlegges. Her ble det kjent at utvinningsgraden og strømmingen i stor grad påvirkes av bergartens fuktegenskaper og oljens viskositet. Fuktegenskapene til bergarten vil kunne gi en økt strømming av olje. Videre vil en lav viskositet gi en en lavere strømningsmotstand og dermed en høyere utvinningsgrad. Potensialet for å øke utvinningsgraden ble testet ved å benytte en såpe-surfaktant (Zalo). Her ble det observert en økning i oljeutvinning fra kjerneprøvene.



Kilder:

E. Høyesen, M. Birkelund Pedersen og V. H. E. Kristiansson, «Strømming gjennom porøse medier» NTNU, 2021.

6.2 Vedlegg B: Prosedyre – Rensing ved bruk av Soxhlet-ekstraktor

CLEANING PROCEDURE WITH SOXHLET APPARATUS 07.01.2020.

- Put the cores careful in the Soxhlet
- Use a funnel and fill up the 1000 ml glass-container 80% with methanol or toluene.
- If there is salt water and oil, Exxsol D-60, in the cores, use one day with methanol and one day with toluene
- If there is crude-oil in the cores, use several days with toluene
- Put the container into the heating mantel and connect the Soxhlet
- On the top of the Soxhlet connect the cooler
- Fasten the apparatus careful with the clips
- Turn on the water fully, green button, and connect the electricity line from the heating mantel
- Set the button on the heating mantel to 5
- Close the glass-door to the fume hood and put a yellow note with name and date on the door
- Start cleaning in the morning and finish in the afternoon
- Do not clean over night

After cleaning:

Turn the button on the heating mantel to zero

Disconnect the electricity line from the heating mantel

After 30 minutes turn off the water

Disconnect the cooler from the Soxhlet

Disconnect the Soxhlet from the container

If there is some methanol or toluene in the Soxhlet, use a funnel and put it back into the glass-container

Take the Soxhlet with the cores inside to the heating cabinet

Let the cores stay in the cabinet over night for 60 degree C

6.3 Vedlegg C: Prosedyre - Heliumsmetoden

Porosity: Helium Porosimeter Method

Status 27.09.2019

PPE: Labcoat, safety glasses, safety shoes. Gloves (in case cores surface needs protection.)

Procedure

1. Measure the dimensions of the core (length and diameter) using a caliper.

Measurement with the core plug, V2

2. Put the clean, dry core inside the matrix cup, fill it up with some steel plates and mount the matrix cup in the cup holder.

Pressurizing the cell

3. Make sure all of the small black switches/valves are closed on the helium-porosimeter.
4. Make sure the regulator on the gas bottle is closed (upper position).
5. Turn/open the main valve on the gas bottle. Turn the regulator on the gas bottle, until 10 bar is reached on the pressure gauge.
6. Open the 'source' and 'supply' valves.
7. Regulate the needle at the 100 mark on the helium-porosimeter, with the black regulator.
8. Close the 'source' and 'supply' valves. (The system is now isolated).
9. Open the 'core holder' valve.
10. Take the reading for volume **V2** (cm³), for the matrix cup with the core inside^{1*}.

Pressure release from the system

11. Make sure the source and supply valves are closed.
12. Open exhaust valve to release the pressure from the closed system.
13. Take the core out of the matrix cup.
14. Close all the black valves.

Measurement without the core plug, V1

15. Make sure all of black valves are closed before you put the empty matrix cup with the same steel plates as you used for measuring **V2**, and mount it in the cup holder.

Pressurizing the cell

16. Open the 'source' and 'supply' valves.
17. When the core is not inside the matrix cup, the volume of helium-gas will be bigger.
18. Open 'cell 1' valve, and the needle on the porosimeter will move up and then go down to the 100 mark again.
19. Use the regulator on the meter so the needle is on the 100 mark.
20. Close the valves 'source' and 'supply'.
21. Open 'core holder' valve.
22. Take the reading for volume **V1** (cm³) in the scale in the middle of the manometer on the meter*¹.

Pressure release from the system

23. Make sure the 'source' and 'supply' valves are closed, 'coreholder' valve open.
24. Open the 'exhaust' valve. The meter shall show 0.
25. Take the matrix cup out of the core holder.

Shut down the equipment

26. Close the main valve on the helium gas bottle and open all the black valves.
 27. All the pressure will leave the system.
 28. Close all the black valves
 29. Close the regulator on the gas bottle in an upper position.
-

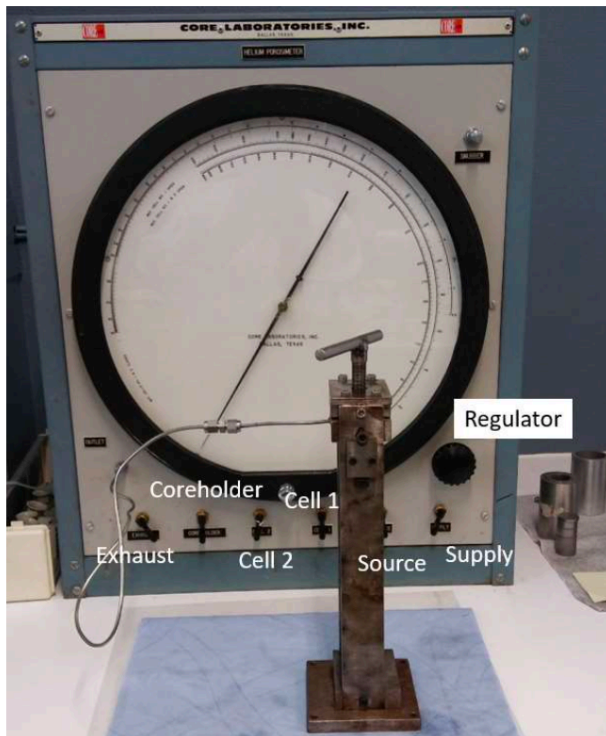
¹ In case the reading is beyond the scale see steps a-k

*In case the measured volume is comparably large and the reader is beyond the scale, add an extra volume.

- a. Release pressure from the system first (steps 11-14)
- b. Start with all the 6 black valves closed.
- c. Open the 'source' and 'supply' valve.
- d. Open valve for 'cell 1'
- e. Regulate the needle at the 100 mark on the helium-porosimeter.
- f. Close the 'source' and 'supply' valves. (The system is now isolated).
- g. Open the 'core holder' valve.
- h. Take the reading on the scale that goes to 450 cm³.

Pressure release from the system

- i. Make sure the source and supply valves are closed, coreholder valve and valve 'cell 1' is open.
- j. Open 'exhaust' valve to release the pressure from the closed system.
- k. Take the core out of the matrix cup.
- l. Continue with the next measurement (step 2 or 15) or shut down the system, steps 26-29



6.4 Vedlegg D: Prosedyre - Metningsmetoden

Liquid Saturation Method

Use to measure porosity

PPE: Gloves, lab coat, safety glasses

Special Notes:

Procedure:

1. Weight the dry core and measure the diameter and length with a caliper.
2. Put the cores in the beaker inside a vacuum container, and run the vacuum pump about 1 hour.
3. Saturate the cores with 3 wt% NaCl brine, $\rho = 1.02 \text{ g/cm}^3$.
4. Weight the saturated core.

Calculations:

$$W_{brine} = W_{sat} - W_{dry}$$

$$V_p = \frac{W_{brine}}{\rho_{brine}}$$

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

Where

W_{brine} = weight of brine [g]

$W_{sat/dry}$ = weight of saturated/dry core [g]

$V_{p/b}$ = pore/bulk volume [cm^3]

Φ_e = effective porosity

6.5 Vedlegg E: Prosedyre - Absolutt luftpermeabilitet

Permeability: Klinkenberg Air Permeability

Status 30.09.2019

PPE: Labcoat, safety glasses, safety shoes. Gloves (in case cores surface needs protection.)

There are a lot of steps in this procedure, and maybe even two steps are put together in one sentence. So make sure you have done everything that needs to be done before moving on.

Some notes before you start:

- The flow goes from left to right, so place the core with the inlet to the left.
- Make sure the internal core holder volume has similar dimensions as the core.
 - The in- and outlet need to have a good connection with the two sides of the core. The screwable core holder endpiece is available in different length. It is better if the endpiece cannot be screwed all the way in, than that there is free space inside the core holder between core outlet and core holder outlet. The min. screw length for the threads on endpiece is 1,5 cm.
 - The sleeves diameter needs to be similar to the core diameter
- Familiarize yourself carefully with the valves and flowline system.

Sleeve system:

The valve for the nitrogen gas between the gas bottle and the core holder. **3**
Exhaust valve. **2**
Vacuum valve. **1**

Coreholder system:

Inlet, outlet valve. **7, 9** and **10** inlet, **6** outlet

Gas bottle; valve **5**, regulator **4**

Procedure:

1. Plug in the electricity for the two pressure gauge and the flowmeter. Make sure all valves are closed, except **6** the outlet valve.
2. Put the core in the sleeve inside the core holder like this:
 - a. Exhaust **2** and nitrogen valve **3** should be closed
 - b. Turn on the water from the sink
 - c. Open vacuum valve **1**
 - d. Put the core inside the core holder
 - e. Screw the cork on and make sure there is no free space between the cork and the core. (min 1,5 cm screw length screwed in)
 - f. Turn off the water from the tap
 - g. Close vacuum valve **1**
3. The pressure regulator **4** on the gas bottle is closed in an upper position.
4. The valve for the nitrogen gas between the gas bottle and the core holder is closed **3**
5. Setting sleeve pressure and checking for sleeve leakage
 - a. Open the main valve on the nitrogen gas bottle **5**
 - b. Turn on the regulator from the gas bottle **4**, until 15 bar (*studentlab: 10 bar*) is reached on the pressure gauge
 - c. Open the valve to the core holder **3** SLOWLY.
 - d. The sleeve pressure around the core is now 15 bar (*studentlab: 10 bar*)

- e. Close the valve **3** to the core holder and monitor the pressure on the pressure gauge. Make sure valve **1** and **2** remain closed.
 - i. In case sleeve pressure goes down without pressure supply: contact your supervisor.
 - ii. In case pressure remains constant: open the valve **3** to the core holder and continue with the next step.
6. Setting the initial air flow
 - a. Make sure outlet valve **6** is open and the pressure regulators at inlet and outlet, **PT1** and **PT2**, are set to zero pressure (upper position), flow rate **FT** shall be zero.
 - b. 1: Open the blue air regulator and the red valve.
2: Open valves **7, 9** and **10**.
 - c. Open the inlet pressure regulator **8** and set the inlet pressure to 0.5 bar. A flow will start.
7. Check for pressure leakages in the core holder
 - a. Close the outlet valve **6** and set the pressure regulator **8** to 1 bar.
 - b. Close the gas inlet valve **7** and monitor the pressure of the two gauges, **PT1** and **PT2**.
 - i. In case pressure goes down without pressure supply: a leakage in the coreholder is to be checked. Foam check.
See B below to release and re-mount the endpiece.
 - ii. In case pressure remains constant: set both pressure regulators **8** and **11** in the upper position and open first SLOWLY the outlet valve **6**. The pressure gauges **PT1** and **PT2** shall show zero. Open then valve **7** and continue with the next step.
8. Measurement: You are now set to get started when the two pressure gauges, **PT1** and **PT2** show zero
 - a. Increase the inlet and outlet pressure by using the two regulators, **8** and **11**, before and after the core
 - b. The pressure difference should be constant 0,2 bar
 - c. Read the flowrate on the flowmeter **FT** at each step
 - d. You can increase the pressure in steps, but with a constant 0,2 bar pressure difference for all measuring steps

B. When you have many cores to measure:

- Turn inlet and outlet pressure on the two red pressure gauges down to zero, by the regulators **8** and **11**
- Close the inlet valve for air supply **7** and open the outlet valve, **6**.
- Close the valve **3** between the nitrogen gas bottle and the core holder.
- Open exhaust valve **2** for the sleeve SLOWLY. Release the pressure completely and close it. The pressure gauges for the sleeve pressure will then show zero.
- Turn on the tap in the sink and open vacuum valve **1**.
- Check the pressures in the sleeve and core are zero, **PM**, **PT1** and **PT2**.
- Open the core holder and replace the core.
- Now you can place a new core in the core holder.
- Close vacuum valve **1** and turn off the water in the sink.
- Open the valve **3** for the sleeve pressure at 15 bars, SLOWLY.
- Increase inlet and outlet pressure on the red pressure gauges by using regulators **8** and **11**.

When you are completely done:

- Turn of the red and blue valves for air pressure.
- Turn inlet and outlet pressure down to zero, **PT1** and **PT2**
- Close the main valve **5** on the nitrogen gas bottle.
- Open exhaust valve and the pressure gauge on the gas bottle will show zero.
- Close the gas bottle regulator **4**. Turning it in an upper position.
- Close nitrogen valve **3**.
- Close exhaust valve **2**.
- Turn on the sink and open vacuum valve **1**.
- Check the pressures in the sleeve and core are zero.
- Open the core holder and take the core out.
- Close the vacuum valve **1** and turn off the water from the sink.
- Unplug the electricity for the two pressure gauge and the flowmeter.

6.6 Vedlegg F: Prosedyre - Absolutt væskepermeabilitet

Coreflooding – Water absolute permeability

Use to measure absolute water permeability

PPE: Gloves, lab coat, safety glasses

Special Notes: Water is forced through the core.

Procedure:

1. Mount the core in the core holder
2. Note the pressure difference at each minute for 10 minutes
3. Make this table:

Time [min]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ΔP [atm]										

4. Plot time vs. pressure difference, and the highest pressure difference is used for calculating the permeability. This means that the pressure has been stabilized.

Calculations:

$$k_{abs} = \frac{\mu_w * L * Q}{\Delta P * A}$$

Where

μ_w = viscosity of saltwater (from report 1) [cp]

ΔP = pressure difference [atm]

(L = length, Q = rate, A = area)

Analysis:

We use the highest pressure-difference because this indicates how big the difference can get.

6.7 Vedlegg G: Prosedyre – Drenering og Imbibering

Imbibition relative permeability curve

Coreflooding: Drainage, imbibition and EOR flooding.

Status

21.10.2019

PPE: Labcoat, safety glasses, safety shoes, gloves

There are a lot of steps in this procedure, and maybe even two steps are put together in one sentence. So make sure you have done everything that needs to be done before moving on.

Some notes before you start:

- Know the liquid pore volume of your core to estimate the expected volumes produced at different stages during the coreflooding.
- Consider which parameters are important to note during the experiment.
- Be aware of the dead volume in the system, delaying production volumes to be produced in the tubes.
- The maximum allowed pressure in the system is 30 bar. Make sure the setting of maximum pump pressure is set <25bar. (Student lab: 6bars)
- The flow is from left to right, so place the core with the inlet to the left.
- Make sure the internal core holder volume has similar dimensions as the core.
 - The in- and outlet need to have a good connection with the two sides of the core. The screwable core holder endpiece is available in different length. It is better if the endpiece cannot be screwed all the way in, than that there is free space inside the core holder between core outlet and core holder outlet. The min. screw length for the threads on endpiece is 1,5 cm.
 - The sleeves diameter needs to be similar to the core diameter
- Familiarize yourself carefully with the valves and flowline system.

Sleeve system:

The valve for the nitrogen gas between the gas bottle and the core holder.
Exhaust valve.
Vacuum valve.

Coreholder & pump system:

Container inlet and outlet valves
Coreholder Inlet/outlet 3 way valve.

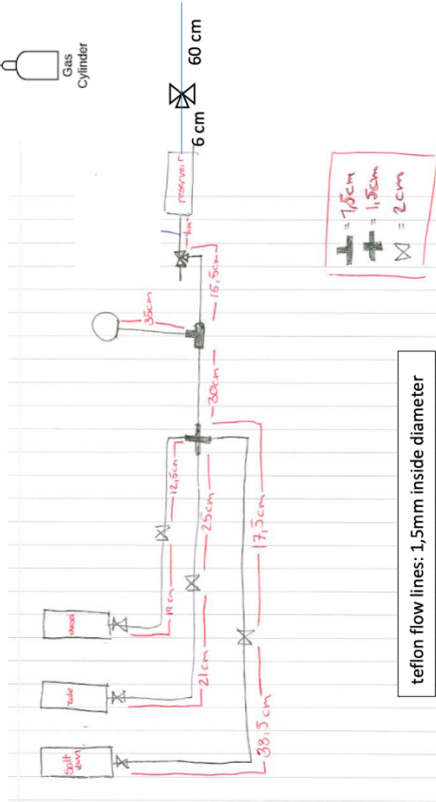
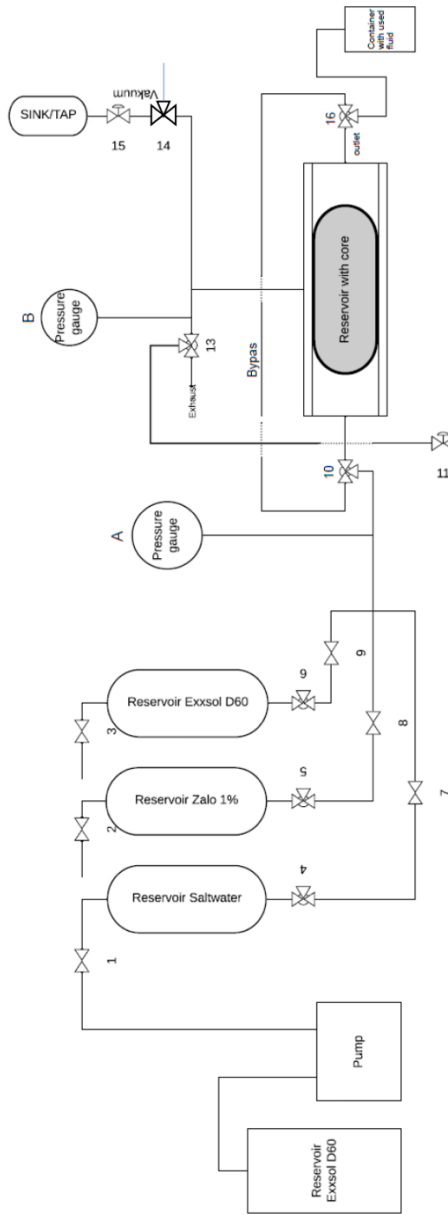
Gas bottle; valve, regulator

Materials needed:

- Sufficient volumes of brine (3% NaCl), Exxcol D60, 1% Zalo solution
- Brine saturated core

Glassware/ Additional equipment

- 5 and 10ml tubes to collect imbibition and drainage production.
- 30ml tubes to collect Zalo production
- Waste liquid container
- Stopwatch
- Tubing detachment tools.



Procedure:

A. Preparation

1. Plug in the electricity for the pressure gauge and the pump. Make sure all valves, except the outlet coreholder valve **16**, are closed.
2. Supply the volume of oil which is used by the pump to move the pistons in the liquid containers
3. Fill up the containers with the flooding fluid (e.g. brine/oil/ EOR fluid), respectively check whether the volume content is sufficient to conduct the complete experiment.
4. Connect the pump outlet to the reservoir with the first displacing fluid; (Student lab: Exxcol D60), valve 3. Make sure the flow line from pump till reservoir is filled with liquid completely.
5. No gas bubbles shall enter the core. Fill the flow lines with liquid:
Fill the flow line of pressure gauge with the displacing fluid (Student lab: Exxcol D60)
 - a. Detach the flowline from the pressure gauge
 - b. Open valves **3, 6 and 9**
 - c. Start the pump and flood the flowlines with liquid till it flows out
 - d. Attach the flow line to pressure gauge and stop the pumpFill the tubes till the coreholder with the displacing fluid (Student lab: Exxcol D60)
 - a. Change flow direction towards the coreholder using valve **10**.
 - b. Hold the coreholder vertical with the outlet up and let the pump flood the inlet of the coreholder, 1ml/min. Stop the pump when the first liquid has filled the rims of the main chamber of the coreholder. If brine is in the flow lines, pour the initial fluids in the waste container until no brine is present at the inlet.
6. Put the core in the sleeve inside the core holder like this, while you hold the coreholder vertical:
 - a. Close 3way valve **13** (middle position) and nitrogen valve **11** should be closed
 - b. Turn on the water from the sink and open vacuum valve **14**
 - c. Put the core inside the core holder
 - d. Make sure the end piece does not contain liquid.
 - e. Screw the end piece on and make sure there is no free space between the end piece and the core. (min 1,5 cm screw length screwed in)
 - f. Place the coreholder back on its stand and attach the outlet to its container.
 - g. Turn off the water from the tap
 - h. Close vacuum valve (*in case of suspected closed-in air, see the note below*)
7. The pressure regulator **11** on the gas bottle is closed in an upper position.
8. The valve for the nitrogen gas between the gas bottle and the core holder is closed; 3way valve **13** closed (in middle position.)
9. Setting sleeve pressure and checking for sleeve leakage
 - a. Open the main valve on the nitrogen gas bottle **12**
 - b. Turn on the regulator from the gas bottle **11**, until 15 bar (*studentlab: 10 bar*) is reached.
 - c. Open the valve **13** to the core holder SLOWLY. (Do not turn valve **13** to exhaust!)
 - d. The sleeve pressure around the core is now 15 bar (*studentlab: 10 bar*)
 - e. Close the valve **13** to the core holder (middle position) and monitor the pressure on the pressure gauge. Make sure valve **14** remains closed.
 - i. In case sleeve pressure goes down without pressure supply: contact your supervisor.
 - ii. In case pressure remains constant: open the valve 13 to the core holder and continue with the next step.

Note: if you suspect air in the system after placing the core, try this:

- a. Hold the core holder vertical, with inlet up
- b. Make sure valve **10** is open towards the coreholder
- c. If you see bubbles in the flowline, let them pass valve **10** (against the normal flow direction)
- d. Turn valve **10** away from the core holder, bypassing the core
- e. Open valve **16** towards the bypass.
- f. Start the pump, let the bubbles flow out of the system
- g. Stop the pump, turn valve **10** and **16** towards the core holder and continue with step 8

Note: if you suspect leakage of the coreholder:

- a. Make sure valve **10, 16** are open towards the coreholder and **1,4,7** are open.
- b. Let the pump run.
- c. Close the outlet valve **16**
- d. Close valve **7** and stop the pump
- e. Note the pressure on the pressure transducer over a time period.
 - i. In case the pressure goes down without pressure supply. Open valve 7 and 16. Depending on the source of leakage, remove the end pieces of the coreholder and screw them back on. Consider removal of the sleeve pressure and core according steps described in B.
 - ii. In case pressure remains constant: open the valve 7 to the core holder and continue with the next step.

B. Measurement

Drainage (Oil is the displacing fluid)

- a. Make sure that the pressure regulator at inlet, **A**, shows zero pressure and flow rate shall also be zero. Check that the outlet fluids are to be captured in the container, potentially monitoring its volumes.
- b. Open valves **10** and **16** such that flow is through the coreholder.
- c. Set the pump to the initial flow rate 1ml/min, and a flow will start.
Air bubbles can appear in the outlet flow due to air captured at the outlet end cap.
- d. Continue the flooding experiment until no more water is coming out of the core. ~8PV.
- e. Take per time step a reading of the water production, and oil production and calculate how much water is left in the core. (Studentlab; use 5 or 10ml tubes, use a cap or wax paper to close off the tubes, when filled.)

Imbibition (Brine is the displacing fluid) (Sendra input data)

- a. Close valve **3, 6** and **9**.
- b. Disconnect the tube from valve **3** and connect it to valve **1**, on the top of the salt water container.
- c. Open valves **1,4** and **7**
- d. Open 3-way valve **10** and valve **16**, diverting the flow past the coreholder to the outlet, to reduce the dead volume (Note the dead volume remaining). Start the pump and flood the flowlines with displacing liquid till it flows out. Use the waste beaker to capture the outlet fluid.
- e. Stop the pump and turn the valve **10** and **16** to change the flow direction towards the coreholder
- f. Record the cumulative water and oil production at time zero of the imbibition if possible.
- g. Set the pump to the initial flow rate, and a flow will start. time=0.
- h. Note the time when the liquid enters the core, as control value for dead volume.
- i. Take per time step (*the more the better, but consider measurement accuracy*) a reading of the water production, and oil production, record the time of initial water production. Use tubes of 10ml. Note the brine breakthrough time at the outlet (in the flow line), and time when it flows into the tube.
- j. Perform the flooding experiment until no more oil is coming out of the core. ~8PV.
- k. Increase the flow rate (bump rate). (Studentlab max. 4ml/ min)
- l. Take again per time step a reading of the water production, and oil production.
- m. Perform the flooding experiment until no more oil is coming out of the core. ~4PV
- n. Stop the pump.

EOR flooding (EOR fluid is the displacing fluid): for illustration.

- a. Disconnect the tube from valve **1** and connect it to valve **2**, on the top of the zalo container.
- b. Set the pump to initial flow rate (Studentlab 4ml/min), and the flow will start. Use the tubs of 30ml to monitor the fluid production.
- c. Continue flooding until a small quantity of oil will be produced from the core- minimal 10 PV.
- d. Take a final reading of the brine/zalo solution and oil produced.

C. When you are completely done:

- a. Stop the pump. Pressure gauge A shall show zero pressure.

Flowline cleaning:

- b. If brine is in the flow lines: the liquid can remain in there.
c. If oil/ EOR fluid is in the fluid lines: clean the flow lines by brine
- o Open 3-way valve **10** and valve **16**, diverting the flow past the coreholder
 - o Connect the pump tube to valve **1** (reservoir of brine)
 - o Flood minimum 50ml through the tubes.
 - o Close valve **10**.
 - o Detach the line from the pressure transducer and flush also this line with 50ml of brine. Attach the flowline back to the pressure transducer.

Sleeve pressure release:

- d. Close the main valve **12** on the nitrogen gas bottle.
e. Open exhaust valve **13** SLOWLY and the pressure gauge on the gas bottle will show zero.
f. Open valve **14** towards the exhaust slowly and the pressure gauge on the sleeve will show zero.
g. Close the gas bottle regulator **11**. Turning it in an upper position.
h. Close exhaust valve **13**.
i. Turn on the sink and open vacuum valve **14** towards the sink.
j. Check the pressures in the sleeve and core are zero.
k. Open the core holder and take the core out.
l. Close the vacuum valve **14** and turn off the water from the sink.

Clean/ shut down

- m. Unplug the electricity for the pressure gauge and the pump.
n. Weight the core
o. Clean the core holder and outlets with tap water and finish with distilled water
p. Zalo oil samples can be stored in the fumehood for later reading if de-emulsification did not occur yet.
q. Dispose the outlet fluids.
r. Clean the glass ware in the fume hood.
s. **Record the cumulative fluid volumes used and mark the remaining volumes on the reservoirs.**

6.8 Vedlegg H: Prosedyre - Fluidtetthet

Pycnometer procedure

Status 17.09.2019

PPE: Labcoat, Gloves, safety glasses

Procedure

1. Weight the clean, dry pycnometer with the glass top.
2. Record the volume of the pycnometer.
3. Fill the pycnometer with the liquid using a funnel, in the fume hood.
4. Gently put the glass top on the pycnometer. The liquid and the air will come out of the tube in the glass top.
5. Dry the exterior surface of the filled pycnometer.
6. Weight the pycnometer filled with the fluid.
7. Clean the pycnometer with acetone and distilled water in the fume hood.

Cleaning (for saltwater)

1. Empty the fluid in the sink.
2. Rinse the pycnometer 3x times with sink water.
3. Rinse the pycnometer 1x with distilled water.
4. Leave out to dry. The pycnometer must be completely dry before used again.

Cleaning (for Exxsol D60)

1. Empty the fluid back in the Exxsol D60 container (do this in the fume hood)
2. Rinse the pycnometer 2x with isopropanol (2-propanol) in the fume hood. Empty the rinsing fluid into the designated "waste" bucket.
3. Rinse the pycnometer 2x with distilled water in the fume hood. Empty the rinsing fluid into the designated "waste" bucket.
4. Leave to dry. The pycnometer must be completely dry before being used again.

Calculations

$$W_L = W_{\text{Full pyc}} - W_{\text{Dry pyc}}$$

$$P_L = W_L / V_{\text{pyc}}$$

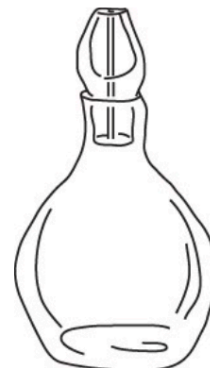
Where

W_L = weight of liquid

$W_{\text{full/dry pyc}}$ = weight of full/dry pycnometer

P_L = density of liquid

V_{pyc} = volume of pycnometer



6.9 Vedlegg I: Prosedyre – Saltvann og Exxsol-D60 viskositet

Capillary type viscometer.

Status 17.09.2019

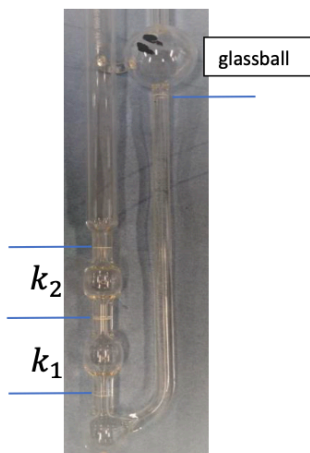
PPE: Labcoat, Gloves, safety glasses, safety shoes

Procedure:

Perform the experiment in the fume hood

1. Press on the S-valve on the red pelesball and make it flat.
2. Place the ball on the glass tube oo the viscometer with the largest diameter.
3. Turn the viscometer upside down and place outlet; the small glasstube into a beaker with liquid.
4. Press on S-valve, and the liquid will be suck into a glassball on the small tube.
5. When the glasball is filled up to a mark, turn the viscometer back to its normal position, remove the pelesball and place it in a lab stative. Liquid will start running down the capillary.
6. Start the stopwatch when the liquid reaches the first mark on the big glasstube.
7. When the liquid reaches the second mark for the K1 correction factor stop the stopwatch.
8. Take the readings for the time value.
9. Simultaneously when the liquid reaches second mark, start a new timer and record the time until the liquid reaches the upper mark on the big glasstube.
10. This time value will be used with the K2 correction factor.

After use: Clean the viscometer in the fume hood with acetone and distilled water
Dry the it in the oven for 60 degrees C.



6.10 Vedlegg J: Prosedyre – Råolje viskositet

BROOKFIELD VISCOMETER- Procedure

status 10.10.2019

PPE: Labcoat, Gloves, safety glasses, safety shoes

Note:

- Use spill trays to catch possible spills from the measuring cup.
- Consider necessity to do the experiment in the fumehood. (Studentlab; experiment can be performed outside the fumehood.)

Procedure, at room temperature.

- Insert the plug into the socket and turn on the switch on the back of the viscometer. Press one of the buttons on the keyboard.
- The display shows that a zero adjustment is in progress.
- Place the spindle when the zero adjustment is finished
- Fill liquid in the measuring cup (the cup where the spindle is hanging in) in the fume hood. The volume depends on the spindle used:
- When using **spindle 00**: place the spindle into the rod of the viscometer. Fill 20 ml of liquid into the measuring cup and place it to the viscometer so that the spindle is completely covered by the liquid in the cup.
- When using **spindle 18**, 10 ml of liquid is filled into the measuring cup and for **spindles 31 and 34** you use 20 ml. All these spindles use the same measuring cup, which is placed in the center of the heat jacket. Here one can also use temperature during the measurements if desired.
- The spindles are mounted in the same way as for spindle 00, and then lowered into the measuring cup by placing the steering wheel to the viscometer stand. Be careful that the spindle is placed in the middle of the measuring cup.
- press SELECT SPINDLE in the display and find your spindle using the red arrows.
- Press SPEED and select the speed using the red arrows. The red arrow pointing upwards will mean a speed increase.
- Press MOTOR ON and the spindle will start to rotate in the cup.
- In the display we can then read the following parameters: Viscosity, RPM, torque and temperature.
- A torque between 10 and 30% often gives good viscosity measurements.

After use:

- Turn off the viscosimeter switch and unplug the power cord.
- Remove cup and spindle. There is a special green pliers for picking up the measuring cup that is mounted in the heat jacket.
- When using different types of oils, the used container and measuring cup are to be cleaned in the fume hood using acetone/methanol and then rinse with distilled water.

6.11 Vedlegg K: Prosedyre – Overflatespenning

Lab: Ring Tensiometer

Status 11.10.2019

PPE: Labcoat, safety glasses, gloves, safety shoes.

Used to measure interfacial tension (IFT) and surface tension (ST)

Special Notes:

- The used platinum ring is fragile and expensive. Please be careful handling the ring. Hold the ring by the hook/cross wire and **not** the ring itself.
- It is important to keep the ring clean, especially when changing from one liquid to another. Lowering the ring into acetone removes the fluid molecules left from earlier use.
- If the ring is not completely covered by the fluid and/or not parallel to the fluid surface, the measured value will be incorrect.



Procedure: Surface Tension

Taring and balance calibration

1. Switch on the TD3.
2. Go to 'Menu'
3. Select "experiment new" -> new ring experiment
4. Take the ring CAREFULLY out of its box.
5. Place the ring on the hook
6. Select 'ring'
7. Select "tare" -> stdev = 0,1 mg, then press enter
8. Confirm if taring is in progress and wait for the message "taring completed" (if the message doesn't show, repeat by selecting stdev = 0,3)
9. Calibrate the tensiometer, by putting an additional 500 mg weight on the hook (the ring shall remain) with a pincet and click "calibrate" on the instrument with a stdev of 0,1 mg.
10. Wait for the message "calibration completed. If it does not show, try again with stdev = 0,3.
11. Remove the calibrating weight.

Measurement

12. *Fill a cup with 50ml of fluid (3% NaCl solution, Exxsol D60, 1% Zelo solution) and place it under the ring.
13. *Go to 'meas. parameter' and enter the density difference between the fluid and air in the program. Check if the other values are appropriate.
14. *Start the test by pushing start (the button with the yellow light)
15. Watch the ring measure the maximum force.
16. Take your readings. Record both the force and surface tension for your report.
17. Repeat the measurement several times to obtain the statistical variation.
18. Start a new measurement by going to menu, new experiment. And start from point 13.

Finishing

19. Bring the table with the fluid sufficiently down to remove the cup. Dispose the fluid according regulations and clean the cup accordingly.
20. Take the ring from the hook and clean it in acetone.
21. Place it back in the box.
22. Switch off and unplug the apparatus.

* Procedure: Interfacial Tension (not part of the student lab TPG 4115)

Follow the procedure above, except for steps 12-14:

- 12.* Fill a cup halfway full with the saltwater. Place it under the ring and lower the ring below the water interface.
- 13.* Go to 'meas. Parameter' and enter the density difference between the fluids in the program. Check if the other values are appropriate.
- 14.* Start the measuring program and watch the ring measure the maximum force. The ring should be pulling the water through the oil-water interface. Record both the force and surface tension for your report.

Additional information: <http://www.biolinscientific.com/application/surface-tension-measurement/>

6.12 Vedlegg L: Prosedyre - Kontaktvinkel

Lab Goniometer

Status 10.10.2019

PPE: Labcoat, safety glasses, gloves, safety shoes.

Used to measure contact angle on mineral and sandstone surface.

Special Notes: Note that this is for water drops emerged in oil (sessile drop technique), so be careful that the contact angle is measured in the water phase (in the drop).

Materials needed: rock, mineral samples; droplet fluid (student lab: 3% NaCl solution) and surrounding fluid (student lab: Exxsol D60), syringe, square container.

Procedure:

Preparation


1. In the fumehood: Place the mineral/rock sample on the bottom of the container. Fill the container with Exxsol D60.
2. Fill a syringe with the fluid the droplet shall be made of. Be careful with the needle. Cover the needle with the cap if not in use.
3. Place the container in front of the camera and use a syringe to carefully place three droplets on the sample.
4. Plug in and turn on the computer and the camera. Open the program 'Attension Theta'.
5. Open Contact angle by pressing the contact angle symbol 
6. Then "experimental setup" opens
7. Check if the density for Exxsol D60 and saltwater is written down in the setup and fill in your name.

Image recording (single or sequence)

8. Press the button "START" and a pop-up screen 'Image recorder' appears
9. Adjust the height of the container/ sample table such that the drop is in the view of the camera.
10. Make sure the camera is focused on the drop, adjust the lens if necessary and/or adjust the container position
11. After the drop is clear press RECORD and then DONE

Image interpretation

12. A screen 'calculated results' opens.
13. Adjust the red line, with height and tilt, such that is positioned at the base of the droplet where it contacts the mineral/rock sample
14. Adjust the location and size of the blue stripped rectangle such that it is contacting the top and the sides of the drop.
15. Press "execute" and the angles are calculated. Check whether the contact angles are measured at the correct position. If it does not work properly, try to do it again by adjustment of the red base line and blue rectangle.

16. Repeat the same procedure on another droplet from point 8.

Finishing

1. Dispose the fluid in the container and syringe according regulations and clean the container accordingly. Store the rock/ mineral sample for cleaning.
2. Dispose the syringe appropriately.
3. Switch off and unplug the camera and computer.

Describe the system in terms of wettability based on the contact angle (is it water-wet, intermediate-wet or oil-wet).

Compare rock to the mineral contact angles.

6.13 Vedlegg M: Risikovurdering

RISIKOANALYSE (alternativ til bruk av RiskManager)

Enhet/institutt:	NTNU, Institutt for geovitenskap og petroleum	Dato opprettet:	09.02.2021
Ansvarlig linjeleder (navn):	Roger Overå	Sist revidert:	
Ansvarlig for aktiviteten som risikovurderes (navn):	Roger Overå		
Deltakere (navn):	Martin Birkelund Pedersen, Even Høyesen, Vilma Kristiansson		

Beskrivelse av den aktuelle aktiviteten, området mv.:

Risikoanalysen omfatter generell laboratoriearbeid som omfatter arbeidet med å teste et utvalg av eksisterende kjerneprøver. Dette arbeidet vil være å rense prøvene, måling av dimensjoner, bestemme tørrvekt, måle porøsitet og permeabilitet.

Aktivitet/arbeidsoppgave	Mulig uønsket hendelse	Eksisterende risikoreducerende tiltak	Vurdering av sannsynlighet (S)	Vurdering av konsekvens (K)			Risikoverdi (S x K)	Forslag til forebyggende og/eller korrigerende tiltak Prioriter tiltak som kan forhindre at hendelsen inntreffer (sannsynlighetsreducerende tiltak) foran skjerpet beredskap (konsekvensreducerende tiltak)	Restrisiko etter tiltak (S x K)	
			(1-5)	Menneske (1-5)	Øk/materiell (1-5)	Ytre miljø (1-5)				Omdømme (1-5)
Eksempel: Bruk av vinkelsliper	Øyeskade p.g.a. sprut av slipeav/partikler	Vernebriller er alltid tilgjengelig i verkstedet	3	3			9	Før oppstart: Gjennomføre dokumentert HMS-opplæring med studentene (bruk av håndverktøy og pålagt verneutstyr)	3 (S=1)	
Kjemikalier	skade på hud, øyne, munn, klær mm.	vernebriller, jobbe inne i avtrekkskap, hant	2	4			8	Gå gjennom HMS på lab, følge instruksjoner og gitte fremgangsmåten	1	
Klæmskader på utstyr som skal brukes	skade på hud	hansker	2	1			2	Hold på rett plass på utstyret slik at hender/fingre ikke kommer i	1	
Tungt utstyr som faller på bakken	skade på føtter	vernsko finnes i labben	1	3	4		12	Sette utstyr fast i bord mm, håndtere utstyr etter gitt protokoll	1	
Bruk av trykkbeholdere	eksplosjon	protokoller som skal følges finnes på laben	1	5	5	3	5	17	følge fremgangsmåte og protokoller	1
Trykk i utstyr	ødeleggelse av utstyr	protokoller finnes på lab	1	4	3	2	2	9	Følge protokoller for gitt utstyr	1
Testing av kjerneprøver	Knust prøve etter fall	følge HMS og utstyrs/materiellbehandling g	1	1	2		2	Følge HMS for lab	1	
Arbeidsstilling	ergonomiske skader	instruksjoner på god ergonomisk arbeidsstilling	1	3			3	følge instruksjoner for arbeidsstilling	1	
Høyt lydnivå	Hørselsskade	Hørselsvern finnes	1	4			4	Bruke hørselsvern	1	