

**KAJIAN LABORATORIUM MENGENAI PENGARUH
SALINITAS *BRINE* DAN JENIS SURFAKTAN TERHADAP
WETTABILITAS PADA *ARTIFICIAL CORE***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh
ANDIKA PANGGUGAH
143210330



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2021**

**KAJIAN LABORATORIUM MENGENAI PENGARUH
SALINITAS *BRINE* DAN JENIS SURFAKTAN TERHADAP
WETTABILITAS PADA *ARTIFICIAL CORE***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

ANDHIKA PANGGUGAH

143210330



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2021**


HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini ditulis oleh :


Nama : Andika Panggugah
NPM : 143210330
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas Akhir : Kajian Laboratorium Mengenai Pengaruh Salinitas
Brine dan Jenis Surfaktan Terhadap Wettabilitas pada
Artificial Core

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Dr. Eng Muslim, MT ()

Penguji : Fiki Hidayat ST, M.Eng .. ()

Penguji : Idham Khalid ST, MT ()

Ditetapkan di : Pekanbaru
Tanggal : 10 Mei 2021

Disahkan oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**


NOVIA RITA, S.T., M.T

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru, 10 Mei 2019



Andika Panggulah

NPM: 143210330

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanna wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan. Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa pihak yang telah membantudan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Ketua Prodi Bapak Dr. Eng.Muslim, MT dan sekretaris prodi ibu Novriantri, ST, MT serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dal hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
2. Bapak Dr. Eng Muslim, MT selaku dosen pembimbing Tugas Akhir yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
3. Dr. Musryidah, M.Sc selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasehat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan
4. Novrianti ST,.MT Selaku ketua Laboratorium Universitas Islam Riau yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir saya.
5. Teman seperjuangan tugas akhir saya Hendriadi Anugerah yang selalu mendukung dan menemani saya dalam masukan maupun penyusunan tugas akhir ini
6. Kedua orang tua dan keluarga yang memberikan dukungan penuh material maupun morak
7. Sahabat terbaik M.Luthfi Sidqi, Muhammad Deri dan Aditya Ramadhan saya yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini
8. Seluruh teman-teman Teknik Perminyakan UIR yang telah memberi semangat kepada saya

Teriring doa saya, semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga Tugas Akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru 10 Mei 2019



(Andika Panggugah)



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR ISI

TUGAS AKHIR.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR	viii
DAFTAR TABEL.....	ix
DAFTAR SINGKATAN	x
DAFTAR SIMBOL.....	xi
ABSTRAK.....	xii
<i>ABSTRACT</i>	xiii
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 LATAR BELAKANG.....	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN	2
1.3.1 Manfaat Bagi Institusi Pendidikan.....	2
1.3.2 Manfaat bagi Peneliti	2
1.3.3 Manfaat Bagi Perusahaan.....	2
1.4 BATASAN MASALAH	3
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 STATE OF THE ART	4
2.2 WETTABILITAS.....	8
2.3 SUDUT KONTAK.....	10
2.3.1 Pengertian Sudut Kontak.....	10
2.3.2 Metode Pengukuran Sudut Kontak	11
2.4 ARTIFICIAL CORE	13
2.5 SURFAKTAN	13
BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN.....	16
3.1 DIAGAM ALIR PENELITIAN	16
3.2 ALAT DAN BAHAN	17
3.2.1 Alat.....	17
3.2.2 Bahan.....	19
3.3 PROSEDUR PENELITIAN	22

3.3.1	Sieve Analysis.....	22
3.3.2	Pembuatan <i>Artificial Core</i>	23
3.3.3	Penentuan Karakteristik <i>Artificial Core</i>	23
3.3.4	Hasil <i>Artificial Core</i>	25
3.3.5	Penentuan Sifat Fisik <i>Crude Oil</i>	27
3.3.6	Sifat Fisik <i>Crude Oil</i>	28
3.3.7	Penjenuhan <i>Artificial Core</i>	29
3.3.8	Pembuatan Larutan Surfaktan dan Salinitas Brine.....	30
3.3.9	Penjenuhan artificial core penambahan surfaktan dan brine.....	30
3.3.10	Pengukuran Sudut Kontak	30
3.4	TEMPAT PENELITIAN.....	31
3.5	JADWAL PENELITIAN	32
BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN.....		33
4.1	PENENTUAN SUDUT KONTAK.....	33
	Core Surfaktan P-25.....	34
	Sudut Kontak.....	34
4.1.1	Penentuan pengaruh penambahan surfaktan dan salinitas <i>brine</i>	35
BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN		39
5.1	KESIMPULAN	39
5.2	SARAN	39
DAFTAR PUSTAKA		40
LAMPIRAN.....		43
	LAMPIRAN I Perhitungan Sifat Fisik Artificial Core	43
	LAMPIRAN II Tabel Perhitungan <i>Artificial Core</i>	44
	LAMPIRAN III Perhitungan Sifat Fisik <i>Crude Oil</i>	45
	LAMPIRAN IV Spesifikasi Surfaktan	46
	LAMPIRAN V Prosedur Baku Penelitian	47

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Sudut kontak cairan dan permukaan benda solid (Clegg 2013).....	9
Gambar 2.2 <i>Ramé-hart</i> Goniometer.....	12
Gambar 2.3 Molekul Surfaktan (Gevarsio,1996).....	14
Gambar 3.1 Diagram alir tugas akhir.....	16
Gambar 3.2 Batang pengaduk.....	17
Gambar 3.3 Pipet tetes.....	17
Gambar 3.4 <i>Mortar & Pastle</i>	17
Gambar 3.5 <i>Shale Shaker</i>	17
Gambar 3.6 Gelas kimia.....	18
Gambar 3.7 Gelas ukur.....	18
Gambar 3.8 Jangka Sorong.....	18
Gambar 3.9 Cetakkan <i>Core</i>	18
Gambar 3.10 Spet.....	18
Gambar 3.11 <i>Viscometer</i>	18
Gambar 3.12 <i>Water Bath</i>	19
Gambar 3.13 <i>Neraca</i> digital.....	19
Gambar 3.14 <i>Picnometer</i>	19
Gambar 3.15 Goniometer.....	19
Gambar 3.16 <i>Brine</i>	20
Gambar 3.17 <i>Crude Oil</i>	20
Gambar 3.18 <i>Core Sample</i>	21
Gambar 3.19 Surfaktan P-25.....	21
Gambar 3.20 Surfaktan DMO 21041.....	21
Gambar 3.21 Semen.....	22
Gambar 3.22 Pasir Silika.....	23
Gambar 3.23 <i>Artificial Core</i>	27
Gambar 4.1 <i>Core</i> yang telah dijenuhi <i>crude oil</i>	34
Gambar 4.2 Grafik pengaruh penambahan surfaktan P25 dan salinitas <i>brine</i> terhadap sudut kontak.....	35
Gambar 4.3 Grafik pengaruh penambahan surfaktan DMO dan salinitas <i>brine</i> terhadap sudut kontak.....	35

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 State of The Art.....	5
Tabel 2.2 Kelebihan dan Kekurangan Metode Sudut Kontak (Yuan and Lee 2013)	11
Tabel 3.1 Skala <i>Porositas</i> (Sukandarrumidi, 2013).....	24
Tabel 3.2 Klasifikasi <i>Permeabilitas</i> (Koesoemadinata,1980).....	25
Tabel 3.3 <i>Porositas</i> dan <i>Permeabilitas Core</i>	26
Tabel 3.4 Jenis minyak berdasarkan harga °API (Rukmana et al, 2012).....	28
Tabel 3.5 Sifat Fisik <i>Crude Oil</i>	29
Tabel 3.6 Jadwal Kegiatan	32
Tabel 4.1 Sudut kontak sebelum penambahan larutan surfaktan pada berbagai salinitas <i>brine</i>	34
Tabel 4.2 Hasil pengukuran sudut kontak sebelum dan sesudah penambahan surfaktan P25, DMO dan salinitas <i>brine</i> menggunakan <i>goniometer rame-hart</i> . ..	38

DAFTAR SINGKATAN

API	= <i>American Petroleum Institute</i>
EOR	= <i>Enhanced Oil Recovery</i>
IFT	= <i>Interfacial Tension</i>
LB-ADSA	= <i>Low Bond- Axisymmetric Drope Shape Analysis</i>
OOIP	= <i>Original Oil In Place</i>
USBM	= <i>U.S Bureau Of Mines</i>
SG	= <i>Specific Gravity</i>
AOS	= <i>Alpha Olefin Sulfonate</i>
QUAT	= <i>Quarternery Ammonium Salt</i>
NaCl	= <i>Natrium Chlorida</i>
PMMA	= <i>Polimetilmetakrital</i>
PVC	= <i>Poliviniklorida</i>
POE	= <i>Polioksitelina</i>

DAFTAR SIMBOL

\emptyset	= Porositas
V_b	= <i>Bulk Volume</i>
V_s	= Volume padatan batuan total (<i>Total Grain Volume</i>)
V_p	= <i>Pore Volume</i>
k	= Permeabilitas
Q	= Laju Alir
μ	= Viskositas
A	= Luas Penampang Media
S_{vgr}	= <i>Surface Area</i>
d_{gr}	= <i>Diameter Grain</i>
θ_c	= Sudut Kontak
ρ_o	= Densitas Minyak
ρ_w	= Densitas Air
μ_m	= Viskositas Minyak
t	= <i>time</i> (waktu)
L	= Panjang <i>core</i>
D	= <i>Diameter core</i>

ABSTRAK

Meningkatnya kebutuhan energi dalam negeri dan tingginya harga minyak dunia mengharuskan teknologi pengurasan tahap lanjut (EOR) mutlak untuk diimplementasikan pada lapangan-lapangan minyak tua yang masih mempunyai sisa minyak cukup banyak didalam reservoir. Metode EOR mampu mengoptimalkan pengurasan ladang minyak tua dimana mampu memproduksi minyak sampai 70% dari OOIP. Salah satu metode EOR, yang dilakukan adalah *chemical flooding*. *Chemical flooding* dapat dilakukan dengan menggunakan surfaktan.

Pada penelitian laboratorium terdiri dari empat proses, yakni pembuatan *artificial core*, pengujian sifat fisik *artificial core* dan *curde oil*, uji *spontaneous imbibition test* pada core untuk melihat efek dari larutan surfaktan terhadap proses pendesakan, serta pengujian sudut kontak dengan menggunakan alat goniometer. Core yang digunakan berjenis batuan *sandstone* dengan perbandingan 5:2 untuk pasir dan semen dan tambahan air sebanyak 10% dari berat total bahan kering. Uji wettabilitas ini untuk mengetahui pengaruh jenis surfaktan P-25 dan DMO 21041 dan konsentrasi salinitas *brine* (5000 ppm, 10,000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, dan 25.000 ppm) yang cocok dan optimum untuk diterapkan pada batuan pasir dengan metode sudut kontak.

Berdasarkan hasil dari penelitian laboratorium, *artificial core* yang dibuat memiliki nilai porositas dan permeabilitas yang sangat baik. Dan juga, sifat fisik *curde oil* juga menunjukkan kualitas yang baik dengan nilai API 31,29 dan viskositas 11,45 cp. Uji wettabilitas yang dilakukan mendapatkan nilai optimum pada Surfaktan P-25 0,3 % dan salinitas optimum dengan konsentasi 20.000 ppm dengan sudut kontak 109° (*water wet*) menjadi 76° (*oil wet*), sedangkan dengan surfaktan DMO 24101 0,3 % mendapatkan salinitas optimum pada konsentrasi 15.000 ppm.

Kata Kunci : *Artificial core*, surfaktan, salinitas *brine*, wettabilitas, sudut kontak

ABSTRACT

Increased domestic energy demand and high oil prices advanced stages require dewatering technology (EOR) are absolutely to be implemented in old oil fields that still have quite a lot of residual oil in the reservoir. EOR methods can optimize draining old oil fields where oil is able to produce up to 70% of OOIP. One EOR method, which is carried out are chemical flooding. Chemical flooding can be done by using a surfactant.

In laboratory studies consists of four processes, namely the manufacture of artificial cores, testing the physical properties of artificial cores and curde oil, test spontaneous imbibition test to the core to see the effect of surfactant solution to the displacement process, As well as assay using a contact angle goniometer tool. Core used manifold sandstone rock with a ratio of 5: 2 for sand and cement and additional water as much as 10% of the total weight of dry matter. Wettabilitas test is to determine the effect of type of surfactant P-25 and DMO 21041 and brine salinity concentration (5000 ppm, 10.0000 ppm, 15,000 ppm, 20,000 ppm and 25,000 ppm) matching and optimum to apply on sandstone with a contact angle method.

Based on the results of the research laboratory, which created artificial cores have porosity and permeability values were excellent. And also, the physical properties curde oil also showed good quality at a value of 31.29 API and viscosity of 11,45 cp. Wettabilitas test conducted obtain the optimum value of P-25 Surfactant 0.3% and the optimum salinity of 20,000 ppm Concentrations with a contact angle of 109° (Water wet) to 76° (oil wet), whereas with 0.3% surfactant 24101 DMO obtain optimum salinity at a concentration of 15,000 ppm.

Keywords : Artificial cores, surfactants, salinity brine, wettabilitas, contact angel

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Berdasarkan temuan lokasi, batu pasir merupakan *reservoir* yang paling umum, dan 60% dari semua batuan *reservoir* adalah batu pasir (Kurniawan 2014). Keterbasahan diartikan sebagai interaksi antara zat cair dan permukaan padat, zat cair yang secara spontan menyebar ke permukaan disebut dengan istilah basah (Mitrakusuma et al. 2014). Pengukuran sudut kontak mempunyai patokan jika sudut kontak yang dibentuk oleh tetesan air kurang dari 90° maka plat tersebut bersifat basah air (*water wet*), apabila sama dengan 90° maka basah campuran/netral (*neutral-wet/mixed wet*), dan apabila lebih dari 90° maka basah minyak (*oil-wet*) (Setiati et al. 2018). Oleh karena itu penentuan sudut kontak sangat penting untuk menentukan derajat kebasahan. Hal ini sesuai dengan yang dinyatakan oleh (Roisman dkk dalam Mitrakusuma et al., 2014).

Menurut Penelitian yang dilakukan oleh Rohayati Juita, Arnelli, Y., Minyak dapat diproduksi 5-30% dari *Original Oil in Place* (OOIP). Dalam memperbaiki kinerja produksi minyak bumi maka dilakukan tahap lanjut (fase tersier) berupa EOR. Salah satu metode EOR, yang dilakukan adalah *chemical flooding*. *Chemical flooding* dapat dilakukan dengan menggunakan surfaktan (Juita, Arnelli, and Yusniati 2016). Yang mana, surfaktan dapat digunakan untuk mengubah *wettability* batuan dari *oil-wet* menjadi *water-wet* sehingga dapat meningkatkan perolehan minyak.

Pengukuran sudut kontak sudah diteliti sejak awal abad ke-19 oleh Laplace dan Young, yang mencoba meneliti fenomena keterbasahan. Untuk Mengetahui fenomena keterbasahan, dapat menggunakan pengukuran sudut kontak untuk sifat dasar bahan cair dan padat, meliputi gaya kohesi Dan gaya adhesi. Jika sudut kontak yang diperoleh kecil, maka gaya adhesi cairan dan padatan dalam jumlah besar. Jika sudut kontak yang diperoleh besar maka kohesi Molekul antar cairan sangat besar. Meskipun teori sudut kontak memiliki Memperkenalkan beberapa dekade kimia fisik, tetapi praktik dan Panduan laboratorium tidak terlalu banyak

menggunakan konsep ini (Kabza et al., 2000). Maka dalam Penelitian ini, akan dilakukan kajian laboratorium mengenai perubahan *wettabilitas* pada *artificial core* dengan menggunakan Jenis surfaktan dan salinitas berbeda-beda dengan metode analisa sudut kontak (*Imaging method*) menggunakan *software-controlled camera-based goniometer*. Dimana terlebih dahulu dilakukannya penjenruhan core dengan crude oil untuk didapatkan nilai *wettabilitas* oil wet, setelah itu baru dilakukan penjenruhan surfaktan dan brine secara bersamaan untuk mendapatkan informasi mengenai pengaruh penggunaan surfaktan dan brine terhadap *wettabilitas* dengan metode sudut kontak sessile drop test.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan dari Tugas Akhir ini adalah :

1. mengetahui pengaruh jenis surfaktan terhadap *wettabilitas* dengan metode analisa sudut kontak (*imaging method* menggunakan *software-controlled camera-based goniometer*) dan
2. Mengetahui optimalisasi salinitas *brine* untuk mendapatkan perubahan *wettabilitas* tertinggi.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

1.3.1 Manfaat Bagi Institusi Pendidikan

Dapat menjadikan rujukan baru mengenai analisa perubahan *wettabilitas* menggunakan metode *sessile drop test* dengan alat *goniometer rame-hart* untuk penelitian selanjutnya

1.3.2 Manfaat bagi Peneliti

Memberi pemahaman tentang *wettabilitas* dengan metode pengukuran sudut kontak *sessile drop dest* dan prinsip kerja alat *goniometer rame-hart*

1.3.3 Manfaat Bagi Perusahaan

Manfaat bagi perusahaan memberikan informasi terkait pengaruh penggunaan EOR bagi riset dalam negeri dimana berbagai instasi perusahaan ini fokus dalam mengembangkan atau meningkatkan produktivitas lapangan minyak dan gas di Indonesia

1.4 BATASAN MASALAH

Agar penelitian yang dilakukan lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan, maka dalam penelitian ini membatasi dalam beberapa hal:

1. Penelitian dilakukan dengan menggunakan 2 jenis surfaktan yaitu P-25 dan DMO 21041 (Baker)
2. Penelitian menggunakan 5 variasi salinitas *brine*, yaitu 5000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, dan 25.000 ppm.
3. Uji imbibisi dilakukan pada suhu 70°C.
4. Yang diperhatikan pada hasil penelitian adalah nilai perubahan sudut kontak (Δ°)



BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

Alhamdulillah, segala puji Allah SWT. Manusia yang telah menciptakan berbagai sumber daya alam yang dibutuhkan umat manusia. Selain sumber daya terbarukan, pencipta juga menyediakan sumber daya alam yang tidak terbarukan untuk kebutuhan manusia, seperti pertambangan dan mineral termasuk migas. Hakikat sumber daya migas adalah jika terus dieksploitasi akan habis dan punah. Oleh karena itu harus digunakan secara bijak dan memperhatikan daya dukung lingkungan.

Al-Qur'an sebagai sumber hukum Islam telah mengatur tentang kepemilikan dalam Islam. Kepemilikan (properti) adalah milik Allah SWT. Allah SWT. berfirman dalam QS. Al-Maidah (5): 7 yang artinya: "Kepunyaan Allah-lah kerajaan langit dan bumi serta apa saja yang ada di antara keduanya". Selain itu Allah juga memberi rahmat, nikmat dan izin kepada manusia untuk mengelola kepunyaan Allah yang ada di bumi, sebagaimana terdapat pada QS. Al-Baqarah (2):29 dinyatakan bahwa : "Dia lah Allah, yang menjadikan segala yang ada di bumi untuk kamu dan Dia berkehendak (menciptakan) langit, lalu dijadikanNya tujuh langit!Dan Dia Maha Mengetahui segala sesuatu". Ayat Alqur'an tersebut menyatakan bahwa apa yang telah diciptakan Allah dimiliki oleh seluruh manusia. Oleh karena itu, kita sebagai manusia harus bijaksana dalam memanfaatkan sumber daya alam yang ada dengan memperhatikan daya dukung lingkungan (Rahmawati 2014).

2.1 STATE OF THE ART

Penelitian mengenai pengaruh salinitas *brine* dan jenis surfaktan terhadap wettabilitas pada *artificial core*, dan studi terkait wettabilitas telah dilakukan sebelumnya. Beberapa penelitian tersebut dirangkum dalam tabel.

Tabel 2.1 State of The Art

No	Penulis, Tahun	Metode	Hasil
1	(Alotaibi, Azmy, and Nasr-El-Din 2010)	Mengubah wettabilitas batuan dengan cara menginjeksikan air dengan temperatur tinggi dan tingkat salinitas yang berbeda menggunakan <i>imbibition test</i> . Lalu dilakukan penentuan wettabilitas menggunakan metode <i>Drope Shape Analysis</i> dengan perbandingan sebelum dan sesudah injeksi dilakukan	Bahwa kekuatan air injeksi dapat memiliki dampak besar pada peningkatan hidrokarbon selama waterflood, dengan peningkatan yang dihasilkan dari penggunaan salinitas brine yang rendah. Dan mineralogi batuan juga ditemukan memainkan peran kunci yang menentukan salinitas rendah pada sudut kontak.
2	(Elmofty 2012)	Penelitian mengenai <i>wettability alteration</i> menggunakan injeksi surfaktan dengan penentuan <i>wettability</i> dengan metode <i>drop shape analysis</i>	Wettabilitas permukaan batupasir Berea dapat diubah dari genangan <i>weakly waterwet</i> menjadi <i>water wet</i> dengan menggunakan surfaktan anionik (Alfoterra 145-4S dan Alfoterra 145-8S)
3	(Wang et al. 2013)	Penelitian mengenai <i>wettability alteration</i> menggunakan 3 sampel surfaktan yang berbeda dengan metode wettabilitas <i>Drop shape analysis (Sessile drop analysis)</i>	Dengan menggunakan 3 sampel surfaktan berbeda didapatkan sudut kontak meningkat dengan meningkatnya konsentrasi dan kemudian menurun ketika konsentrasi mencapai 0,3%. Ini karena

			adsorpsi perubahan kimiawi dari <i>single-layer</i> menjadi <i>double-layer</i> dengan peningkatan konsentrasi.
4	(Anggriawan and Kurniawan 2015)	<p>Penelitian ini dilakukan dengan alat sudut kontak dengan modifikasi dual channel. Dengan metode sudut kontak dengan tetesan cairan pada padatan dengan menggunakan perangkat lunak <i>Low Bond-Axisymmetric Drope Shape Analysis</i> pada plugin LB-ADSA (<i>ImageJ, Open Source</i>) hasil ciptaan Aurelien Stalder yang dilakukan dengan menggunakan 3 padatan polimer politetrafluoroetilen (PTFE), polimetilmetakrilat (PMMA) polivinilklorida (PVC) dan 3 bahan cairan (akua demineralisasi, etanol, touluen).</p>	<p>Bahwa alat ukur sudut kontak <i>dual channel</i> yang telah dibuat memiliki kemampuan pengukuran yang akurat sesuai standar internasional dengan rentang nilai sudut kontak (108-125°) yang tercantum dalam ASTM C813- 90. Nilai sudut kontak yang dihasilkan menunjukkan hasil yang berbeda pada masing-masing diameter tetesan dengan bahan yang sama. Nilai sudut kontak air pada PTFE paling tinggi 118,783 dibandingkan dengan <i>etanol</i> dan <i>toluene</i> sesuai dengan besar nilai momen dipol yang dimiliki.</p>
5	(Syahara 2016)	Penelitian pengembangan alat pengukuran sudut	Sudut kontak yang terbentuk sesuai dengan

		<p>kontak (goniometer) LB-ADSA menjadi alat penentu polaritas larutan, dengan pengambilan gambar tetesan cairan. Cairan yang digunakan n-heksana, aseton, etanol, propilen glikol, gliserol, air, cairan etanol dengan rasio 1:3 dan 3:1, kemudian ditetaskan diplat polimer PTFE, PMMA, dan PVC</p>	<p>besaran sudut kontak antara Aqua DM dengan polimer PTEE berdasarkan ASTM 813-90, berkisar 108°-125°, menyatakan alat Kalibrasi sudut kontak bekerja dengan baik. Sudut kontak terendah ditunjukkan oleh n-heksana ($E_{NT} = 0,09$), yaitu 0,000° dan sudut kontak tertinggi oleh air ($E_{NT} = 1$), yaitu 118,32 ° pada plat PLFE</p>
6	(Setiati et al. 2018)	<p>Pengaruh wettabilitas Surfaktan NaLS Ampas Tebu pada Batuan <i>Sandstone</i> dalam Proses <i>Enhanced Oil Recovery</i> (EOR). Uji wettabilitas dilakukan dengan metode <i>Sessile Drop</i> menggunakan secara langsung dengan goniometer atau image direkam dan gambar dicocokkan dengan persamaan Laplace dengan bantuan computer</p>	<p>Hasil uji wettabilitas yang dilakukan menghasilkan system <i>water wet</i>, dengan pemberian surfaktan NaLS ampas tebu mampu membuat sifat permukaan menjadi <i>water wet</i>.</p>

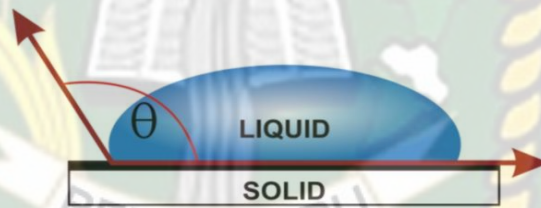
2.2 WETTABILITAS

Wettabilitas (sifat kebasahan batuan) merupakan suatu ukuran yang menjelaskan apakah permukaan batuan mempunyai kemampuan untuk lebih mudah tertutup oleh lapisan minyak atau air. Surfaktan dapat menembus antarmuka antara fluida dan batuan, dan dapat mengubah kutub permukaan batuan, sehingga mengubah tingkat kebasahan batuan (Ashayer *et al* 2000 dalam Kurniawan 2014). Yang di inginkan dalam penelitian ini adalah merubah fluida yang membasahi batuan dari *oil wet* menjadi *water wet*. *Water wet* adalah fluida yang lebih membasahi batuan reservoir berupa air. Jenis batuan ini cenderung disukai karena proses produksinya lebih mudah jika dibandingkan dengan *oil wet*. Sedangkan *oil wet* itu sendiri adalah fluida yang lebih membasahi batuan berupa minyak (Prasojo and Kasmungin 2017). Wettabilitas mengekspresikan kecenderungan dari salah satu fluida untuk menyebar kepermukaan batuan. Wettabilitas dianggap sebagai faktor kunci yang mempengaruhi distribusi fluida dalam media berpori. Wettabilitas *reservoir* sangat bergantung pada komposisi minyak, kimia permukaan batuan, dan ada atau tidak adanya fasa air lainnya. Selain itu, komposisi dari fase cair, suhu tekanan, dan kontak waktu dapat dianggap parameter penting. Setiap penyesuaian wettabilitas akan mempengaruhi tekanan kapiler, permeabilitas relatif, dan *waterflooding* (Alotaibi, Azmy, and Nasr-El-Din 2010).

Abdurrahman 2016, bahwa dalam penelitiannya beberapa karakteristik fluida *reservoir* dan batuan *reservoir* sangat berpengaruh terhadap peningkatan produksi minyak bumi, seperti *viskositas*, *densitas*, tegangan permukaan antara fluida atau fluida batuan, tekanan kapiler, *permeabilitas relatif*, keterbasahan batuan, dan sudut kontak fluida-batuan. Wettabilitas merupakan parameter yang sangat penting untuk meningkatkan produksi minyak. Batuan yang basah air atau *water wet* lebih mudah mengalirkan butiran minyak bumi ke dasar sumur dibandingkan batuan yang sifatnya basah minyak atau *oil wet*. Selain itu, tegangan antar permukaan *liquid-liquid* dan *liquid-batuan* juga berperan penting dalam meningkatkan *oil recovery*. Semakin rendah tegangan antar permukaan, semakin

rendah tekanan kapiler, dan minyak dapat dengan mudah keluar dari pori-pori batuan.

Fenomena daya basah / wettabilitas dapat ditemui dalam kehidupan sehari-hari, air hujan menempel pada kaca jendela hanya terjadi pada butiran air yang kecil sedangkan butiran air hujan yang lebih besar dapat jatuh menelusuri permukaan kaca. Daya basah atau wettabilitas didefinisikan oleh Jerauld and Rathmell sebagai kecenderungan satu cairan dari pasangan fluida untuk melapisi permukaan dari padatan secara spontan. Pengukuran daya pembasahan dapat dilakukan dengan beberapa cara yaitu pengukuran sudut kontak (*contact angle measurement*), tes Amott, dan tes U.S Bureau of Mines (USBM) (Arda and Nada 2015). Kedua cara pengukuran yang terakhir seringkali digunakan secara bersamaan dan disebut dengan uji USBM yang telah dimodifikasi. Dalam uji sudut kontak diukur sudut θ_c seperti pada gambar dibawah ini :



Gambar 2.1 Sudut kontak cairan dan permukaan benda solid (Clegg 2013).

Dalam sistem air-minyak-batuan, dalam sudut kontak, Anderson 1986 dalam Alvarez dan Schechter 2016, mendefinisikan batuan *water-wet* ketika sudut kontak antara air dan padat adalah 0° - 75° , *Intermediet-wet* adalah antara 75° - 105° , dan *oil-wet* adalah 105° - 180° . Berikut adalah definisi kondisi batuan *water wet* dan *oil wet* menurut (Veaneta 2016).

Batuan *reservoir* umumnya *water wet* dimana air akan membasahi permukaan batuan. Kondisi batuan yang *water wet* adalah :

- Tegangan *adhesi* nya bernilai positif
- $\sigma_{sw} \geq \sigma_{so}$, $AT > 0$
- Sudut kontaknya ($< \theta < 90^\circ$)
- Apabila $\theta = 0^\circ$, maka batumannya dianggap sebagai *strongly water wet*.

Batuan *reservoir* disebut sebagai *oil wet* apabila fasa minyak membasahi permukaan batuan. Kondisi batuan *oil wet* adalah:

- Tegangan *adhesi* nya bernilai negatif
- $\sigma_{so} \geq \sigma_{sw}, AT < 0$
- Sudut kontak nya ($90^\circ < \theta < 180^\circ$)
- Apabila $\theta = 180$, maka batumannya dianggap sebagai *strongly oil wet*.

Khusus untuk ladang Sumatera, misalnya, air alam selalu hidup berdampingan dengan penampungan minyak untuk zona penghasil utama sihapus di *reservoir* Sumatera Tengah. Untuk karakteristik *crude oil*, sebagian besar minyak di wilayah ini adalah minyak mentah ringan dengan *viskositas* yang sangat rendah. Untuk cekungan Sumatera, gradien temperatur 65°C untuk kedalaman *reservoir* 1000 m (Zhu, Hu, and Zhang 2004). Terutama pada lapangan Minas Provinsi Riau memiliki suhu *reservoir* rata-rata 185°F atau 85°C (Masduki et al. 2020). Pada penelitian wettabilitas ini dilakukan *spontaneous imbibition test* dilakukan pada suhu 70°C .

2.3 SUDUT KONTAK

2.3.1 Pengertian Sudut Kontak

Sudut kontak adalah sudut yang terbentuk antara cairan dan permukaan padat atau dinding *kapiler* dari bahan berpori. Sudut ini dipengaruhi oleh sifat dan gaya interaksi dari kedua *medium*. Interaksi tersebut dapat dijelaskan oleh gaya *kohesi* dan gaya *adhesi*. Semakin kecil sudut kontak menunjukkan pengaruh gaya *kohesi* lebih kecil dari gaya *adhesi*. Hal ini disebabkan oleh molekul cairan cenderung berinteraksi lebih banyak dengan molekul padat dari pada molekul cair. Sedangkan sudut kontak yang lebih besar menunjukkan gaya *kohesi* lebih besar dari gaya *adhesi*. Hal ini disebabkan oleh molekul cairan cenderung berinteraksi lebih banyak satu sama lain dari pada dengan molekul padat. (Romli et al. 2015). Salah satu kriteria yang dapat digunakan untuk menganalisis keterbasahan terhadap cairan adalah pengukuran terhadap sudut kontak nya. Yuan dan Lee, 2013 mengatakan nilai sudut kontak diatas 90° menunjukkan keterbasahan yang kurang baik. Implikasinya adalah cairan akan sulit membasahi suatu permukaan (Cahyono et al. 2017)

2.3.2 Metode Pengukuran Sudut Kontak

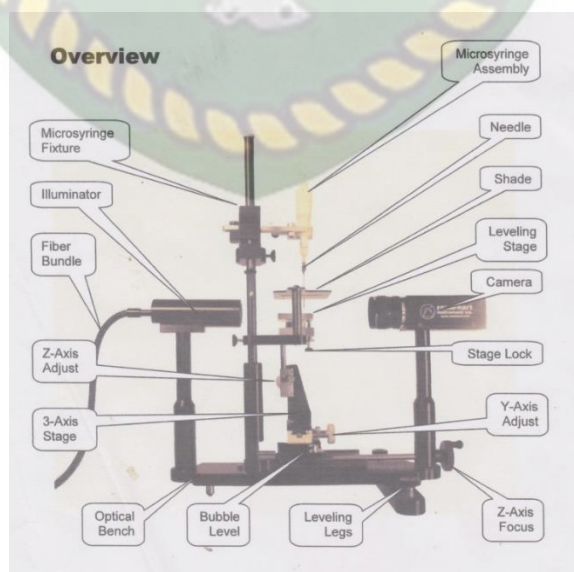
Pengukuran sudut kontak dapat dilakukan melalui beberapa metode yaitu pengukuran langsung tetesan (*sessile drop*) dengan teleskop goniometer, metode gelembung ditahan (*captive bubble method/pendant drop*), metode plat dimiringkan (*tilting plat method*), metode keseimbangan wihelmy (*wilhelmy plate method*) dan metode pipa kapiler (*capillary rise method*). Salah satu metode yang digunakan penelitian ini adalah pengukuran langsung tetesan (*sessile drop*) dengan teleskop goniometer (Syahara 2016). Bigelow et al., (1946) mencoba untuk membuat suatu alat yang disebut teleskop-goniometer, alat tersebut digunakan untuk mengukur sudut kontak beberapa cairan pada permukaan yang terpoles. Selanjutnya, alat komersial pengukuran sudut kontak goniometer, didesain oleh W . A Zisman, dan diproduksi oleh perusahaan *instrument rame-hart* diawal tahun 1960 Gambar 2.2 (Yuan and Lee 2013).

Tabel 2.2 Kelebihan dan Kekurangan Metode Sudut Kontak (Yuan and Lee 2013)

Metode	Kelebihan	Kekurangan
<i>Sessile Drop</i>	-Relatif mudah digunakan, permukaan untuk tetesan cairan yang dihasilkan cukup besar, -Lebih mudah mengontrol sudut kontak cairan -Menggunakan bahan cairan dan plat (permukaan) yang kecil	Hanya cukup untuk satu tetesan saja permukaannya, pengambilan gambar hanya satu sisi atau kamera tidak dapat diputar.
<i>Pendant Drop</i>	Metode tetesan ditahan, tanpa permukaan, lebih mudah mengontrol sudut kontak cairan	Pengambilan gambar hanya satu sisi atau kamera tidak dapat diputar
<i>Tilting Plat</i>	Mempelajari garis kontak yang bergerak, dengan maksud membuat pengukuran sudut kontak yang akurat. Teknik ini menunjukkan akurasi tinggi dan potensi untuk menentukan	Pengukuran cairan membutuhkan keterampilan cukup besar karena keadaan plat/permukaan yang miring

	ketergantungan kecepatan sudut kontak dinamis secara otomatis.	
<i>Wilhelmy Plat</i>	Memberikan nilai rata-rata yang lebih akurat	Lebih rumit dibandingkan gonimeter, metode ini hanya sesuai jika kedua sisi sampel identik, jika tidak, data yang diukur akan mendapatkan hasil dari dua interaksi yang berbeda. Dan butuh cairan relatif yang lebih besar
<i>Capillary Rise</i>	Salah satu metode tertua dan paling sederhana untuk mengukur ketegangan permukaan adalah teknik kenaikan kapiler.	Hasil tidak akurasi, butuh koreksi teoritis untuk kasus ideal diperlukan.

Peralatan yang digunakan adalah berupa papan *horizontal* untuk meletakkan padatan dan cairan, pipet *micro meter* untuk meneteskan cairan, sumber cahaya (iluminasi), dan serta menggunakan *software-controlled camera-based* gonimeter yang sudah mulai menggunakan kamera untuk melakukan pengukuran. Kamera akan dianalisa oleh *software* secara otomatis untuk mendapatkan nilai sudut kontak.



Gambar 2.2 *Ramé-hart* Goniometer

2.4 ARTIFICIAL CORE

Reservoir adalah bagian kerak bumi yang mengandung air, minyak, dan gas bumi. Sedangkan batuan adalah wadah atau batuan yang berongga-rongga atau berpori-pori dimana diisi dan dijenuhi oleh minyak dan gas bumi tersebut. Jadi batuan *reservoir* adalah wadah dibawah permukaan bumi yang mengandung air, minyak, dan gas bumi.

Batuan *reservoir* yang sangat penting dalam teknik perminyakan adalah batuan sedimen, karena hampir semua minyak dan gas alam ditentukan oleh batuan sedimen (Herlan Adim, 1993 dalam Fezy 2016). Batuan *reservoir* memiliki sifat-sifat fisik yang merupakan sifat dari formasi batuan tersebut. Sifat-sifat fisik batuan formasi tersebut antara lain: porositas (*porosity*), permeabilitas (*permeability*), densitas batuan (*density*), saturasi fluida (fluida saturation), ukuran butiran (*grain size*), kecepatan rambat.

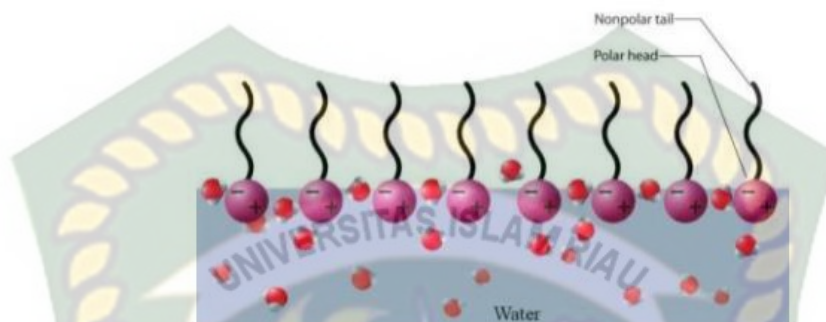
Dalam operasi perminyakan yang perlu dilakukan adalah memeriksa karakteristik batuan *reservoir*. Kegiatan yang biasa digunakan untuk menganalisis *reservoir* adalah analisis *core*, analisis *cutting* dan analisis *logging*. Analisis *core* biasanya dilakukan dengan mengebor sampel batuan dari dalam dan kemudian memeriksa inti tersebut di laboratorium (Veaneta 2016).

2.5 SURFAKTAN

Surfaktan merupakan senyawa aktif penurun tegangan permukaan (*surface active agent*) yang mempunyai struktur bipolar. Bagian kepala bersifat *hidrofilik* dan bagian ekor bersifat *hidrofobik* menyebabkan surfaktan cenderung berada pada antarmuka antara fase yang berbeda derajat polaritas dan ikatan *hydrogen* seperti minyak dan air. Kegunaan surfaktan antara lain untuk menurunkan tegangan permukaan, tegangan antarmuka, meningkatkan kestabilan partikel yang *terdispersi* dan mengontrol jenis formasi *emulsi*, misalnya *oil in water* (O/W) atau *water in oil* (W/O) (Rieger,1985 dalam (Oktavian 2011).

Molekul surfaktan dapat divisualisasikan seperti berudu ataupun bola raket mini yang terdiri atas bagian kepala dan ekor. Bagian kepala bersifat *hidrofilik* (suka air), merupakan bagian yang sangat *polar*, sedangkan bagian ekor bersifat

hidrofobik (benci air/suka minyak), merupakan bagian *non polar*. Bagian kepala dapat berupa *anion*, *kation* atau *nonion*, sedangkan bagian ekor dapat berupa rantai *linier* atau cabang hidrokarbon. *Konfigurasi* kepala-ekor tersebut membuat surfaktan memiliki fungsi yang beragam di industri.



Gambar 2.3 Molekul Surfaktan (Gevarsio,1996)

Istilah *surfactant* adalah perpaduan antara *surface acting agent*. Larutan surfaktan biasanya senyawa organik yang *amphiphilic*, yang berarti rantai senyawanya hidrokarbon ialah (*hidrofobik*, “ekor”) dan *hidrofilik* (“kepala”). Oleh karena itu, keduanya larut dalam pelarut organik dan air. Bagian tersebut menyerap atau berkonsentrasi pada permukaan atau antarmuka fluida untuk mengubah sifat permukaan secara signifikan. Secara umum surfaktan dapat mengurangi tegangan permukaan atau tegangan (IFT) (J. Sheng 2011).

Menurut Veronika, Kasmungin, dan Sulistyanto 2017, Surfaktan atau *surface active agent* adalah suatu zat molekul aktif permukaan yang dapat menurunkan tegangan antar-muka (*Interfacial Tension*, IFT) antara dua fasa yang tidak saling campur yaitu minyak dan air. Molekul surfaktan mempunyai dua gugus yang berbeda dan terpisah pada kedua ujung rantai molekulnya. Dua gugus tersebut adalah gugus *hidrofil* (yang menyukai air) atau *lipofob* (menolak air) dalam jumlah yang sedikit dan *lipofil* (yang menyukai minyak) atau *hidrofob* (menolak air) dalam jumlah yang cukup besar.

Berdasarkan sifat kelistrikannya, molekul surfaktan dapat digolongkan menjadi:

- *Anion* yang bermuatan negatif.
- *Kation* yang bermuatan positif.

- *Nonionik* yang tidak terionisasi dalam larutan.
- *Amphoter* yang bermuatan positif dan negatif tergantung dari harga pH larutan.

Klasifikasi surfaktan didasarkan pada sifat *hidrofilik*, dengan sub-kelompok berdasarkan sifat *hidrofobik* nya. Empat kelas surfaktan didefinisikan sebagai berikut (Myers, 1987 dalam (Sukriya 2011)

1. *Anionik*, *Hidrofilik* nya merupakan group senyawa bermuatan *negative* seperti *karboksil* ($RCOOO^- M^+$), *sulfonat* ($RSO_3^- M^+$), *sulfat* ($ROSO_3^- M^+$) atau *phospat* ($ROPO_3^- M^+$)
2. *Kationik*, *Hidrofilik* nya merupakan group senyawa bermuatan positif misal, kuarter *ammonium halide* ($R_4N^+ X^-$) dan empat group R tersebut bisa sama atau berbeda tetapi masih dalam satu *family*
3. *Nonionik*, *Hidrofilik* nya tidak mempunyai muatan, tapu berasal dari turunan group air yang sangat polar seperti *polioksitelina* (POE atau $R - OCH_2CH_2 - O-$) atau group R-polyol termasuk garam
4. *Amphoter*, molekulnya biasanya mengandung muatan positif dan *negative* seperti *sulfobetaines* $RN^+ (CH_3)_2CH_2CH_2SO_3^-$.

Penggunaan surfaktan terbagi atas tiga golongan, yaitu seabgai bahan pembasah (*wetting agent*), bahan pengemulsi (*emulsifying agent*) dan bahan pelarut (*solubilizing agent*). Surfaktan dapat digolongkan menjadi dua golongan besar, yaitu surfaktan yang larut dalam minyak dan surfaktan yang larut dalam air, surfaktan yang larut dalam minyak dan surfaktan yang larut dalam pelarut air (Furi and Coniwanti 2012). Kandungan garam dalam air formasi dapat mempengaruhi *interfacial tension* minyak dan air sehingga akan mempengaruhi juga keefektifan pelepasan minyak dari batuan dengan teknik *chemical flooding* (Sakinah 2019). Alasan mengapa penelitian ini menggunakan salinitas 5000 ppm -25.000 ppm dikarenakan, dalam penelitian eko dkk, 2007 menyatakan bahwa surfaktan flooding memiliki screening criteria surfaktan flooding cocok pada salinitas sekitar ≤ 20.000 ppm (Rita, Erfando, and Munandar 2019).

BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN

3.1 DIAGAM ALIR PENELITIAN



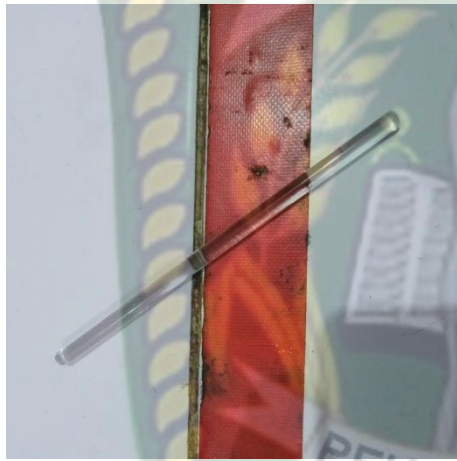
Gambar 3.1 Diagram alir tugas akhir

Bab ini akan menyampaikan tentang metode penelitian di laboratorium Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui pengaruh salinitas *brine* dan penggunaan surfaktan P-25 dan DMO 21041 terhadap sudut kontak pada batuan *sandstone*, metode *contact angle test*. Metode penelitian meliputi persiapan alat, bahan, dan prosedur penelitian

3.2 ALAT DAN BAHAN

3.2.1 Alat

Adapun alat yang digunakan dalam penelitian ini adalah:



Gambar 3.2 Batang pengaduk



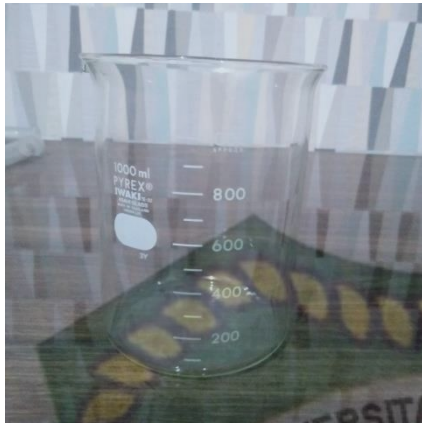
Gambar 3.3 Pipet tetes



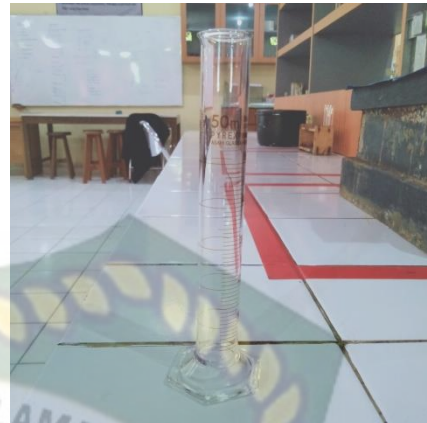
Gambar 3.4 Mortar & Pastle



Gambar 3.5 Shale Shaker



Gambar 3.6 Gelas kimia



Gambar 3.7 Gelas ukur



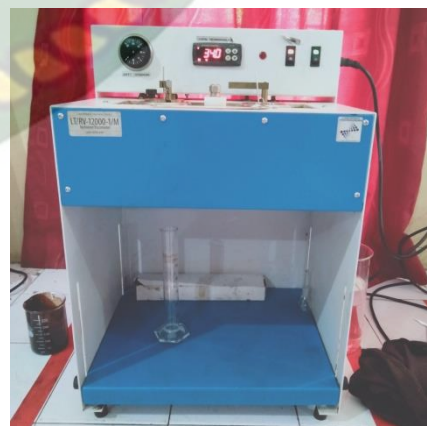
Gambar 3.8 Jangka Sorong



Gambar 3.9 Cetakkan Core



Gambar 3.10 Spet



Gambar 3.11 Viscometer



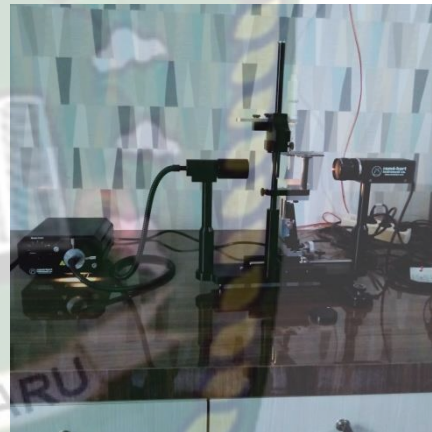
Gambar 3.12 *Water Bath*



Gambar 3.13 *Neraca digital*



Gambar 3.14 *Picnometer*



Gambar 3.15 *Goniometer*

3.2.2 Bahan

Penelitian ini menggunakan beberapa zat kimia tambahan untuk membuat larutan *brine*, dan surfaktan. Serta bahan lainnya yang digunakan dalam penelitian ini, seperti: *aquadest*, dan garam *NaCl* yang digunakan dalam pembuatan *brine*. bahan utama adalah sebagai berikut:

a. *Brine*

Bahan yang digunakan ialah seperti; Garam *NaCl* dan *aquades*, *brine* yang dibuat dengan salinitas 5000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm dan 25.000 ppm.



Gambar 3.16 *Brine*

b. *Crude Oil*

Sampel *Crude Oil* diperoleh dari Laboratorium *Reservoir* Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.



Gambar 3.17 *Crude Oil*

c. *Core Sample*

Sampel *core* yang digunakan merupakan *artificial core*. Karakteristik fisik *Core* yang digunakan sebagai berikut :



Gambar 3.18 Core Sample



Gambar 3.19 Surfaktan P-25



Gambar 3.20 Surfaktan DMO 21041

d. Semen Portland

Semen yang digunakan sebagai perekat pada penelitian ini adalah semen yang umumnya kerap dijumpai pada pembuatan bangunan, cor dan hal umum lainnya. Adapun Komposisi semen portland yang dipakai pada penelitian ini dapat dilihat pada **lampiran II**



Gambar 3.21 Semen

3.3 PROSEDUR PENELITIAN

3.3.1 Sieve Analysis

Batuan *reservoir* umumnya terdiri dari batuan sedimen. Di Indonesia, jenis dari batuan sedimen yang banyak terdapat pada *reservoir* minyak dan gas adalah *limestone* (batu kapur) dan *sandstone* (batu pasir). *Limestone* adalah batuan sedimen yang sebagian besar tersusun atas *kalsium karbonat* (CaCO_3), Sedangkan *sandstone* adalah batuan sedimen yang terbuat dari mineral pasir atau batuan kecil. Batu pasir kebanyakan terdiri dari kuarsa (SiO_2) (Fitria Riany Eris 2016). Pada penelitian ini, jenis batuan yang digunakan adalah *sandstone* dengan menggunakan batu pasir (silika).

Sieve analysis adalah kegiatan yang tujuannya untuk menentukan keseragaman butiran pasir, dengan cara mengayak sampel yang telah dibersihkan menggunakan beberapa tingkatan saringan yang mempunyai ukuran skala *mesh* dan memiliki ukuran bukaan saringan (*sieve opening*), saat melakukan *sieve analysis*, penelitian menggunakan *sieve opening* dari ukuran 100 *mesh*, hal ini dilakukan agar butiran pasir benar-benar halus sesuai karakteristik untuk selanjutnya digunakan ada pembuatan *artificial core*. Semakin besar nomor *sieve* nya maka lubang *sieve* akan semakin kecil dan banyak.

Sampel dimasukkan kedalam saringan yang telah tersusun dengan benar, yaitu dari nomor *sieve* yang kecil sampai yang besar. Kemudian diguncang (diayak) selama 10 menit supaya sampel turun melewati *sieve* sesuai ukuran butirannya. Jika sudah 10 menit, maka *sieve* dibuka. Karena pada penelitian ini pasir yang

diharapkan adalah pasir dengan ukuran terkecil sehingga penelitian mengambil pasir yang terdapat pada *sieve* 100 mesh saja sebagai pasir yang nanti menjadi bahan utama pembuatan *artificial core*.



Gambar 3.22 Pasir Silika

3.3.2 Pembuatan *Artificial Core*

1. Campurkan pasir yang telah disaring dengan semen dengan perbandingan 5:2 dan aduk hingga rata didalam *Mortar & Pastle*, kemudian tambahkan air sebanyak 10% dari berat total bahan kering dan aduk hingga tercampur dengan rata (Hambali, Rukmana, and Nurfitri 2012).
2. Masukkan campuran ketiga bahan tersebut kedalam cetakan *core* yang telah disiapkan sebelumnya kemudian padatkan dan tunggu *core* mengering didalam cetakan selama ± 24 jam.
3. Setelah *core* benar-benar kering, keluarkan dari cetakan dan ulangi langkah sebelumnya hingga jumlah *core* yang dihasilkan dirasa cukup untuk penelitian yang akan dilakukan.

3.3.3 Penentuan Karakteristik *Artificial Core*

1. Penentuan *Porositas*

Penentuan porositas pada penelitian ini dilakukan dengan metode *liquid saturation*. Yaitu metode yang dilakukan dengan melakukan penjenuhan *core* dengan fluida (dalam penelitian ini digunakan *crude oil*). Sebelum penjenuhan dilakukan pada *core*, dilakukan pengukuran dimensi terlebih dahulu untuk mengetahui *bulk* volumenya dengan menggunakan persamaan

$$Vb = \frac{1}{4\pi Ld^2} \dots\dots\dots (6)$$

Keterangan :

L : panjang *core*

D : diameter *core*

Setelah nilai *bulk* volume sudah diketahui, maka nilai porositas dapat ditentukan dengan persamaan (7).

Secara matematis *porositas* dapat dinyatakan sebagai:

$$\phi = \frac{V_b - V_s}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \dots\dots\dots(7)$$

Keterangan:

V_b = volume batuan total (*bulk volume*)

V_s = volume padatan batuan total (volume grain)

V_p = volume ruang pori-pori batuan

Sukandarrumidi dalam buku geologi minyak dan gas bumi: untuk *geologist* pemula pada tahun 2013 membagi kualitas dari *porositas* berdasarkan kuantitatifnya. Sehingga dapat didefinisikan kedalam beberapa bagian seperti pada tabel dibawah ini:

Tabel 3.1 Skala *Porositas* (Sukandarrumidi, 2013)

Porositas	Kategori
>25%	Istimewa
20 – 25%	Sangat baik
15 – 20%	Baik
10 – 15%	Cukup
5 – 10%	Buruk
0 – 5%	Dapat Diabaikan

Berdasarkan bentuk pengemasan pada butir batuan, maksimum nilai *porositas* batuan berada pada nilai 47,6% dengan pola kemas butir (*Cubic Packing*) dan pola yang lainnya seperti; *Hexagonal Packing* dengan nilai 39,5% maupun *Rombohedral Packing* dengan nilai 25,9% (J.Peters 1997).

2. Penentuan *Permeabilitas*

Karena adanya kendala pada alat untuk mengukur *permeabilitas* pada saat penelitian, maka penentuan *permeabilitas* dilakukan dengan metode korelasi Cozeny-Carman menggunakan persamaan (8) dan (9) untuk memberikan

pendekatan nilai *permeabilitas* pada *artificial core*. Dengan asumsi *core* memiliki ukuran butir yang *homogen* (hal ini berkorelasi dengan metode pembuatan *artificial core* dengan menggunakan ukuran pasir yang sama).

Nilai *permeabilitas* yang didapat dari persamaan tersebut merupakan nilai pendekatan, bukan harga sesungguhnya. Korelasi antara *permeabilitas*, *porositas* efektif dan *grain size* batuan dapat diketahui dengan persamaan berikut:

$$S_{Vgr} = \frac{6}{d_{gr}} \dots\dots\dots (8)$$

$$k = \left(\frac{1}{15S_{Vgr}^2} \right) \frac{\emptyset}{(1-\emptyset)^2} \dots\dots\dots (9)$$

Keterangan:

S_{Vgr} : *Surfece Area*

d_{gr} : *Diameter grain*

\emptyset : *Porositas Efektif*

Catatan : *Permeabilitas* akan lebih mendekati nilai sesungguhnya apabila faktor koefisien yang digunakan pada persamaan tersebut lebih dari 5 (Djebbar Tiab dan Erle Donaldson, 2004).

Sehingga dengan menggunakan pendekatan diatas *permeabilitas* pun akan dapat diperoleh dengan mengetahui parameter *surface area*, ukuran butir dan *porositas* batuan. Koesoemadinata pada buku geologi minyak dan gas bumi jilid I tahun 1980 membagi Ukuran kualitas *permeabilitas* secara kuantitatif dan dapat diklasifikasikan menjadi beberapa bagian:

Tabel 3.2 Klasifikasi *Permeabilitas* (Koesoemadinata,1980)

Permeabilitas (md)	Keterangan
0-5	Ketat (<i>Tight</i>)
5-10	Cukup (<i>Fair</i>)
10-100	Baik (<i>Good</i>)
100-1000	Sangat Baik (<i>Very Good</i>)

3.3.4 Hasil Artificial Core

Penggunaan *core* yang berasal dari lapangan minyak bumi saat ini sangat terbatas. Hal itu disebabkan karena jumlahnya yang tak banyak serta biaya yang dikeluarkan untuk menyediakan *core* asli tersebut sangatlah mahal. Sehingga untuk memenuhi kebutuhan analisis laboratorium peneliti mengganti penggunaan *core*

lapangan dengan *artificial core*. Pada penelitian ini, didapat data sifat fisik *core* melalui percobaan di laboratorium serta penggunaan korelasi tertentu.

Tabel 3.3 Porositas dan Permeabilitas Core

Core Surfaktan P-25				Core Surfaktan DMO		
No	Core	\emptyset	K	Core	\emptyset	K
1	#1	25,4%	729,607	#1	25,4%	735,705
2	#2	25,9%	774,904	#2	26,4%	830,561
3	#3	25,8%	768,644	#3	25,8%	767,718
4	#4	24,3%	640,157	#4	26,3%	818,434
5	#5	25,2%	712,369	#5	26%	784,223

Terlihat pada Tabel 3.2 terlihat *core* yang dihasilkan pada penelitian memiliki nilai *porositas* >20% sehingga menurut koesoemadinata (1980) *core* yang berada pada kategori yang sangat baik. Kualitas ini tentu saja membuat minyak lebih mudah masuk kedalam pori-pori batuan, sehingga akan semakin banyak minyak yang nantinya dapat tertampung ke dalam batuan. Selain nilai *porositas*, nilai *permeabilitas* pada *core* juga memiliki kategori sangat baik (*very good*) dengan nilai *permeabilitas* >100 mD. Tentu saja dengan kualitas ini fluida apapun yang melewati *core* akan mengalir dengan baik .

Pada Tabel 3.2 walaupun *core* yang dihasilkan pada penelitian ini memang tidak seragam, hal itu dilihat dari nilai *porositas* dan *permeabilitas*, namun *core* tersebut juga cukup baik untuk dikatakan identik sebab *core* masih berada pada kualitas yang sama yakni pada katagori *porositas* sangat baik dan *excellent* menurut Koesoemadinata (1980). Sehingga dengan kualitas *porositas* dan *permeabilitas* *core* yang dihasilkan tentu dapat akan optimal digunakan dalam penelitian untuk uji *imbibisi* dengan variasi surfaktan dan dengan penambahan penggunaan konsentrasi salinitas *brine* yang berbeda-beda. Adapun visual *artificial core* yang dihasilkan pada penelitian ini dapat dilihat pada gambar 3.23



Gambar 3.23 *Artificial Core*

Untuk mengetahui lebih lanjut mengenai perhitungannya dapat dilihat pada lampiran I dan II. *Artificial core* yang digunakan pada penelitian ini terdiri dari pasir silika, semen dan air dengan perbandingan 5:2 dan 10% air dari jumlah berat komposisi tersebut.

3.3.5 Penentuan Sifat Fisik Crude Oil

Sifat fisik *core oil* yang ditentukan dalam penelitian ini adalah densitas, derajat API dan *viskositas*. Hal ini bertujuan untuk menggambarkan sifat fisik minyak yang digunakan dalam penelitian ini,

1. Penentuan *densitas*, *specific gravity* dan °API

Penentuan densitas minyak pada penelitian ini dilakukan dengan menggunakan *picnometer*. Yang dapat dihitung dengan menggunakan persamaan

$$\rho = \frac{(massa\ picnometer + minyak - massa\ picnometer)}{volume\ picnometer} \dots\dots\dots (1)$$

Setelah harga densitas minyak diketahui, maka nilai SG dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (2) dan °API menggunakan persamaan (3). *Specific gravity* minyak (SG) dikaitkan dengan perbandingan *densitas* terhadap densitas air, dengan persamaan: (Rukmana et al, 2012).

$$SG = \frac{\rho_o}{\rho_w} \dots\dots\dots (2)$$

SG minyak biasanya juga dinyatakan dalam °API, SG dapat dikonversikas kedalam °API dengan menggunakan persamaan:

$$°API = \frac{141.5}{SG} - 131.5 \dots\dots\dots (3)$$

Harga dari °API dapat menentukan jenis minyak, berikut ini adalah tabel klasifikasi minyak berdasarkan harga °API nya:

Tabel 3.4 Jenis minyak berdasarkan harga °API (Rukmana et al, 2012)

°API	Jenis Minyak
<10°API	Tar atau Bitumen
10-20°API	Minyak Berat
20-30°API	Minyak Sedang
> 30°API	Minyak Ringan

2. Penentuan *Viskositas*

Penentuan *viskositas* pada penelitian ini dilakukan dengan menggunakan *viskometer redwood* dengan cara memasukkan minyak ke dalam *viskometer redwood* kemudian set suhu yang diinginkan dalam penelitian (dalam penelitian ini dilakukan pada suhu 70°C). Kemudian buka penutup *outlet* pada *viskometer redwood* sehingga minyak yang dimasukkan tadi mengalir menuju wadah yang telah disediakan kemudian hitung waktu yang dibutuhkan oleh minyak untuk memenuhi wadah dengan volume 50 ml dalam detik. Setelah nilai waktu telah didapat gunakan persamaan (4) dan (5) sesuai dengan nilai waktunya.

Penentuan harga *viskositas* diukur dilaboratorium dengan alat *redwood viscometer*. Dengan menggunakan persamaan:

$$\mu = 0.00269t - \frac{1.79}{t} \dots\dots\dots (4)$$

$$\mu = 0.00247t - \frac{0.50}{t} \dots\dots\dots (5)$$

Keterangan:

μ : viskositas kinetik

t : waktu yang dibutuhkan oleh minyak untuk mengisi wadah 50ml dalam detik

Jika nilai t pada percobaan = $43 < t < 100$, maka persamaan *redwood* yang digunakan adalah persamaan (4) dan apabila nilai t pada saat percobaan = $t > 100$, maka digunakan persamaan (5) (Herschel, 1921).

3.3.6 Sifat Fisik Crude Oil

Pada penelitian ini guna memenuhi kebutuhan analisis laboratorium perihal sifat fisik *crude oil* yang akan digunakan pada uji *imbibisi*, peneliti memakai *crude oil* yang tersedia di laboratorium. Pada penelitian ini, didapat data sifat fisik *crude oil* melalui percobaan di laboratorium.

Tabel 3.5 Sifat Fisik *Crude Oil*

No	Parameter	Nilai	Ket
1	Spesific Gravity (SG_{minyak})	0,8692	gr/cc
2	°API	31,2934	-
3	Viskositas	11,45	Cp

Tabel 3.5 diperoleh *spesific grafity* sebesar 0,8692 fr/cc dan API° 31,59. Dengan nilai tersebut sesuai dengan parameter *densitas* minyak dan derajat API maka jenis minyak tersebut merupakan minyak ringan (*Light oil*). Selain itu nilai *viskositas crude oil* yang diukur pada temperatur 70°C dengan *viskositas Oswald* menunjukkan bahwa *crude oil* sangat ideal, dalam arti *crude oil* tidak membeku saat dalam pengujian berlangsung dan sehingga akan baik digunakan pada uji *imbibisi* dengan variasi surfaktan dan konsentrasi *brine* yang berbeda-beda. Dan juga digunakannya temperatur 70°C dikarenakan, yang menedekati temperatur *reservoir* rata-rata adalah 60°C-80°C. Untuk mengetahui perhitungan pada tabel 3.5 dapat dilihat pada **lampiran III**

3.3.7 Penjenuhan *Artificial Core*

Penjenuhan *core* dengan gelas kimia yang berisi *crude oil* sebanyak 600 ml dilakukan dengan menggunakan alat *water beth*. *Core* yang telah kering kemudian kita jenuhkan, tetapi sebelum itu ditimbang terlebih dahulu berat kering *core*, setelah itu *core* dimasukkan kedalam gelas kimia yang berisi *crude oil* kemudian gelas kimia tersebut dimasukkan kedalam *water beth* dengan suhu 70°C, penjenuhan pada *water beth* dilakukan selama 1 jam. Dilakukannya penjenuhan satu jam dikarenakan ukuran *core* yang sangat kecil yang memungkinkan penjenuhan hanya memerlukan waktu 1 jam. Kemudian setelah satu jam, gelas kimia dikeluarkan dari *water bath* dan didiamkan pada suhu ruangan selama ± 1 hari, hal ini dilakukan untuk memastikan *artificial core* benar-benar tersaturasi dengan *crude oil* 100%. Tanda jika *artificial core* benar-benar tersaturasi adalah ketika *core* tersebut timbul gelembung-gelembung gas pada *crude oil* hal itu menandakan bahwa minyak sudah mulai mengisi pori-pori *core*.

3.3.8 Pembuatan Larutan Surfaktan dan Salinitas Brine

Larutan surfaktan dibuat dengan mencampurkan surfaktan dan larutan *brine*. larutan *brine* dibuat dengan melarutkan NaCl kedalam fluida pelarut *aquadest*. Volume larutan *brine* yang dibuat untuk satu kali percobaan adalah 600 ml dengan kadar *salinity* 5000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm (*part per milion*).

Sebelum proses pencampuran, dilakukan terlebih dahulu penimbangan bahan-bahan yang dibutuhkan untuk pembuatan larutan *brine* sesuai dengan kadar *salinity* yang diinginkan.

Setelah larutan *Brine* dicampurkan, dilakukan penambahan surfaktan sesuai dengan konsentrasi yang diinginkan dalam percobaan. Dalam percobaan ini konsentrasi yang digunakan adalah 0,3%. Dimana surfaktan P25 memiliki jenis surfaktan *nonionik*, dan surfaktan DMO memiliki jenis surfaktan *anionik*.

Sampel surfaktan yang akan dipakai diambil menggunakan spatula sesuai dengan volume yang dibutuhkan kemudian dilakukan pencampuran pada gelas kimia.

3.3.9 Penjenuhan artificial core penambahan surfaktan dan brine

Penjenuhan core dilakukan kembali dengan gelas kimia yang berisi aquades sebanyak 600 ml dilakukan dengan menggunakan alat *water bath*. Air yang berisi aquades tersebut terisi campuran surfaktan dan salinitas *brine*. Core yang telah dijenhuni crude oil tersebut lalu dijenuhkan ke dalam larutan tersebut dengan suhu 70°C, penjenuhan dilakukan selama 1 jam. Kemudian setelah satu jam, gelas kimia dikeluarkan dari *water bath* dan didiamkan pada suhu ruangan selama ±1 hari, hal ini dilakukan untuk memastikan *artificial core* benar-benar tersaturasi.

3.3.10 Pengukuran Sudut Kontak

Pengukuran sudut kontak dilakukan dua kali untuk membandingkan keadaan sudut kontak sebelum dan sesudah dilakukannya *spontaneous imbibition* dengan larutan surfaktan. Pengukuran sudut kontak dilakukan menggunakan *Ramé-hart* Goniometer dengan langkah-langkah sebagai berikut:

1. Gunakan Aplikasi *Dropimage Advanced* untuk membaca sudut kontak yang ingin kita ukur

2. Nyalakan *illuminator* untuk memberikan cahaya tambahan pada *core* yang ingin diujikan sehingga gambar tampak jelas pada kamera
3. Setelah itu Klik *File - New Experiment Wizard – Contact Angel* dan centang *With Tilt* Lalu Klik *Next* - Beri nama *experiment* yang kalian inginkan lalu *Next*, untuk isi bagan atau data *experiment* yang telah kita lakukan seperti (*Droplet phase : Water , External Phase : Air, Solid phase : Core*) lalu *Next*. Isi data *experiment timing* berupa, (*Total number of measurements ; 20 dan Equidistant, Time Interval : 0,5 s* lalu klik *Finish*.
4. Siapkan *core* untuk pengujian, letakkan di *leveling stage* (kedudukan *core*), *Set Cursor Position* hingga permukaan benar-benar rata,
5. Setelah permukaan telah rata, barulah kita teteskan larutan *brine* dipermukaan *core* berlahan dengan memutar *microsyringe assembly* hingga membentuk gelembung dipermukaan batuan *core*.
6. Klik *start* pada layar PC untuk memastikan tidak ada kesalahan pada pengukuran sudut. Setelah dirasa tidak ada kesalahan, klik *measure* untuk melakukan pengukuran

Pengukuran dilakukan sebanyak 20 kali pengukuran untuk setiap *core* dengan interval waktu 0.5 detik, kemudian diambil rata-rata dari semua pengukuran tersebut. Hal ini dilakukan untuk mengurangi tingkat error pada pembacaan alat.

Setelah pengukuran pertama dilakukan, dilanjutkan dengan melakukan *spontaneous imbibition test* pada *core* untuk melihat efek dari larutan surfaktan terhadap proses pendesakan. *spontaneous imbibition test* dilakukan pada suhu 70°C selama 1 jam. Setelah *spontaneous imbibition test* selesai dilakukan, akan dilakukan pengukuran sudut kontak yang kedua dengan langkah yang sama dengan prosedur sebelumnya.

3.4 TEMPAT PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan di Laboratorium Analisa *Fluida Reservoir* Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Teknik pengambilan data untuk penelitian ini menggunakan data *primer*, data didapat dari pengamatan langsung dengan melakukan eksperimen dan dibantu dengan beberapa data sekunder yang berasal dari penelitian yang pernah dilakukan sebelumnya serta data dari perusahaan

penyedia jasa alat yang digunakan dalam eksperimen, seperti: jenis surfaktan yang digunakan dan cara pemakaian alat.

3.5 JADWAL PENELITIAN

Penelitian dilakukan mulai pada bulan November 2020 hingga bulan Desember 2020 dengan rincian kegiatan sebagai berikut:

Tabel 3.6 Jadwal Kegiatan

No	Jenis Kegiatan	November 2020				Desember 2020			
		1	2	3	4	1	2	3	4
1	Kajian Literatur								
2	<i>Pembuatan Artificial Core</i>								
3	<i>Analisa Crude Oil</i>								
4	<i>Analisa Artificial Core</i>								
5	Pengukuran Sudut Kontak								
6	Pengolahan Data								

BAB 4

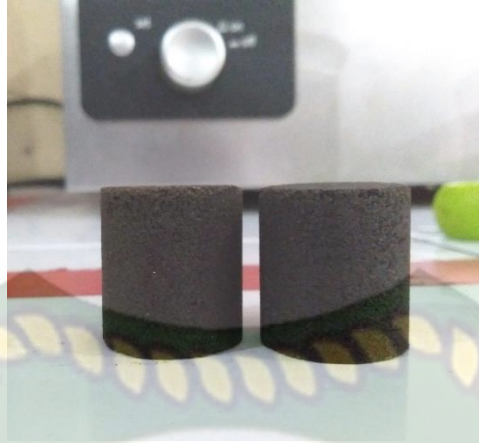
HASIL DAN PEMBAHASAN

Di dalam bab ini akan disampaikan hasil serta pembahasan yang didapat dari penelitian “Kajian Laboratorium mengenai pengaruh salinitas *brine* dan jenis surfaktan terhadap wettabilitas pada *artificial core*”. Penelitian dilakukan untuk mengetahui pengaruh salinitas *brine* dan jenis surfaktan terhadap sudut kontak. Selain itu, dalam penelitian ini juga ditemukan salinitas *brine* optimum.

4.1 PENENTUAN SUDUT KONTAK

Sudut kontak cairan merupakan sudut antara dua garis, dimana garis pertama adalah garis batas antara udara dan zat cair yang ditetaskan dan garis kedua merupakan batas yang terbentuk antara zat cair dan zat padat yang ditetesi. Sudut ini dapat terbentuk apabila terdapat beberapa interaksi antara fasa cair dan padat. Menurut Fritzsche and Peuker 2015, sudut kontak tersebut dapat terjadi karena adanya gaya *adhesi* antara padatan dengan cairan dan gaya *kohesi* antar molekul cairan. Semakin kecil sudut kontak yang diperoleh, maka gaya *adhesi* semakin besar. Semakin besar sudut kontak diperoleh, maka gaya *kohesi* semakin besar.

Sebelum dilakukannya pengujian *Imbibisi* dan sudut kontak menggunakan surfaktan dan *brine*, dilakukan penimbangan *core* terdahulu untuk mengetahui nilai *porositas* dan *permeabilitas* dengan cara menimbang berat kering (sebelum) dan berat basah (sesudah) dijenuhkan dengan *crude oil*. penentuan sudut kontak pada penelitian diperoleh, melalui uji *imbibisi* dengan menggunakan *water bath* yang dilakukan dengan cara merendam *artificial core* yang telah dibuat dalam *crude oil* pada temperatur tertentu. Pengujian *imbibisi* dilakukan hingga tidak ada lagi gelembung yang muncul kepermukaan, menandakan pori-pori batuan telah terisi dengan *crude oil*. Di karena kendala waktu yang terbatas pada penggunaan laboratorium, sehingga penelitian hanya dilakukan pengujian 1 hari (24 jam) untuk 3-4 sampel di uji. Berikut gambar kenampakan visua *core* yang telah dijenuhi *crude oil* selama 24 jam dan siap dilakukan uji *imbibisi*.



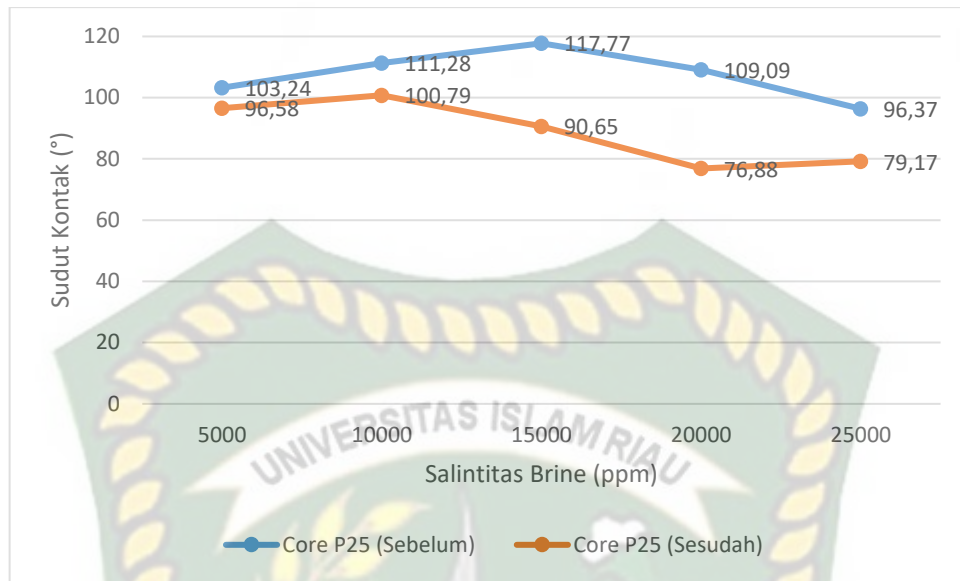
Gambar 4.1 Core yang telah dijenuhi *crude oil*

Setelah *Core* telah dijenuhi oleh *crude oil*, selanjutnya dilakukan pengukuran nilai sudut kontak dengan menggunakan *goniometer rame-hart*, di dapat lah nilai sudut kontak sebelum dilakukannya penjenuhan dengan menggunakan larutan surfaktan dan *brine* ditunjukkan pada table 4.3.

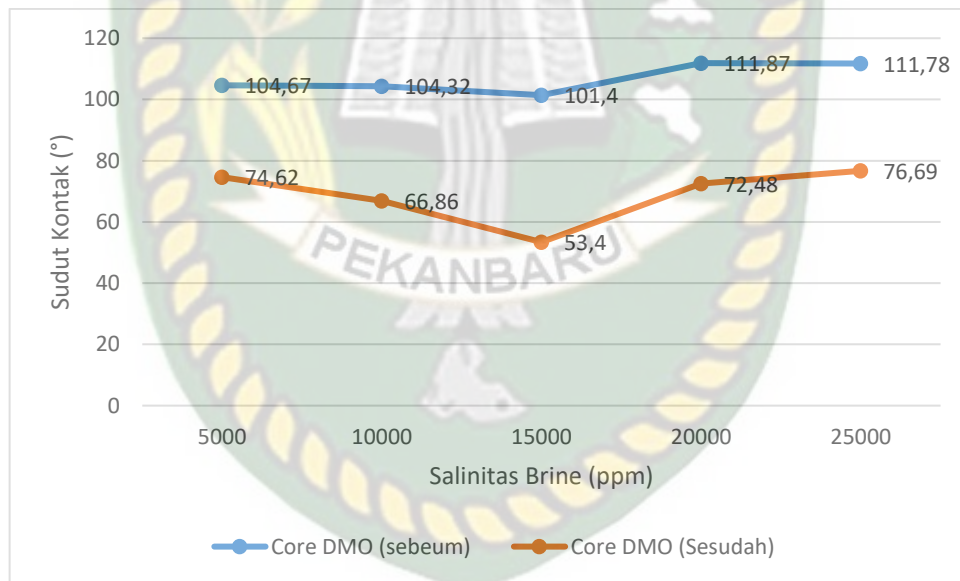
Tabel 4.1 Sudut kontak sebelum penambahan larutan surfaktan pada berbagai salinitas *brine*

	Sudut Kontak
Core Surfaktan P-25	< 103,24°)
	< 111,28°
	< 117,77°
	< 109,09
	< 96,37°
Core Surfaktan DMO	< 104,67°
	< 104,32°
	< 101,40°
	< 111,87°
	< 111,78°

4.1.1 Penentuan pengaruh penambahan surfaktan dan salinitas *brine*



Gambar 4.2 Grafik pengaruh penambahan surfaktan P25 dan salinitas *brine* terhadap sudut kontak



Gambar 4.3 Grafik pengaruh penambahan surfaktan DMO dan salinitas *brine* terhadap sudut kontak

Menurut Quintero et al.,2012 di dalam jurnal Fitria Rianry Eris et al. 2016, pada setiap aditif yang dicampurkan dalam formula surfaktan memiliki fungsi tersendiri, seperti penambahan salinitas *brine* (NaCl) berfungsi untuk mendapatkan salinitas optimum sehingga diperoleh nilai tegangan antar muka yang rendah. Untuk mendapatkan nilai sudut kontak *water wet* tentunya diperlukan salinitas yang optimal. Optimal dalam arti kata mampu memberikan penurunan sudut kontak

terendah. Berdasarkan hal tersebut maka penentuan salinitas optimal dilakukan untuk melihat sejauh mana pengaruh salinitas terhadap kinerja surfaktan DMO dan P25 pada temperatur 70°C yang dihasilkan. Pengaruh kadar salinitas *brine* terlihat dari peningkatan faktor perolehan minyak dengan menggunakan *low salinity brine* pada batuan sandstone (Morrow & Buckley, 2011). Salinitas *brine* dapat mempengaruhi tingkat kebasahan batuan dengan mengecilkan sudut kontak minyak terhadap batuan dengan menrubah pembasah batuan yang mulanya *oil wet* menjadi *water wet*, sehingga minyak lebih mudah diproduksi (Wickramathilaka, Morrow, & Howard, 2010)

Berdasarkan **Gambar 4.3** pengujian yang dilakukan terlihat pada grafik *core* P25 sebelum penambahan surfaktan dan salinitas memiliki sudut kontak diatas 90° dimana *core* dalam keadaan *oil wet*. Setelah penambahan surfaktan dan salinitas didapatkan nilai penurunan sudut kontak pada *core* surfaktan P25 dengan penambahan salinitas *brine* optimal sebesar 20.000 ppm. Didapatkan nilai perubahan sudut kontak awalnya *oil wet* menjadi *water wet* ($109,09^{\circ} - 76,88^{\circ}$). Dan juga pada **Gambar 4.4** dapat dilihat pada grafik *core* DMO sebelum penambahan surfaktan dan salinitas memiliki sudut kontak diatas 90° dimana *core* dalam keadaan *oil wet* juga. Setelah penambahan surfaktan dan salinitas didapatkan nilai penurunan sudut kontak pada *core* surfaktan DMO dengan penambahan salinitas *brine* optimal sebesar 15.000 ppm. Didapatkan nilai perubahan sudut kontak awalnya *oil wet* menjadi *water wet* ($101,04^{\circ} - 53,4^{\circ}$).

Hal ini disebabkan karena konsentrasi surfaktan dan salinitas *brine* membuat permukaan *core* menjadi *water wet*. Dimana surfaktan merupakan salah satu fluida injeksi dalam proses EOR untuk menaikkan produksi minyak yang masih tertinggal di *reservoir*, hal tersebut sesuai dengan teori (Setiati et al. 2018). Surfaktan P25 jenis *nonionik* memiliki peran penting, Vijapurapu dan Rao melakukan pengujian pada surfaktan *nonionik* didapatkan bahwa surfaktan dapat menurunkan sudut kontak dari $156^{\circ}-39^{\circ}$, sebuah studi sebelumnya juga dilakukan oleh Xie et.al mendokumentasikan bahwa surfaktan *nonionik* lebih efisien dari pada jenis surfaktan lainnya. Sedangkan surfaktan DMO memiliki jenis surfaktan *anionik*, dimana penelitian yang dilakukan Selahi dkk, menguji prinsip yang sama

pada batuan pasir. Mereka menyimpulkan bahwa surfaktan *anionik* dapat mengubah wettabilitas batuan pasir lebih baik dari pada surfaktan *kationik* (Mohammed and Babadagli 2015). Dengan keberadaan surfaktan mengakibatkan pasangan ion pada batuan dapat bereaksi terhadap perubahan wettabilitas, surfaktan dapat mengubah kebasahan batuan dengan membentuk *monolayer* surfaktan pada lapisan batuan yang dibasahi minyak. *Adsorpsi* surfaktan terjadi melalui interaksi *hidrofobik* dengan lapisan hidrokarbon yang teradsorpsi pada permukaan batuan, kemudian gugus *hidrofilik* dari surfaktan bergerak menuju larutan. Hal ini akan mengakibatkan formasi (batuan) dilapisi oleh zona air dan membentuk tekanan kapiler yang lemah selama proses *imbibisi* (Fitria Rianry Eris et al. 2016). Pada salinitas *brine* (NaCl) juga merupakan faktor yang mempengaruhi tegangan antar muka minyak dan air oleh surfaktan. NaCl menyebabkan ikatan kimia yang membentuk NaCl adalah ikatan ion yang mudah terurai menjadi ion Na^+ dan Cl^- , dan begitu juga dengan molekul surfaktan akan mudah terurai didalam air menjadi ion RSO_3^- dan H^+ (Viriya and Lestari 2015). Menurut Young, bahwa nilai sudut kontak berbanding lurus dengan nilai tegangan antarmuka cairan (Anggriawan 2015).

Tetapi bisa dilihat pada grafik pada *core* P25 pada salinitas 25.000 ppm dan *core* DMO pada salinitas 20.000 ppm terjadi penurunan sudut kontak, hal itu diakibatkan karena surfaktan telah mencapai titik jenuh pada salinitas 20.000 ppm pada *core* P25 dan 15.000 ppm pada *core* DMO, hal itu terlihat pada sudut kontak di salinitas 25.000 ppm pada *core* P25 yang cenderung mengalami penurunan dibandingkan konsentrasi salinitas 20.000 ppm. Sehingga digrafik terlihat salinitas optimum pada salinitas 20.000 ppm pada *core* P25, begitu juga sebaliknya untuk *core* DMO, terlihat salinitas optimum pada 15.000 ppm. Karena pada *core* P25 dapat menghasilkan sudut kontak $109,09^\circ - 76,88^\circ$ dan *core* DMO menghasilkan sudut kontak $101,04^\circ - 53,4^\circ$ dibandingkan dengan konsentrasi salinitas lainnya.

Pada **Gambar 4.3** dan **Gambar 4.4** perubahan wettabilitas sudut kontak bisa terjadi salinitas optimum pada *core* P25 di 20.000 ppm dan *core* DMO pada salinitas optimum di 15.000 ppm, dikarenakan sudah terjadinya proses perubahan *wetting phase* pada *core* tersebut. Dimana *core* sudah jenuh terbasahin oleh fluida

(pembasahan), sehingga pada *core* P25 salinitas 25.000 ppm dan *core* DMO pada salinitas 20.000 ppm hanya mengalami sedikit penurunan pada sudut kontak. Jika dilanjutkan dengan salinitas yang lebih besar, dikhawatirkan membuat sudut kontak mengalami penurunan sudut kontak semakin sedikit, hal tersebut sesuai dengan teori (J. J. Sheng 2015).

Dalam pengamatan hasil wettabilitas dengan metode pengukuran sudut kontak ini bahwa konsentrasi berbagai salinitas berperan dalam menentukan dalam menentukan sudut kontak dalam pencampuran sistem surfaktan tersebut. Akibatnya juga akan mempengaruhi kinerja surfaktan dalam proses EOR untuk meningkatkan produksi minyak. Adapun hasil sudut kontak yang diperoleh dari uji tersebut setelah uji larutan surfaktan dan salinitas brine yang berbeda secara keseluruhan dapat dilihat pada table dan gambar berikut.

Tabel 4.2 Hasil pengukuran sudut kontak sebelum dan sesudah penambahan surfaktan P25, DMO dan salinitas brine menggunakan *goniometer rame-hart*.

Core P25 (0,3%)	Sudut Kontak Sebelum	Sudut Kontak Sesudah
5000	< 103,24°)	< 96,58°
10000	< 111,28°	< 100,79°
15000	< 117,77°	< 90,65°)
20000	< 109,09	< 76,88°
25000	< 96,37°	< 79,17°
Core DMO (0,3%)	Sudut Kontak Sebelum	Sudut Kontak Sesudah
5000	< 104,67°	< 74,62°
10000	< 104,32°	< 66,86°
15000	< 101,40°	< 53,4°
20000	< 111,87°	< 74,28°
25000	< 111,78°	< 76,69°

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan maka dapat disimpulkan bahwa:

1. Pengaruh penggunaan P25 dan DMO surfaktan terhadap wettabilitas dengan metode analisa sudut kontak diketahui dapat mengubah sifat batuan dari *oil wet* menjadi cenderung *water wet*.
2. Salinitas optimum pada core P-25 konsentrasi 0,3 % pada penelitian ini diperoleh pada kadar 20.000 ppm dengan *contact angle* $109^{\circ} - 76,88^{\circ}$. Sedangkan kadar salinitas optimum dengan core DMO 24041 konsentrasi 0,3 % diperoleh pada kadar 15.000 ppm dengan *contact angle* $101^{\circ} - 53^{\circ}$.

5.2 SARAN

Untuk penelitian selanjutnya

1. Dapat melanjutkan penelitian ini dengan *tensiometer* untuk mengukur IFT, mikroskop untuk melihat partikel yang kecil.
2. Menggunakan bahan plat atau *artificial core* yang berbeda seperti *core karbonat*

DAFTAR PUSTAKA

- Abdurrahman, Muslim. 2016. "Subtema : Eksplorasi Dan Eksploitasi MIGAS 148." (November): 3–4.
- Alotaibi, M. B., R. M. Azmy, and H. A. Nasr-El-Din. 2010. "Wettability Studies Using Low-Salinity Water in Sandstone Reservoirs." *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference* 3(May): 1808–22.
- Alvarez, J. O., and D. S. Schechter. 2016. "Altering Wettability in Bakken Shale by Surfactant Additives and Potential of Improving Oil Recovery during Injection of Completion Fluids." *SPE - DOE Improved Oil Recovery Symposium Proceedings* 2016-Janua.
- Anggriawan, Wahyu. 2015. *Fabrikasi Alat Ukur Sudut Kontak Dual Channel Untuk Mengetahui Sifat Polaritas Suatu Bahan*. Institut Teknologi Sepuluh Nopembe, Surabaya.
- Anggriawan, Wahyu, and Fredy Kurniawan. 2015. "Fabrikasi Alat Ukur Sudut Kontak Dual Channel Untuk Mengetahui Sifat Polaritas Suatu Bahan." *Jurnal Sains Dan Seni ITS* 4(1): 70.
- Arda, Gede, and Made Nada. 2015. *Kajian Daya Pembahasan (Wettability) Emulsi Minyak Nabati Sebagai Bahan Pelapis Buas Segar*. Fakultas Teknologi Pertanian, Universitas Udayana.
- Cahyono, Tekat et al. 2017. "Sudut Kontak Dan Keterbasahan Dinamis Kayu Samama Pada Berbagai Pengerjaan Kayu." *Jurnal Teknik Sipil ITB* 24(3): 209–16.
- Clegg, Carl. 2013. *Contact Angle Made Easy*. New Jersey: Carl Clegg.
- Elmofty, Omar. 2012. "Surfactant Enhanced Oil Recovery By Wettability Alteration in Sandstone Reservoirs." *Thesis*.
- Eris, Fitria Rianry, Erliza Hambali, Ani Suryani, and Pudji Permadi. 2016. "Kinerja Media Pembawa Untuk Surfaktan Mes Dari Minyak Sawit Untuk Penerapannya Pada Oil Well Bore Cleaning." *Kinerja Media Pembawa Untuk Surfaktan Mes Dari Minyak Sawit Untuk Penerapannya Pada Oil Well Bore Cleaning* 26(3): 266–75.
- Eris, Fitria Riany. 2016. *Surfaktan Soduim Metil Ester Sulfonat Dari Olein Sawit Sebagai Aditif Dalam Stimulasi Sumur Minyak Bumi*. Institut Pertanian Bogor, Bogor.
- Fezy, Novel. 2016. *Karakteristik Batuan Carbonate, Clay Sandstone Pada Reservoir Migas Menggunakan Metode Petrofisika, Nuklir, Dan Geokimia Di Lapangan NVL*. Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Universitas Lampung.
- Fritzsche, Jörg, and Urs A. Peuker. 2015. "Wetting and Adhesive Forces On Rough Surfaces - An Experimental and Theoretical Study." *Procedia Engineering* 102: 45–53.
- Furi, Trievita Anna, and Pamilia Coniwanti. 2012. "Pengaruh Perbedaan Ukuran Partikel Dari Ampas Tebu Dan Konsentrasi Natrium Bisulfit (NaHSO₃) Pada Proses

- Pembuatan Surfaktan.” *Teknik Kimia* 18(4): 49.
- Hambali, Erliza, Dadang Rukmana, and Riztiara Nurfitri. 2012. “Pemanfaatan Metil Ester Jarak Pagar Menjadi Surfaktan MES Untuk Aplikasi Sebagai Oil Well Stimulation Agent.” 17(1): 8–15.
- Herschel, Winslow H. 1915. “The Redwood Viscometer.” In *Process ASTM*, , 227–46.
- Irawati, Nelvi, Nilda Tri Putri, and Alexie Herryandie BA. 2015. “Strategi Perencanaan Jumlah Material Tambahan Dalam Memproduksi Semen Dengan Biaya Produksi (Studi Kasus Pt Semen Padang).” *Jurnal Optimasi Sistem Industri* 14(1): 176–91.
- J.Peters, Ekwere. 1997. *Petrophysics*. Department of Petroleum & Geosystems Engineering, University of Texas at Austin.
- Juita, Rohayati, Arnelli Arnelli, and Yusniati Yusniati. 2016. “Telaah Surfaktan Untuk Proses Enhanced Oil Recovery (EOR) Dan Profil Adsorpsi Surfaktan A-Olefin Sulfonates (AOS).” *Jurnal Kimia Sains dan Aplikasi* 19(1): 27.
- Kurniawan, Dziqi Hanifullah. 2014. *Formulasi Surfaktan Metil Ester Sulfonat (Mes) Untuk Acid Stimulation Agent Pada Lapangan Sandstone (Studi Kasus: Lapangan B)*. Bogor Agricultural University.
- Masduki, Agus et al. 2020. “Comparison of Surfactant-Polymer and Polymer Flooding in a High Temperature Sandstone Reservoir.” *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery* 2020-Augus: 1–16.
- Mitrakusuma, Windy Hermawan et al. 2014. “Kajian Perilaku Droplet Saat Menumbuk Permukaan Panas Dengan Pengolahan Citra.” (SNTTM XII): 476.
- Mohammed, Mohammedalmojtaba, and Tayfun Babadagli. 2015. “Wettability Alteration: A Comprehensive Review of Materials/Methods and Testing the Selected Ones On Heavy-Oil Containing Oil-Wet Systems.” *Advances in Colloid and Interface Science* 220: 54–77. <http://dx.doi.org/10.1016/j.cis.2015.02.006>.
- Oktavian, Rizky. 2011. *Kajian Kinerja Surfaktan Alkil Poliglikosida (APG) Untuk Aplikasi Enhanced Water Flooding*. Fakultas Teknologi Pertanian, Institut Pertanian Bogor, Bogor.
- Pachón-Contreras, Zarith del Pilar et al. 2014. “Petroleum Sulfonates Preparation and Evaluation for Chemical Enhanced Oil Recovery In Colombian Oil Fields.” *Encyclopedia of Lubricants and Lubrication* 5: 1322–1322.
- Prasojo, Tri Yoga, and Sugiarto Kasmungin. 2017. “Pengaruh Konsentrasi Surfaktan Dan Permeabilitas Pada Batuan Sandstone Terhadap Perolehan Minyak Dalam Proses Imbibisi (Laboratorium Study).” 2(1): 17–22.
- Rahmawati, Lilik. 2014. “Pengelolaan Sumber Daya Migas Perspektif Islam.” 17(1).
- Rita, Novia, Tomi Erfando, and Sigit Aris Munandar. 2019. “Effect of Surfactant Concentration and Nanosilica Additive to Recovery Factor with Spontaneous Imbibition Test Method.” *International Journal of GEOMATE* 17(62): 113–18.
- Romli, Nur Isnaini et al. 2015. *Contact Angle Batuan Napal Formasi Kerek Jawa Timur*.

Institut Teknologi Bandung.

- Sakinah, Isti Fanya. 2019. *23 Karakteristik Surfaktan Pada Proses Perolehan Minyak Dari Air Formasi*. Fakultas Sains dan Teknologi, Universitas Islam Negeri Syarif Hidayatullah. Jakarta.
- Setiati, Rini, Septorotno Siregar, Taufan Marhaendrajana, and Deana Wahyuningrum. 2018. "Pengaruh Wettability Surfaktan NaLs Ampas Tebu Pada Batuan Sandstone Dalam Proses Enhanced Oil Recovery (EOR)." *Seminar Nasional Pakar 1*: 1–8.
- Sheng, James. 2011. *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*. Chapter 7.
- Sheng, James J. 2015. *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*.
- Sukriya, Ikha Novita Ma'wa. 2011. *Formulasi Surfaktan Untuk Screening Awal Chemical Flooding Pada Eor (Enhanced Oil Recovery)*. Universitas Indonesia, Depok.
- Syahara, Muhammad Alwi. 2016. *Contact Angle Measurements To Determine The Polarity Of Liquid As A Modul Sources Of Surface Tension Experiment*. Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Veaneta, Andi. 2016. *Validasi Saturasi Air Menggunakan Analisis Tekanan Kapiler Berdasarkan Metode Regresi Porosity Dan PC Function 2 Pada Sumur X-5 Dan X-6*. Teknik Geofisika, Universitas Lampung.
- Veronika, Cynthia, Sugiatmo Kasmungin, and Djoko Sulistyanto. 2017. "Kajian Laboratorium Mengenai Pengaruh Salinitas, Permeabilitas Dan Konsentrasi Surfaktan Terhadap Perolehan Minyak Pada Proses Injeksi Surfaktan." : 53–58.
- Viriya, Tommy, and Lestari. 2015. "Studi Laboratorium Mengenai Pengaruh Peningkatan Konsentrasi Surfaktan Terhadap Peningkatan Produksi Minyak Pada Injeksi Surfaktan Dengan Kadar Salinitas Air Formasi Yang Bervariasi." : 550–54.
- Wang, Yan Ling et al. 2013. "Wettability Alteration of Sandstone by Chemical Treatments." *Journal of Chemistry* 2013.
- Yuan, Yuehua, and T. Randall Lee. 2013. "Contact Angle and Weeting Properties." In *Springer Series in Surface Sciences*, University of Houston, USA, 3–34.
- Yulia, Prayang Sunny, Sugiatmo Kasmungin, and M. Taufiq Fathaddin. 2017. "Kajian Laboratorium Mengenai Pengaruh Salinitas, Jenis Surfaktan Dan Konsentrasi Surfaktan Terhadap Recovery Factor Dalam Sistem Injeksi Surfaktan Untuk Batuan Karbonat." : 225–33.
- Zhu, Jiucheng, Shunxing Hu, and Rui Zhang. 2004. "Mature Oil Field Potential Study in Southern East Asian Countries." *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE*: 449–57.