

OPTIMASI BIOSURFAKTAN “U-CHAMP” DALAM UPAYA PENINGKATAN PEROLEHAN MINYAK TAHAP LANJUT

**PENELITIAN TERAPAN UNGGULAN PERGURUAN TINGGI
TAHUN 2019 -2021**

Tim Penulis :

Dr. Ir. Harry Budiharjo Sulistiyarso, MT.

Ir. Joko Pamungkas, MT.

Sri Rahayu Gusmawarni, ST., MT.

Indah Widiyaningsih, ST., MT.



**Lembaga Penelitian dan Pengabdian Masyarakat,
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran”
Yogyakarta**

BUKU REFERENSI

**OPTIMASI BIOSURFAKTAN “U-CHAMP” DALAM
UPAYA PENINGKATAN PEROLEHAN MINYAK
TAHAP LANJUT**

OPTIMASI BIOSURFAKTAN “U-CHAMP” DALAM UPAYA PENINGKATAN PEROLEHAN MINYAK TAHAP LANJUT

Tim Penulis :

Dr. Ir. Harry Budiharjo Sulistiyarso, MT.

Ir. Joko Pamungkas, MT.

Sri Rahayu Gusmawarni, ST., MT.

Indah Widiyaningsih, ST., MT.

ISBN : 978-623-6896-78-5

Editor :

Rafli Arie Kurnia

Triyana Wahyuningsih

Penyunting :

Dian Indri Astuti

Desain Sampul dan Tata Letak :

Vitus Oky Himawan

Penerbit

Lembaga Penelitian dan Pemberdayaan Masyarakat,
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta

Redaksi

Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta
Jl. Pajajaran 104 (Lingkar Utara) Condongcatur, Yogyakarta
55283

Cetakan Pertama Oktober 2020

Hak cipta dilindungi undang-undang

Dilarang memperbanyak karya tulis ini dalam bentuk dan
dengan cara apapun tanpa ijin tertulis dari penerbit.

PRAKATA

Puji syukur kami panjatkan kepada Allah SWT yang telah memberikan rahmat-Nya kepada kami untuk menyelesaikan buku ini. Tak lupa kami sampaikan terima kasih kepada :

1. Dr. M. Irhas Effendi selaku Rektor UPN "Veteran" Yogyakarta.
2. Dr. Hendro Widjanarko selaku ketua LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta.
3. Kementrian Riset Teknologi dan Pendidikan Tinggi.
4. Para dosen dan mahasiswa yang telah mendukung pembuatan buku ini.

Buku ini merupakan buku referensi yang berjudul **"APLIKASI BIOSURFAKTAN "U-CHAMP" DALAM UPAYA PENINGKATAN PEROLEHAN MINYAK TAHAP LANJUT DAN REMIDIASI OIL SPILLS"**. Buku ini merupakan hasil penelitian hibah Ristekdikti 2019-2021. Buku ini mencakup informasi mulai dari uji *viscosity* dan *interfacial tension (IFT)* sampai dengan uji *core flooding*.

Buku ini diharapkan dapat bermanfaat dalam pengembangan ilmu pengetahuan khususnya di bidang riset dan teknologi di industri Migas Indonesia.

Akhir kata, kami sampaikan terima kasih kepada pihak-pihak yang telah mendukung penelitian dan pembuatan buku ini yang tidak dapat kami sebutkan satu per satu.

Yogyakarta, 15 Juni 2021

Tim Penulis

DAFTAR ISI

PRAKATA	i
DAFTAR ISI	iii
DAFTAR TABEL	iv
DAFTAR GAMBAR	v
DAFTAR SIMBOL DAN SINGKATAN	vii
BAB I. PENDAHULUAN	1
BAB II. TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1. Biosurfaktan	5
2.2. Mekanisme Biosurfaktan.....	15
2.3. <i>Sifat-sifat Biosurfaktan</i>	25
2.4. Uji Laboratorium	30
BAB III. HASIL UJI LABORATORIUM	19
3.1. Pengukuran <i>Interfacial Tension (IFT)</i>	62
3.2. Pengukuran Densitas dan Viskositas	66
3.3. Uji <i>Core Flooding</i>	72
PENUTUP	104
DAFTAR PUSTAKA	105
BIOGRAFI PENULIS	108

DAFTAR TABEL

Tabel II-3.....	8
Tabel III-1.....	50
Tabel III-2.....	51
Tabel III-3.....	54
Tabel III-4.....	55
Tabel III-5.....	58
Tabel III-6.....	59
Tabel III-7.....	60
Tabel III-8.....	61
Tabel III-9.....	68
Tabel III-10.....	83
Tabel III-11.....	84
Tabel III-12.....	85
Tabel III-13.....	88
Tabel III-14.....	89
Tabel III-15.....	92
Tabel III-16.....	92

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	10
Gambar 2.2	12
Gambar 2.3	13
Gambar 2.4	16
Gambar 2.5	17
Gambar 2.6	19
Gambar 2.7	19
Gambar 2.8	21
Gambar 2.9	22
Gambar 2.10	23
Gambar 2.11	24
Gambar 2.12	26
Gambar 2.13	28
Gambar 2.14	30
Gambar 2.15	34
Gambar 3.1	43
Gambar 3.2	43
Gambar 3.3	44
Gambar 3.4	44
Gambar 3.5	45
Gambar 3.6	46

Gambar 3.7.....	46
Gambar 3.8.....	47
Gambar 3.9.....	48
Gambar 3.10.....	52
Gambar 3.11.....	52
Gambar 3.12.....	56
Gambar 3.13.....	63
Gambar 3.14.....	65
Gambar 3.15.....	69
Gambar 3.16.....	71
Gambar 3.17.....	73
Gambar 3.18.....	73
Gambar 3.19.....	74
Gambar 3.20.....	74
Gambar 3.21.....	78
Gambar 3.22.....	86
Gambar 3.23.....	87
Gambar 3.24.....	89
Gambar 3.25.....	90
Gambar 3.26.....	93
Gambar 3.27.....	94

DAFTAR SIMBOL DAN SINGKATAN

σ	: tegangan permukaan minyak-air
λ	: mobilitas fluida
ρ_o	: densitas minyak
ρ_w	: densitas air
μ_o	: viskositas minyak
μ_w	: viskositas air
Bo	: faktor volume formasi minyak
Bopd	: <i>barrel oil per day</i>
Bw	: faktor volume formasi air
Co	: kompresibilitas minyak
Cw	: kompresibilitas air
Cp	: centipoise (satuan)
Cuft	: cubic ft
EOR	: <i>enchanced oil recovery</i>
g	: gravitasi
h	: kedalaman
IFT	: Interfacial Tension (Nm)
K_{ro}	: permeabilitas relatif minyak
K_{rw}	: permeabilitas relatif air

lb	: pound (satuan)
M	: mobilitas rasio
mD	: milidarcy (satuan)
P	: tekanan
P_b	: <i>bubble point</i>
P_c	: tekanan kapiler
Ppm	: <i>part per million</i> (konsentrasi)
PV	: <i>pore volume</i>
r	: jari-jari pipa kapiler
RF	: recovery factor
R_s	: kelarutan gas dalam minyak
R_{sb}	: kelarutan gas dalam minyak pada kondisi <i>bubble point</i>
SCF	: <i>standard cubic feet</i> (satuan)
S_g	: saturasi gas
S_o	: saturasi minyak
STB	: <i>stock tank barrel</i> (satuan)
S_w	: saturasi air
T	: Temperatur
A	: luas

BAB I

PENDAHULUAN

Fluida hidrokarbon yang berada dalam reservoir akan diproduksi dalam beberapa tahap, yaitu *primary recovery*, *secondary recovery*, dan *tertiary recovery*. Setelah tahap *primary* dan *secondary recovery*, masih terdapat minyak sisa yang terperangkap dalam pori batuan reservoir. Hal ini dikarenakan setelah tahap *primary* dan *secondary recovery*, minyak sisa yang terjebak dalam matriks batuan sudah sulit untuk diproduksi. Adapun sifat fisik fluida dan batuan reservoir yang dapat mempersulit minyak sisa untuk diproduksi yaitu viskositas minyak, *Interfacial Tension* (IFT) minyak dan air, permeabilitas relatif, wettabilitas, serta densitas minyak.

Sifat fisik fluida dan batuan reservoir yang menyebabkan minyak sulit untuk diproduksi dapat dirubah dengan menggunakan metode pengurusan minyak tahap lanjut atau biasa disebut dengan

enhanced oil recovery (EOR). Salah satu metode dalam proses EOR adalah Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR). Dimana MEOR sendiri adalah kumpulan teknik yang memanfaatkan mikroorganismenya dan produk metabolisme mereka untuk meningkatkan perolehan minyak dari batuan reservoir (Lazar et al., 2007). Mikroba yang berada di dalam reservoir diharapkan dapat untuk memproduksi bioproduk yang dapat merubah sifat karakteristik minyak maupun batuan reservoir sehingga minyak sisa yang terperangkap dalam pori batuan lebih mudah untuk diproduksi.

Salah satu bioproduk mikroba dalam MEOR adalah biosurfaktan. Biosurfaktan memiliki fungsi yang sama seperti surfaktan pada umumnya, yaitu menurunkan tegangan antarmuka minyak dan air (*Interfacial Tension/IFT*) (Donaldson et al., 1985). Dengan menurunnya nilai tegangan antarmuka minyak-air tersebut, minyak yang berada didalam reservoir akan lebih mudah untuk mengalir ke permukaan.

Penambahan biosurfaktan dapat merubah suatu karakteristik fluida maupun batuan reservoir. Perubahan karakteristik yang dimaksud diantaranya adalah penurunan IFT. Perubahan tersebut yang dapat menyebabkan perolehan minyak dapat meningkat karena dengan menurunnya nilai tegangan antarmuka, minyak yang ada didalam batuan akan terlepas dan kemudian dapat mengalir ke dalam sumur yang selanjutnya diproduksi ke permukaan. Pada penelitian ini akan dianalisa pengaruh penambahan biosurfaktan “U-Champ” terhadap perubahan karakteristik fluida maupun batuan reservoir. Kemudian akan ditinjau lebih lanjut hubungan dari perubahan karakteristik fluida dan batuan reservoir terhadap penambahan perolehan minyak yang dilihat dari penambahan nilai recovery factor nya.

Maksud dari penelitian ini adalah untuk mengetahui pengaruh penambahan biosurfaktan “U-Champ” terhadap perubahan karakteristik fluida dan batuan reservoir serta mengetahui hubungan perubahan karakteristik fluida dan batuan reservoir terhadap perolehan minyak.

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk menganalisa perubahan karakteristik reservoir yang terjadi setelah penambahan biosurfaktan "*U-Champ*". Kemudian menghitung penambahan perolehan minyak (*recovery factor*) dalam skala laboratorium dengan menggunakan percobaan *coreflooding*.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Biosurfaktan

Biosurfaktan adalah molekul *surface active agent* (surfaktan) yang disintesis oleh mikroorganisme (Desai & Banat, 1997). Molekul tersebut dapat mengurangi tegangan permukaan dan tegangan antarmuka dua fluida yang tidak saling bercampur (*Interfacial Tension*) yang membuat biosurfaktan berpotensi untuk meningkatkan perolehan minyak. Molekul ini juga dapat merubah *wetabilitas* batuan reservoir dari *oil-wet* menjadi *water-wet*. Hal ini terjadi karena penurunan IFT pada permukaan batuan dengan minyak sehingga tekanan kapiler yang mencegah minyak untuk bergerak melalui pori-pori batuan berkurang sehingga pada akhirnya pelepasan minyak dapat terjadi (Desai & Banat, 1997). Biosurfaktan memiliki beberapa kelebihan jika dibandingkan dengan surfaktan yang berasal dari bahan kimia diantaranya lebih ramah lingkungan, *biodegradable*, dan biaya yang diperlukan relatif lebih murah.

Mikroorganisme tersebut menggunakan media (substrat) hidrokarbon untuk perkembangan dan metabolismenya (Zekri et al., 1999). Mikroorganisme tersebut akan menghasilkan *surface active agent* yang dapat mengurangi tegangan permukaan dan tegangan antarmuka pada dua fasa cair yang tidak saling menyatu. Biosurfaktan merupakan lipid atau turunan, baik berupa lipid sederhana ataupun lipid kompleks yang dihasilkan oleh mikroba selama pertumbuhannya (Banat et al., 2000). Biosurfaktan merupakan senyawa ampiphilik yang menandakan bahwa biosurfaktan mengandung kelompok hidrophilik (kepala) yang bersifat polar dan hidrophobil (ekor) yang bersifat non polar.

Klasifikasi Biosurfaktan dan Mikroba Penghasilnya

Berbeda dengan surfaktan yang disintesis dari bahan kimia yang diklasifikasikan berdasarkan grup polar naturalnya, biosurfaktan diklasifikasikan berdasarkan struktur kimia dan mikroba penghasilnya (Desai & Banat, 1997).

Pada umumnya struktur kimia dari biosurfaktan terdiri atas gugus hidrofilik yang mengandung asam amino atau anion dan kation peptida, mono-, di-, atau polisakarida; dan gugus hidrofobik yang mengandung asam lemak jenuh dan tak jenuh. Berdasarkan struktur kimianya, Biosurfaktan diklasifikasikan menjadi glikolipid; lipopeptida dan lipoprotein; asam lemak, fosfolipid, biosurfaktan polimerik; dan biosurfaktan partikulat.

Berdasarkan ukuran molekularnya, biosurfaktan dapat dibagi menjadi biosurfaktan dengan berat molekul rendah dan berat molekul tinggi. Glikolipid seperti rhamnosa dan sophorolipid, dan lipopeptida seperti surfactin dan polymyxin merupakan biosurfaktan dengan berat molekul rendah, yang berfungsi menurunkan tegangan permukaan dan tegangan antar permukaan. Sedangkan biosurfaktan dengan berat molekul tinggi seperti lipoprotein, lipopolisakarida, dan amphipatik polisakarida sangat efektif untuk menstabilkan emulsi minyak dalam air.

Klasifikasi biosurfaktan berdasarkan mikroba penghasilnya dapat dilihat dalam **Tabel II-3.**

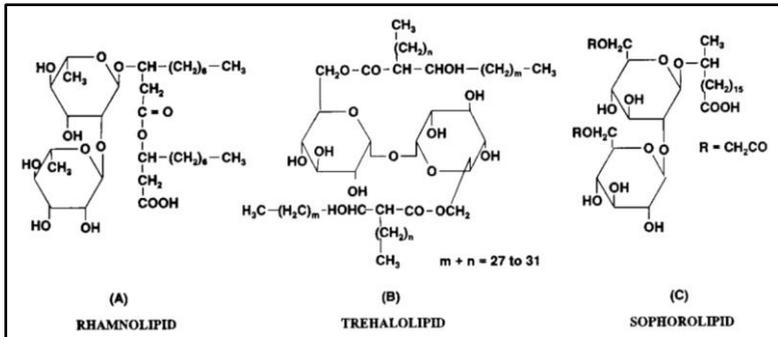
Tabel II-3. Klasifikasi Biosurfaktan Berdasarkan Mikroba Penghasilnya,
(Desai & Banat, 1997)

Biosurfaktan	Mikroba Penghasil
Glikolipid	
<i>Rhamnolipid</i>	<i>P. aeruginosa</i>
	<i>Pseudomonas</i> sp.
<i>Trehalolipid</i>	<i>R. erythropolis</i>
	<i>N. erythropolis</i>
<i>Sophorolipid</i>	<i>T. bombicola</i>
	<i>T. apicola</i>
	<i>T. petrophilum</i>
<i>Cellobiolipid</i>	<i>U. zeae, U. maydis</i>
Lipopeptida dan lipoprotein	
<i>Peptide-lipid</i>	<i>B. licheniformis</i>
<i>Serrawettin</i>	<i>S. marcescens</i>
<i>Viscosin</i>	<i>P. Fluorescens</i>
<i>Surfactin</i>	<i>B. subtilis</i>
<i>Subtilisin</i>	<i>B. subtilis</i>
<i>Gramicidins</i>	<i>B. brevis</i>
<i>Polymyxins</i>	<i>B. polymyxa</i>
Asam Lemak, <i>neutral lipids</i>, dan Fosfolipid	
<i>Asam Lemak</i>	<i>C. lepus</i>
<i>Neutral lipids</i>	<i>N. erythropolis</i>

<i>Fosfolipid</i>	<i>T. thiooxidans</i>
Biosurfaktan Polimerik	
<i>Emulsan</i>	<i>A. calcoaceticus</i>
<i>Biodispersan</i>	<i>A. calcoaceticus</i>
<i>Mannan-lipid-protein</i>	<i>C. tropicalis</i>
<i>Liposan</i>	<i>C. lipolytica</i>
<i>Karbohidrat-protein-lipid</i>	<i>P. Fluorescens</i>
	<i>D. polymorphis</i>
<i>Protein PA</i>	<i>P. aeruginosa</i>
Biosurfaktan Partikulat	
<i>Vesicles and fimbriae</i>	<i>A. calcoaceticus</i>
<i>Whole cells</i>	<i>Variety of bacteria</i>

Glikolipid

Glikolipid merupakan karbohidrat yang dikombinasikan dengan rantai panjang *aliphatic acids* atau *hydroxyaliphatic acids*. Glikolipid merupakan jenis biosurfaktan yang paling sering diketahui (Desai & Banat, 1997). Beberapa jenis dari glikolipid yang paling sering dijumpai adalah *rhamnolipid*, *trehalolipid*, dan *sophorolipid*.



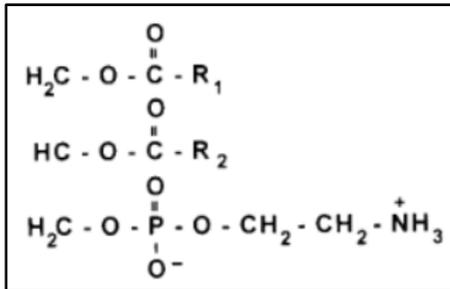
Gambar 2.1. Struktur Kimiawi Biosurfaktan Glikolipid
(Desai & Banat, 1997)

Rhamnolipid adalah biosurfaktan yang diproduksi oleh *Pseudomonas aeruginosa*. *Rhamnolipid* terdiri dari satu atau dua molekul rhamnose yang terikat pada satu atau dua molekul *b-hydroxydecanoic acid*. Kemampuan dari *rhamnolipid* adalah menurunkan tegangan antarmuka sehingga dapat digunakan sebagai bioremediasi untuk peningkatan kemampuan meningkatkan perolehan minyak. *Rhamnolipid* bersifat anionik dan memiliki gugus karbonil dan hidroksil yang berpotensi untuk dipertukarkan dengan kation, sehingga dapat digunakan untuk menyerap logam berat (Sen, 2008).

Sophorolipid merupakan jenis biosurfaktan yang dihasilkan dari ragi seperti *Torulopsis bombicola*, *Torulopsis petrophilium*, dan *Torulopsis apicola*. Terdiri dari *dimeric carbohydrate* yang terhubung dengan rantai panjang *hydroxy fatty acid*. Hampir sama dengan *Rhamnolipid* biosurfaktan jenis ini juga memiliki kegunaan untuk menurunkan tegangan antarmuka.

Lipopeptida dan Lipoprotein

Lipopeptida merupakan molekul yang tersusun atas molekul asam lemak dan molekul asam amino. Salah satu biosurfaktan lipopeptida terbaik adalah lipopeptida siklik surfaktin yang dihasilkan oleh *Bacillus subtilis* karena dapat menurunkan tegangan antarmuka pada konsentrasi yang cukup rendah. Selain itu jenis biosurfaktan lain yang dapat menurunkan tegangan antarmuka adalah beberapa jenis biosurfaktan yang dihasilkan oleh *Bacillus licheniformis*. Pada **Gambar 2.2** adalah struktur kimiawi dari lipopeptid siklik surfaktin yang dihasilkan oleh *Bacillus subtilis*.



Gambar 2.3. Struktur Kimiawi
Phosphatidylethanolamine
 (Desai & Banat, 1997)

Biosurfaktan Polimerik

Biosurfaktan Polimerik telah diteliti dengan baik adalah emulsan, liposan, mannoprotein dan kompleks protein polisakarida lain. *Acinetobacter alcoaceticus* dapat memproduksi suatu bioemulsifier heteropolisakarida ampifatik polianionik yang disebut emulsan. Rantai heteropolisakaridanya mengandung suatu trisakarida berulang yang terdiri dari N-asetil-D-galaktosamine, asam uronic N-asetil-galaktosamine dan suatu gula N-asetil amino yang belum teridentifikasi.

Asam lemaknya secara kovalen terikat dengan polisakaridanya melalui ikatan ester. Emulsi merupakan suatu agen emulsifikasi yang sangat efektif untuk hidrokarbon dalam air bahkan pada konsentrasi serendah 0.001 sampai 0.01% (Desai & Banat, 1997).

Biodispersan merupakan suatu dispersan (pelarut) ekstraseluler yang tidak dapat didialisis. Biodispersan dihasilkan oleh *Acinetobacter calcoaceticus*.

Senyawa ini merupakan suatu heteropolisakarida yang anionik dengan berat molekul rata-rata 51.400 dan mengandung empat gula pereduksi, yaitu *lukosamine*, *6-methylaminohexose*, asam *uronic galactosamine* dan suatu gula amino yang belum teridentifikasi.

Liposan merupakan suatu bahan pengemulsi ekstraseluler larut air yang dihasilkan oleh *Candida lipolytica*. Liposan terdiri dari 83 % karbohidrat dan protein 17 %. Bagian karbohidrat merupakan suatu heteropolisakarida yang terdiri dari glukosa, galaktosa, galaktosamine dan asam galakturonik.

Sejumlah besar mannoprotein dihasilkan oleh *Saccharomyces cerevisiae*. Protein ini menunjukkan kemampuan emulsifikasi yang baik terhadap minyak, alkana dan pelarut organik.

2.2. Mekanisme Biosurfaktan

Biosurfaktan yang merupakan surfaktan yang memiliki sifat *biodegradable* dan berasal dari mikroorganisme menjadikan mekanisme kerja dari biosurfaktan dengan surfaktan sintesis sama. Mekanisme kerja dari biosurfaktan adalah merubah karakteristik dari fluida reservoir agar fluida tersebut dapat lebih mudah untuk mengalir. Beberapa karakteristik yang berubah karena penambahan biosurfaktan adalah penurunan nilai tegangan antarmuka (IFT) dan penurunan nilai viskositas.

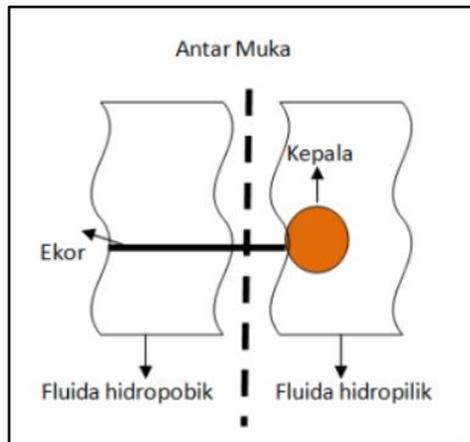
Penurunan IFT

Pada dasarnya mekanisme dari biosurfaktan ini adalah menurunkan tegangan permukaan dan tegangan antarmuka dua fluida yang tidak saling bercampur (Desai & Banat, 1997).

Mekanisme penurunan tegangan permukaan itu sendiri dapat diamati dari mekanisme penetrasi molekul surfaktan ke dalam fasa hidrofilik dan hidrofobik.

Bagian kepala dari surfaktan yang bersifat hidrofilik akan masuk ke dalam fasa yang bersifat hidrofilik dimana dalam hal ini adalah air. Kemudian ekor yang bersifat hidrofobik akan masuk ke dalam fasa yang bersifat hidrofobik yaitu minyak. Mekanisme tersebut dapat dilihat pada

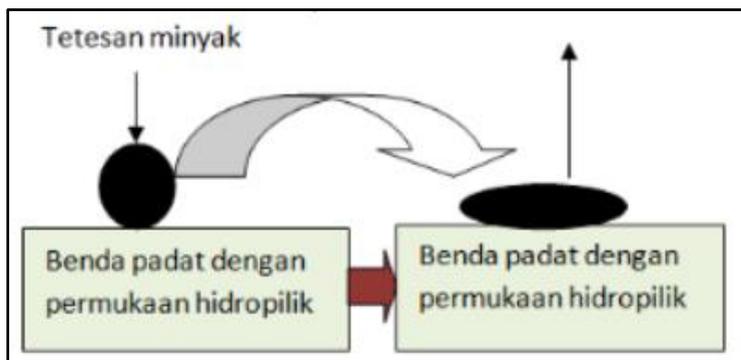
Gambar 2.4.



Gambar 2.4. Mekanisme Kerja Biosurfaktan

(Elazzazy et al., 2015)

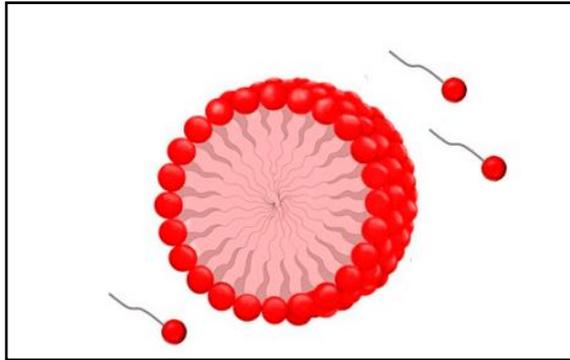
Minyak bersifat hidrofobik, apabila minyak diteteskan dipermukaan benda padat yang bersifat hidrofilik, bentuk tetesan adalah bulat disebabkan karena tegangan permukaan tetesan minyak tidak sama dengan permukaan benda padat. Hal ini disebabkan karena gaya kohesi molekul minyak lebih besar dibandingkan dengan gaya adhesi antara permukaan minyak dan padatan. Setelah surfaktan ditambahkan ke permukaan antar fase, tetesan minyak akan terdistribusi di permukaan padatan seperti terlihat pada **Gambar 2.5**.



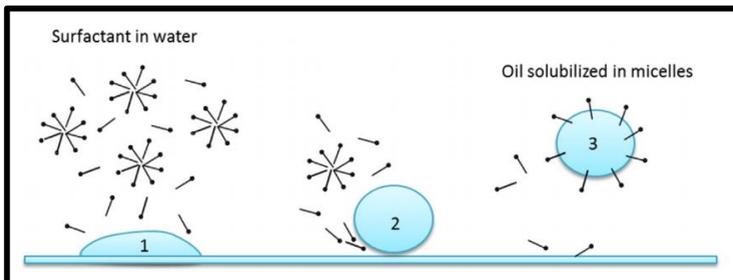
Gambar 2.5. Perubahan Bentuk Tetesan Minyak setelah Ditambah Biosurfaktan

(Elazzazy et al., 2015)

Nilai tegangan antarmuka yang turun tersebut dapat memobilisasi minyak yang tidak dapat didorong pada proses injeksi air (Sen, 2008; Zekri et al., 1999). Aliran emulsi *oil-in-water* yang terbentuk seiring dengan penurunan IFT minyak-air akan meningkatkan rasio mobilitas sampai biosurfaktan mengencer atau hilang menempel ke dinding pori batuan (Sen, 2008). Terdapat tiga tahapan untuk biosurfaktan memobilisasi minyak sisa. Pada tahap pertama, biosurfaktan berkumpul membentuk *micelle* (yaitu surfaktan yang aktif dan mampu mengikat air dan/atau minyak pada konsentrasi tertentu) dan menurunkan tegangan permukaan minyak dengan permukaan batuan. Kemudian, *micelle* akan mulai mengemulsi minyak sisa sehingga minyak sisa yang berada di permukaan batuan mulai berubah bentuk menjadi *droplet*. Hal ini dapat terjadi akibat bagian molekul *hydrophobic* yang mengikat minyak. Dan pada akhirnya, terbentuklah *droplet* emulsi *oil-in-water*.



Gambar 2.6. Bentuk *Micelle*
(Santos et al., 2016)



Gambar 2.7. Skema Kerja dari Surfaktan
(Green & Willhite, 2018)

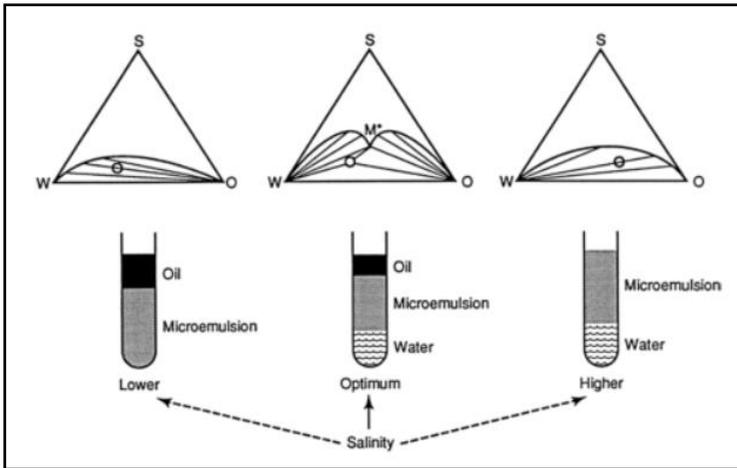
Kelakuan fasa dari surfaktan untuk menurunkan tegangan antarmuka dipengaruhi oleh salinitas air formasi. Semakin tinggi nilai salinitas air formasi akan mengurangi kelarutan anionik surfaktan pada air formasi.

Pada salinitas yang rendah larutan surfaktan akan larut dengan baik didalam air. Beberapa molekul minyak terlarut pada *micell*. Sistem ini merupakan dua fasa yaitu fasa minyak dan mikroemulsi air. Mikroemulsi didefinisikan sebagai larutan yang tergumpal yang terdiri dari air dan minyak yang mengandung elektrolit dan senyawa *amphiphilic*, memiliki warna bening dan tembus cahaya.

Karena mikroemulsi berbentuk cair dan memiliki densitas yang lebih rendah dari fasa minyak, maka mikroemulsi terletak di bawah fasa minyak yang disebut *lower phase microemulsion*. Pada salinitas tinggi, larutan surfaktan akan lebih larut didalam minyak daripada air formasi. Kemudian sistem akan terpisah menjadi fasa minyak – eksternal mikroemulsi – fasa air. Pada kasus ini mikroemulsi disebut *upper phase microemulsion*. Pada beberapa salinitas sedang, sistem memiliki 3 fasa: fasa minyak – fasa mikroemulsi – fasa air.

Pada kasus ini mikroemulsi berada di tengah dan disebut *middle phase microemulsion*.

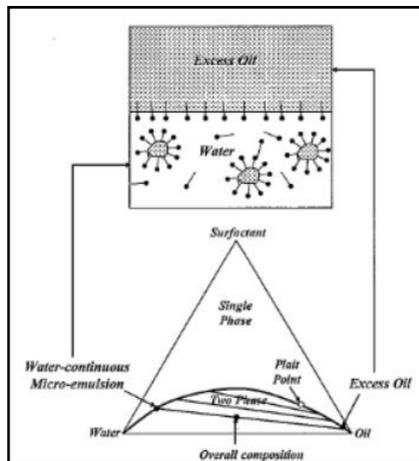
Ketiga kondisi tersebut dapat dilihat pada **Gambar 2.8** dimana kelakuan fasa surfaktan-air formasi-minyak biasanya diilustrasikan dalam diagram terner.



Gambar 2.8. Pengaruh Salinitas terhadap Mikroemulsi yang Terjadi
(Green & Willhite, 2018)

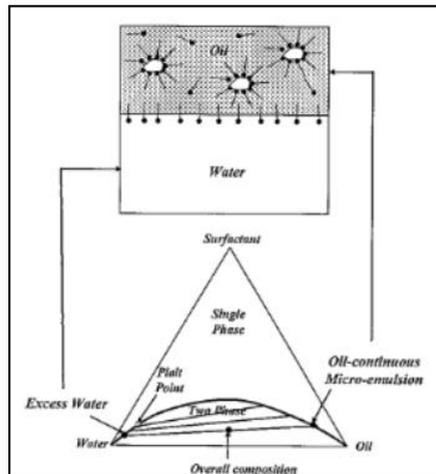
Kelakuan fasa sistem mikroemulsi adalah fungsi tipe dan konsentrasi surfaktan, kosurfaktan, minyak, *brine*, temperatur dan sebagainya. Dalam sistem mikroemulsi tertentu yang menggunakan surfaktan ionik, konsentrasi elektrolit atau salinitas akan menjadi faktor penting pada kelakuan fasa.

Pada salinitas rendah akan menghasilkan kelarutan fasa air yang bagus dan kelarutan fasa minyak yang buruk. Pada batas minyak-air akan terdapat dua fasa, yaitu fasa minyak lebih (*excess oil*) yang terdiri dari *pure oil* dan fasa mikroemulsi yang terdiri dari *brine*, surfaktan, dan beberapa minyak yang ikut larut dan mengisi bagian dalam *swollen micelle*. Tipe fasa seperti ini dikenal sebagai sistem Winsor tipe I atau sistem tipe II (-), sistem *water continuous*, yang ditunjukkan oleh **Gambar 2.9**.



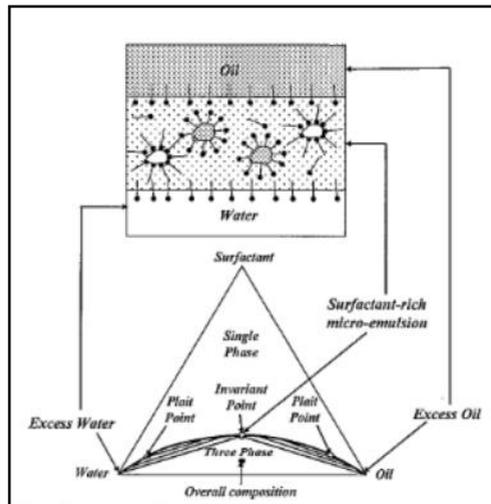
Gambar 2.9. Skematik Sistem Winsor Tipe I
(Ezzat E. Goma, 1995)

Pada salinitas tinggi, adanya gaya elektrostatis dapat menurunkan kelarutan surfaktan dalam fasa air. Pada daerah batas minyak-air akan terdiri dari fasa *brine* lebih (*excess brine*) dan fasa mikroemulsi yang terdiri dari surfaktan dan beberapa *brine* yang larut, yang mengisi bagian dalam *swollen micelle*. Tipe fasa ini dikenal sebagai sistem Winsor tipe II atau sistem tipe II (+), sistem *oil continuous*, seperti yang ditunjukkan oleh **Gambar 2.10**.



Gambar 2.10. Skematik Sistem Winsor Tipe II
(Ezzat E. Gomaa, 1995)

Pada salinitas yang berada di antara rendah dan tinggi, akan terdapat perubahan yang kontinyu antara sistem tipe II (-) dan tipe II (+), dimana akan terbentuk fasa kaya surfaktan. Sehingga akan terdapat tiga fasa yang terdiri dari fasa *excess oil*, *brine* dan fasa mikroemulsi yang memiliki komposisi seragam (*invariant*). Tipe ini disebut sistem Winsor tipe III atau sistem tipe III, seperti yang ditunjukkan oleh **Gambar 2.11**.



Gambar 2.11. Skematik Sistem Winsor Tipe III

(Ezzat E. Gomaa, 1995)

Penurunan Nilai Viskositas Minyak

Penambahan biosurfaktan dapat menurunkan nilai dari viskositas minyak karena biosurfaktan dapat mendegradasi fraksi berat hidrokarbon. Dengan terdegradasinya fraksi berat tersebut, membuat rantai minyak yang panjang akan tereduksi menjadi rantai minyak yang lebih pendek sehingga komponen yang tersisa hanya fraksi ringan dari hidrokarbon tersebut. (Gudiña et al., 2012; Purwasena et al., 2009). Penurunan nilai viskositas minyak tersebut dapat meningkatkan mobilitas minyak yang dapat dilihat pada persamaan berikut.

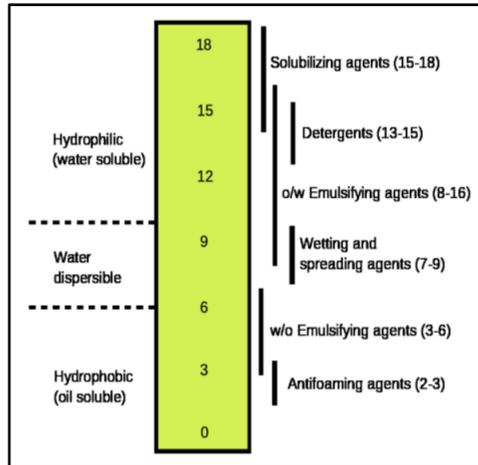
$$M = \frac{M_w}{M_o} = \frac{\frac{K_{rw}}{\mu_w}}{\frac{K_{ro}}{\mu_o}} \dots\dots\dots 2-2)$$

Dari persamaan tersebut dapat dilihat pengaruh nilai viskositas terhadap besarnya mobilitas minyak. Semakin besar nilai viskositas maka mobilitas minyak akan semakin kecil, begitupun sebaliknya.

Penurunan nilai viskositas minyak yang dapat menyebabkan mobilitas minyak meningkat yang menyebabkan cadangan minyak sisa yang ada didalam reservoir akan mengalir dan membuat perolehan minyak akan meningkat.

2.3 Sifat-Sifat Biosurfaktan

Aplikasi biosurfaktan akan tergantung pada sifat-sifat surfaktan. Sifat kimia, fisika serta biologi surfaktan ditentukan oleh beberapa parameter diantaranya adalah HLB, CMC, dan IFT. HLB atau kesetimbangan hidropobik-hidropilik adalah skala yang menunjukkan keseimbangan gugus hidrofobik dan hidrofilik dari suatu surfaktan. Surfaktan yang mempunyai gugus hidrofobik yang lebih dominan mempunyai skala yang rendah dan surfaktan yang didominasi oleh gugus hidrofilik mempunyai skala yang tinggi. Surfaktan dengan HLB diatas 9 menandakan surfaktan tersebut larut dalam air. Pada **Gambar 2.12** merupakan ilustrasi mengenai nilai HLB dan aplikasi surfaktan.

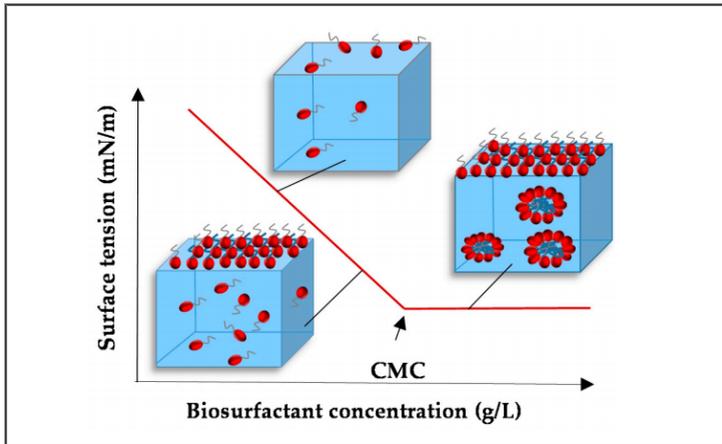


Gambar 2.12. Skala HLB dan Aplikasi Surfaktan

(Elazzazy et al., 2015)

Surfaktan yang bekerja untuk menurunkan tegangan permukaan akan membentuk *micelle*. *Micelle* tersebut terdiri atas daerah interior hidrofobik, yaitu tempat ekor hidrofobik saling bergabung. Pada daerah ini, ekor hidrofobik dikelilingi oleh hidrofilik, yaitu tempat kepala molekul surfaktan berinteraksi dengan air. Konsentrasi surfaktan ketika membentuk *micelle* dinyatakan sebagai *Critical Micelle Concentration* (CMC). CMC adalah konsentrasi surfaktan jenuh di dalam suatu emulsi.

Pada konsentrasi kritis, tegangan permukaan tidak berubah atau hanya berubah sedikit dengan kenaikan konsentrasi surfaktan. Pada konsentrasi surfaktan dibawah CMC, penambahan surfaktan akan merubah IFT. Semakin besar konsentrasi surfaktan di dalam campuran, tegangan permukaan antar fasa semakin kecil. Ketika penambahan surfaktan tidak merubah IFT atau perubahan IFT sangat kecil, maka konsentrasi surfaktan sudah mencapai konsentrasi kritis atau CMC. Untuk menentukan CMC harus dibuat grafik hubungan konsentrasi surfaktan dan IFT. Pada **Gambar 2.13** dijelaskan mengenai grafik konsentrasi surfaktan dan IFT untuk menemukan nilai CMC.

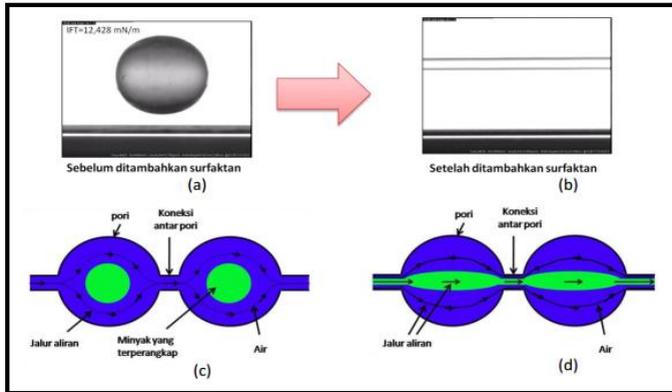


Gambar 2.13. Grafik Hubungan Konsentrasi Surfaktan dengan IFT untuk menentukan nilai CMC
(Santos et al., 2016)

Interfacial Tension (IFT) atau tegangan antarmuka adalah gaya persatuan panjang yang terdapat pada batas dari dua fasa yang tidak saling bercampur. Penambahan surfaktan ke dalam dua fasa tersebut akan menurunkan nilai tegangan antarmuka, hal itu disebabkan karena surfaktan yang memiliki gugus hidrofilik dan hidrofobik yang dapat membuat kedua cairan tersebut dapat bersatu.

Adapun yang dimaksud dengan permukaan adalah batas antara zat cair atau zat padat dengan udara. Sedangkan antar permukaan maksudnya zat cair dengan zat cair lainnya yang tidak bercampur atau antara zat padat dengan zat cair. Oleh karena itu, tegangan permukaan dapat didefinisikan sebagai gaya yang bekerja sejajar dengan permukaan cairan untuk mengimbangi gaya kohesi dari dalam molekul zat cair terhadap molekul di permukaan sehingga molekul tersebut tetap berada di permukaan. IFT merupakan indikasi dari *miscibility* dari dua fluida.

Semakin besar nilai IFT menandakan semakin buruknya *miscibility* dari kedua fluida tersebut atau sering disebut dengan *immiscible*. Sebaliknya jika nilai IFT semakin kecil maka kedua fluida tersebut semakin mudah untuk menyatu atau sering disebut dengan *miscible*. Nilai IFT yang semakin kecil tersebut dapat menyebabkan minyak dan air akan semakin mudah untuk menyatu (*miscible*) dan menyebabkan minyak akan lebih mudah mengalir pada media berpori. Ilustrasi dari penurunan nilai IFT dapat dilihat pada **Gambar 2.14**.



Gambar 2.14. Ilustrasi penurunan nilai IFT

(Elazzazy et al., 2015)

2.4 Uji Laboratorium

Uji laboratorium dilakukan untuk mengetahui perubahan karakteristik yang terjadi pada sampel minyak setelah injeksi biosurfaktan. Karakteristik yang diukur adalah densitas minyak, viskositas minyak, dan tegangan antarmuka minyak-air (IFT). Pengukuran karakteristik pada batuan juga dilakukan yaitu berupa pengukuran porositas batuan, dan permeabilitas batuan untuk. Selain pengukuran terhadap karakteristik tersebut pengukuran terhadap perolehan minyak juga dilakukan dengan menggunakan uji *coreflooding*.

Pengukuran Viskositas Minyak

Pengukuran viskositas minyak dilakukan untuk mengetahui perubahan yang terjadi pada viskositas akibat injeksi biosurfaktan. Perubahan tersebut dapat dilihat dari perbedaan nilai viskositas sebelum dan sesudah injeksi biosurfaktan. Pengukuran viskositas ini sendiri dilakukan dengan menggunakan alat viskometer. Alat viskometer tersebut dapat membaca viskositas dari tingkat ketahanan fluida untuk mengalir dalam satuan *centipoise* (cp).

Alat viskometer dapat membaca ketahanan fluida tersebut dengan menggunakan komponen bernama *spindle*. *Spindle* tersebut akan diputar didalam fluida, dimana besarnya putaran yang dihasilkan akan tergantung pada ketahanan fluida tersebut (viskositas). Semakin sulit *spindle* tersebut berputar maka menandakan nilai viskositasnya yang semakin besar. Pada pengukuran ini juga digunakan *heater* untuk memberikan variasi temperatur kepada fluida. Karena salah satu faktor yang mempengaruhi nilai viskositas adalah temperatur.

Pada pengukuran viskositas dilakukan dalam beberapa variasi temperatur untuk mengetahui pengaruh temperatur terhadap nilai viskositas.

Pengukuran Tegangan Antarmuka Minyak-Air (IFT)

Pengukuran tegangan antarmuka (IFT) dilakukan untuk mengetahui pengaruh injeksi biosurfaktan terhadap nilai IFT. Sama seperti pengukuran viskositas, perubahan tersebut dapat diketahui dari nilai IFT sebelum dan setelah diinjeksikan beberapa konsentrasi biosurfaktan. Pengukuran ini dilakukan dengan menggunakan alat *spinning drop tensiometer*. Prinsip dari alat *spinning drop tensiometer* adalah dengan menggunakan *spinning drop method* yang dikemukakan menurut Bernard Vonnegut pada tahun 1942. Pengukuran dengan menggunakan *spinning drop method* dilakukan dengan menaruh *bubble* kecil dari fluida atau gas yang *immiscible* didalam fluida lainnya dimana dalam hal ini fluida *immiscible*-nya merupakan minyak dan fluida lainnya adalah air formasi.

Kemudian kedua fluida tersebut diputar dalam *horizontal axis*. Karena adanya gaya centrifugal yang dihasilkan, *bubble* dari fluida *immiscible* tersebut akan berubah bentuk menjadi *cylindrical* sesuai dengan nilai tegangan antarmukanya, semakin kecil nilai tegangan antarmuka maka bentuk yang dihasilkan akan semakin *cylindrical*. Hal tersebut ditentukan berdasarkan persamaan yang dibuat oleh Bernard Vonnegut itu sendiri yang diketahui sebagai persamaan Vonnegut. Persamaan Vonnegut dapat dilihat pada **Persamaan 2-3**.

$$\sigma = \frac{\Delta\rho\omega^2}{4}R^3 \quad (2-3)$$

Keterangan :

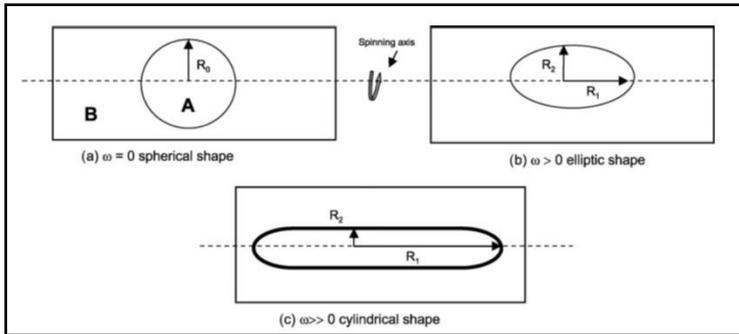
σ = Tegangan Antarmuka

$\Delta\rho$ = Perbedaan densitas antara *bubble* fluida dan fluida yang

Mengelilinginya

ω = *Angular Velocity*

R = *Cylinder Radius*



Gambar 2.15. Bentuk *Bubble* pada Pengukuran IFT
(Viades-Trejo & Gracia-Fadrique, 2007)

Dari beberapa jenis bentuk *bubble* yang dihasilkan pada pengukuran IFT dengan *spinning drop method*, dapat dilihat bahwa semakin *cylindrical* bentuk dari *bubble* tersebut akan menghasilkan nilai *cylinder radius* yang semakin kecil. Nilai *cylinder radius* yang semakin kecil akan membuat nilai tegangan antarmuka atau IFT nya juga semakin kecil.

Pengukuran Porositas Batuan

Pengukuran ini dilakukan untuk mengetahui karakteristik dari sampel batuan yang akan digunakan karena karakteristik tersebut akan berpengaruh terhadap banyaknya fluida yang terdapat didalam sampel batuan dan kemampuan batuan tersebut untuk mengalirkan fluida. Karakteristik batuan yang diukur pada penelitian ini adalah porositas dan permeabilitas. Porositas merupakan perbandingan antara volume pori dengan volume total batuan. Porositas sendiri merupakan nilai yang menggambarkan pori-pori batuan yang dapat diisi oleh fluida. Selain itu pori-pori batuan yang saling berhubungan juga dapat membuat fluida yang ada direservoir dapat mengalir.

Pengukuran porositas dilakukan dengan metode *gravimetry* atau prinsip perubahan massa. Metode tersebut dilakukan dengan mengukur berat sampel batuan pada beberapa kondisi.

Kondisi pertama mengukur berat batuan pada kondisi kering, kemudian mengukur berat batuan pada kondisi telah dijenuhi oleh air di udara, dan mengukur berat batuan pada kondisi telah dijenuhi oleh air di dalam fluida. Pengukuran berat batuan pada kondisi dijenuhi oleh air di dalam fluida dan diudara dilakukan berdasarkan hukum Archimedes, dimana selisih dari berat batuan yang telah dijenuhi air diudara dan berat batuan yang telah dijenuhi air di fluida dan kemudian dibagi dengan densitas fluida akan menghasilkan nilai dari volume *bulk* (total batuan).

Sedangkan selisih antara berat batuan yang telah dijenuhi air diudara dengan berat kering batuan dibagi dengan densitas fluida merupakan nilai dari volume pori batuan. Dengan adanya nilai volume pori dan volume *bulk* batuan maka nilai porositas dapat dihitung.

Pengukuran Permeabilitas Batuan

Selain nilai porositas, karakteristik batuan yang diukur adalah permeabilitas batuan. Permeabilitas adalah kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida.

Sama seperti pengukuran porositas pengukuran permeabilitas ini dilakukan untuk mengetahui karakteristik dari sampel batuan yang digunakan karena akan mempengaruhi hasil dari penelitian ini.

Pengukuran permeabilitas ini dilakukan dengan menggunakan *gas permeameter*. Dimana dalam pengukuran ini gas akan dialirkan kedalam sampel batuan, kemudian laju alir dari gas tersebut akan diukur. Pengukuran laju alir gas dilakukan dari pembacaan pada *gauge* yang ada pada alat lalu dengan menggunakan grafik nilai dari laju alir gas akan diketahui. Setelah nilai dari laju alir gas diketahui, kemudian dengan menggunakan **Persamaan 2-4** nilai dari permeabilitas batuan akan diketahui. Pada pengukuran permeabilitas batuan dengan menggunakan *gas permeameter* ini perlu diperhitungkan juga koreksi dari *klikenberg effect*. Koreksi Klikenberg ini dilakukan untuk mengkoreksi nilai permeabilitas absolut sehingga menjadi permeabilitas yang sebenarnya, karena pada dasarnya fluida yang mengalir di dalam batuan reservoir itu tidak hanya satu fasa.

$$K = \frac{\mu \cdot Q \cdot L}{A \cdot P} \quad (2-4)$$

dimana :

K = Permeabilitas, darcy

μ = Viscositas fluida, cp

Q = Kecepatan aliran fluida, cc/sec

A = Luas penampang media berpori, cm²

P = Tekanan, psia

Pengujian *Coreflooding*

Percobaan *coreflooding* dilakukan untuk mengetahui penambahan perolehan minyak. Penambahan tersebut ditandakan dengan adanya peningkatan nilai *recovery factor* (RF)-nya. Proses *coreflooding* ini merupakan implementasi dari kegiatan injeksi yang dilakukan di reservoir dalam skala laboratorium. Hal tersebut dikarenakan pada pengujian ini digunakan sampel *core* yang memiliki porositas dan permeabilitas kemudian pada pengujian ini terjadi pendesakan minyak oleh air atau larutan lainnya sebagai fluida pendorong.

Proses pengujian *coreflooding* diawali dengan membuat kondisi awal yang ada dalam *core* dengan melakukan proses saturasi air formasi dengan merendam *core* didalam air formasi. Setelah itu dilakukan proses saturasi minyak dengan menginjeksikan minyak kedalam *core* untuk mengetahui OOIP dan *saturation oil initial* (Soi) yang ada didalam *core* tersebut. Nilai OOIP dari *core* tersebut dapat dihitung dari banyaknya air formasi yang keluar pada proses tersebut, karena air formasi yang berasal dari *core* tersebut digantikan oleh minyak yang diinjeksikan. Setelah proses pembuatan kondisi mula-mula tersebut, kemudian dilakukan beberapa tahap injeksi berdasarkan tahap produksinya seperti tahap *waterflood* kemudian injeksi kimia dan sebagainya. Pada setiap tahap injeksi akan dihitung *recovery factor*-nya. Perhitungan nilai RF tersebut dapat dilakukan dengan menggunakan **Persamaan 2-5**.

$$RF = \frac{\text{Kumulatif Produksi Minyak,cc}}{OOIP,cc} \times 100\% \dots(2-5)$$

Selain nilai *recovery factor*-nya faktor yang diperhitungkan dalam proses *coreflooding* ini adalah banyaknya fluida yang diinjeksikan kedalam sampel *core* yang dihitung dalam satuan PV. Dimana PV tersebut merupakan seberapa banyak *Pore Volume* fluida yang diinjeksikan. Banyaknya *pore volume* sendiri dapat dihitung dengan **Persamaan 2-6.**

$$PV = \frac{\text{Volume Fluida yang di Injeksikan,cc}}{\text{Volume Pori Sampel Core,cc}} \dots(2-6)$$

BAB III

HASIL UJI LABORATORIUM

Percobaan yang dilakukan pada penelitian ini adalah pengukuran nilai-nilai dari sifat fisik fluida dan batuan reservoir sebelum dan sesudah ditambahkan “*U-Champ*”. Hal tersebut dilakukan untuk mengetahui pengaruh penambahan “*U-Champ*” terhadap perubahan karakteristik fluida atau batuan reservoir. Kemudian setelah diketahui perubahan karakteristik tersebut dilakukan percobaan *coreflooding* untuk mengetahui penambahan perolehan minyak yang terjadi setelah penambahan “*U-Champ*” yang merubah karakteristik dari sampel yang diuji.

Persiapan Penelitian

Persiapan penelitian dilakukan untuk mengetahui karakteristik dari sampel yang akan diuji seperti sampel minyak dan air formasi.

Dengan diketahuinya karakteristik sampel tersebut, maka dapat dianalisa pengaruh dari penambahan biosurfaktan "*U-Champ*" terhadap perubahan karakteristik yang terjadi dan penambahan perolehan minyak. Berikut adalah peralatan, dan bahan yang digunakan untuk mempersiapkan sampel tersebut serta langkah dan cara yang dilakukan untuk mempersiapkan sampel yang akan digunakan.

Persiapan Peralatan Penelitian

Peralatan yang dibutuhkan pada penelitian ini antara lain:

- Timbangan digital, digunakan untuk menimbang berat dari bahan-bahan yang digunakan dalam penelitian
- Jangka Sorong, digunakan untuk mengukur dimensi *core plug* yang digunakan
- Piknometer, digunakan untuk mengukur nilai specific gravity dari minyak atau air formasi
- Gelas Ukur, digunakan untuk menampung sampel minyak, air formasi, dan "*U-Champ*"



Gambar 3.1. Timbangan Digital



Gambar 3.2. Jangka Sorong



Gambar 3.3. Piknometer



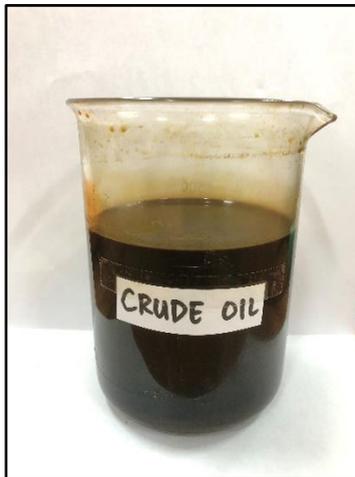
Gambar 3.4. Gelas Ukur

Persiapan Bahan Penelitian

Bahan yang digunakan pada penelitian ini antara lain:

- Sampel *Crude Oil*, digunakan dalam pengukuran karakteristik fluida dan uji *coreflooding*
- Sampel Air Formasi, digunakan dalam uji *coreflooding* dan pengukuran nilai IFT
- Sampel “*U-Champ*”, dapat dilihat pada

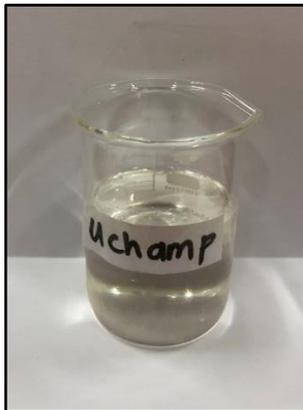
Gambar 3.7.



Gambar 3.5. Sampel Minyak Lapangan



Gambar 3.6. Sampel Air Formasi Sumur Lapangan



Gambar 3.7. Sampel "U-Champ"

Persiapan Sampel Core

Dalam penelitian ini digunakan sampel core berupa *artificial core* atau sampel buatan. Hal tersebut dilakukan karena tidak tersedianya sampel batuan dari sumur sumber sampel minyak dan tidak adanya data dari karakteristik batuan pada sumur tersebut. Pembuatan sampel batuan tersebut dilakukan dengan menggunakan beberapa komposisi meliputi pasir kwarsa dengan sortasi ukuran *mesh* 30 dan *mesh* 40. Kemudian dengan menggunakan campuran antara pasir kwarsa dan semen dengan komposisi masing-masing 70% dan 30%.



Gambar 3.8. Sampel *Artificial Core* dengan Pasir Kwarsa Ukuran *Mesh* 30



Gambar 3.9. Sampel *Artificial Core* dengan Pasir Kwarsa Ukuran *Mesh 40*

Setelah sampel *artificial core* tersebut sudah jadi selanjutnya dilakukan pengukuran untuk mengetahui dimensi maupun karakteristiknya. Pengukuran dimensi meliputi diameter, panjang, luas, berat, dan volume. Sementara untuk pengukuran karakteristiknya meliputi porositas dan permeabilitas.

Mengukur Dimensi *Core*

Pengukuran dimensi *core* dilakukan dengan menggunakan jangka sorong digital untuk memudahkan pengukuran dan langkah pengukurannya sebagai berikut:

1. Letakkan bagian alas *core* diantara rahang jangka sorong untuk mengukur diameter dari *core* tersebut kemudian catat hasil pengukuran.
2. Letakkan sisi *core* lainnya untuk mengukur panjang *core*.
3. Ukur luas permukaan *core* dengan menggunakan persamaan berikut:
$$= \pi r^2 \quad (3-1)$$
4. Ukur volume *core* dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:
$$= A \times L \quad (3-2)$$
5. Catat dan tabulasikan hasil pengukuran yang dapat dilihat pada **Tabel III-1** dan **Tabel III-2**.

Tabel III-1.
Dimensi Sampel Core Ukuran Mesh 30

Sampel Core	Jenis Batuan	Dia., cm	Panj., cm	Luas, cm²	Vol., cc
30-1	Artificial Core	2.72	3.81	5.81	22.14
30-3		2.75	3.72	5.94	22.10
30-4		2.72	3.85	5.81	22.37
30-5		2.72	3.67	5.81	21.33
30-7		2.72	3.71	5.81	21.56
30-9		2.78	3.6	6.07	21.85
30-14		2.74	3.78	5.90	22.29
30-15		2.76	3.65	5.98	21.84
30-16		2.76	3.79	5.98	22.67
30-17		2.74	3.72	5.90	21.93

Tabel III-2.
Dimensi Sampel Core Ukuran Mesh 40

Sampel Core	Jenis Batuan	Dia., cm	Panj., cm	Luas, cm²	Vol., cc
40-2	Artificial Core	2.78	3.76	6.07	22.82
40-7		2.77	3.50	6.03	21.09
40-8		2.78	3.67	6.07	22.28
40-10		2.73	3.81	5.85	22.30
40-11		2.77	3.82	6.03	23.02
40-12		2.75	3.80	5.94	22.57
40-13		2.76	3.86	5.98	23.09
40-14		2.80	3.81	6.16	23.46
40-15		2.74	3.76	5.90	22.17
40-16		2.75	3.83	5.94	22.75
40-17		2.75	3.87	5.94	22.99

Mengukur Porositas Core

Proses pengukuran porositas dilakukan dengan menimbang beberapa berat dari core yaitu W1, W2, dan W3. Dimana W1 adalah berat core dalam kondisi kering. Kemudian W2 adalah berat core dalam kondisi basah di dalam fluida. Dan W3 adalah berat core dalam kondisi basah di udara. Pengukuran tersebut dilakukan dengan menggunakan alat sebagai berikut:

- Timbangan Digital, digunakan untuk mengukur nilai W_1 dan W_3 yang dapat dilihat pada **Gambar 3.1**.
- Neraca , digunakan untuk mengukur nilai W_2 yang dapat dilihat pada **Gambar 3.10**.
- *Vacuum Desiccator*, untuk menjenuhi core dengan air yang dapat dilihat pada **Gambar 3.11**.



Gambar 3.10. Neraca



Gambar 3.11. *Vacuum Desiccator*

Prosedur pengukuran nilai porositas adalah sebagai berikut:

1. Mengukur berat *core* dalam kondisi kering dengan menggunakan timbangan digital dan kemudian diketahui sebagai nilai W1
2. Menjenuhi *core* dengan air menggunakan *vacuum desiccator*
3. Mengukur berat *core* dalam keadaan basah di fluida dengan menggunakan neraca dan kemudian diketahui sebagai nilai W2.
4. Mengukur berat *core* dalam keadaan basah di udara dengan menggunakan timbangan digital dan kemudian diketahui sebagai nilai W3.

5. Menghitung nilai volume bulk dengan menggunakan persamaan:

$$Vb = \frac{W3-W2}{\text{Berat Jenis Air}} \dots\dots\dots (3-3)$$

6. Menghitung nilai volume pori dengan menggunakan persamaan:

$$Vp = \frac{W3-W1}{\text{Berat Jenis Air}} \dots\dots\dots (3-4)$$

7. Menghitung nilai porositas dengan menggunakan persamaan:

$$\emptyset = \frac{Vp}{Vb} \times 100\% \dots\dots\dots(3-5)$$

8. Hasil pengukuran porositas dapat dilihat pada **Tabel III-3** dan **Tabel III-4**.

Tabel III-3.
Porositas Sampel Core Ukuran Mesh 30

Sampel Core	Jenis Batuan	W1, gr	W2, gr	W3, gr	Vb, cc	Vp, cc	ϕ Eff, %
30-1	Artificial Core	49.66	38	51.41	12.98	1.75	13.49
30-3		47.99	37	49.91	12.91	1.92	14.87
30-4		49.42	39	51.27	12.27	1.85	15.08
30-5		47.25	36	49.08	13.08	1.83	13.99
30-7		47.70	34	51.49	17.49	3.79	21.67
30-9		46.87	35	48.69	13.69	1.82	13.29
30-14		48.10	38	50.15	12.15	2.05	16.87
30-15		46.98	35	48.63	13.63	1.65	12.11
30-16		49.45	38	51.26	13.26	1.81	13.65
30-17		46.82	36	49.27	13.27	2.45	18.46

Tabel III-4.
Porositas Sampel Core Ukuran Mesh 40

Sampel Core	Jenis Batuan	W1, gr	W2, gr	W3, gr	Vb, cc	Vp, cc	ϕ Eff, %
40-2	Artificial Core	46.68	36	48.84	12.84	2.16	16.82
40-7		45.88	35	47.62	12.62	1.74	13.78
40-8		46.29	35	48.00	13	1.71	13.15
40-10		45.84	36	47.25	11.25	1.41	12.53
40-11		47.50	36	50.35	13.89	2.85	20.51
40-12		47.77	37	50.02	13.02	2.25	17.28
40-13		49.26	38	51.16	13.16	1.9	14.43
40-14		47.41	37	49.48	12.48	2.07	16.58
40-15		47.78	37	49.65	12.65	1.87	14.78
40-16		48.98	38	50.76	12.76	1.78	13.95
40-17		47.55	37	49.88	12.88	2.33	18.09

Mengukur Permeabilitas Core

Proses pengukuran permeabilitas *core* dilakukan dengan menggunakan gas permeameter. Pengukuran tersebut dilakukan dengan mengalirkan gas kedalam *core* dan kemudian mengoreksi nilai permeabilitas yang didapat dari pembacaan alat untuk mengoreksi *klikenberg effect*. Peralatan yang digunakan dalam pengukuran ini adalah rangkaian alat gas permeameter yang dapat dilihat pada **Gambar 3.12**.



Gambar 3.12. Gas Permeameter

Prosedur pengukuran permeabilitas dapat dilihat dibawah ini:

1. Menaruh *core* pada *core holder* di rangkaian gas permeameter.
2. Memutar *flowmeter selector valve* pada tanda “*Large*”.
3. Membuka *regulating valve* sampai *pressure gauge* menunjukkan angka 0.25 atm.
4. Memilih *range* pembacaan pada *flowmeter* antara 20-150.

5. Jika pada pembacaan *flowmeter* kurang dari 20 maka putar *selector valve* ke “*Medium*” dan ketika medium masih kurang dari 20 maka putar ke “*Small*”.
6. Mencatat hasil pembacaan pada *flowmeter* kemudian membaca nilai laju alir gas dengan menggunakan grafik.
7. Menghitung harga permeabilitas absolut dengan menggunakan persamaan Darcy seperti dibawah ini:

$$k = \frac{Q \mu \Delta P}{A \Delta L} \quad (3-6)$$
8. Melakukan koreksi terhadap klinkenberg effect dengan menggunakan persamaan seperti berikut:

$$k^* = k \left(1 + \frac{b}{\Delta P} \right) \quad (3-7)$$
9. Nilai tersebut didapatkan dari plot K_a vs $1/P_{mean}$. Dimana P_{mean} merupakan rata-rata tekanan *input* dan *output*.

$$P_{mean} = \frac{P_{im} + P_{out}}{2} \quad (3-8)$$
10. Dari plot K_a vs $1/P_{mean}$ didapatkan persamaan garis lurus

$$y = ax + c \quad (3-9)$$

dari persamaan garis lurus tersebut diketahui

$$b = \frac{\tan \alpha}{k} \quad (3-10)$$

$$\tan \alpha = a \quad (3-11)$$

$$k = c \quad (3-12)$$

11. Hasil pengukuran permeabilitas dapat dilihat pada **Tabel III-5** dan **Tabel III-6**.

Tabel III-5.
Permeabilitas Sampel Core Ukuran
Mesh 30

Sampel Core	Jenis Batuan	Dia., cm	Panj., cm	Luas, cm ²	μ, cp	K, mD
30-1	Artificial Core	2.72	3.81	5.81	0.01884	64.33
30-3		2.75	3.72	5.94	0.01884	71.69
30-4		2.72	3.85	5.81	0.01884	77.70
30-5		2.72	3.67	5.81	0.01884	66.84
30-7		2.72	3.71	5.81	0.01884	113.14
30-9		2.78	3.6	6.07	0.01884	62.36
30-14		2.74	3.78	5.90	0.01884	82.31
30-15		2.76	3.65	5.98	0.01884	60.19
30-16		2.76	3.79	5.98	0.01884	65.93
30-17		2.74	3.72	5.90	0.01884	95.36

Tabel III-6.
Permeabilitas Sampel Core Ukuran
Mesh 40

Sampel Core	Jenis Batuan	Dia., cm	Panj., cm	Luas, cm²	μu, cp	K, mD
40-2	Artificial Core	2.78	3.76	6.07	0.01884	69.60
40-7		2.77	3.50	6.03	0.01884	54.69
40-8		2.78	3.67	6.07	0.01884	59.71
40-10		2.73	3.81	5.85	0.01884	49.24
40-11		2.77	3.82	6.03	0.01884	92.74
40-12		2.75	3.80	5.94	0.01884	77.06
40-13		2.76	3.86	5.98	0.01884	64.24
40-14		2.80	3.81	6.16	0.01884	73.89
40-15		2.74	3.76	5.90	0.01884	65.10
40-16		2.75	3.83	5.94	0.01884	55.94
40-17		2.75	3.87	5.94	0.01884	81.07

Spesifikasi Fluida dan Material Penelitian

1. Crude Oil

Sampel *crude oil* digunakan untuk mengetahui pengaruh penambahan “*U-Champ*” terhadap perubahan sifat fisik dari *crude oil*. Selain itu sampel ini juga digunakan dalam uji *coreflooding* untuk mengetahui penambahan perolehan minyak setelah ditambahkan “*U-Champ*”.

Sampel *crude oil* yang digunakan diperoleh dari sumur “RFL” lapangan “KRN” yang terletak di daerah Cepu, Jawa Tengah, Indonesia. Karakteristik *crude oil* tersebut secara spesifik tertulis pada **Tabel III-7.**

Tabel III-7.

Karakteristik Sampel *Crude Oil*

Karakteristik	Nilai
Densitas, g/cc	0.8672
API Gravity, °API	31.67
Viskositas, cp	1.67

2. Air Formasi

Sampel air formasi digunakan dalam percobaan IFT untuk mengetahui perubahan nilai tegangan antarmuka antara minyak dan air sebelum dan setelah penambahan “*U-Champ*”. Selain itu sampel air formasi ini juga digunakan dalam uji *coreflooding* untuk mengetahui penambahan perolehan minyak pada beberapa tahap produksi, terutama penambahan perolehan minyak setelah penambahan “*U-Champ*”.

Sampel air formasi tersebut menggunakan sampel yang berasal dari sumur yang sama seperti sampel minyak yang digunakan pada penelitian ini yaitu dari sumur “RFL” lapangan “KRN”. Karakteristik dari air formasi tersebut secara spesifik dapat dilihat pada **Tabel III-8**.

Tabel III-8.
Karakteristik Sampel Air Formasi Lapangan

Karakteristik	Nilai
Densitas, g/cc	1.007
Salinitas, ppm	16000
pH	9.07

3. Sampel “U-Champ”

Sampel “U-Champ” merupakan salah satu jenis biosurfaktan. Sampel tersebut merupakan formulasi yang telah dilakukan oleh peneliti sebelumnya dan sedang dalam proses paten ke Kumham dengan nomor pendaftaran J 222019033172.

Sampel “*U-Champ*” ini akan dicampurkan kedalam sampel minyak untuk melihat pengaruh dari penambahan larutan ini terhadap perubahan karakteristik fluida. Kemudian larutan ini juga akan digunakan dalam proses uji *coreflooding* untuk mengetahui penambahan larutan ini terhadap peningkatan perolehan minyak.

Prosedur dan Hasil Pengukuran Karakteristik Fluida

Pada bagian ini akan dijelaskan tentang prosedur pada tiap percobaan yang dilakukan. Kemudian alat dan bahan apa saja yang digunakan pada percobaan tersebut serta hasil yang didapat pada setiap percobaan laboratorium yang dilakukan dalam penelitian ini.

1. Pengukuran IFT Sampel

Pengukuran IFT pada sampel bertujuan untuk mengetahui nilai tegangan antarmuka minyak-air pada sampel.

Pengukuran ini dilakukan pada sampel minyak sebelum sampel minyak ditambahkan larutan “*U-Champ*” dan setelah sampel minyak ditambahkan beberapa konsentrasi dari larutan “*U-Champ*”. Sama seperti pengukuran lainnya, hal ini dilakukan untuk mengetahui pengaruh penambahan larutan “*U-Champ*” terhadap perubahan nilai IFT.

a. Alat dan Bahan

Peralatan yang digunakan pada pengukuran ini adalah rangkaian alat *spinning drop tensioner* yang dapat dilihat pada **Gambar 3.13**.



Gambar 3.13. Rangkaian Alat *Spinning Drop Tensiometer*

Bahan yang digunakan pada pengukuran ini diantara lain:

- Sampel *Crude Oil*
- Sampel Air Formasi
- Sampel “*U-Champ*”

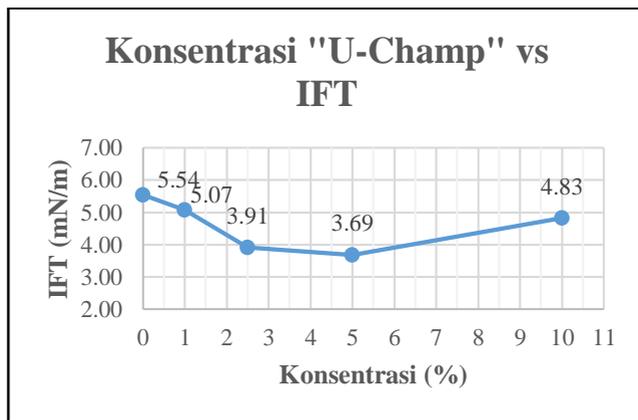
b. Prosedur Pengukuran IFT

Langkah-langkah yang dilakukan dalam pengukuran Viskositas dapat dilihat dibawah ini:

1. Mempersiapkan sampel yang akan diukur
2. Memasukkan ± 2 ml air formasi dan $\pm 10-20$ μL sampel minyak ke dalam *tube*.
3. Jalankan alat *spinning drop tensioner* dengan kecepatan 6000 rpm dan suhu 60°C .
4. Catat dan tabulasikan nilai IFT pada masing-masing sampel yang diukur.

c. Hasil Pengukuran IFT

Asd Dari pengukuran IFT menggunakan *spinning drop tensioner* tersebut didapatkan nilai IFT yang dapat dilihat pada **Gambar 3.14**.



Gambar 3.14. Grafik Konsentrasi “U-Champ” vs IFT Sampel

Dari hasil yang didapat pada pengukuran nilai tegangan antarmuka dari sampel minyak tersebut dapat diketahui bahwa penambahan larutan “U-Champ” dapat menurunkan nilai tegangan antarmuka.

Namun penurunan tegangan antarmuka tersebut tidak terlalu signifikan karena pada sampel air formasi memiliki nilai salinitas yang tinggi, sehingga larutan tersebut lebih larut didalam minyak dan membentuk mikroemulsi dengan jenis winsor tipe II, dimana pada **Subbab 2.4.** dijelaskan bahwa mikroemulsi yang terjadi pada winsor tipe II adalah jenis *upper phase microemulsion*.

i. Pengukuran Densitas Sampel

Pengukuran densitas dilakukan sebelum sampel ditambahkan oleh “*U-Champ*” dan setelah penambahan “*U-Champ*”. Dengan melakukan hal tersebut dapat dianalisa perubahan nilai densitas akibat penambahan “*U-Champ*” kedalam sampel *crude oil*.

1. Alat dan Bahan

Alat yang digunakan pada percobaan ini diantara lain:

- Piknometer yang dapat dilihat pada **Gambar 3.2.**
- Timbangan yang dapat dilihat pada **Gambar 3.1.**

Bahan yang digunakan pada percobaan ini diantara lain:

- Sampel *Crude Oil*
- Sampel “*U-Champ*”

2. Prosedur Pengukuran Densitas

Langkah-langkah yang dilakukan dalam pengukuran densitas dapat dilihat dibawah ini:

- a. Mengukur berat kosong dari piknometer menggunakan timbangan
- b. Mengisi piknometer dengan sampel yang ingin diukur
- c. Menghitung nilai *specific gravity* dengan menggunakan persamaan

$$sg = \frac{\text{berat fluida,gr}}{\text{volume fluida,cc}} = \frac{(\text{berat pikno dengan fluida}-\text{berat kosong pikno})}{\text{volume piknometer}} \quad (3-13)$$

- d. Melakukan pengukuran densitas ulang pada berbagai konsentrasi penambahan “*U-Champ*” ke dalam sampel *crude oil*.

3. Hasil Pengukuran Densitas

Berikut adalah tabulasi dari hasil pengukuran densitas terhadap sampel.

Tabel III-9.
**Pengaruh Penambahan Larutan “U-
Champ” terhadap Densitas**

Konsentrasi Trasi “U- <i>Champ</i> ”	Berat Pigno Kosong,	Berat Pigno Isi,	Volume Pigno,	Densitas,
	gr	gr	cc	gr/cc
0	15.53	24.20	10	0.8672
1%	15.53	24.39		0.8856
2.50%	15.53	24.37		0.8940
5%	15.53	24.65		0.9120
10%	15.53	24.82		0.9288

Penambahan konsentrasi larutan “*U-
 Champ*” dapat menambah nilai densitas. Hal tersebut terjadi karena adanya percampuran antara larutan “*U-
 Champ*” dan sampel minyak. Percampuran tersebut akan membuat nilai densitas campuran, dimana densitas “*U-
 Champ*” yang lebih besar akan menaikkan densitas sampel seiring dengan bertambahnya konsentrasi “*U-
 Champ*”.

ii. Pengukuran Viskositas Sampel

Pengukuran viskositas dilakukan pada sampel sebelum ditambahkan "*U-Champ*" dan setelah ditambahkan "*U-Champ*" pada beberapa konsentrasi. Sama seperti dengan pengukuran densitas hal tersebut dilakukan untuk mengetahui perubahan nilai viskositas sampel setelah ditambahkan "*U-Champ*".

1. Alat dan Bahan

Peralatan yang digunakan pada pengukuran ini adalah rangkaian alat viskometer yang dapat dilihat pada **Gambar 3.15**.



Gambar 3.15. Rangkaian Alat Viskometer

Bahan yang digunakan pada pengukuran ini diantara lain:

- Sampel *Crude Oil*
- Sampel “*U-Champ*”

2. Prosedur Pengukuran Viskositas

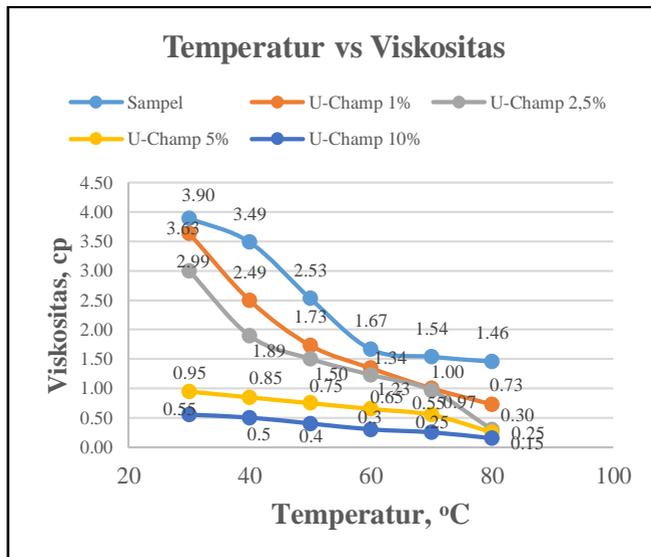
Langkah-langkah yang dilakukan dalam pengukuran Viskositas dapat dilihat dibawah ini:

1. Mempersiapkan sampel yang akan diukur nilai viskositasnya.
2. Menyalakan *water bath* untuk mengatur suhu pada saat pengukuran.
3. Memasang *spindle* yang akan digunakan untuk mengukur viskositas sampel.
4. Memasukkan sampel ke dalam *silinder tube* kemudian memasangkannya ke alat viskometer.
5. Memastikan level ketinggian sampel sesuai dengan batas ketinggian yang ada pada *spindle*.
6. Melakukan pengukuran viskositas pada beberapa nilai temperatur (30°C, 40°C, 50°C, 60°C, 70°C, 80°C).

7. Nilai viskositas akan tertera pada layar viskometer.
8. Catat dan tabulasikan nilai viskositas.

3. Hasil Pengukuran Viskositas

Dari pengukuran viskositas tersebut didapatkan nilai viskositas yang dapat dilihat pada **Gambar 3.16**.



Gambar 3.16. Grafik Temperatur vs Viskositas Sampel

Dari grafik tersebut dapat diketahui bahwa penambahan larutan “*U-Champ*” kedalam sampel minyak dapat menurunkan nilai viskositas sampel tersebut. Seperti yang sudah dijelaskan pada **Subbab 2.4.2.** bahwa penambahan larutan “*U-Champ*” dapat mendegradasi fraksi berat hidrokarbon sehingga dapat mereduksi rantai panjang hidrokarbon menjadi rantai yang lebih pendek.

iii. Prosedur dan Hasil Uji Coreflooding

Setelah mengetahui pengaruh penambahan “*U-Champ*” dalam merubah karakteristik reservoir terkhusus karakteristik fluidanya. Pengujian *coreflooding* dilakukan untuk mengetahui peningkatan perolehan minyak yang didapat setelah menambahkan “*U-Champ*”.

1. Alat dan Bahan

Peralatan yang digunakan dalam percobaan ini adalah rangkaian peralatan *coreflooding* yang dapat dilihat pada Gambar **3.17.**

Selain itu *tube* 10 ml juga digunakan untuk menampung fluida yang keluar dari *core holder* agar minyak dan air yang keluar dapat diukur volumenya. *Tube* tersebut dapat dilihat pada **Gambar 3.18**.



**Gambar 3.17. Rangkaian Peralatan
*Coreflooding***



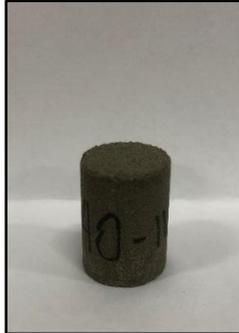
Gambar 3.18. Tube ukuran 10 ml

Sementara bahan yang digunakan pada percobaan ini diantara lain:

- Sampel *Crude Oil*
- Sampel Air Formasi
- Sampel “*U-Champ*”
- Sampel *Core* ukuran *mesh* 30 dan 40



Gambar 3.19. Sampel Core Ukuran Mesh 30



**Gambar 3.20. Sampel Core Ukuran
Mesh 40**

2. Skenario Uji *Coreflooding*

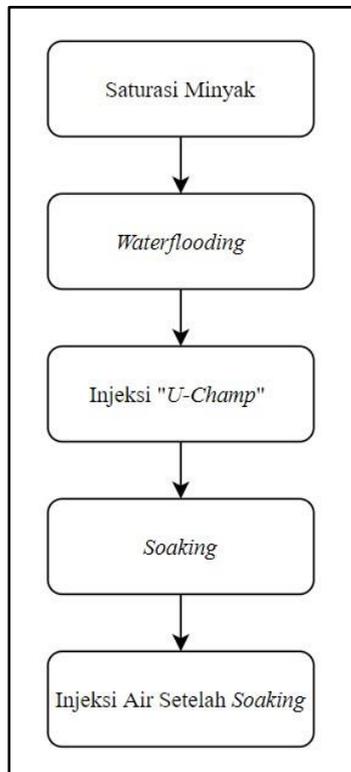
Dalam percobaan ini *core* yang akan digunakan sebelumnya telah direndam didalam air formasi dengan karakteristik seperti yang dijelaskan pada **subbab 3.2.2.** Proses penjenjuran tersebut dilakukan untuk menjenuhi *core* tersebut dengan air formasi. Kemudian menggunakan sampel minyak yang memiliki karakteristik seperti yang dijelaskan pada **subbab 3.2.1.** Setelah itu hanya menggunakan satu formulasi larutan “*U-Champ*”.

Tahapan *coreflooding* dimulai dengan melakukan saturasi minyak ke dalam *core* dengan cara menginjeksikan sampel minyak ke dalam *core* untuk mendesak air formasi. Tahap tersebut dilakukan untuk menentukan nilai *Original Oil in Place* (OOIP). Banyaknya volume air formasi yang keluar dari *core* tersebut merupakan banyaknya minyak yang tersaturasi masuk ke dalam *core* atau disebut dengan saturasi minyak awal (Soi). Setelah proses saturasi minyak selesai percobaan dilanjutkan dengan melakukan proses *waterflood*. Proses ini dilakukan dengan menginjeksikan air formasi ke dalam *core*. Proses injeksi terus dilakukan sampai tidak ada minyak lagi yang keluar dari *core*. Banyaknya minyak yang keluar dari *core* tersebut digunakan untuk menghitung nilai *recovery factor* pada tahap *waterflood* dan untuk menghitung nilai saturasi minyak tersisa (Sor) pada tahap tersebut.

Setelah tahap *waterflood* selesai percobaan dilanjutkan dengan melakukan injeksi "*U-Champ*" secara *continuous* ke dalam *core*. Kemudian minyak yang keluar pada proses ini juga digunakan untuk menghitung *recovery factor* dan saturasi minyak tersisa (Sor) pada tahap ini. Setelah melakukan injeksi "*U-Champ*" selanjutnya dilakukan *soaking* selama 30 menit untuk memberi waktu kepada "*U-Champ*" untuk bereaksi dengan fluida yang ada didalam *core*. Karena larutan "*U-Champ*" tersebut dapat merubah karakteristik fluida terkhusus minyak. Setelah proses *soaking* tersebut selesai dan larutan "*U-Champ*" sudah merubah karakteristik fluidanya kemudian dilanjutkan dengan menginjeksikan kembali air formasi ke dalam *core*.

Banyaknya minyak yang keluar pada proses ini juga digunakan untuk menghitung nilai *recovery factor* dan saturasi minyak tersisa (Sor) pada tahap ini.

Dalam pengujian *coreflooding* ini, sampel fluida yang keluar dari outlet akan ditampung pada *tube* berukuran 10 ml agar minyak dan air formasi yang keluar pada setiap proses *coreflood* dapat diukur. Ilustrasi dari skenario pada uji *coreflooding* ini dapat dilihat pada **Gambar 3.21**.



Gambar 3.21. Skenario Uji Coreflooding

iv. Prosedur Uji Coreflooding

Seperti yang telah diketahui pada skenario percobaan *coreflooding*. Proses ini akan dimulai dengan melakukan saturasi minyak, kemudian melakukan proses *waterflood*, injeksi “*U-Champ*”, *soaking* sampel dengan “*U-Champ*” yang sudah diinjeksikan, dan terakhir menginjeksikan air setelah proses *soaking*.

Pada bagian dibawah ini akan dijelaskan prosedur yang akan dilakukan pada setiap proses yang dilakukan dalam percobaan *coreflooding*.

1. Saturasi Minyak

Berikut adalah prosedur yang dilakukan pada proses saturasi minyak dalam percobaan *coreflooding*:

1. Letakkan *core* yang sudah dijenuhi oleh air formasi kedalam *core holder*.
2. Atur *confining pressure* ke 120 psig agar tidak ada fluida yang keluar melalui sisi samping *core*.

3. Masukkan sampel *crude oil* ke dalam *chamber* lalu injeksikan menuju *core holder* dengan laju injeksi sebesar 0.5 ml/menit.
4. Injeksikan minyak sampai tidak ada air yang keluar dari *core holder*.
5. Catat volume air yang tertampung pada *tube*. Banyaknya volume air yang keluar sama dengan volume minyak yang terjebak didalam *core* dan merupakan nilai OOIP.

2. Waterflood

Berikut adalah prosedur yang dilakukan pada proses *waterflood* dalam percobaan *coreflooding*:

1. Masukkan air formasi ke dalam *chamber*.
2. Injeksikan air formasi menuju *core holder* dengan laju injeksi sebesar 0.5 ml/menit.
3. Proses injeksi air formasi dilanjutkan sampai tidak ada lagi minyak yang keluar dari *core holder*.
4. Catat banyaknya volume minyak yang tertampung pada *tube*.

Banyaknya minyak yang tertampung pada *tube* akan digunakan untuk menghitung nilai *recovery factor* pada tahap ini.

3. Injeksi “U-Champ”

Berikut adalah prosedur yang dilakukan pada proses injeksi “U-Champ” dalam percobaan *coreflooding*:

1. Masukkan larutan “U-Champ” ke dalam *chamber*.
2. Injeksikan larutan “U-Champ” menuju *core holder* dengan laju injeksi sebesar 0.5 ml/menit.
3. Injeksikan larutan “U-Champ”.
4. *Soaking* sampel yang ada pada *core holder* dengan larutan “U-Champ” selama 30 menit.
5. Catat banyaknya volume minyak yang tertampung pada *tube*. Banyaknya minyak yang tertampung pada *tube* akan digunakan untuk menghitung nilai *recovery factor* pada tahap ini.

4. Injeksi Air Setelah Soaking

1. Setelah proses *soaking* selama 30 menit selesai, masukkan air formasi ke dalam *chamber*.
2. Injeksikan air formasi menuju *core holder* dengan laju injeksi sebesar 0.5 ml/menit.
3. Proses injeksi air formasi dilakukan sampai tidak ada minyak yang keluar dari *core holder*.
4. Catat banyaknya volume minyak yang tertampung pada *tube*. Banyaknya minyak yang tertampung pada *tube* akan digunakan untuk menghitung nilai *recovery factor* pada tahap ini.

v. Hasil Uji Coreflooding

Setelah selesai melakukan beberapa rangkaian dalam pengujian *coreflooding* didapatkan hasil pada masing-masing rangkaian. Hasil tersebut dapat dilihat pada bagian dibawah ini, dimana rangkaian yang dilakukan diantaranya proses saturasi minyak, *waterflood*, injeksi “*U-Champ*”, dan injeksi air setelah proses *soaking*.

1. Saturasi Minyak

Proses saturasi minyak dilakukan untuk mengetahui nilai OOIP atau total minyak yang terdapat pada *core* pada kondisi awal. Nilai tersebut akan digunakan untuk menghitung nilai *recovery factor* yang didapat pada setiap proses yang akan dilakukan setelah ini. Besarnya nilai OOIP dapat diketahui dari banyaknya air yang keluar dari *core holder* pada tahap ini. Hasil yang didapat pada tahap ini dapat dilihat pada **Tabel III-10**.

Tabel III-10.
Hasil Pengukuran Saturasi Minyak

Sampel Core	Pore Vol, ml	Vol Total yang Terproduksi, ml	Vol Air yang Terproduksi, ml	Soi, %	Swi, %
Mesh 30	3.79	31.7	2.4	63.32	36.68
Mesh 40	2.85	32.6	1.9	66.67	33.33

2. Waterflood

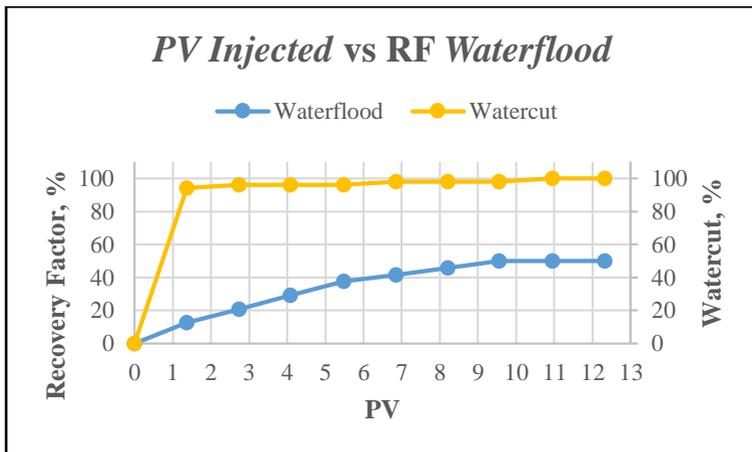
Percobaan *waterflood* dilakukan untuk mengetahui perolehan minyak (*recovery factor*) akibat pendesakan air. Hasil dari percobaan ini dapat dilihat pada **Tabel III-11.** dan **Tabel III-12.**

Tabel III-11.
Hasil Percobaan *Waterflood* pada Core
Ukuran Mesh 30

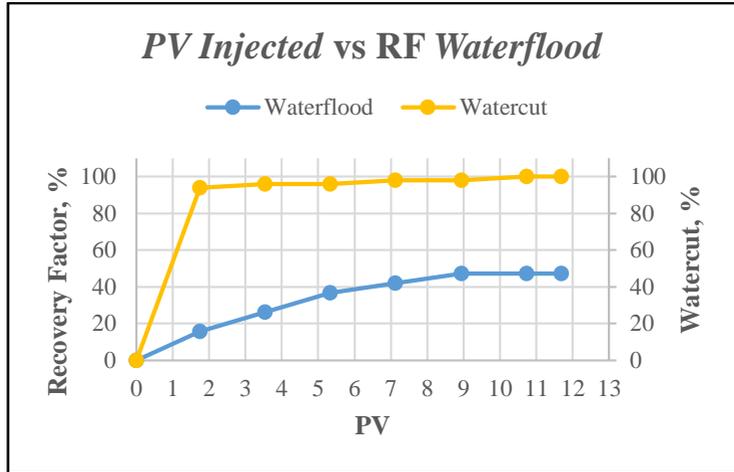
<i>PV Injected</i>	Volume Minyak Terproduksi, ml	Volume Air Terproduksi, ml	Water Cut, %	Volume Minyak Kumulatif, ml	Total Recovery Factor, %	So, %	Sw, %
0.0	0	0	0	0	0.0	63.32	36.68
1.4	0.3	4.9	94	0.3	12.5	55.41	44.59
2.7	0.2	5	96	0.5	20.8	50.13	49.87
4.1	0.2	4.9	96	0.7	29.2	44.85	55.15
5.5	0.2	5.1	96	0.9	37.5	39.58	60.42
6.9	0.1	5.1	98	1	41.7	36.94	63.06
8.2	0.1	5	98	1.1	45.8	34.30	65.70
9.6	0.1	5	98	1.2	50.0	31.66	68.34
10.9	0	5.3	100	1.2	50.0	31.66	68.34
12.3	0	5.2	100	1.2	50.0	31.66	68.34

Tabel III-12.
Hasil Percobaan Waterflood pada Core
Ukuran Mesh 40

<i>PV Injected</i>	Volume Minyak Terproduksi, ml	Volume Air Terproduksi, ml	Water Cut, %	Volume Minyak Kumulatif, ml	Total Recovery Factor, %	So, %	Sw, %
0.0	0	0	0	0	0.0	66.67	33.33
1.8	0.3	4.7	94	0.3	15.8	56.14	43.86
3.5	0.2	4.9	96	0.5	26.3	49.12	50.88
5.3	0.2	4.9	96	0.7	36.8	42.11	57.89
7.1	0.1	5	98	0.8	42.1	38.60	61.40
8.9	0.1	5.1	98	0.9	47.4	35.09	64.91
10.7	0	5.1	100	0.9	47.4	35.09	64.91
11.7	0	2.7	100	0.9	47.4	35.09	64.91



Gambar 3.22. PV Injected vs RF
Waterflood Sampel Core Mesh 30



Gambar 3.23. PV Injected vs RF Waterflood Sampel Core Mesh 40

Dari hasil tersebut dapat diketahui banyaknya perolehan minyak pada tahap ini. Dimana pada sampel *core* ukuran *mesh* 30 *recovery factor* yang didapat sebesar 50% dan saturasi minyak tersisa (Sor) sebesar 31.66%. Sedangkan pada sampel *core* ukuran *mesh* 40 *recovery factor* yang didapat sebesar 47.4% dan saturasi minyak tersisa (Sor) sebesar 35.09%.

3. Injeksi “U-Champ”

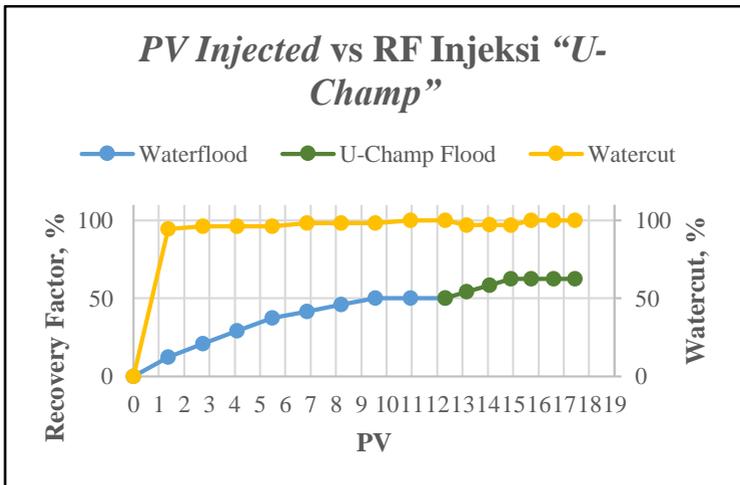
Percobaan injeksi “U-Champ” dilakukan setelah percobaan *waterflood*. Pada percobaan ini dilakukan injeksi “U-Champ” kemudian dilakukan proses *soaking* sampel didalam larutan “U-Champ” pada *core holder*. Proses *soaking* tersebut dilakukan untuk memberi waktu kepada larutan “U-Champ” untuk bereaksi dengan fluida yang ada didalam *core*. Hasil yang didapat pada proses ini dapat dilihat pada **Tabel III-13** dan **Tabel III-14**.

Tabel III-13.
Hasil Percobaan Injeksi “U-Champ”
pada Core ukuran Mesh 30

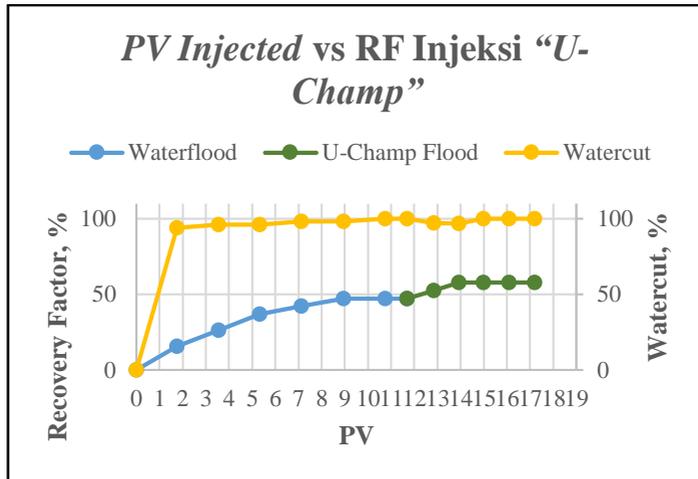
PV Injeksi	Volume Minyak Terproduksi, ml	Volume Air Terproduksi, ml	Water Cut, %	Volume Minyak Kumu latif, ml	Total RF, %	So, %	Sw, %
0.0	0	5.2	100	1.2	50.0	31.66	68.34
0.8	0.1	3.1	96	1.3	54.2	29.02	70.98
1.7	0.1	3.3	97	1.4	58.3	26.39	73.61
2.6	0.1	3.1	96	1.5	62.5	23.75	76.25
3.4	0	3.1	100	1.5	62.5	23.75	76.25
4.3	0	3.3	100	1.5	62.5	23.75	76.25
5.1	0	3.2	100	1.5	62.5	23.75	76.25

Tabel III-14.
Hasil Percobaan Injeksi “U-Champ”
pada Core ukuran Mesh 40

<i>PV Injected</i>	Volume Minyak Terproduksi, ml	Volume Air Terproduksi, ml	Water Cut, %	Volume Minyak Kumulatif, ml	Total RF, %	So, %	Sw, %
0.0	0	2.7	100	0.9	47.4	35.09	64.91
1.2	0.1	3.2	96	1	52.6	31.58	68.42
2.2	0.1	3	96	1.1	57.9	28.07	71.93
3.3	0	3	100	1.1	57.9	28.07	71.93
4.4	0	3.2	100	1.1	57.9	28.07	71.93
5.5	0	3.1	100	1.1	57.9	28.07	71.93



Gambar 3.24. PV Injected vs RF Injeksi
“U-Champ” Sampel Core Mesh 30



Gambar 3.25. PV Injected vs RF Injeksi “U-Champ” Sampel Core Mesh 40

Dari hasil tersebut dapat diketahui banyaknya peningkatan perolehan minyak dan penurunan nilai saturasi minyak tersisa (Sor) pada tahap ini. Dimana pada sampel *core* ukuran *mesh* 30 terdapat peningkatan nilai *recovery factor* yang dari 50% menjadi 76.25% dan penurunan saturasi minyak tersisa (Sor) dar 31.66% menjadi 23.75%.

Sedangkan pada sampel *core* ukuran *mesh* 40 peningkatan nilai *recovery factor* dari 47.4% menjadi 71.93% dan penurunan saturasi minyak tersisa (Sor) dari 35.09% menjadi 28.07%. Penambahan perolehan minyak tersebut dapat terjadi karena adanya perubahan karakteristik minyak yang sudah dibuktikan pada pengukuran yang dilakukan pada **Subbab 3.3**. Dimana perubahan karakteristik tersebut dapat membuat minyak menjadi lebih mudah untuk mengalir dan perolehan minyak dapat meningkat.

4. Injeksi Air setelah Soaking

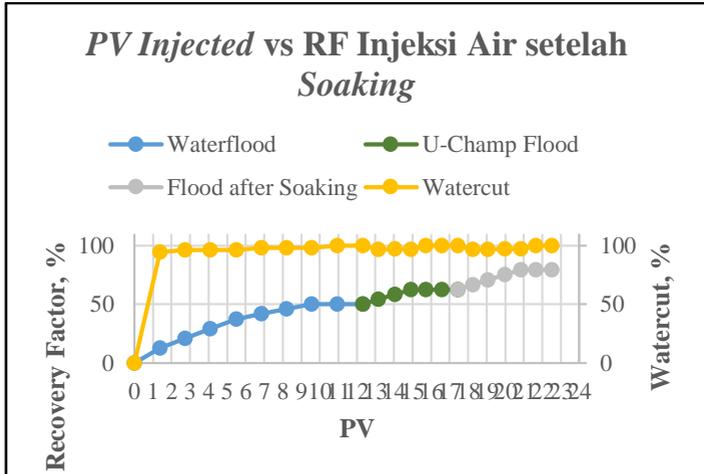
Setelah proses *soaking* selesai dan larutan "*U-Champ*" telah bereaksi dengan fluida didalam *core*. Selanjutnya dilakukan injeksi air untuk mendorong fluida yang telah mengalami perubahan karakteristiknya. Hasil dari proses ini dapat dilihat pada **Tabel III-15** dan **Tabel III-16**.

Tabel III-15.
Hasil Percobaan Injeksi Air setelah
soaking pada Core Mesh 30

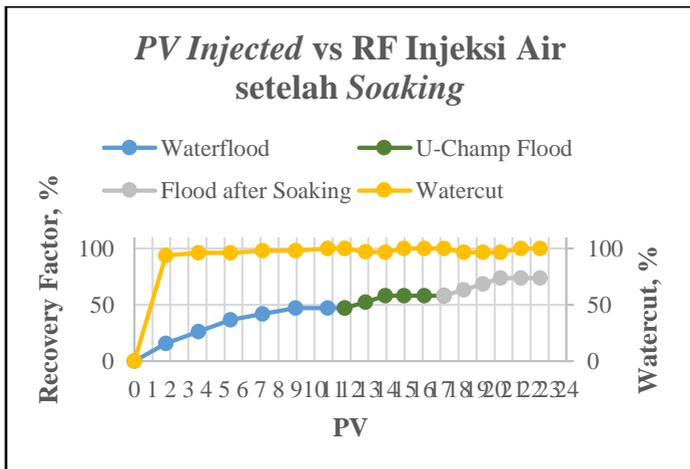
PV Injeksi	Volume Minyak Terproduksi, ml	Volume Air Terproduksi, ml	Water Cut, %	Volume Minyak Kumulatif, ml	Total Recovery Factor, %	So, %	Sw, %
0.0	0	3.2	100	1.5	62.5	23.75	76.25
0.8	0.1	3	97	1.6	66.7	21.11	78.89
1.6	0.1	3	97	1.7	70.8	18.47	81.53
2.5	0.1	3.3	97	1.8	75.0	15.83	84.17
3.4	0.1	3.2	97	1.9	79.2	13.19	86.81
4.2	0	3.1	100	1.9	79.2	13.19	86.81
5.1	0	3.2	100	1.9	79.2	13.19	86.81

Tabel III-16.
Hasil Percobaan Injeksi Air setelah
soaking pada Core Mesh 40

PV Injeksi	Volume Minyak Terproduksi, ml	Volume Air Terproduksi, ml	Water Cut, %	Volume Minyak Kumulatif, ml	Total Recovery Factor, %	So, %	Sw, %
0.0	0	3.1	100	1.1	57.9	28.07	71.93
1.1	0.1	3	97	1.2	63.2	24.56	75.44
2.2	0.1	3	97	1.3	68.4	21.05	78.95
3.2	0.1	2.7	96	1.4	73.7	17.54	82.46
4.3	0	3.2	100	1.4	73.7	17.54	82.46
5.3	0	3	100	1.4	73.7	17.54	82.46



Gambar 3.26. PV Injected vs RF Injeksi Air setelah Soaking Core Mesh 30



Gambar 3.27. PV Injected vs RF Injeksi Air setelah Soaking Core Mesh 40

Dari hasil tersebut dapat diketahui banyaknya peningkatan perolehan minyak dan penurunan nilai saturasi minyak tersisa (Sor) pada tahap ini. Dimana pada sampel *core* ukuran *mesh* 30 terdapat peningkatan nilai *recovery factor* dari 76.25% menjadi 86.81% dan penurunan saturasi minyak tersisa (Sor) dari 23.75% menjadi 13.19%. Sedangkan pada sampel *core* ukuran *mesh* 40 peningkatan nilai *recovery factor* dari 71.93% menjadi 82.46% dan penurunan saturasi minyak tersisa (Sor) dari 28.07% menjadi 17.54%.

Proses *soaking* dapat mempengaruhi perolehan minyak, hal tersebut diketahui dari hasil injeksi air setelah *soaking* yang meningkatkan nilai RF dan menurunkan nilai Sor. Peningkatan nilai RF tersebut dikarenakan waktu yang diberikan kepada larutan “*U-Champ*” dan fluida untuk bereaksi lebih lama dan menyebabkan sifat fisik minyak menjadi lebih mudah untuk mengalir dan perolehan minyak dapat meningkat.

Biosurfaktan merupakan salah satu metode yang digunakan untuk meningkatkan perolehan minyak pada tahap *tertiary recovery* atau biasa disebut *Enhanced Oil Recovery*. Biosurfaktan merupakan surfaktan yang disintesis dari mikroorganisme dan memiliki fungsi yang sama dengan surfaktan konvensional yaitu menurunkan tegangan antarmuka (IFT) minyak-air. Penggunaan surfaktan dari bahan kimia membutuhkan biaya yang cukup tinggi menjadi pertimbangan untuk diaplikasikan untuk meningkatkan perolehan minyak. Maka dari itu biosurfaktan dikembangkan untuk mengatasi masalah tersebut karena biaya yang diperlukan lebih sedikit jika dibandingkan dengan surfaktan dari bahan kimia. Selain itu penggunaan biosurfaktan memiliki kelebihan lain yaitu lebih ramah lingkungan dan *biodegradable*. Biosurfaktan dapat menurunkan IFT karena biosurfaktan merupakan senyawa amfiphilik yang mengandung bagian kepala hidrophilik yang bersifat polar (larut didalam air) dan bagian ekor hidrophobik yang bersifat non-polar (larut didalam minyak). Dengan adanya

kedua bagian tersebut maka nilai IFT akan menurun dan menyebabkan terjadinya mikroemulsi. Penambahan biosurfaktan yang merupakan produk dari mikroorganisme juga dapat menurunkan nilai viskositas minyak karena dapat mereduksi logam berat yang terdapat pada rantai hidrokarbon dan mendegradasi rantai panjang hidrokarbon menjadi rantai yang lebih pendek.

Penelitian ini dilakukan untuk menganalisa pengaruh dari penambahan biosurfaktan terhadap perubahan karakteristik reservoir dan penambahan perolehan minyak yang didapat. Perubahan karakteristik tersebut dapat dianalisa dengan cara mengukur nilai dari karakteristik yang diamati sebelum dan sesudah penambahan biosurfaktan. Karakteristik yang diamati pada penelitian ini adalah perubahan nilai densitas, viskositas minyak dan perubahan nilai tegangan antarmuka minyak-air.

Penambahan perolehan minyak dapat diketahui dari uji *coreflooding* dengan melihat penambahan nilai *recovery factor* yang diperoleh pada setiap tahapan

produksi yang dilakukan. Pada penelitian ini dilakukan skema injeksi *waterflooding* kemudian injeksi biosurfaktan dan injeksi air untuk mendesak minyak setelah di *soaking* dengan biosurfaktan.

Pada penelitian ini terdapat material-material yang digunakan dan harus disiapkan seperti yang tertera pada **BAB III**. Material penelitian tersebut terdiri dari sampel minyak, sampel air formasi (*brine*), dan sampel batuan (*artificial core*) yang harus dipersiapkan terlebih dahulu. Biosurfaktan yang digunakan pada penelitian ini adalah “*U-Champ*” yang telah disintesis dan diformulasikan oleh peneliti sebelumnya. Sebelum dianalisa, sampel minyak dan sampel air formasi yang digunakan akan diukur terlebih dahulu karakteristiknya yang dapat dilihat pada **Tabel III-7** dan **Tabel III-8**.

Setelah itu sampel batuan yang sudah dipersiapkan akan diukur dimensi, porositas, dan permeabilitasnya yang dapat dilihat pada **Tabel III-1** hingga **Tabel III-6**.

Berdasarkan hasil pengukuran karakteristik yang telah ditampilkan pada **BAB III**, penambahan “*U-Champ*” dapat

menurunkan nilai IFT dan penurunan maksimal didapatkan pada konsentrasi 5% dengan penurunan nilai IFT dari 5.54 mN/m menjadi 3.69 mN/m. Dari hasil tersebut dapat ditetapkan bahwa konsentrasi 5% merupakan nilai CMC (*Critical Micelle Concentration*) dari biosurfaktan “*U-Champ*”.

Nilai IFT yang turun tersebut dikarenakan biosurfaktan yang merupakan senyawa amphiphilik yang memiliki gugus hidrofilik yang mengikat air dan gugus hidrofobik yang mengikat minyak sehingga tegangan antarmuka diantara kedua fluida tersebut dapat berkurang. Penurunan nilai IFT yang tidak terlalu signifikan tersebut dikarenakan pengaruh dari salinitas air formasi yang cukup tinggi.

Salinitas tinggi menyebabkan larutan “*U-Champ*” lebih larut didalam minyak dan membentuk mikroemulsi dengan jenis Winsor tipe II atau mikroemulsi dengan jenis *upper phase microemulsion*. Kemudian penambahan “*U-Champ*” dapat menaikkan nilai densitas minyak dari 0.8672 gr/cc menjadi 0.9288 gr/cc pada konsentrasi “*U-Champ*” 10%.

Kenaikan nilai densitas tersebut dikarenakan percampuran tersebut membuat nilai densitas campuran, dimana densitas "*U-Champ*" yang lebih besar akan menaikkan densitas sampel seiring dengan bertambahnya konsentrasi "*U-Champ*". Selain itu penambahan "*U-Champ*" juga mempengaruhi penurunan nilai viskositas minyak dari 3.90 cp menjadi 0.55 cp pada suhu 30°C dengan konsentrasi 10%. Kemudian pada temperatur tinggi penambahan "*U-Champ*" juga menurunkan nilai viskositas minyak dari 1.46 cp menjadi 0.15 cp pada suhu 80°C. Pengukuran yang dilakukan pada beberapa temperatur berbeda.

Hal ini dilakukan untuk menganalisa pengaruh temperatur terhadap perubahan nilai viskositas dan melihat ketahanan sampel "*U-Champ*" terhadap temperatur apakah sampel tersebut masih dapat merubah karakteristik dalam suhu yang tinggi atau tidak.

Uji *coreflooding* dilakukan setelah mengetahui pengaruh penambahan “*U-Champ*” terhadap perubahan karakteristik reservoir agar penambahan perolehan minyak dapat diketahui setelah diinjeksikan larutan tersebut. Prosedur uji *coreflooding* dapat dilihat pada **Gambar 3.21** dimana tahap awal yang dilakukan adalah saturasi minyak, kemudian injeksi air secara *continuous (waterflood)*, setelah itu injeksi “*U-Champ*”, setelah itu dilakukan proses *soaking* untuk memberi waktu kepada larutan “*U-Champ*” untuk bereaksi dan diakhiri dengan injeksi air setelah proses *soaking*. Pada pengujian *coreflooding* digunakan dua sampel *artificial core* yang berbeda (*core mesh 30* dan *core mesh 40*) yang dibedakan berdasarkan ukuran sortasi butir dari pasir kwarsa yang digunakan. Penggunaan kedua sampel yang berbeda tersebut dilakukan untuk menguji kompatibilitas dari larutan “*U-Champ*” dalam menambah perolehan minyak pada sampel batuan yang memiliki karakteristik yang berbeda.

Hasil dari uji *coreflooding* memperlihatkan adanya penambahan perolehan minyak setelah proses injeksi “*U-Champ*” yang ditandakan dengan peningkatan nilai *recovery factor* (RF) dan penurunan nilai saturasi minyak tersisa (Sor). Pada proses injeksi “*U-Champ*”, didapatkan penambahan RF dan penurunan Sor pada masing-masing sampel batuan yaitu, penambahan RF dari 50% menjadi 62.5% dan penurunan Sor dari 31.66% menjadi 23.75% untuk sampel batuan dengan ukuran *mesh* 30. Kemudian penambahan RF dari 47.4% menjadi 57.9% dan penurunan Sor dari 35.09% menjadi 28.07% untuk sampel batuan dengan ukuran *mesh* 40. Setelah itu proses *soaking* juga mempengaruhi penambahan perolehan minyak yang diketahui dari hasil uji *coreflood* pada tahap injeksi air setelah *soaking*.

Hasil uji *coreflooding* tersebut berupa penambahan RF dari 62.5% menjadi 79.2% dan penurunan Sor dari 23.75% menjadi 13.19% untuk sampel batuan dengan ukuran *mesh* 30.

Kemudian penambahan RF dari 57.9% menjadi 73.7% dan penurunan Sor dari 28.07% menjadi 17.54% untuk sampel batuan dengan ukuran *mesh* 40. Penambahan perolehan minyak setelah injeksi “*U-Champ*” dapat terjadi karena injeksi tersebut menyebabkan adanya reaksi antara “*U-Champ*” dengan fluida yang ada didalam batuan sehingga karakteristik fluida tersebut berubah dan menyebabkan minyak menjadi lebih mudah untuk mengalir. Selain itu proses *soaking* juga mempengaruhi perolehan minyak yang didapat, karena pada proses tersebut larutan “*U-Champ*” memiliki waktu untuk bereaksi dengan fluida sehingga perubahan karakteristik dari fluida tersebut akan berpengaruh terhadap mobilitas minyak dan perolehan minyak dapat bertambah. Selain itu dari hasil tersebut diketahui bahwa larutan “*U-Champ*” dapat menambah perolehan minyak pada dua sampel batuan yang berbeda.

Hal ini menandakan bahwa larutan tersebut kompatibel pada kedua sampel batuan yang digunakan.

Kemudian perbedaan hasil perolehan minyak dari kedua sampel batuan tersebut dikarenakan nilai porositas dan permeabilitas dari kedua batuan tersebut berbeda. Dimana untuk *core mesh* 30 memiliki nilai porositas dan permeabilitas yang lebih besar sehingga menghasilkan perolehan minyak yang lebih besar juga.

Dari penelitian yang sudah dilakukan, dapat diketahui bahwa penambahan larutan "*U-Champ*" dapat merubah karakteristik dari fluida reservoir dan menyebabkan penambahan perolehan minyak. Penggunaan dari larutan "*U-Champ*" tersebut cocok untuk digunakan pada reservoir yang memiliki karakteristik yang sama pada sampel yang digunakan pada penelitian ini. Untuk mengetahui kompatibilitas dari larutan "*U-Champ*" pada reservoir yang memiliki karakteristik berbeda perlu dilakukan lagi analisa terhadap perubahan karakteristik dan uji *coreflooding* untuk mengetahui penambahan perolehan minyaknya.

PENUTUP

Biosurfaktan “*U-Champ*” dapat merubah karakteristik minyak dengan adanya penurunan tegangan antarmuka minyak-air (IFT) dan penurunan viskositas. Hasil uji *coreflooding* menandakan adanya penambahan perolehan minyak akibat perubahan karakteristik yang terjadi. Proses *soaking* memberikan pengaruh terhadap penambahan perolehan minyak karena dari hasil uji *coreflooding* setelah *soaking* menghasilkan penambahan nilai RF.

Lapangan yang memiliki karakteristik yang serupa dengan yang diujikan pada penelitian ini dapat menggunakan Biosurfaktan “*U-Champ*” untuk meningkatkan perolehan minyak. Semoga hasil penelitian ini berguna bagi perusahaan dengan reservoir yang sesuai dan akan menerapkan metode EOR di lapangannya.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, Tarek. 2006. *“Reservoir Engineering Handbook: Third Edition”*. Oxford: Gulf Professional Publishing.
- Aladasani, Ahmad. 2012. *“Updated of EOR Screening criteria and Modeling the Impacts of Water Salinity Changes on Oil Recovery”*. U.S.A: SPE Production and Operations Symposium.
- Banat, I. M., Makkar, R. S., & Cameotra, S. S. 2000. *“Potential commercial applications of microbial surfactants”*. Applied Microbiology and Biotechnology.
- Bryant, R. S., & Burchfield, T. E. 1989. *“Review of microbial technology for improving oil recovery”*. SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers).
- Cameotra, S. S., & Makkar, R. S. 2004. *“Recent applications of biosurfactants as biological and immunological molecules”*. Current Opinion in Microbiology.
- Desai, J. D., & Banat, I. M. 1997. *“Microbial production of surfactants and their commercial potential”*. Microbiology and Molecular Biology Reviews :MMBR. <https://doi.org/10.1128/.61.1.47-64.1997>
- Donaldson, E.C., Chilingarian, G.V., Yen, T.F., 1985. *“Microbial Enhanced Oil Recovery”*, New York: Elsevier Science Publisher B.V.
- Elazzazy, A. M., Abdelmoneim, T. S., & Almaghrabi, O. A. 2015. *“Isolation and characterization of biosurfactant production under extreme environmental conditions by alkali-halophilic bacteria from Saudi Arabia”*. Saudi Journal of Biological Sciences. <https://doi.org/10.1016/j.sjbs.2014.11.018>

- Gomaa, Ezzat .E. 1995. "*Enhanced Oil Recovery*", Yogyakarta: Diklat IATMI-PWL Migas.
- Green, D., & Willhite, G. 2018. "*Enhanced Oil Recovery, Second Edition*". Society of Petroleum Engineers.
- Gudiña, E. J., Rodrigues, L. R., Teixeira, J. A., Pereira, J. F., Coutinho, J. A., & Soares, L. P. 2012. "*Biosurfactant producing microorganisms and its application to enhance oil recovery at lab scale*". SPE: SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia 2012.
- Gudiña, E. J., Rodrigues, L. R., Teixeira, J. A., Pereira, J. F., Coutinho, J. A., Soares, L. P., & Ribeiro, M. T. 2012. "*Microbial enhanced oil recovery by Bacillus subtilis strains under simulated reservoir conditions*". SPE: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2012.
- Kristanto, Dedy. 1999. "*Pengurusan Minyak Tahap Lanjut (Enhanced Oil Recovery)*", Yogyakarta: UPN "Veteran" Yogyakarta.
- Lazar, I., Petrisor, I. G., & Yen, T. F. 2007. "*Microbial enhanced oil recovery (MEOR)*". Petroleum Science and Technology.
- Nielsen, S. M., Shapiro, A. A., Michelsen, M. L., & Stenby, E. H. 2010. "*1D Simulations for Microbial Enhanced Oil Recovery with Metabolite Partitioning*".
- Purwasena, I. A., Sugai, Y., & Sasaki, K. 2009. "*Estimation of the potential of an oil-viscosity-reducing bacteria, petrotoga sp., isolated from an oilfield for MEOR*". Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Technology Conference 2009, IPTC 2009.
- Santos, D. K. F., Rufino, R. D., Luna, J. M., Santos, V. A., & Sarubbo, L. A. 2016. "*Biosurfactants: Multifunctional*".

- biomolecules of the 21st century*". International Journal of Molecular Sciences.
- Savery, W. T., Janshekar, H., & de Four, M. A. 1985. "*Potential Uses Of Microbes For Continuous Near-Wellbore Treatment During Heavy Oil Production*".
- Sen, R. 2008. "*Biotechnology in petroleum recovery: The microbial EOR*". Progress in Energy and Combustion Science.
- Sulistyarso, H.B., Pamungkas, J., Gusmarwani, S.R. & Wahyuningsih, T., 2019. "*Aplikasi Biosurfaktan dalam Upaya Peningkatan Perolehan Minyak Tahap Lanjut: Uji Laboratorium pada Sampel Sumur KW-58*". Yogyakarta: Prosiding SNCPP 2019 "Pengembangan Ristek dan Pengabdian Menuju Hilirisasi Industri" LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta.
- Sulistyarso, H.B., Pamungkas, J., Gusmarwani, S.R., Widyaningsih, I. & Kurnia, R.A., 2020. "*Application of Biosurfactants as an Effort to Enhanced Oil Recovery (EOR) in Kawengan Oil Field*". AIP Conference Proceedings.
- Viades-Trejo, J., & Gracia-Fadrique, J. 2007. "*Spinning drop method. From Young-Laplace to Vonnegut*". Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects.
- Zekri, A. Y., Almehaideb, R. A., & Chaalal, O. 1999. "*Project of increasing oil recovery from UAE reservoirs using bacteria flooding*". Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition.

BIOGRAFI PENULIS



Dr. Ir. Harry Budiharjo Sulistyarso, MT

adalah Associate Professor pada Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta. Lahir di Blora pada tanggal 4 September 1963. Pendidikan SD, SMP, dan SMA diselesaikan di kota Pati, tempat dia dibesarkan. Selepas SMA melanjutkan kuliah di UPN “Veteran” Yogyakarta dan lulus Sarjana Teknik Perminyakan pada tahun 1990. Pada tahun 1991 bergabung menjadi Dosen di almamaternya.

Pendidikan S-2 (1997) dan S-3 (2007) diselesaikan pada Jurusan Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung. Anggota Profesi yang diikuti adalah: Persatuan Insinyur Indonesia (PII), Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia (IATMI), Indonesian Petroleum Association (IPA) dan Society of Petroleum Engineers (SPE).



**Ir. Joko Pamungkas, MT.,
IPM.,**

lahir di Pati pada tanggal 25 Juni 1965, lulus Sarjana Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta tahun 1992 dan lulus pendidikan Pasca Sarjana Teknik Perminyakan ITB tahun 2001. Joko Pamungkas bergabung menjadi dosen Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta sejak tahun 1993 sampai dengan sekarang. Indonesian Petroleum Association (IPA).

Selain sebagai dosen juga sebagai konsultan yang dikenal luas dikalangan Industri Migas di Indonesia yang telah berpengalaman lebih dari 25 tahun. Pengalaman sangat memadai terutama dlm hal rencana pengembangan migas di Indonesia. Organisasi Profesi yang diikuti: Persatuan Insinyur Indonesia (PII), Ikatan Alumni Teknik Perminyakan UPN "Veteran" Yogyakarta (IAMI), Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia (IATMI), Indonesian Geothermal Association (INAGA).



**Sri Rahayu Gusmarwani,
ST., MT.**

Lahir di Pati pada tanggal 11 Juli 1971. Lulus Sarjana di Teknik Kimia, UPN “Veteran” Yogyakarta tahun 1995.

Bekerja sebagai Kepala Unit Peroses Biskuit di Jangkar Mas Nusantara Gresik, perusahaan makanan di Driyorejo Gresik Jawa Timur, hingga 1996. Tahun 1996-1997 menjadi asisten praktikum di laboratorium Kimia Dasar UPN “Veteran” Yogyakarta. Pengalaman pertama menjadi dosen di Jurusan Teknik Kimia STTNAS (sekarang ITNY) tahun 1997-2012. Menempuh pendidikan Magister Teknik Kimia di UGM pada tahun 1998-2002. Pindah home base di Institut Sains & Teknologi AKPRIND Yogyakarta mulai tahun 2013 hingga sekarang.



**Indah Widiyaningsih,
ST., MT.,**

Lahir di Klaten pada tanggal 4 Mei 1985. Lulus dari SMA N 1 Klaten tahun 2003, kemudian melanjutkan pendidikan sarjana di Teknik Perminyakan, UPN “Veteran” Yogyakarta dan lulus pada tahun 2007. Lalu bekerja sebagai Reservoir Engineer di JOB Pertamina-Medco E&P Tomori Sulawesi selama 4,5 tahun.

Menempuh pendidikan Magister Teknik Perminyakan di ITB pada tahun 2011 – 2013 dengan konsentrasi Enhanced Oil Recovery (EOR). Bergabung dengan Penelitian di Ogrindo, ITB selama 6 bulan. Setelah lulus dari pendidikan magister di ITB, memilih menjadi dosen di Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta mulai tahun 2013 hingga sekarang..

ISBN 978-623-6896-78-5



9 786236 896785