

PROSPEK SURFAKTAN BERBAHAN DASAR KETAPANG SEBAGAI ALTERNATIF UNTUK INJEKSI KIMIA PADA METODE *ENHANCED OIL RECOVERY* (EOR)



Dr.Ir. Harry Budiharjo Sulistyarso, MT.
Dr.Eng. Yulius Deddy Hermawan, ST., MT.
Ir. Joko Pamungkas, MT.



PROSPEK SURFAKTAN BERBAHAN
DASAR KETAPANG SEBAGAI
ALTERNATIF UNTUK INJEKSI KIMIA
PADA METODE *ENHANCED OIL
RECOVERY* (EOR)

PROSPEK SURFAKTAN BERBAHAN DASAR
KETAPANG SEBAGAI ALTERNATIF UNTUK
INJEKSI KIMIA PADA METODE *ENHANCED OIL
RECOVERY* (EOR)

Penulis:

Dr.Ir. Harry Budiharjo Sulistyarso
Dr. Eng. Yulius Deddy Hermawan, ST, MT.
Ir. Joko Pamungkas, M.T.

ISBN: 978-623-389-134-9

Editor:

Ahmad Aliya Akmal

Desain Sampul dan Tata Letak:

Ladefa Lathief Nurcahayan
Ahmad Aliya Akmal

Penerbit:

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

Edisi Pertama Cetakan Pertama: November 2022

Hak cipta © 2022 pada penulis,
Hak cipta dilindungi undang-undang.
Dilarang memperbanyak sebagian atau seluruh buku ini tanpa
izin tertulis dari penulis.

ISBN 978-623-389-134-9



KATA PENGANTAR

Puji syukur kami panjatkan ke hadirat Allah SWT yang telah memberikan rahmat-Nya kepada kami untuk menyelesaikan buku dengan judul "PROSPEK SURFAKTAN BERBAHAN DASAR KETAPANG SEBAGAI ALTERNATIF UNTUK INJEKSI KIMIA PADA METODE *ENHANCED OIL RECOVERY (EOR)*". Buku ini merupakan hasil penelitian klaster pada tahun 2022 yang didanai oleh Lembaga Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat (LPPM) UPN "Veteran" Yogyakarta.

Buku ini diharapkan dapat digunakan sebagai referensi mahasiswa jurusan Teknik Perminyakan dan Teknik Kimia dalam mencari literatur tentang *Enhanced Oil Recovery*. Buku ini mencakup informasi pembuatan surfaktan dari bahan kimia alami dan studi laboratorium prospek surfaktan dalam peningkatan perolehan minyak. Buku ini diharapkan dapat bermanfaat dalam pengembangan ilmu pengetahuan khususnya di bidang riset dan bahan material *Enhance Oil Recovery (EOR)* di industri Migas Indonesia.

Ucapan terima kasih disampaikan kepada Ketua LPPM, Dekan FTM, Ketua Jurusan Teknik Perminyakan yang telah mensupport penelitian kami. Ucapan terima kasih juga disampaikan kepada tim peneliti, asisten peneliti, asisten Laboratorium EOR dan Mitra kerjasama penelitian yaitu PT. Geotama. Tim penulis menyadari masih banyak adanya kekurangan dalam penyajian buku ini dan buku ini masih dapat dikembangkan seiring perjalanan penelitian.

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. Mudah mudahan buku ini dapat bermanfaat bagi para pembaca.

Yogyakarta, 23 November 2022

Tim Penulis

DAFTAR ISI

	Halaman
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI	v
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR GAMBAR	xi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
BAB II PROSPEK SURFAKTAN DARI KETAPANG	3
2.1. Ketapang	3
2.2. Lignin	3
2.3. Injeksi Kimia	5
2.4. Surfaktan	5
2.4.1. Surfaktan Anionik	6
2.4.2. Surfaktan Nonionik	7
2.4.3. Surfaktan Kationik	7
2.4.4. Surfaktan Zwitterionik	7
2.5. Mekanisme Pembuatan Surfaktan	8
2.5.1. Perlakuan Awal	8
2.5.2. Proses Penghilangan Zat Ekstraktif	8
2.5.3. Pembuatan Larutan Surfaktan	8
BAB III PEMBUATAN SURFAKTAN	10
3.1. Alat yang Digunakan	10
3.2. Bahan Penelitian	10
3.3. Variabel Uji	10
3.4. Prosedur Kerja	10
3.5. Hasil	11
3.5.1. Perlakuan Awal	11
3.5.2. Proses Ekstraksi	12

**DAFTAR ISI
(Lanjutan)**

	Halaman
3.5.3. Pembuatan Larutan Surfaktan	13
3.5.4. Analisa Hasil Pembuatan Surfaktan.....	13
BAB IV ARTIFICIAL CORE.....	17
4.1. Pembuatan <i>Artificial Core</i>	17
4.1.1. Pengukuran Dimensi <i>Core</i>	22
4.1.2. Pengukuran Porositas <i>Core</i>	24
4.1.3. Pengukuran Permeabilitas <i>Core</i>	26
4.1.4. Hasil Pengukuran Dimensi <i>Core</i>	28
4.1.5. Hasil Pengukuran Porositas <i>Core</i>	29
4.1.6. Hasil Pengukuran Permeabilitas <i>Core</i>	30
4.2. Hasil Pengujian <i>Artificial Core</i>	32
BAB V UJI SIFAT FISIK SAMPEL FLUIDA.....	35
5.1. Air Formasi (<i>Brine</i>)	35
5.2. Sampel <i>Crude Oil</i>	36
BAB VI COMPATIBILITY TEST.....	38
6.1. Uji <i>Aqueous Stability Test</i>	38
6.2. Uji <i>Phase Behaviour</i>	39
6.3. Uji <i>Interfacial Tension</i> (IFT) Minyak-Air	42
6.4. Uji Densitas	47
6.5. Uji Viskositas	50
BAB VIII CORE FLOODING TEST	57
7.1. Prosedur Uji <i>Oil Saturation</i>	57
7.2. Prosedur Uji <i>Water Flooding</i>	58

**DAFTAR ISI
(Lanjutan)**

	Halaman
7.4. Prosedur Injeksi Surfaktan	
7.3. Prosedur Injeksi Surfaktan	
Ketapang	60
Ketapang setelah <i>Soaking</i>	
<i>Time</i> selama 24 Jam.....	61
7.5. Hasil Pengukuran <i>Oil Saturation</i>	62
7.6. Hasil Pengukuran <i>Water Flooding</i>	64
7.7. Hasil Pengukuran Injeksi Surfaktan.....	66
7.8. Hasil Pengukuran	
Inkjeksi Surfaktan Setelah <i>Soaking</i>	
<i>Time</i> 24 Jam	68
DAFTAR PUSTAKA	75
BIOGRAFI PENULIS.....	78

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel II- 1. Komposisi Lignin pada Berbagai Zat.....	4
Tabel III- 1. Kandungan Sodium Lignosulfonat.....	16
Tabel IV- 1. Dimensi <i>Artificial Core Mesh</i> 40	28
Tabel IV- 2. Dimensi <i>Artificial Core Mesh</i> 50	29
Tabel IV- 3. Porositas <i>Artificial Core Mesh</i> 40	29
Tabel IV- 4. Porositas <i>Artificial Core Mesh</i> 50	30
Tabel IV- 5. Permeabilitas <i>Artificial Core Mesh</i> 40	31
Tabel IV- 6. Permeabilitas <i>Artificial Core Mesh</i> 50	31
Tabel V- 1. Karakteristik Sampel Air Formasi Lapangan AKM.....	35
Tabel V- 2. Karakteristik Sampel <i>Crude Oil</i>	37
Tabel VI- 1. Hasil Pengukuran IFT Minyak-Air.....	44
Tabel VI- 2. Hasil Pengukuran IFT Minyak-Air dengan Konsentrasi 2.5%.....	44
Tabel VI- 3. Hasil Pengukuran IFT Minyak-Air dengan Konsentrasi 5%.....	44
Tabel VI- 4. Hasil Pengukuran IFT Minyak-Air dengan Konsentrasi 7.5%.....	45
Tabel VI- 5. Hasil Pengukuran IFT Minyak-Air dengan Konsentrasi 10%.....	45
Tabel VI- 6. Hasil Pengukuran Densitas Sampel <i>Crude Oil</i>	49
Tabel VI- 7. Hasil Pengukuran Viskositas Surfaktan SLS Ketapang	52

**DAFTAR TABEL
(Lanjutan)**

	Halaman
Tabel VI- 8. Hasil Pengukuran Viskositas Sampel <i>Crude Oil</i>	52
Tabel VI- 9. Viskositas <i>Crude Oil</i> dengan Surfaktan SLS Ketapang Konsentrasi 2.5%.....	52
Tabel VI- 10. Viskositas <i>Crude Oil</i> dengan Surfaktan SLS Ketapang Konsentrasi 5%.....	53
Tabel VI- 11. Viskositas <i>Crude Oil</i> dengan Surfaktan SLS Ketapang Konsentrasi 7.5%.....	53
Tabel VI- 12. Viskositas <i>Crude Oil</i> dengan Surfaktan SLS Ketapang Konsentrasi 10%.....	53
Tabel VI- 13. Perbandingan % Penurunan μ Pada Tiap Kenaikan Konsentrasi dan Suhu dari Konsentrasi Mula-Mula...	54
Tabel VII- 1. Hasil Pengamatan <i>Oil Saturation Core Mesh 40</i>	62
Tabel VII- 2. Hasil Pengamatan <i>Oil Saturation Core Mesh 50</i>	63
Tabel VII- 3. Hasil Pengukuran <i>Oil Saturation Mesh 40</i>	63
Tabel VII- 4. Hasil Pengukuran <i>Oil Saturation Mesh 50</i>	63

**DAFTAR TABEL
(Lanjutan)**

	Halaman
Tabel VII- 5. Hasil Pengukuran <i>Water Flooding Mesh 40</i>	64
Tabel VII- 6. Hasil Pengukuran <i>Water Flooding Mesh 50</i>	64
Tabel VII- 7. Hasil Pengukuran Injeksi Surfaktan Ketapang <i>Mesh 40</i>	66
Tabel VII- 8. Hasil Pengukuran Injeksi Surfaktan Ketapang <i>Mesh 50</i>	66
Tabel VII- 9. Hasil Pengukuran Injeksi Surfaktan setelah <i>Soaking Time</i> 24 Jam <i>Mesh 40</i>	68
Tabel VII- 10. Hasil Pengukuran Injeksi Surfaktan setelah <i>Soaking Time</i> 24 Jam <i>Mesh 50</i>	68
Tabel VII- 11. Hasil Kumulatif Uji <i>Core</i> <i>Flooding Test Mesh 40</i>	70
Tabel VII- 12. Hasil Kumulatif Uji <i>Core</i> <i>Flooding Test Mesh 50</i>	70

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 3. 1. Pengeringan Biji Ketapang	12
Gambar 3. 2. Hasil Penggilingan berupa Serbuk Ketapang.....	12
Gambar 3. 3. Larutan Surfaktan yang dibuat.....	14
Gambar 3. 4. Kelarutan Surfaktan SLS Ketapang terhadap Air.....	15
Gambar 4. 1. Pasir Kwarsa <i>Mesh 50</i>	17
Gambar 4. 2. Semen Kelas G	18
Gambar 4. 3. Timbangan Digital.....	18
Gambar 4. 4. Pipa Paralon	18
Gambar 4. 5. Palu dan Kayu	19
Gambar 4. 6. Oven.....	19
Gambar 4. 7. <i>Bench Drilling Machine</i>	19
Gambar 4. 8. Grinda Mesin	20
Gambar 4. 9. Campuran Pasir Kwarsa, Semen, dan Air di dalam Cetakan Pipa Paralon.....	21
Gambar 4. 10. Proses Perendaman <i>Core</i> dengan Air Formasi	22
Gambar 4. 11. <i>Artificial Core</i>	22
Gambar 4. 12. Jangka Sorong Digital	23
Gambar 4. 13. <i>Vacuum</i> Desikator dan <i>Vacuum Pump</i>	24

**DAFTAR GAMBAR
(Lanjutan)**

	Halaman
Gambar 4. 14. Timbangan Neraca	24
Gambar 4. 15. Gas <i>Permeameter</i>	26
Gambar 4. 16. <i>Artificial Core</i> yang Telah Dikeringkan.....	28
Gambar 5. 1. Air Formasi	36
Gambar 5. 2. Sampel <i>Crude Oil</i>	37
Gambar 6. 1. Hasil Pengujian <i>Aqueous Stability Test</i>	39
Gambar 6. 2. Hasil Pengujian <i>Phase Behaviour</i>	41
Gambar 6. 3. Hasil Pengamatan Penambahan Volume Mikroemulsi pada Uji <i>Phase Behaviour</i>	42
Gambar 6. 4. Alat <i>Spinning Drop Tensiometer</i>	43
Gambar 6. 5. Hubungan IFT terhadap Perlakuan Konsentrasi Surfaktan Ketapang	46
Gambar 6. 6. Penentuan <i>Critical Micelle Concentration</i>	46
Gambar 6. 7. Piknometer 10 ml dan Timbangan Digital.....	47
Gambar 6. 8. Piknometer yang Diisi <i>Crude Oil</i>	48
Gambar 6. 9. Hasil Pengukuran Densitas terhadap Perlakuan Konsentrasi Surfaktan SLS Ketapang	49
Gambar 6. 10. <i>Brookfield Viscometer</i>	51

**DAFTAR GAMBAR
(Lanjutan)**

	Halaman
Gambar 6. 11. Hubungan Viskositas Surfaktan SLS Ketapang Terhadap Tiap Kenaikan Suhu	54
Gambar 6. 12. Hubungan Viskositas Terhadap Perlakuan Konsentrasi Surfaktan SLS Ketapang	55
Gambar 7. 1. <i>Recovery Factor</i> pada <i>Water Flooding Core Mesh 40</i>	65
Gambar 7. 2. <i>Recovery Factor</i> pada <i>Water Flooding Core Mesh 50</i>	65
Gambar 7. 3. <i>Recovery Factor</i> Injeksi Surfaktan <i>Core Mesh 40</i>	67
Gambar 7. 4. <i>Recovery Factor</i> Injeksi Surfaktan <i>Core Mesh 50</i>	67
Gambar 7. 5. <i>Recovery Factor</i> setelah <i>Soaking 24 Jam Mesh 50</i>	68
Gambar 7. 6. <i>Recovery Factor</i> setelah <i>Soaking 24 Jam Mesh 50</i>	69
Gambar 7. 7. Hasil Kumulatif Uji <i>Core Flooding Test Mesh 50</i>	71
Gambar 7. 8. Hasil Uji <i>Core Flooding Test Mesh 50</i> .	71

BAB I

PENDAHULUAN

Penelitian ini dilatar belakangi oleh penelitian terdahulu yang berjudul Aplikasi Biosurfaktan dalam Remediasi *Oil Spills* dan Upaya Peningkatan Perolehan Minyak. Pada penelitian tersebut telah diujicobakan di laboratorium dan juga field test dalam skala terbatas untuk mengetahui seberapa besar pengaruh perubahan sifat fisik batuan dan fluida setelah dilakukan treatment dengan biosurfaktan. Pengukuran perubahan sifat fisik tersebut dilakukan di laboratorium research *Enhanced Oil Recovery* (EOR) Jurusan Teknik Perminyakan UPN "Veteran" Yogyakarta dan Lemigas Jakarta. Pada penelitian ini akan dibuat surfaktan dari bahan alami (Olekimia) yang lebih mudah terdegradasi, biaya produksinya murah serta kontaminan yang terkandung sedikit. Salah satu sumber bahan alami adalah ketapang, dengan jumlah pohonnya di Indonesia yang tersebar begitu banyak, ketapang hadir menjadi alternatif tersebut. Komposisi kimiawi pada ketapang khususnya pada kulit dan biji ketapang mengandung 16,60% selulosa, 24,70% hemiselulosa dan 43,46% lignin. Menjadi perhatian pada angka 43,46% karena kompisisinya yang cukup tinggi. Lignin disini dapat dimanfaatkan menjadi surfaktan yang akan menjadi Sodium Ligonosulfonat (SLS) dimana jenis surfaktan ini yaitu surfaktan berjenis garam anionik dimana paling banyak di aplikasikan. Sehingga dengan

potensi tersebut, ketersediaan ketapang sangat melimpah di Indonesia, terdapat setidaknya 200 jenis pohon ketapang di Indonesia dan pohon ini tipikal pohon peneduh sehingga banyak ditemui di jalanan. Potensi besar ini tentunya harus dapat dimanfaatkan, oleh karena itu melalui penelitian ini akan diangkat yaitu pembuatan surfaktan berbahan alami (Olekimia) dari kulit biji ketapang. Kemudian dilakukan uji terhadap sampel lapangan minyak dan diuji potensi yang diperoleh dengan mengukur besar perolehan minyak yang didapat.

BAB II

PROSPEK SURFAKTAN DARI KETAPANG

2.1. Ketapang

Terminalia cattapa atau yang lebih kita kenal sebagai pohon Ketapang, umumnya tumbuh di dataran rendah. Mempunyai ciri-ciri tingginya dapat mencapai 35 meter. Pohon ketapang kerap ditanam sebagai pohon peneduh di pinggir jalan atau taman. Ketapang secara luas ditanam di seluruh daerah tropis, produksi buah dimulai ketika ketapang berumur 3 tahun. Jenis ketapang terdiri dari sekitar 200 jenis pohon dan semak yang tersebar di daerah tropis dan sub tropis di dunia (Raju, 2012). Sementara itu, yang dikenal di Indonesia adalah Terminalia catappa. Jumlah biji antara 22 – 69 biji/kg atau rata-rata 40 ± 11 Biji Ketapang merupakan salah satu bahan yang mengandung selulosa dengan komposisi lignoselulosa dalam cangkang biji ketapang adalah 16,60% selulosa, 24,70% hemiselulosa, 43,46% lignin (Yuniarti, 2016). Komposisi tersebut berperan besar sebagai bahan pembuatan surfaktan.

2.2. Lignin

Lignin adalah senyawa organik polimer yang banyak dan penting dalam dunia tumbuhan selain selulosa. Lignin merupakan suatu phenolic polimer yang menyebabkan kekuatan dan rigidity pada dinding sel tanaman berkayu. Salah satu gugus fungsi yang ada dalam lignin adalah gugus metoksil. Ciri khas lignin adalah memiliki gugus metoksil (-

OCH₃) dengan kadar yang cukup tinggi dan kadarnya tergantung pada sumber lignin yang berbeda dan proses delignifikasi yang digunakan kemudian dalam penggunaannya sebagai bahan baku lignosulfonate (surfaktan), lignin dengan kadar metoksil tinggi lebih menguntungkan karena semakin banyak gugus -OCH₃ yang terkandung didalam lignin maka lignin semakin larut didalam air (Jingyang et al, 2015). Rendahnya kadar metoksil disebabkan adanya metoksil yang hilang pada saat perlakuan pengasaman dan adanya kadar metoksil dalam bahan baku yang tidak hanya diperoleh dari lignin (Wenqing et al, 2017). Adapun komposisi lignin pada berbagai zat dapat dilihat pada tabel III-1. dibawah ini.

Tabel II- 1.
Komposisi Lignin pada Berbagai Zat

Material	Klason Lignin (%)
Softwoods	26 -28,8
Hardwoods	22
Birch Bisulfite	4,0
Bagasse	19,6
Bamboo	22,2
Wheat straw	17,0
Sorghum	10,9
Pulp	7,9
Pine kraft	4,8
Birch kraf	5,0
Sprunce kraf	2,8

2.3. Injeksi Kimia

Chemical Flooding (Injeksi Kimia) adalah salah satu jenis metode pengurasan minyak tahap lanjut dengan jalan menambahkan zat-zat kimia ke dalam air injeksi untuk menaikkan perolehan minyak sehingga akan menaikkan efisiensi penyapuan dan atau menurunkan saturasi minyak sisa yang tertinggal di reservoir. Ada tiga tipe umum yang termasuk dalam injeksi kimia, yaitu Injeksi Polimer, Injeksi Surfaktan, dan Injeksi Alkaline. Akan tetapi seiring dengan perkembangan penelitian, terdapat beberapa kombinasi antara masing-masing injeksi kimia antara lain Injeksi Micellar Polimer dan Injeksi Alkaline Surfaktan Polimer. Injeksi surfaktan bertujuan untuk menurunkan tegangan antar muka dan mendesak minyak yang tidak terdesak hanya dengan menggunakan pendorong air sehingga menaikkan efisiensi pendesakan dalam skala pori

2.4. Surfaktan

Surfaktan adalah bahan kimia yang molekulnya selalu mencari tempat diantara dua fluida yang tidak mau bercampur dan surfaktan mengikat kedua fluida tersebut menjadi emulsi. Surfaktan yang berada di dalam slug harus dibuat agar membentuk micelle, yaitu surfaktan yang aktif dan mampu mengikat air dan minyak pada konsentrasi tertentu. Jika konsentrasinya masih kecil, maka campuran surfaktan tersebut masih berupa monomer (belum aktif). Untuk itu setiap slug perlu diketahui CMC-nya (*Critical Micelles Cocentration*) yaitu

konsentrasi tertentu, sehingga campuran surfaktan yang semula monomer berubah menjadi micelle. Surfaktan yang umum dipakai dalam proses eksploitasi EOR adalah Sodium Sulfonate yang ionik bermuatan negatif. Sedangkan jenis lain jarang dipakai. Larutan surfaktan yang biasa digunakan di lapangan untuk pendesakan minyak sisa hasil pendorongan air, terdiri dari komponen surfaktan, air, minyak dan alkohol sebagai kosurfaktan. Campuran cairan surfaktan ini diinjeksikan ke dalam reservoir sebagai slug kemudian didorong oleh larutan polimer untuk memperbaiki mobilitas aliran, selanjutnya diikuti pendorongan air agar hemat bahan polimer. Slug yang biasa digunakan dari 5-15% PV, diharapkan mampu menghasilkan tambahan perolehan diatas perolehan jika digunakan *secondary recovery*. Adapun Jenis-jenis Surfaktan meliputi:

2.4.1. Surfaktan Anionik

Surfaktan anionik adalah surfaktan yang paling umum digunakan. Hal ini sebagian besar disebabkan oleh kenyataan bahwa sebagian besar pekerjaan EOR dari injeksi surfaktan telah difokuskan pada reservoir batu pasir. Bagian aktif permukaan dari kelas surfaktan ini memiliki muatan negatif seperti karboksilat (COO^-), sulfat (SO_4^{2-}), atau sulfonat (SO_3^-), meskipun dalam hubungannya dengan kation biasanya logam alkali (Na^+ atau K^+). Kelas sulfonat dari surfaktan anionik stabil pada temperatur yang lebih tinggi, tetapi rentan terhadap salinitas tinggi dan mengendap dengan adanya kation divalen.

Di sisi lain, kelas sulfat memiliki toleransi salinitas yang lebih besar (baik kation monovalen dan divalen), tetapi terurai pada temperatur tinggi

2.4.2. Surfaktan Nonionik

Tidak seperti surfaktan kationik dan anionik, surfaktan nonionik tidak terionisasi dalam larutan berair. Gugus hidrofilik terdiri dari gugus fungsi yang tidak dapat dipisahkan seperti alkohol, fenol, eter, ester, atau amida. Sedangkan gugus lipofilik terdiri dari gugus alkil atau alkilbenzena. Meskipun gugus hidrofilik tidak memiliki muatan ionik, mereka larut dalam air karena polaritasnya yang melekat yang disebabkan oleh adanya ikatan hidrogen dan interaksi van der Waals

2.4.3. Surfaktan Kationik

Surfaktan kationik adalah surfaktan yang kepala hidrofiliknya bermuatan positif, meskipun dalam hubungannya dengan gugus halida. Mereka berdisosiasi dalam air untuk membentuk kation amfifilik dan anion. Kelas surfaktan ini mudah tertarik pada permukaan lempung yang bermuatan negatif dan sangat efisien dalam mengubah keterbasahan batuan reservoir

2.4.4. Surfaktan Zwitterionik

Surfaktan zwitterionik dicirikan oleh adanya muatan permukaan anionik dan kationik pada kepala hidrofiliknya. Mereka menunjukkan sifat anionik dan kationik pada disosiasi. Selain itu, mereka memiliki toleransi yang baik terhadap

salinitas tinggi dan kondisi temperatur. Contoh khas dari kelas surfaktan ini adalah betaine dan sulfo betaine

2.5. Mekanisme Pembuatan Surfaktan

Mekanisme pembuatan surfaktan dimulai dari tahapan penggilingan, penghilangan zat ekstraktif, delignifikasi dan sulfonasi lignosulfonat. Adapun tahapannya yaitu;

2.5.1. Perlakuan Awal

Proses perlakuan awal dilakukan dengan mengeringkan biji ketapang dengan dijemur sampai kering dengan rentang waktu 7-14 hari, biji ketapang yang sudah kering di ambil bagian kulitnya saja, kemudian digiling sampai menjadi bubuk halus dengan ukuran 50 *Mesh*. Setelahnya dikeringkan dalam oven bertemperatur 90° C sampai diperoleh berat yang konsisten.

2.5.2. Proses Penghilangan Zat Ekstraktif

Menghilangkan zat ekstraktif dalam kulit biji ketapang dengan menggunakan benzene dan etanol 95% dengan rasio 2:1(v/v) selama 2,5 jam pada temperature 90°C. Lalu mengeringkannya sampai berat konstan.

2.5.3. Pembuatan Larutan Surfaktan

Setelah diperoleh serbuk ketapang yang telah dihilangkan zat ekstraktifnya maka selanjutnya membuat larutan surfaktan. Adapun tahapan dalam membuat larutan surfaktan yaitu mereaksikan 5 gram serbuk ketapang dengan 4 gram Natrium Bisulfit atau dengan perbandingan 10:9 (g/g) antara lignin dengan NaHSO₃, pH diatur sampai 4

menggunakan Asam Sulfat pekat, kemudian merebusnya pada suhu 105 °C selama 30 menit dalam reaktor labu leher tiga. Mengulangi langkah tersebut untuk setiap pembuatan larutan surfaktan

BAB III

PEMBUATAN SURFAKTAN

3.1. Alat yang Digunakan

Rangkaian alat sulfonasi yang berupa labu leher tiga yang dilengkapi pemanas dan pengaduk, alat ekstraksi soxhlet, rangkaian alat distilasi, gelas beker dan oven.

3.2. Bahan Penelitian

Bahan baku Ketapang yang diperoleh dari lingkungan kampus UPN Veteran Yogyakarta, NaHSO_3 , aquades, H_2SO_4 , toluena, etanol 95%, NaOH, dan metanol.

3.3. Variabel Uji

1. Variabel Tetap: Masa Lignin
2. Variabel Tidak Bebas: Konsentrasi Asam Sulfat Peekat
3. Variabel Bebas: Sodium Bisulfit dan Perbandingan Lignin Air

3.4. Prosedur Kerja

Adapun prosedur kerja dalam pembuatan surfaktan meliputi:

1. Tahap persiapan bahan baku

Kulit biji ketapang dibersihkan dan dikeringkan di udara terbuka (sinar matahari). Kulit biji ketapang yang telah kering dipotong dengan ukuran panjang $\pm 0,5$ cm. Kulit biji ketapang diblender sehingga menjadi serpihan.

2. Pembuatan serbuk bebas bahan ekstraktif.

Serpihan Kulit biji ketapang yang telah dikeringkan diekstraksi berturut-turut dengan menggunakan toluen dan etanol dengan perbandingan 1:2 (v/v) selama 2 jam pada alat soxhlet. Setelah itu, serbuk Kulit biji ketapang tersebut diekstraksi kembali menggunakan etanol teknis 95% selama 2 jam pada alat soxhlet. Residu dikeringkan dengan oven dan hasil pengeringan tersebut diekstraksi kembali dengan menggunakan air pada suhu 100°C selama 1 jam sehingga didapatkan serpihan Kulit biji ketapang yang bebas zat ekstraktif.

3. Pembuatan Surfaktan

Pada proses ini serbuk surfaktan yang diketahui memiliki kandungan lignin direaksikan dengan Natrium Bisulfit dan diatur pH-nya sampai 4 menggunakan Asam Sulfat dengan tujuan terjadi proses delignifikasi dan sulfonasi sehingga terbentuk larutan sodium lignosulfonat.

4. Analisis hasil

Setelahnya dilakukan analisa hasil pada larutan surfaktan yang terbentuk berupa pH, Bau, dan Warna .

3.5. Hasil

3.5.1. Perlakuan Awal

Proses perlakuan awal diawali dengan pengeringan biji ketapang dibawah sinar matahari selama 7-14 hari dengan tujuan untuk menghilangkan kandungan air yang tersimpan

dalam biji ketapang, selanjutnya setelah dikeringkan lanjut digiling, dapat menggunakan penggiling ataupun blender sampai berukuran 50 Mesh. Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan dari 2 Kg biji ketapang yang dikeringkan diperoleh 500 gram serbuk ketapang setelah digiling.



Gambar 3. 1. Pengeringan Biji Ketapang



Gambar 3. 2. Hasil Penggilingan berupa Serbuk Ketapang

3.5.2. Proses Ekstraksi

Proses penghilangan zat ekstraktif dilakukan dengan tujuan untuk menghilangkan senyawa atau zat lainnya yang dapat mengganggu proses delignifikasi untuk mendapatkan lignin. Proses penghilangan zat ekstraktif dilakukan dengan mengekstraksi serbuk ketapang pada suhu 90 °C selama 2 jam

dengan menggunakan larutan Benzene : Etanol dengan rasio perbandingan 2:1. Dari 500 gram serbuk ketapang berkurang menjadi 300 gram serbuk ketapang yang terekstraksi.

3.5.3. Pembuatan Larutan Surfaktan

Pada pembuatan larutan surfaktan dilakukan dengan menggabungkan langsung proses delignifikasi dan sulfonasi, dimana serbuk ketapang sebanyak 5 gram direaksikan dengan 4 gram Natrium Bisulfit dan diatur pH-nya sampai 4 kemudian direbus dengan aquades dengan perbandingan lignin aquades 1:20 (g/v) pada suhu 105 °C selama 30 menit, kemudian menyaring larutan hasil reaksi sehingga didapatkan residu dan filtrat, setelahnya dianalisa filtrat yang mengandung lignosulfonat. Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan dalam sekali proses dipoleh lauratan surfaktan sebanyak 100 ml.

3.5.4. Analisa Hasil Pembuatan Surfaktan

Kualitas surfaktan yang dihasilkan dari Ketapang memiliki beberapa karakteristik yang menunjukkan kandungan lignosulfonat.

3.5.4.1. pH

Pada proses pembuatan surfaktan pH merupakan salah satu faktor yang mempengaruhi proses terbentuknya surfaktan (lignosulfonat). Menurut (Furi, 2012) bahwa pH yang diperlukan agar proses pembuatan surfaktan mampu menghasilkan yang baik yakni pada pH 4 sebab pada pH

tersebut lignin akan bereaksi dengan natrium bisulfit yang akan membentuk lignosulfonat melalui proses sulfonasi, selanjutnya dari hasil larutan yang dibuat diperoleh nilai pH surfaktan SLS Ketapang sebesar 5 atau asam.

3.5.4.2. Warna

Pada karakteristik warna juga menjadi bagian dari faktor yang dapat menunjukkan bahwa proses pembuatan surfaktan menghasilkan larutan yang mengandung kandungan lignosulfonat, dari hasil sulfonasi diketahui warna yang akan terbentuk kuning kecoklatan adan coklat kehitaman. Hal tersebut menjelaskan bahwa dengan terjadinya perubahan warna menunjukkan adanya penambahan gugus $-SO_3^-$ pada struktur lignosulfonat ikatan rangkap. Adapun larutan surfaktan yang sudah dibuat dapat dilihat pada **Gambar 3.3.** di bawah ini



Gambar 3. 3. Larutan Surfaktan yang dibuat

3.5.4.3. Bau

Selanjutnya dilakukan analisa pada bau larutan lignosulfona hasil sulfonasi dimana pengamatan dilakukan secara langsung dan diamatai bau agak asam serta agak

berbau sulfur hal ini dikarenakan adanya penambahan asam sulfat yang mengakibatkan larutan berbau agak asam kemudian dengan penambahan gugus $-SO_3^-$ mengakibatkan adanya bau sulfur.

3.5.4.4. Kelarutan dalam Air

Selanjutnya diamati kelarutannya dalam air, hal ini bertujuan untuk mengetahui senyawa lignosulfonatnya, sebab umumnya surfaktan akan mampu larut dalam air. Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan surfaktan ketapang dapat larut dalam air sehingga ini menunjukkan bahwa larutan tersebut terdapat gugus $-SO_3^-$ yang mana bersifat polar kemudian dengan adanya gugus hidrofilik yang mana akan mengikat air. Maka dapat dikatakan bahwa proses sulfonasi terhadap lignin menjadi senyawa lignosulfonat telah berhasil. Adapun kelarutannya dapat dilihat pada **Gambar 3.4** di bawah ini.



Gambar 3. 4.. Kelarutan Surfaktan SLS Ketapang terhadap Air

3.5.4.5. Kandungan Surfaktan Ketapang

Adapun kandungan Natrium Lignosulfonat atau Sodium Lignosulfonat yang digunakan pada penelitian ini merujuk dari (Riyadi, 2021) dapat di lihat pada tabel berikut.

Tabel III- 1..Kandungan Sodium Lignosulfonat
(Sumber: Riyadi, 2021)

Karakteristik	Natrium Lignosulfonat
Lignosulfonat, %	80
Gula pereduksi, %	7
Sulfur, %	6,6
Kalsium , %	0,5
Natrium, %	7
Nitrogen, %	0,1
Kadar air, %	< 6
pH (10 % larutan)	7,5
Viskositas, (20 % larutan), cps	1000

BAB IV

ARTIFICIAL CORE

Artificial core yang dibuat berjumlah sepuluh *core* yang selanjutnya akan diberikan penomoran pada masing-masing *core* dan dilakukan *screening* pada *core* yang memenuhi ketentuan untuk pengujian terhadap injeksi surfaktan. injeksi kimia surfaktan sebaiknya dilakukan pada *core* yang memiliki nilai porositas sebesar 16-18% atau kategori buruk (Putra & Kiono, 2021). Berikut merupakan tahapan dalam pembuatan *artificial core*.

4.1. Pembuatan *Artificial Core*

Dalam proses pembuatan *artificial core* , memerlukan alat dan bahan sebagai berikut



Gambar 4. 1. Pasir Kwarsa *Mesh 50*



Gambar 4. 2. Semen Kelas G



Gambar 4. 3. Timbangan Digital.



Gambar 4. 4. Pipa Paralon



Gambar 4. 5. Palu dan Kayu



Gambar 4. 6. Oven



Gambar 4. 7. Bench Drilling Machine



Gambar 4. 8. Grinda Mesin

Adapun prosedur didalam membuat *artificial sand core* dijelaskan sebagai berikut :

1. Menyiapkan alat dan bahan pembuatan *artificial sand core*, adapun alat dan baha tersebut ditunjukkan pada **gambar 4.1** sampai dengan **gambar 4.8**.
2. Lalu menimbang pasir dan semen dengan menggunakan timbanga digital sebanyak masing-masing 700 gram dan 300 gram.
3. Mencampur pasir kwarsa dan semen, lalu menambahkan air secukupnya ke dalam wadah hingga tercampur rata.
4. Memasukkan campuran bahan ke dalam cetakan pipa paralon, dengan cara menumbuk campuran bahan menggunakan kayu berbentuk tabung yang dipukul dengan palu agar campuran bahan menjadi padat dan memenuhi ruang pada cetakan seperti yang tertera pada **Gambar 4.9**.

5. mengeringkan campuran bahan *core* di dalam oven dengan suhu 70 °c selama kurang lebih satu minggu sampai *core* kering sepenuhnya.
6. Setelah campuran bahan *core* sudah kering, *core* dikeluarkan dari cetakan pipa paralon menggunakan *bench drilling machine*.
7. Merendam *core* dengan air formasi, lalu dimasukkan ke dalam oven selama kurang lebih satu hari untuk membersihkan *core* dari kotoran endapan, seperti yang tertera pada **Gambar 4.10**.
8. Mengeringkan *core* dengan oven selama kurang lebih tiga hari.
9. Merapikan ukuran *core* hingga didapatkan tinggi sebesar 3,5 cm dengan menggunakan gerinda mesin.
10. *Core* jadi siap dipakai untuk percobaan berikutnya, dapat dilihat pada **Gambar 4.11**.



Gambar 4. 9. Campuran Pasir Kwarsa, Semen, dan Air di dalam Cetakan Pipa Paralon



Gambar 4. 10. Proses Perendaman Core dengan Air Formasi



Gambar 4. 11. Artificial Core

4.1.1. Pengukuran Dimensi Core

Pengukuran dimensi *core* berupa pengukuran jari-jari, tinggi, dan volume dari *core* yang diukur menggunakan alat ukur jangka sorong digital yang dapat dilihat pada **Gambar 4.12.**



Gambar 4. 12. Jangka Sorong Digital

Langkah-langkah pengukuran *artificial core* adalah sebagai berikut:

1. Menyalakan jangka sorong digital dengan menekan tombol *on*.
2. Mengkalibrasi jangka sorong digital dengan menekan tombol *zero*.
3. Meletakkan alas *core* diantara capitan jangka sorong untuk mengukur diameter.
4. Mengatur lebar capitan sampai kedua sisi menyentuh selimut *core* .
5. Mencatat angka yang muncul di layar digital.
6. Melonggarkan capit dan mengubah posisi *core* menjadi horizontal untuk mengukur tinggi *core* .
7. Mengatur lebar capitan sampai kedua sisi menyentuh alas *core*.
8. Mencatat angka yang muncul di layar digital.
9. Mengukur volume *core* dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$Volume = \pi r^2(t).....(4-1)$$

4.1.2. Pengukuran Porositas Core

Pengukuran porositas dilakukan dengan menimbang *core* dalam kondisi kering, jenuh di udara, dan jenuh di air. pengukuran porositas *core* dilakukan untuk mengetahui nilai porositas dari setiap *core* dengan menggunakan timbangan digital untuk menimbang *core* dalam kondisi kering dan dijenuhi air, timbangan neraca untuk menimbang *core* jenuh di udara, *vacuum desiccator* dan *vacuum pump* untuk menjenuhi *core* dengan air.



Gambar 4. 13. *Vacuum Desikator* dan *Vacuum Pump*



Gambar 4. 14. Timbangan Neraca

Langkah-langkah pengukuran porositas adalah sebagai berikut:

1. Menimbang *core* kering dengan timbangan digital untuk mendapatkan berat *core* kering yang dinotasikan dengan W_{dry} .
2. Menjenuhi *core* dengan air dan memasukkannya ke dalam *vacuum desiccator* untuk mengeluarkan gas yang ada di dalam *core* , setelah itu meyalakan *vacuum pump* selama 10 menit, seperti yang tertera pada **Gambar 4.13**.
3. Menimbang *core* dengan timbangan digital untuk mendapatkan berat *core* jenuh di udara yang dinotasikan dengan $W_{sat\ in\ air}$.
4. Menimbang *core* dengan timbangan neraca, yang tertera pada **Gambar 4.14** yang salah satu sisinya dicelupkan dalam air untuk mendapatkan berat *core* jenuh di air yang dinotasikan dengan $W_{sat\ in\ water}$.
5. Melakukan perhitungan dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$Volume\ bulk\ (V_b) = \frac{W_{sat\ in\ air} - W_{sat\ in\ water}}{Berat\ Jenis\ Air} \dots\dots\dots(4-2)$$

$$Volume\ pori\ (V_p) = \frac{W_{sat\ in\ air} - W_{dry}}{Berat\ Jenis\ Air} \dots\dots\dots(4-3)$$

$$Volume\ grain = \frac{W_{dry} - W_{sat\ in\ water}}{Berat\ Jenis\ Air} \dots\dots\dots(4-4)$$

$$Porositas\ efektif = \frac{V_p}{V_b} \times 100\% \dots\dots\dots(4-5)$$

4.1.3. Pengukuran Permeabilitas Core

Pada pengukuran permeabilitas *core* diukur dengan menggunakan alat gas *permeameter* yang bekerja dengan cara mengalirkan gas ke dalam pori *core*. Hasil pembacaan dari alat gas *permeameter* kemudian dikoreksi dengan faktor klinkenberg agar diperoleh harga permeabilitas yang sebenarnya. Rangkaian alat gas *permeameter* dapat dilihat pada **Gambar 4.15**.



Gambar 4. 15. Gas Permeameter

Langkah-langkah pengukuran permeabilitas adalah sebagai berikut:

1. Memasukkan *core* dengan diameter 2,4 cm dan 2,35 cm pada *core holder*.
2. Menghubungkan saluran gas pada gas *inlet*.
3. Memutar *flowmeter selection valve* pada tanda *large*.
4. Membuka *regulating valve* sampai *pressure gauge* menunjukkan angka 0,25 atm.
5. Memilih *range* pembacaan pada *flowmeter* 20 – 140 *division*.

6. Jika pembaca pada *flowmeter* di bawah 20, maka memutar *selector valve* ke tanda medium.
7. Jika pembaca pada *flowmeter* masih di bawah 20, maka memutar *selector valve* ke tanda *small*.
8. Mencatat hasil pembacaan pada *flowmeter*.
9. Menghitung nilai permeabilitas absolut dengan persamaan Darcy sebagai berikut:

$$k_a = \frac{\mu Q_g L}{A d P} \dots\dots\dots(4-6)$$

Melakukan koreksi terhadap *klinkenberg effect* dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$K^* = k(1 + \frac{b}{\Delta p}) \dots\dots\dots(4-7)$$

Nilai tersebut didapatkan dari hasil plot grafik K_a vs $1/P_{mean}$, di mana P_{mean} merupakan rata-rata antara tekanan *input* dengan *ouput*.

$$P_{mean} = \frac{P_{in} + P_{out}}{2} \dots\dots\dots(4-8)$$

Dari hasil plot grafik K_a vs $1/P_{mean}$ didapatkan persamaan garis lurus sebagai berikut:

$$Y = ax + c \dots\dots\dots(4-9)$$

Dari persamaan garis lurus tersebut dapat diketahui:

$$b = \frac{\tan \alpha}{k} \dots\dots\dots(4-10)$$

$$\tan \alpha = a \dots\dots\dots(4-11)$$

$$k = c \dots\dots\dots(4-12)$$

Adapun hasil pembuatan *core* dapat dilihat pada **Gambar 4.16.** berikut.



Gambar 4. 16. Artificial Core yang Telah Dikeringkan

4.1.4. Hasil Pengukuran Dimensi *Core*

hasil pengukuran dimensi *core* selanjutnya digunakan untuk menentukan besar nilai porositas dan permeabilitas *core*. Adapun hasilnya dapat di lihat pada tabel berikut

Tabel IV- 1. Dimensi *Artificial Core Mesh 40*

Sample Core	Jari-Jari	Tinggi	Volume
	(cm)	(cm)	(cm ³)
40-1	1.27	3.3	16.71
40-2	1.26	3.3	16.45
40-3	1.24	3.7	17.86
40-4	1.22	3.5	16.36
40-5	1.23	3.3	15.67
40-6	1.23	3.25	15.44
40-7	1.25	3.4	16.68
40-8	1.21	3.55	16.32
40-9	1.24	3.5	16.89
40-10	1.24	3.8	18.35

Tabel IV- 2. Dimensi *Artificial Core Mesh 50*

Sample Core	Jari-Jari	Tinggi	Volume
	(cm)	(cm)	(cm ³)
50-1	1.3	3.6	19.10
50-2	1.3	3.8	20.17
50-3	1.3	3.6	19.14
50-4	1.3	3.7	19.63
50-5	1.3	3.8	20.17
50-6	1.3	3.4	18.04
50-7	1.35	3.7	21.17
50-8	1.35	3.6	20.60
50-9	1.3	3.7	19.63
50-10	1.25	3.6	17.66

4.1.5. Hasil Pengukuran Porositas Core

pengukuran porositas core ditujukan untuk mengetahui core yang mana yang nantinya akan digunakan dalam pengujian *coreflooding* dan *pore volume core* yang digunakan

Tabel IV- 3. Porositas *Artificial Core Mesh 40*

Sample Core	W1	W2	W3	Volume Bulk	Volume Grain	Volume Pori	Porositas Efektif
	(gram)	(gram)	(gram)	(ml)	(ml)	(ml)	(%)
40-1	40	43.1	28	15.1	12	3.04	20%
40-2	41.6	44.5	30	14.5	11.2	2.89	20%
40-3	38.4	40.3	29	11.3	9.4	1.898	17%
40-4	41.0	43.2	31	12.2	10.1	2.14	18%
40-5	41.2	43.8	31	12.8	10.2	2.54	20%
40-6	40	42.6	30	12.6	10	2.57	20%
40-7	41.2	44.9	30	14.9	11.2	3.73	25%
40-8	40.63	42.27	32	10.27	8.63	1.64	16%
40-9	41.63	44.037	31	13.037	10.63	2.407	18%
40-10	40	43.04	28	15.04	12	3.04	20%

Tabel IV- 4. Porositas *Artificial Core Mesh 50*

Sample Core	W1	W2	W3	Volume Bulk	Volume Grain	Volume Pori	Porositas Efektif
	(gram)	(gram)	(gram)	(ml)	(ml)	(ml)	(%)
50-1	41.105	42.774	33	9.774	8.105	1.669	17%
50-2	43.51	45.15	35	10.15	8.51	1.64	16%
50-3	40.375	41.873	31	10.873	9.375	1.498	14%
50-4	42.33	44.23	34	10.23	8.33	1.9	19%
50-5	42.43	43.77	34	9.77	8.43	1.34	14%
50-6	42.31	43.57	34	9.57	8.31	1.26	13%
50-7	41.15	42.69	33	9.69	8.15	1.54	16%
50-8	44.63	46.37	36	10.37	8.63	1.74	17%
50-9	40	41.86	32	9.86	8	1.86	19%
50-10	43	45.2	35	10.2	8	2.2	22%

Berdasarkan tabel di atas maka *Core* yang lolos *screening criteria* menurut (Putra & Kiono, 2021) adalah sampel *core* 40-3,4,8 dan 9 untuk mes 40 serta untuk *mesh* 50 yaitu 50-1,2,3,5,6,7 dan 8. Adapun *core* yang akan digunakan yaitu *core* dengan porositas paling buruk yaitu sampel *core* 40-9 dan 50-02.

4.1.6. Hasil Pengukuran Permeabilitas *Core*

pengukuran permeabilitas *core* ditujukan untuk mengetahui *core* yang mana yang nantinya akan digunakan dalam pengujian *coreflooding* dan *pore volume core* yang digunakan

Tabel IV- 5. Permeabilitas *Artificial Core Mesh 40*

Sample Core	Viskositas	Permeabilitas
	cP	mD
40-1	0.01884	122.2
40-2	0.01884	124.1
40-3	0.01884	114.4
40-4	0.01884	115.6
40-5	0.01884	122.6
40-6	0.01884	122.4
40-7	0.01884	129.1
40-8	0.01884	110.1
40-9	0.01884	116.7
40-10	0.01884	126.1

Tabel IV- 6. Permeabilitas *Artificial Core Mesh 50*

Sample Core	Viskositas	Permeabilitas
	cP	mD
50-1	0.01884	108.8160411
50-2	0.01884	92.2395241
50-3	0.01884	85.69391623
50-4	0.01884	111.7450548
50-5	0.01884	87.53022938
50-6	0.01884	77.55038743
50-7	0.01884	93.47650042
50-8	0.01884	102.7110271
50-9	0.01884	116.3775276
50-10	0.01884	142.6008782

Berdasarkan tabel di atas maka *core* yang lolos screening criteria menurut (putra & kiono, 2021) yakni semua sampel *core* yaitu <250 mD. Adapun *core* yang akan digunakan yaitu *core* 40-09 dan 50-02.

4.2. Hasil Pengujian *Artificial Core*

Pengujian pertama dilakukan yaitu pembuatan *artificial core* menggunakan kwarsa pasir *mesh* 50 dan 40 dengan komposisi 70% pasir dan 30% semen. setelah itu *artificial core* yang telah melewati proses pembuatan, dalam hal ini dibuat 10 *core* untuk masing-masing *mesh* lalu akan diukur nilai porositas dan permeabilitasnya dan ditentukan melalui proses *screening*, *core* mana yang layak dan cocok untuk digunakan untuk injeksi surfaktan melalui *core floodingtest*, mempertimbangkan kemampuan surfaktan dapat bekerja dengan baik maka nilai porositas dan permeabilitas yang digunakan haruslah berada pada range 16-18%.

pengukuran dimulai dengan mengukur dimensi *core*, dimensi *core* dibuat dengan menyesuaikan ukuran pada *core holder* pada alat *coreflood test* menggunakan jangka sorong digital, untuk hasilnya dapat dilihat pada **Tabel V-1**. Kemudian pengukuran porositas menggunakan *vacump desicator*, timbangan digital serta timbangan biasa. Mula-mula *core* disaturasi dengan air pada *vacum desicator* sampai tidak ada gelembung, tujuannya adalah untuk memastikan *core* telah tersaturasi sempurna oleh air sehingga telah memenuhi pori-pori pada batuan tanpa adanya pori yang diisi oleh gas.

Selanjutnya porositas yang dihitung adalah porositas yang saling berhubungan atau porositas efektif. Adapun hasil pengukuran porositas dapat dilihat pada **Tabel V-3** dan **Tabel V-4**. Selanjutnya pengukuran permeabilitas, pada pengukuran ini alat yang digunakan yaitu gas *permeameter*. pada alat gas *permeameter*, fluida yang digunakan adalah udara. Udara dipilih agar aliran *steady state* lebih mudah dicapai dan udara tidak bereaksi dengan mineral, pada percobaan gas *permeameter* perlu diperhatikan efek faktor *klinkenberg* yaitu keadaan dimana udara atau gas dapat melalui ruang diantara *core* dan *core holder* sehingga mempengaruhi nilai permeabilitas, oleh karena itu perlu dilakukan koreksi supaya mendapatkan permeabilitas sebenarnya. Pengukuran permeabilitas dengan menggunakan gas *permeameter*, *core* yang digunakan berbentuk tabung, diberi tekanan yang berbeda yaitu 0,25 atm, 0,5 atm dan 1 atm. Sehingga dapat diperoleh 3 nilai permeabilitas yang berbeda. adanya celah yang ada antara *core* dengan *core holder* dapat menyebabkan *klinkenberg effect*, maka harga permeabilitas perlu dikoreksi untuk mendapatkan harga permeabilitas sebenarnya (K^*) dari nilai permeabilitas dalam grafik K vs $1/P_m$, maka dari persamaan tersebut dapat diketahui nilai permeabilitas sebenarnya ($K_{average}$). Adapun hasil pengukuran permeabilitas dapat dilihat pada **Tabel V-5**. dan **Tabel V-6** Sehingga berdasarkan pengukuran yang telah dilakukan, maka yang masuk dalam *screening criteria* untuk EOR adalah sampel *core*

40-09 untuk *mesh* 40 dan 50-02 untuk *mesh* 50. Selanjutnya dilakukan uji terhadap sampel fluida yakni surfaktan, sampel minyak dan air formasi

BAB V

UJI SIFAT FISIK SAMPEL FLUIDA

5.1. Air Formasi (*brine*)

Sampel air formasi yang digunakan pada penelitian ini yaitu dari lapangan AKM yang terletak di daerah Wonocolo, Cepu, Jawa Tengah. Sampel air formasi ini digunakan dalam *interfacial tension* (IFT), uji densitas, *phase behaviour*, dan *coreflooding*. Selanjutnya sampel digunakan untuk mengetahui pengaruh penambahan Surfaktan Ketapang terhadap peningkatan faktor perolehan minyak. Sebelum air formasi digunakan, disaring terlebih dahulu untuk menghilangkan endapan-endapan pengotor dari lapangan. Adapun karakteristik air formasi di dapat dilihat pada **Tabel V-1**.

Tabel V- 1. Karakteristik Sampel Air Formasi Lapangan AKM

(Anisa Fatwa dan Rich G Simanjuntak, 2020)

Karakteristik	Nilai
Salinitas	8014 mg/L
pH	8

Sampel air formasi yang dapat di lihat pada **Gambar 5.1**, memiliki pH sebesar 8 , hal ini menunjukkan bahwa sampel air formasi bersifat basa, sifat basa sendiri dapat berfungsi untuk meningkatkan *water wetting solids* sehingga dapat

memperkuat emulsi yang tercipta antara minyak dalam air ataupun sebaliknya.



Gambar 5. 1. Air Formasi

5.2. Sampel *Crude Oil*

Sampel *crude oil* yang digunakan pada penelitian ini diperoleh dari lapangan akm yang terletak di wilayah wonocolo, cepu, jawa tengah. sampel *crude oil* akan digunakan pada uji densitas, viskositas, *phase behaviour*, ift, dan *coreflooding*. Kemudian sampel akan digunakan untuk menganalisa pengaruh penambahan surfaktan SLS ketapang terhadap perubahan sifat fisik dan faktor perolehan minyak. sebelum sampel akan digunakan, terlebih dahulu disaring menggunakan kertas wattman No.42 sehingga dapat menghilangkan endapan-endapan pengotor. Karakteristik sampel *crude oil* dapat dilihat pada **Tabel V-2**.

Tabel V- 2. Karakteristik Sampel Crude Oil

Karakteristik	Nilai
Densitas	0.903 gr/cc
SG	0.89
API	27 °API



Gambar 5. 2. Sampel Crude Oil

Sampel *crude oil* yang digunakan dapat dilihat pada **Gambar 5.2.** di atas dan termasuk jenis minyak sedang. Berdasarkan °API *gravity*, minyak sedang berada pada range 20-30°API dan berdasarkan *specific gravity* berada pada range 0.93-0.87.

BAB VI

COMPACTIBILITY TEST

6.1. Uji *Aqueous Stability Test*

Aqueous stability adalah pengujian kestabilan surfaktan di dalam air formasi. *Aqueous stability* dilakukan untuk apakah surfaktan cocok digunakan untuk injeksi surfaktan. Jika terbentuk dua fasa maka larutan surfaktan tidak lolos uji *aqueous stability*.

Larutan surfaktan dikatakan stabil apabila terlarut sempurna baik tampak jernih maupun keruh.

Tujuannya uji ini adalah untuk menentukan apakah keruh yang timbul dapat mengakibatkan *plugging* atau tidak di dalam reservoir.

Kelarutan surfaktan dalam air formasi sangat diperlukan sehingga kinerja surfaktan akan sama dikarenakan terbentuk larutan surfaktan dengan distribusi yang seragam. Langkah pengujian *aqueous stability* sebagai berikut:

1. Melarutkan surfaktan dengan *brine* dengan berbagai konsentrasi (2.5% , 5% , 7.5%, dan 10%).
2. Memasukkan larutan ke dalam tabung ukur.
3. Mengamati larutan surfaktan di dalam tabung ukur apakah membentuk dua fasa atau larut sempurna



Gambar 6. 1. Hasil Pengujian *Aqueous Stability Test*

Berdasarkan pengujian *aqueous stability test* diperoleh kelarutan surfaktan dalam *brine* yang baik sangat diperlukan karena akan membentuk larutan surfaktan dengan distribusi yang seragam, sehingga kinerja surfaktan akan sama di bagian manapun. Sebaliknya, ketika kelarutan surfaktan tidak sempurna, maka distribusi surfaktan dalam *brine* tidak seragam dan akan mempengaruhi kinerjanya. Berdasarkan **Gambar 6.1.** di atas, surfaktan larut sempurna dengan penampakan yang jernih ataupun keruh. Surfaktan yang larut sempurna, jernih maupun keruh, merupakan surfaktan yang lolos pengujian *aqueous stability* dan dilanjutkan ke pengujian selanjutnya yaitu *phase behavior*.

6.2. Uji *Phase Behaviour*

Uji *Phase Behaviour* adalah uji yang dilakukan untuk melihat fase yang terbentuk antara surfaktan SLS Ketapang

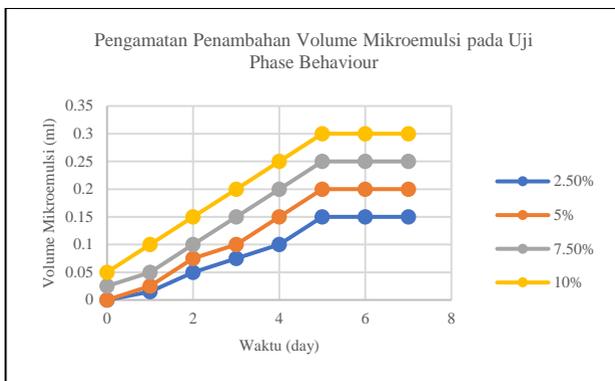
dengan *crude oil* dan air formasi setelah di kontakkan. Uji ini dilakukan untuk mengetahui kecocokan antara surfakan SLS Ketapang dengan *crude oil* dan air formasi. adapun langkah-langkah uji *phase behaviour* adalah sebagai berikut:

1. Menyiapkan sampel *crude oil*, surfaktan ketapang, *brine*, dan tabung ukur
2. Mencampurkan larutan surfaktan dengan *crude oil* dalam tabung berukuran 10 ml dengan menggunakan masing-masing konsentrasi 2.5%, 5%, 7.5% dan 10%. Kemudian menutup dan mengocok tabung selama 5 menit, agar larutan surfaktan dengan *crude oil* bercampur
3. Memasukkan 3.5 ml *brine* kedalam tabung yang baru dan memasukkan campuran larutan surfaktan dengan minyak yang telah bercampur sebanyak 3.5 ml
4. Menutup tabung, kemudian memanaskan kedalam oven dengan suhu 60°C
5. Mengeluarkan tabung dan mengocok lagi selama 5 menit. Setelah itu, memasukkan tabung kedalam oven kembali
6. Melakukan pengamatan selama 7 hari untuk mengetahui apakah surfaktan membentuk mikroemulsi dengan minyak atau tidak terbentuk mikroemulsi
7. Mencatat hasil pengujian. Adapun hasil yang diperoleh setelah dilakukan pengujian dapat dilihat pada **Gambar 6.2.** di bawah ini



Gambar 6. 2. Hasil Pengujian *Phase Behaviour*

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, pengukuran dan pengujian *phase behaviour* dilaksanakan selama 7 hari dengan diamati fase yang terbentuk setiap hari, diperoleh hasil bahwa terbentuk fase berjenis tipe II (-) atau fasa bawah dimana surfaktan larut dalam air, selain itu ditandai dengan terbentuknya emulsi pada dua fasa tersebut berwarna translucent (jernih tembus cahaya). Kondisi ini menunjukkan bahwa emulsi yang terbentuk masih berada pada salinitas rendah ($V_w/V_s > V_o/V_s$). Merujuk pada standar LEMIGAS fase surfaktan yang minimal terbentuk untuk dapat digunakan dalam injeksi surfaktan yaitu pada fasa bawah atau tipe II (-) (Keterangan: V_w = volume air, V_s = volume surfaktan, V_o = volume minyak). Adapun hasil pengujian *phase behaviour* untuk masing-masing konsentrasi dapat dilihat pada **Gambar 6.3.** berikut.



Gambar 6. 3. Hasil Pengamatan Penambahan Volume Mikroemulsi pada Uji *Phase Behaviour*

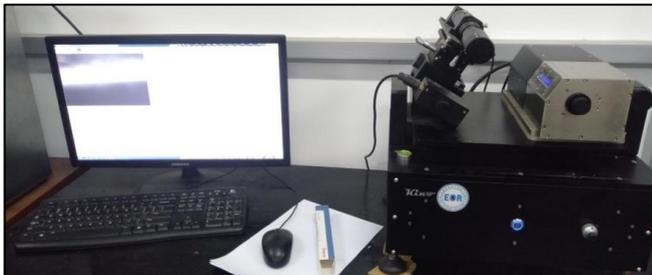
Berdasarkan **Gambar 6.3.** di atas dapat diketahui bahwa dengan penambahan konsentrasi surfaktan volume mikroemulsi yang terbentuk semakin besar, selain itu rata-rata pada saat memasuki hari ke-5 (lima) sampai ke-7 (tujuh) masing-masing konsentrasi stabil yang menunjukkan bahwa mikroemulsi telah optimal selain itu hal ini menunjukkan kinerja formula surfaktan sudah baik karena berhasil membentuk mikroemulsi.

6.3. Uji *Interfacial Tension* (IFT) Minyak-Air

Pengukuran tegangan antarmuka atau *Interfacial Tension* (IFT) dilakukan untuk mengetahui pengaruh injeksi surfaktan terhadap nilai IFT. Sama seperti pengukuran viskositas, perubahan tersebut dapat diketahui dari nilai IFT sebelum dan setelah diinjeksikan beberapa konsentrasi surfaktan. Pengukuran ini dilakukan dengan menggunakan alat

spinning drop tensiometer. Adapun langkah-langkah pengukurannya sebagai berikut:

1. Meyiapkan alat, sampel *crude oil*, dan surfaktan ketapang dengan konsentrasi 2,5%, 5%, 7,5%, dan 10%.
2. memasukkan *crude oil* sebanyak 10-20 μL dengan cara disuntikkan ke dalam 2 ml *brine* pada *tube*.
3. Mengatur suhu di kondisi 30°C, 40 °C, 50 °C, 60 °C dan 70 °C
4. Menjalankan alat *spinning drop tensiometer* dengan kecepatan 6000 rpm.
5. Nilai IFT akan terlihat pada layar monitor.



Gambar 6. 4. Alat *Spinning Drop Tensiometer*

Pengukuran IFT dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui apakah surfaktan dapat menurunkan tegangan antar muka minyak dan air, dengan terjadinya penurunan tegangan antar muka akan berdampak pada penurunan tekanan kapiler yang mana bila terjadi penurunan tekanan kapiler akan mampu me-recovery sisa minyak yang terjebak pada batuan sehingga sisa minyak tersebut dapat mudah

mengalir. Adapun hasil pengukuran IFT minyak-air-surfaktan dapat dilihat pada tabel berikut:

Tabel VI- 1. Hasil Pengukuran IFT Minyak-Air

Suhu	IFT
C	mN/m
30	40.14
40	38.5
50	35.67
60	34.3
70	32.78

Tabel VI- 2. Hasil Pengukuran IFT Minyak-Air dengan Konsentrasi 2.5%

Suhu	IFT
C	mN/m
30	30.15
40	29.53
50	28.61
60	27.19
70	25.24

Tabel VI- 3. Hasil Pengukuran IFT Minyak-Air dengan Konsentrasi 5%

Suhu	IFT
C	mN/m
30	24.2
40	23.32
50	22.6
60	19.31
70	17.08

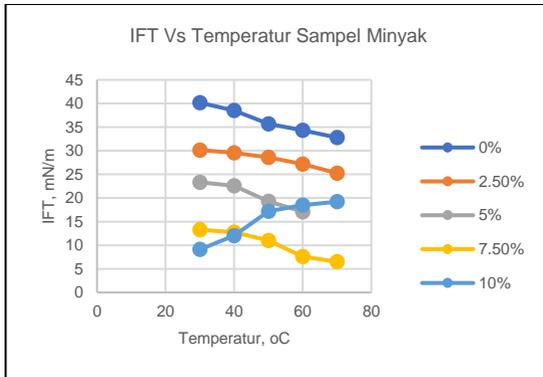
Tabel VI- 4. Hasil Pengukuran IFT Minyak-Air dengan Konsentrasi 7.5%

Suhu	IFT
C	mN/m
30	13.28
40	12.76
50	11.02
60	7.6
70	6.5

Tabel VI- 5. Hasil Pengukuran IFT Minyak-Air dengan Konsentrasi 10%

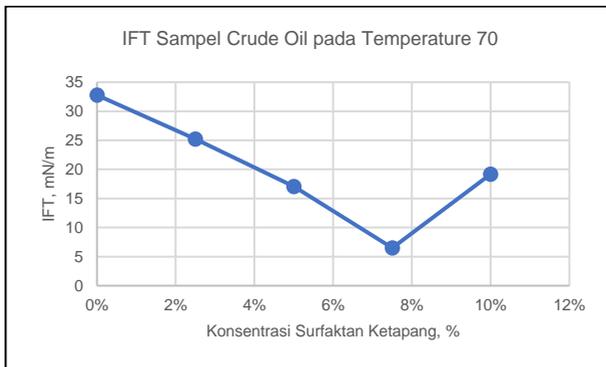
Suhu	IFT
C	mN/m
30	9.1
40	12.01
50	17.2
60	18.5
70	19.2

Berdasarkan **Tabel VI-I** sampai **Tabel VI-5** dapat disimpulkan terjadi penurunan nilai IFT dari IFT awal minyak-air. Penurunan terbesar terjadi pada konsentrasi 7.5% di suhu 70°C sebesar 6.5 mN/m kemudian naik kembali di konsentrasi 10%. Adapun trend penurunan nilai IFT dapat dilihat pada **Gambar 6.4.** berikut:



Gambar 6. 5. Hubungan IFT terhadap Perlakuan Konsentrasi Surfaktan Ketapang

Berdasarkan **Gambar 6.5.** di atas terjadi penurunan nilai IFT pada masing-masing konsentrasi kemudian mulai naik pada konsentrasi 10% yang menunjukkan konsentrasi surfaktan telah mencapai konsentrasi optimum. Adapun untuk mengetahui kondisi *Critical Micelle Concentration* (CMC) dari surfaktan dapat dilihat pada **Gambar 6.6.** berikut:



Gambar 6. 6. Penentuan *Critical Micelle Concentration*

Menurut laporan penelitian (Budiharjo *et al.*, 2021) dalam buku “Optimasi Biosurfaktan “U-Champ” dalam Upaya Peningkatan Perolehan Minyak Tahap Lanjut” salah satu faktor yang mempengaruhi dalam memnurunkan nilai IFT adalah konsentrasi surfaktan, sementara konsentrasi surfaktan sendiri memiliki konsentrasi jenuh untuk dapat membentuk suatu emulsi, maka ini yang disebut CMC, berdasarkan gambar di atas diperoleh bahwa CMC surfaktan ketapang diperoleh pada konsentrasi 7.5%. selanjutnya pada konsentrasi ini yang akan digunakan dalam pengujian *coreflooding* untuk mengukur perolehan minyak yang diperoleh.

6.4. Uji Densitas

Pengukuran denstias dilakukan dengan menggunakan piknometer dan timbangan digital, hal ini bertujuan untuk mengetahui pengaruh penambahan densitas (massa jenis) sampel minyak setelah ditambah dengan Surfaktan ketapang dan untuk input pada uji viskositas.



Gambar 6. 7. Piknometer 10 ml dan Timbangan Digital



Gambar 6. 8. Piknometer yang Diisi Crude Oil

Adapun langkah-langkah pengukuran densitas menggunakan piknometer sebagai berikut:

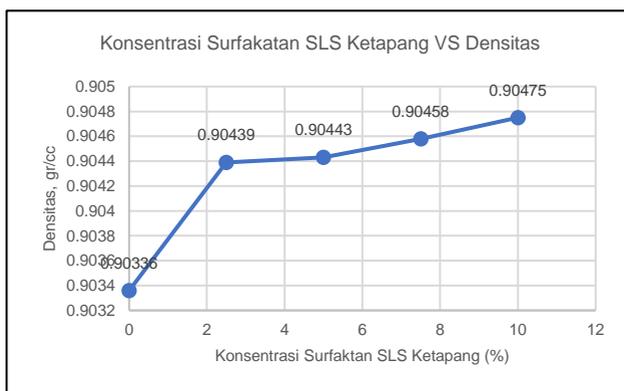
1. Menimbang piknometer seperti yang dapat dilihat pada **Gambar 6.8.** dalam keadaan kosong menggunakan timbangan digital
2. Memasukkan sampel ke dalam piknometer sampai terisi penuh hingga ke ujung tutup piknometer, seperti yang dapat dilihat pada **Gambar 3.18.** lalu ditimbang
3. Menghitung massa sampel dengan persamaan:
 $m = \text{massa piknometer isi} - \text{massa piknometer kosong} \dots\dots\dots(6-1)$
4. Menghitung densitas sampel dengan persamaan:
 $\rho = \frac{m}{v} \dots\dots\dots(6-2)$
5. Melakukan pengukuran densitas ulang sesuai langkah 2-4 dengan penambahan konsentrasi surfaktan SLS Ketapang (2.5%, 5%, 7.5% dan 10%)

Pengukuran densitas dilakukan pada surfaktan SLS Ketapang dengan sampel *crude oil* pada berbagai konsentrasi dengan tujuan untuk mengetahui pengaruh penambahan surfaktan terhadap nilai densitas sampel minyak sekaligus

sebagai input data pada uji viskositas nantinya. adapun hasil pengukuran densitas sampel *crude oil* sebagai berikut:

Tabel VI- 6. Hasil Pengukuran Densitas Sampel *Crude Oil*

Konsentrasi (%)	Berat Piknometer Kosong	Berat Piknometer Isi	Densitas
	(gram)	(gram)	(gram/ml)
0	11.49	20.5236	0.90336
2,5	11.49	20.5339	0.90439
5	11.49	20.5343	0.90443
7,5	11.49	20.5358	0.90458
10	11.49	20.5375	0.90475



Gambar 6. 9. Hasil Pengukuran Densitas terhadap Perlakuan Konsentrasi Surfaktan SLS Ketapang

Berdasarkan grafik di atas maka dapat dijelaskan bahwa densitas sampel minyak akan meningkat sesuai dengan penambahan konsentrasi surfaktan SLS Ketapang. Hal ini disebabkan oleh surfaktan SLS Ketapang memiliki densitas yang lebih besar daripada sampel minyak sehingga saat

dilakukan pencampuran akan meningkatkan nilai densitas sampel, kemudian densitas tertinggi diperoleh pada konsentrasi tertinggi yaitu konsentrasi 10%

6.5. Uji Viskositas

Pengukuran viskositas minyak dilakukan untuk mengetahui perubahan yang terjadi pada viskositas akibat injeksi surfaktan. Perubahan tersebut dapat dilihat dari perbedaan nilai viskositas sebelum dan sesudah injeksi surfaktan. Pengukuran viskositas ini sendiri dilakukan dengan menggunakan alat *viscometer*. Alat *viscometer* tersebut dapat membaca viskositas dari tingkat ketahanan fluida untuk mengalir dalam satuan centipoise (cp). Alat *viscometer* dapat membaca ketahanan fluida tersebut dengan menggunakan komponen bernama *spindle*. Adapun alat yang digunakan pada uji viskositas ini adalah rangkaian alat *brookfield viscosimeter*. Untuk langkah-langkah pengukurannya dijelaskan sebagai berikut:

1. Menyiapkan alat, sampel *crude oil*, dan surfaktan SLS Ketapang dengan konsentrasi 2,5%, 5%, 7,5%, dan 10%.
2. Menyalakan *water bath* untuk mengatur suhu pada saat pengukuran (suhu 30°C, 40 °C, 50°C, 60°C dan 70°C).
3. Menyalakan *brookfield viscometer* yang dapat dilihat pada **Gambar 6.10**
4. Memasang *spindle* untuk mengukur viskositas sampel.

5. Memasukkan sampel ke dalam *tube* silinder kemudian memasangkannya ke alat *viscometer*.
6. Memastikan level ketinggian sampel sesuai dengan batas ketinggian yang ada pada *spindle*.
7. Melakukan pengukuran viskositas pada beberapa temperatur (suhu 30°C, 40°C, 50°C, 60°C dan 70°C).
8. Meng-input data densitas sampel yang telah diukur pada monitor.
9. Menekan tombol *start* pada monitor.
10. Nilai viskositas akan tertera pada layar *brookfield viscometer*.



Gambar 6. 10. Brookfield viscometer.

Uji viskositas dilakukan pada surfaktan SLS Ketapang dan sampel *crude oil*, untuk sampel *crude oil* dilakukan pengukuran viskositas sebelum dan sesudah ditambahkan dengan surfaktan SLS Ketapang pada beberapa konsentrasi.

Tujuan dilakukan pengujian ini untuk mengetahui ketahanan surfaktan SLS Ketapang pada suhu yang bervariasi kemudian pada sampel dilakukan untuk mengetahui pengaruh nilai viskositas sampel setelah ditambahkan dengan surfaktan SLS Ketapang.

Tabel VI- 7. Hasil Pengukuran Viskositas Surfaktan SLS Ketapang

Suhu (°C)	μ (cp)
30	1.36
40	1.2
50	1
60	1
70	0.59

Tabel VI- 8. Hasil Pengukuran Viskositas Sampel *Crude Oil*

Suhu (°C)	μ (cp)
30	11.6
40	6.76
50	5.2
60	4.1
70	2.54

Tabel VI- 9. Viskositas *Crude Oil* dengan Surfaktan SLS Ketapang Konsentrasi 2.5%

Suhu (°C)	μ (cp)
30	10.7
40	6.68
50	4.96
60	4.04
70	2.36

**Tabel VI- 10. Viskositas *Crude Oil* dengan Surfaktan SLS
Ketapang Konsentrasi 5%**

Suhu (°C)	μ (cp)
30	10.32
40	6.62
50	4.9
60	3.36
70	2.3

**Tabel VI- 11. Viskositas *Crude Oil* dengan Surfaktan SLS
Ketapang Konsentrasi 7.5%**

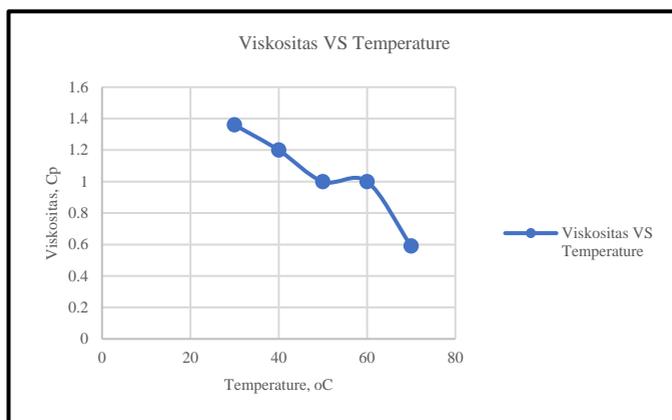
Suhu (°C)	μ (cp)
30	10.18
40	6.46
50	4.64
60	3.18
70	2.21

**Tabel VI- 12. Viskositas *Crude Oil* dengan Surfaktan SLS
Ketapang Konsentrasi 10%**

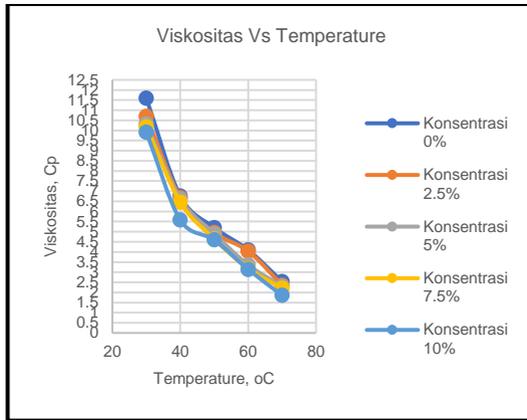
Suhu (°C)	μ (cp)
30	9.92
40	5.58
50	4.6
60	3.14
70	1.86

Tabel VI- 13. Perbandingan % Penurunan μ Pada Tiap Kenaikan Konsentrasi dan Suhu dari Konsentrasi Mula-Mula

Konsentrasi (%)	Suhu (°C)					Rata-rata Penurunan μ Pada Tiap Kenaikan Suhu
	30	40	50	60	70	
	% Penurunan					
2.5	8%	1%	5%	1%	7%	4%
5	11%	2%	6%	18%	9%	9%
7.5	12%	4%	11%	22%	13%	13%
10	14%	17%	12%	23%	27%	20%
Rata-rata Penurunan μ Pada Tiap Kenaikan Konsentrasi	11%	6%	8%	16%	14%	



Gambar 6. 11. Hubungan Viskositas Surfaktan SLS Ketapang Terhadap Tiap Kenaikan Suhu



Gambar 6. 12. Hubungan Viskositas Terhadap Perlakuan Konsentrasi Surfaktan SLS Ketapang

Berdasarkan **Gambar 7.8.** di atas diketahui bahwa viskositas surfaktan SLS Ketapang relatif konstan pada perubahan suhu, tujuan dilakukan percobaan untuk mengetahui apakah surfaktan SLS Ketapang ini masih bekerja dengan optimal bila terjadi perubahan suhu dan berdasarkan gambar tersebut ditunjukkan bahwa viskositas ketapang ini memiliki ketahanan di tiap kenaikan suhu yang berarti pada tiap kenaikan suhu masih mampu bekerja secara efektif. Selanjutnya bila dilihat pada **Gambar 6.12.** surfaktan SLS Ketapang mampu menurunkan viskositas sampel *crude oil*, dengan begitu maka surfaktan SLS Ketapang ini dapat digunakan dalam proses penginjeksian EOR. Selanjutnya dilakukan pengukuran nilai surfaktan pada berbagai konsentrasi dimulai dari konsentrasi 2.5%, 5%, 7.5% dan 10% serta pada tiap kenaikan suhu mulai dari 30°C, 40°C, 50°C, 60°C dan 70°C. Tujuannya adalah untuk

mengetahui pada konsentrasi berapa dan temperature berapa surfaktan dapat bekerja dengan optimum. Diproleh bahwa surfaktan SLS Ketapang bekerja secara optimum pada Konsentrasi 10% di temperature 60°C, hal ini sesuai pada **Tabel VI-13** dimana % penurunan viskositas yang relatif konstan dan menurunkan viskositas terbesar yaitu dari 4.1 cp menjadi 3.14 cp. Selanjutnya, surfaktan SLS Ketapang bereaksi dengan minyak lalu menurunkan viskositas sehingga minyak dapat lebih mudah mengalir

BAB VIII

CORE FLOODING TEST

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. Tahapan untuk uji *coreflooding* dimulai dari menjenuhi *artificial core* dengan minyak, dilanjutkan dengan injeksi air dan injeksi surfaktan dengan *soaking time* surfaktan 24 jam jam untuk memberikan waktu pada surfaktan membentuk emulsi dengan minyak di dalam *artificial core*. Adapun langkah-langkah pengujiannya adalah sebagai berikut:

7.1. Prosedur Uji Oil Saturation

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

1. Siapkan *artificial core* hasil saturasi air formasi.
2. Meletakkan *core* tersebut kedalam *core holder*.
3. Mengatur *confining pressure* ke 120 psig agar tidak ada fluida yang keluar melalui sisi samping *core*.

4. Pada *temperature controller*, atur suhu pada *heater* sebesar 70 °C (suhu reservoir)
5. Masukkan sampel *crude oil* ke dalam *chamber* sebesar 250 ml. Lalu tutup rapat rapat *chamber* serta pasang *line injection* menuju *core holder*.
6. Atur pompa untuk menginjeksikan minyak melalui *line injection* menuju *core holder* dengan laju injeksi sebesar 0.5 ml/menit.
7. Catat volume air yang tertampung pada *tube*. Banyaknya volume air yang keluar sama dengan volume minyak yang terjebak didalam *core* dan merupakan nilai OOIP.
8. Menghitung nilai dari volume air, *saturation oil initial* (Soi), dan *saturation water initial* dengan menggunakan rumus berikut:

$$\text{Volume Air} = \text{pore volume} - \text{OOIP} \dots\dots\dots(7-1)$$

$$\text{Soi} = \frac{\text{OOIP}}{\text{Pore Volume}} \times 100\% \dots\dots\dots(7-2)$$

$$\text{Swi} = \frac{\text{Volume Air}}{\text{Pore Volume}} \times 100\% \dots\dots\dots(7-3)$$

9. Catat hasil pengukuran *Oil Saturation*

7.2. Prosedur Uji *Waterflooding*

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

1. Masukkan air formasi ke dalam *chamber*.
2. Mengatur *confining pressure* ke 120 psig agar tidak ada fluida yang keluar melalui sisi samping *Core*.

3. Pada *temperature controller*, atur suhu pada *heater* sebesar 70 °C (suhu reservoir)
4. Masukkan air formasi ke dalam *chamber* sebesar 250 ml. Lalu tutup rapat rapat *chamber* serta pasang *line injection* menuju *core holder*.
5. Atur pompa untuk menginjeksikan air formasi melalui *line injection* menuju *core holder* dengan laju injeksi sebesar 0.5 ml/menit.
6. Proses injeksi air formasi dilanjutkan sampai tidak ada lagi minyak yang keluar dari *core holder*.
7. Catat banyaknya volume minyak yang tertampung pada *tube*. Banyaknya minyak yang tertampung pada *tube* akan digunakan untuk menghitung nilai *recovery factor* pada tahap ini.

8. Menghitung nilai *water cut*, *pv injected*, *Recovery Factor*, volume kumulatif minyak, *saturation oil* (*So*) dan *saturation water* (*Sw*) masing-masing dengan persamaan berikut:

$$Wc = \frac{\text{Volume Air}}{\text{Volume Total}} \times 100\% \dots\dots\dots(7-4)$$

$$PV \text{ Injected} = \frac{\text{Volume Total}}{\text{Pore Volume}} \times 100\% \dots\dots\dots(7-5)$$

$$RF = \frac{\text{Volume Minyak Kumulatif}}{OOIP} \times 100\% \dots\dots\dots(7-6)$$

$$\text{Volume Minyak Kumulatif} = \text{Total Volume Minyak} \dots\dots(7-7)$$

$$So = \frac{OOIP - \text{Volume Minyak Kumulatif}}{\text{Pore Volume}} \dots\dots\dots(7-8)$$

$$Sw = 1 - So \dots\dots\dots(7-9)$$

10. Catat hasil pengukuran *waterflooding*

7.3. Prosedur Injeksi Surfaktan Ketapang

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

1. Masukkan surfaktan dengan konsentrasi 7.5% dengan air formasi ke dalam *chamber*. Lalu tutup rapat rapat *chamber* serta pasang *line injection* menuju *Core holder*
2. Mengatur *confining pressure* ke 120 psig agar tidak ada fluida yang keluar melalui sisi samping *Core*.
3. Pada *temperature controller*, atur suhu pada *heater* sebesar 70 °C (suhu reservoir)
4. Atur pompa untuk menginjeksikan air formasi melalui *line injection* menuju *core holder* dengan laju injeksi sebesar 0.5 ml/menit.
5. Proses injeksi surfaktan dilanjutkan sampai tidak ada lagi minyak yang keluar dari *core holder*.
6. Catat banyaknya volume minyak yang tertampung pada *tube*. Banyaknya minyak yang tertampung pada *tube* akan digunakan untuk menghitung nilai *Recovery Factor* pada tahap ini.
7. Menghitung nilai *water cut*, *pv injected*, *Recovery Factor*, volume kumulatif minyak, *saturation oil* (S_o) dan *saturation water* (S_w) masing-masing dengan persamaan berikut:

$$W_c = \frac{Volume\ Air}{Volume\ Total} \times 100\% \dots \dots \dots (7-10)$$

$$PV\ Injected = \frac{Volume\ Total}{Pore\ Volume} \times 100\% \dots \dots \dots (7-11)$$

$$RF = \frac{\text{Volume Minyak Kumulatif}}{OOIP} \times 100\% \dots \dots \dots (7-12)$$

$$\text{Volume Minyak Kumulatif} = \text{Total Volume Minyak} \dots (7-13)$$

$$So = \frac{OOIP - \text{Volume Minyak Kumulatif}}{\text{Pore Volume}} \dots \dots \dots (7-14)$$

$$Sw = 1 - So \dots \dots \dots (7-15)$$

8. Catat hasil pengukuran injeksi surfaktan

7.4. Prosedur Injeksi Surfaktan Ketapang setelah Soaking Time selama 24 Jam

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

1. Membuat surfaktan dengan konsentrasi 7.5% dengan air formasi
2. Mengatur *confining pressure* ke 120 psig agar tidak ada fluida yang keluar melalui sisi samping *core*.
3. Pada *temperature controller*, atur suhu pada *heater* sebesar 70 °C (suhu reservoir)
4. Masukkan air surfaktan 7.5% ke dalam *core holder* lalu di rendam atau *soaking* selama 24 jam
5. Setelah di *soaking* selama 24 jam. Masukkan surfaktan dengan konsentrasi 7.5% dengan air formasi ke dalam *chamber*. Lalu tutup rapat rapat *chamber* serta pasang *line injection* menuju *core holder*
6. Atur pompa untuk menginjeksikan air formasi melalui *line injection* menuju *core holder* dengan laju injeksi sebesar 0.5 ml/menit.

7. Proses injeksi surfaktan dilanjutkan sampai tidak ada lagi minyak yang keluar dari *outlet*
8. Catat banyaknya volume minyak yang tertampung pada *tube*. Banyaknya minyak yang tertampung pada *tube* akan digunakan untuk menghitung nilai *recovery factor* pada tahap ini.
9. Menghitung nilai *water cut*, *pv injected*, *recovery factor*, volume kumulatif minyak, *saturation oil* (*So*) dan *saturation water* (*Sw*) masing-masing dengan persamaan berikut:

$$Wc = \frac{\text{Volume Air}}{\text{Volume Total}} \times 100\% \dots \dots \dots (7-16)$$

$$PV \text{ Injected} = \frac{\text{Volume Total}}{\text{Pore Volume}} \times 100\% \dots \dots \dots (7-17)$$

$$RF = \frac{\text{Volume Minyak Kumulatif}}{OOIP} \times 100\% \dots \dots \dots (7-18)$$

$$\text{Volume Minyak Kumulatif} = \text{Total Volume Minyak} \dots (7-18)$$

$$So = \frac{OOIP - \text{Volume Minyak Kumulatif}}{\text{Pore Volume}} \dots \dots \dots (7-19)$$

$$Sw = 1 - So \dots \dots \dots (7-20)$$
10. Catat hasil pengukuran injeksi surfaktan

7.5. Hasil Pengukuran Oil Saturation

Tabel VII- 1. Hasil Pengamatan Oil Saturation Core Mesh 40

Tabung	Volume Total (cc)	Volume Air (cc)	Volume Minyak (cc)	PV Injeksi
SO1	1.25	0.8	0.45	0.52
SO2	1	0.6	0.4	0.42
SO3	0.8	0.55	0.25	0.33

Tabel VII- 2. Hasil Pengamatan *Oil Saturation Core Mesh 50*

Tabung	Volume Total (cc)	Volume Air (cc)	Volume Minyak (cc)	PV Injeksi
SO1	1.2	0.7	0.5	0.73
SO2	1.1	0.4	0.7	0.67
SO3	0.5	0.1	0.4	0.30

Tabel VII- 3. Hasil Pengukuran *Oil Saturation Mesh 40*

Core	Pore volume	OOIP	Volume Air tertinggal	Soi	Swi
	cc	cc	cc	%	%
50-02	2.41	1.95	0.46	81%	19%

Tabel VII- 4. Hasil Pengukuran *Oil Saturation Mesh 50*

Core	Pore volume	OOIP	Volume Air tertinggal	Soi	Swi
	cc	cc	cc	%	%
50-02	1.64	1.2	0.44	73%	27%

Berdasarkan **Tabel VII-1** dan **Tabel VII-4** di atas diketahui nilai OOIP sebesar 1.95 cc untuk *core mesh 40* dan 1.2 cc untuk *core mesh 50*, nilai ini diperoleh dari volume air yang tertampung pada *tube*, dimana konsepnya air yang terproduksi didesak oleh minyak saat proses injeksi, maka berdasarkan hal itu volume yang tertampung pada *tube* sama dengan volume minyak yang tertampung pada *artificial core*. Kemudian diperoleh nilai soi sebesar 81% dan 73% untuk *core mesh 40* dan *50*, kemudian Swi sebesar 19% dan 27% pada

masing-masing *core mesh* 40 dan 50 dengan nilai *pore volume mesh* 40 sebesar 2.41 dan *pore volume mesh* 50 sebesar 1.64 dengan masing-masing nilai porositas sebesar 18% dan 16% serta permeabilitas 116.72 dan 92 mD.

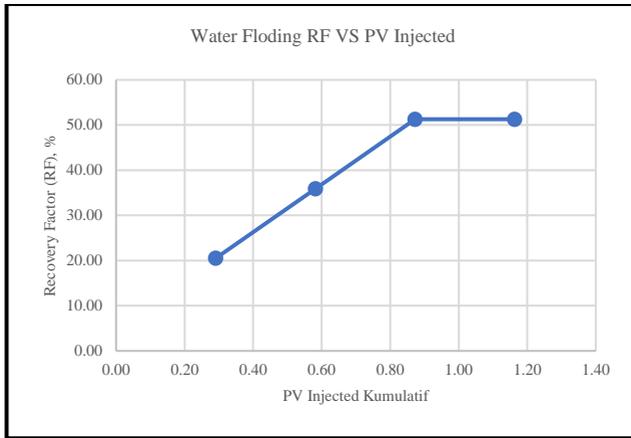
7.6. Hasil Pengukuran *Water Flooding*

Tabel VII- 5. Hasil Pengukuran *Water Flooding Mesh* 40

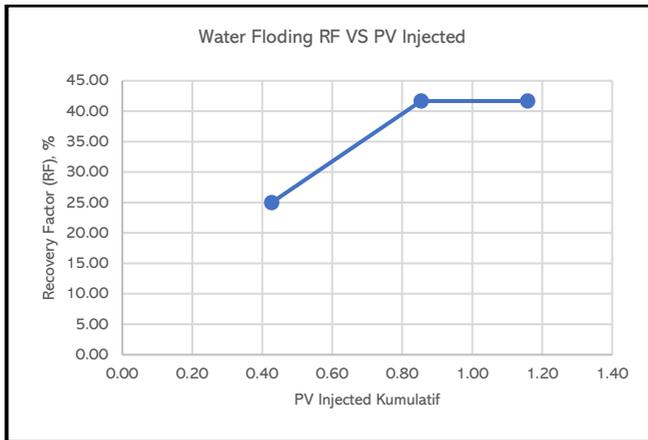
<i>Tube</i>	Vol Total (ml)	Vol Air (ml)	Vol Minyak (ml)	Rec Factor (%)	Vol Minyak Kum (ml)	X_{so}	X_{Sw}	PV Injeksi
WF1	0.7	0.3	0.40	20.51	0.40	0.64	0.36	0.29
WF2	0.7	0.4	0.30	35.90	0.70	0.52	0.48	0.29
WF3	0.7	0.4	0.30	51.28	1.00	0.39	0.61	0.29
WF4	0.7	0.7	0.00	51.28	1.00	0.39	0.61	0.29

Tabel VII- 6. Hasil Pengukuran *Water Flooding Mesh* 50

<i>Tube</i>	Vol Total (ml)	Vol Air (ml)	Vol Minyak (ml)	Rec Factor (%)	Vol Minyak Kum (ml)	X_{so}	X_{Sw}	PV Injeksi
WF1	0.70	0.4	0.30	25	0.30	0.55	0.45	0.42
WF2	0.70	0.5	0.20	41.67	0.50	0.43	0.57	0.42
WF3	0.50	0.5	0.00	41.67	0.50	0.43	0.57	0.31



Gambar 7. 1. Recovery Factor pada Water Flooding Core Mesh 40



Gambar 7. 2. Recovery Factor pada Water Flooding Core Mesh 50

Berdasarkan **Gambar 7.1** dan **Gambar 7.2** di atas diketahui bahwa *recovery factor* yang diperoleh dari proses *waterflooding* sebesar sebesar 51.28% dan 41.67% untuk

masing-masing *core mesh* 40 dan 50. Konsep pada proses *Water Flooding* adalah menginjeksikan air formasi ke *artificial core*, kemudian air formasi akan mendorong minyak keluar atau terproduksi. kemudian setelah terjadi proses pendesakan oleh air, saturasi minyak akan berkurang, terbukti dari proses ini nilai S_w lebih besar dari S_o , masing-masing nilainya sebesar 0.61 dan 0.57 kemudian 0.39 dan 0.43 untuk masing-masing *core mesh* 40 dan 50. Adapun yang mempengaruhi besar *recovery factor* pada proses *waterflooding* ini berupa nilai porositas dan permeabilitas dari *artificial core*.

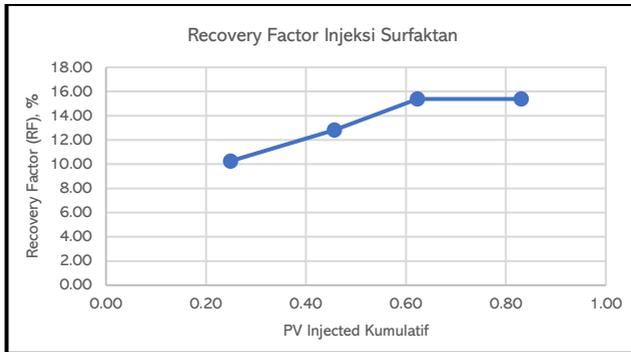
7.7. Hasil Pengukuran Injeksi Surfaktan

Tabel VII- 7. Hasil Pengukuran Injeksi Surfaktan Ketapang Mesh 40

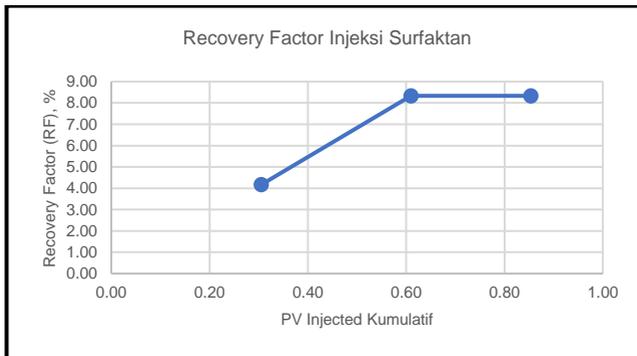
<i>Tube</i>	Vol Total (ml)	Vol Air (ml)	Vol Minyak (ml)	PV Injeksi Kum	Rec Factor (%)	X_{so}	X_{Sw}	PV Injeksi
SF1	0.60	0.40	0.20	0.25	10.26	0.73	0.27	0.25
SF2	0.50	0.45	0.05	0.46	12.82	0.71	0.29	0.21
SF3	0.40	0.35	0.05	0.62	15.38	0.69	0.31	0.17
SF4	0.50	0.50	0.00	0.83	15.38	0.69	0.31	0.21

Tabel VII- 8. Hasil Pengukuran Injeksi Surfaktan Ketapang Mesh 50

<i>Tube</i>	Vol Total (ml)	Vol Air (ml)	Vol Minyak (ml)	PV Injeksi Kum	Rec Factor (%)	X_{so}	X_{Sw}	PV Injeksi
SF1	0.50	0.40	0.10	0.30	8.33	0.67	0.33	0.30
SF2	0.50	0.45	0.05	0.61	12.50	0.64	0.36	0.30
SF3	0.40	0.40	0.00	0.85	12.50	0.64	0.36	0.24



Gambar 7. 3. Recovery Factor Injeksi Surfaktan Core Mesh 40



Gambar 7. 4. Recovery Factor Injeksi Surfaktan Core Mesh 50

Berdasarkan **Gambar 7.3** dan **Gambar 7.4** di atas diperoleh RF setelah dilakukan injeksi surfaktan naik sebesar 15.38% dan 12.50% untuk masing-masing *core mesh* 40 dan 50 dengan nilai S_o dan S_w masing-masing sebesar 0.64 dan 0.36 untuk *core mesh* 40 serta 0.67 dan 0.33 untuk *core mesh* 50.

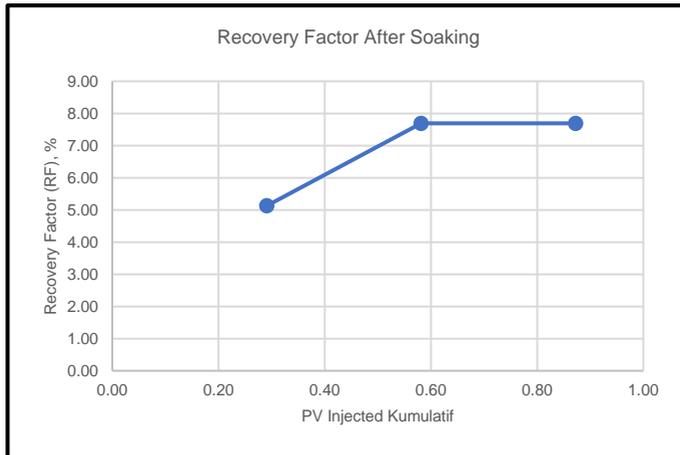
**7.8. Hasil Pengukuran Injeksi Surfaktan Setelah Soaking
Time 24 Jam**

**Tabel VII- 9. Hasil Pengukuran Injeksi Surfaktan setelah
Soaking Time 24 Jam Mesh 40**

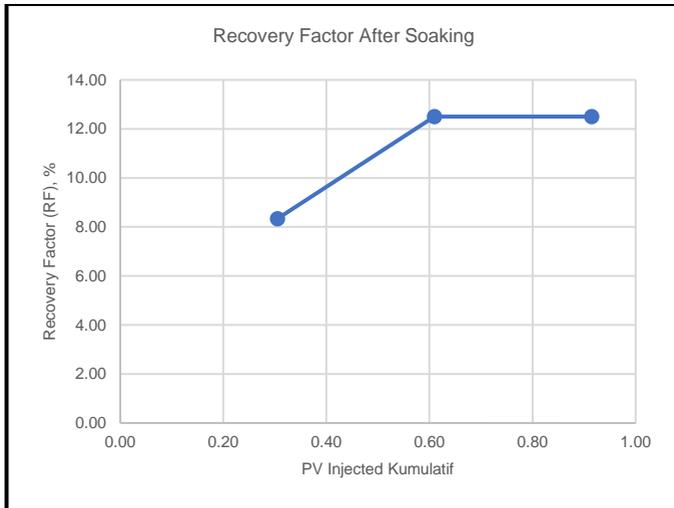
<i>Tube</i>	Vol Total (ml)	Vol Air (ml)	Vol Minyak (ml)	Rec Factor (%)	Vol Minyak Kum (ml)	X_{so}	X_{Sw}	PV Injeksi
SF1-24	0.70	0.60	0.10	5.13	0.10	0.77	0.23	0.29
SF2-24	0.70	0.65	0.05	7.69	0.15	0.75	0.25	0.29
SF3-24	0.70	0.70	0.00	7.69	0.15	0.75	0.25	0.29

**Tabel VII- 10. Hasil Pengukuran Injeksi Surfaktan setelah
Soaking Time 24 Jam Mesh 50**

<i>Tube</i>	Vol Total (ml)	Vol Air (ml)	Vol Minyak (ml)	Rec Factor (%)	Vol Minyak Kum (ml)	X_{so}	X_{Sw}	PV Injeksi
SF1-24	0.50	0.40	0.10	8.33	0.10	0.67	0.33	0.30
SF2-24	0.50	0.50	0.00	8.33	0.10	0.67	0.33	0.30
SF3-24	0.50	0.50	0.00	8.33	0.10	0.67	0.33	0.30



**Gambar 7. 5. Recovery Factor setelah Soaking 24 Jam
Mesh 50**



Gambar 7. 6. Recovery Factor setelah Soaking 24 Jam Mesh 50

Berdasarkan **Gambar 8.5** dan **Gambar 8.6** di atas diketahui setelah dilakukan injeksi surfaktan kembali dengan melakukan *soaking time* selama 24 jam terlebih dahulu, tujuannya agar surfaktan diberikan waktu untuk mengikat air dan minyak serta menurunkan nilai IFT sampel minyak yang terjebak pada *core* sehingga lebih mudah untuk diproduksi, diperoleh bahwa terjadi penambahan perolehan minyak setelah dilakukan *soaking time* sebesar 7.69% dan 8.33% untuk masing-masing *core mesh* 40 dan 50.

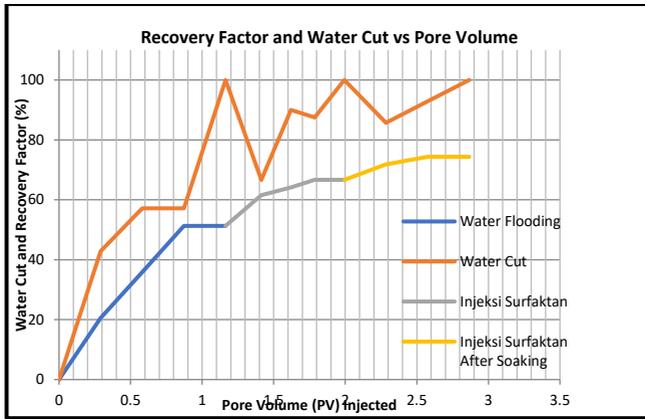
1) Hasil Pengukuran Kumulatif Uji *Core Flooding Test*

Tabel VII- 11. Hasil Kumulatif Uji *Core Flooding Test Mesh* 40

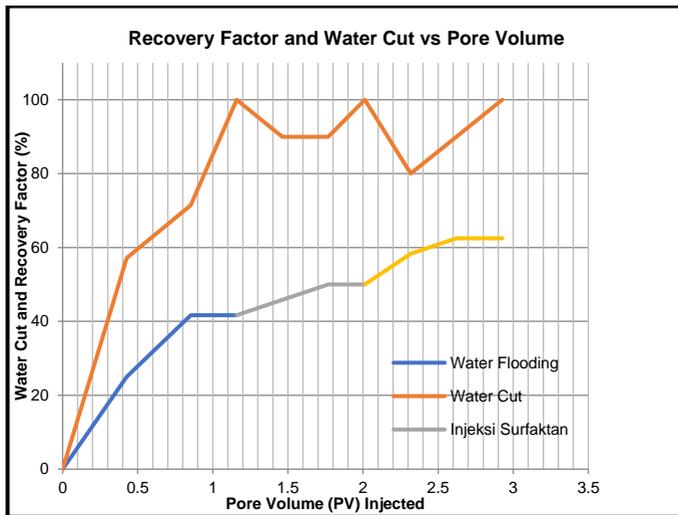
<i>Tube</i>	Vol Total (ml)	Vol Air (ml)	Vol Minyak (ml)	WC (%)	PV Injeksi Kum	Rec Factor (%)	Vol Minyak Kum (ml)	X _{so}	X _{sw}
WF1	0.7	0.3	0.40	42.86	0.29	20.51	0.40	0.64	0.36
WF2	0.7	0.4	0.30	57.14	0.58	35.90	0.70	0.52	0.48
WF3	0.7	0.4	0.30	57.14	0.87	51.28	1.00	0.39	0.61
WF4	0.7	0.7	0.00	100.00	1.16	51.28	1.00	0.39	0.61
SF1	0.60	0.40	0.20	66.67	1.41	61.54	1.20	0.31	0.69
SF2	0.50	0.45	0.05	90.00	1.62	64.10	1.25	0.29	0.71
SF3	0.40	0.35	0.05	87.50	1.79	66.67	1.30	0.27	0.73
SF4	0.5	0.5	0	100	1.99	66.67	1.30	0.27	0.73
SF1-24	0.70	0.60	0.10	85.71	2.29	71.79	1.40	0.23	0.77
SF2-24	0.70	0.65	0.05	92.86	2.58	74.36	1.45	0.21	0.79
SF3-24	0.70	0.70	0.00	100.00	2.87	74.36	1.45	0.21	0.79

Tabel VII- 12. Hasil Kumulatif Uji *Core Flooding Test Mesh* 50

<i>Tube</i>	Vol Total (ml)	Vol Air (ml)	Vol Minyak (ml)	WC (%)	PV Injeksi Kum	Rec Factor (%)	Vol Minyak Kum (ml)	X _{so}	X _{sw}
	0	0	0	0	0	0			
WF1	0.70	0.40	0.30	57.14	0.43	25.00	0.30	0.55	0.45
WF2	0.70	0.50	0.20	71.43	0.85	41.67	0.50	0.43	0.57
WF3	0.50	0.50	0.00	100.00	1.16	41.67	0.50	0.43	0.57
SF1	0.50	0.45	0.05	90.00	1.46	45.83	0.55	0.40	0.60
SF2	0.50	0.45	0.05	90.00	1.77	50.00	0.60	0.37	0.63
SF3	0.40	0.40	0.00	100.00	2.01	50.00	0.60	0.37	0.63
SF1-24	0.50	0.40	0.10	80.00	2.32	58.33	0.70	0.30	0.70
SF2-24	0.50	0.45	0.05	90.00	2.62	62.50	0.75	0.27	0.73
SF3-24	0.50	0.50	0.00	100.00	2.93	62.50	0.75	0.27	0.73



Gambar 7. 7. Hasil Kumulatif Uji Core Flooding Test Mesh 50



Gambar 7. 8. Hasil Uji Core Flooding Test Mesh 50

Berdasarkan **Gambar 7.7** dan **Gambar 7.8** di atas diketahui bahwa terjadi peningkatan nilai RF setelah dilakukan

injeksi surfaktan Ketapang. Nilai RF untuk *waterflooding* diperoleh sebesar 51.28% dan 41.67% untuk *core mesh* 40 serta 50, setelah dilakukan injeksi surfaktan RF dapat meningkat menjadi 74.36% dan 62.5% untuk *core mesh* 40 dan 50 dengan nilai S_o tersisa sebesar 0.21 dan 0.27, kemudian nilai S_w sebesar 0.79 dan 0.73 pada masing-masing *core mesh* 40 dan 50. Pada proses uji *core flood test* tahapan awal yang dilakukan adalah melakukan *oil saturation* dimana minyak pada chamber *coreflood* diinjeksikan ke *core holder* melalui *injection line* hingga minyak akan menggantikan volume air formasi yang telah tertampung dalam *core* yang sebelumnya *core* tersebut telah dijenuhi dengan air formasi, tekanan injeksi pada *pressure gauge* terbaca sampai 120 psig dengan laju injeksi sebesar 0.5 ml/menit. Berdasarkan proses *oil saturation* nilai o_oip diperoleh yakni sebesar volume air yang tertampung pada *tube*, berdasarkan **Tabel VII-11** dan **Tabel VII-12** sebesar 1.95 cc dan 1.2 cc untuk masing-masing *core mesh* 40 dan 50 dengan S_{oi} 81% dan 73% serta S_{wi} sebesar 19% dan 27%. Setelahnya dilakukan injeksi *waterflooding* untuk mengetahui RF, dan tahap ini merupakan tahap *secondary recovery*, diperoleh nilai RF yang didapatkan sebesar 51.28% dan 41.67% untuk *core mesh* 40-50 dengan nilai S_o sebesar 0.39 dan 0.43 serta S_w 0.61 dan 0.57. Pada tahap ini minyak dianggap sudah tidak dapat diproduksi kembali sehingga diinjeksikan surfaktan dan masuk pada tahap *tertiary recovery*. Pada proses ini diperoleh peningkatan RF meningkat sebesar

15.38% dan 12.5% untuk *core mesh* 40 dan 50 dengan nilai So 0.27 dan 0.34 serta Sw 0.73 dan 0.66 dengan pv injeksi sebesar 0.17-0.25 dan 0.24-0.3 dengan pv injeksi kumulatif sebesar 0.8 dan 0.9. Tahap terakhir adalah injeksi surfaktan setelah dilakukan *soaking time*, tujuannya adalah untuk memberikan waktu terhadap surfaktan untuk menurunkan nilai IFT minyak, *soaking time* dilakukan selama 24 jam, waktu tersebut dipilih berdasarkan hasil dari penelitian sebelumnya, dimana *soaking time* ini sebagai waktu yang ideal dan optimum, sebab bila terlalu cepat *soaking time* kemampuan surfaktan tidak optimal untuk menurunkan IFT minyak, disisi lain bila terlalu lama, nantinya surfaktan membentuk emulsi sehingga terjadi *slug* pada *core* dan mengurangi nilai RF yang didapat. Berdasarkan hasil penelitian yang dilakukan RF setelah *soaking time* 24 jam meningkat sebesar 7.69% dan 8.33% untuk masing-masing *Core Mesh* 40 dan 50 dengan nilai So sebesar 0.21 dan 0.27 serta Sw sebesar 0.79 dan 0.73 dengan PV injeksi sebesar 0.29 dan 0.3 serta PV injeksi kumulatif sebesar 0.9.

Berdasarkan perolehan minyak yang didapat dari masing-masing skenario, mulai dari *waterflood*, injeksi surfaktan dan *Soaking Time* 24 jam. RF yang diperoleh sebesar 74.36% dan 62.5% untuk masing-masing *core mesh* 40 dan 50 dengan *incremental* masing-masing dari injeksi surfaktan dan *soaking time* sebesar 15.38% dan 12.5% serta 7.69% dan 8.33%. Berdasarkan penelitian yang dilakukan dapat

disimpulkan surfaktan SLS Ketapang yang dikembangkan oleh laboratorium *research* EOR UPN “Veteran” Yogyakarta dapat merubah sifat fisik minyak serta meningkatkan nilai RF minyak sehingga penelitian dapat menjadi rujukan untuk dapat mengaplikasikan jenis surfaktan pada lapangan minyak tua yang membutuhkan tahapan EOR.

DAFTAR PUSTAKA

- Anggara, A. T., Azis, M. M., & Purwono, S. (2019). Studi Injeksi Surfaktan Sodium Lignosulfonat pada Media Sandstone dan Limestone Dalam Rangka *Enhanced oil recovery* (EOR). *Seminar Nasional Teknik Kimia "Kejuangan" Pengembangan Teknologi Kimia Untuk Pengolahan Sumber Daya Alam Indonesia, April*, 1–6.
- Jiangyuan, Z. H. N. G., et.al.(2015). Research overview of microblog analysis. *Journal of Hebei University of Science & Technology*, 36(1).
- Kasmungin, S., Pramadika, H., Suryati, E., Rinanto Suhadi, T., Yulianti, Y., & Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Kebumihan Dan Energi Universitas, J. (2019). *Pengaruh Salinitas Optimum Terhadap Surfaktan Pada Lapangan X*. 1–6.
- Kurniawan, M. A., Ramanda, G. D., Cantikasari, T., & Leun, S. G. V. (2020). Pembuatan Kertas dari Limbah Pohon Ketapang dengan Metode Delignifikasi. *Khazanah: Jurnal Mahasiswa*, 11(1), 1–7.
- Murni, S. W. (2014). Pembuatan Surfaktan Berbahan Dasar Jerami Padi. *Eksergi*, 11(1), 43. <https://doi.org/10.31315/e.v11i1.328>
- Nopianto, Eko, Erliza Hambali, P. S. (2011). *An Experimental Study of Surfactant MES (Methyl Ester Sulfonates) from Palm Stearin for Enhanced Water Flooding*.
- Pamungkas, J., Budiharjo Sulistyarso, H., Widiyaningsih, I., & Damayanti, H. (2021). *Core Flooding Experiment to Increase Recovery Factor Using "U-Champ" Biosurfactant*. *SCIREA Journal of Physics*. <https://doi.org/10.54647/physics14364>
- Putra, B. P., & Kiono, B. F. T. (2021). Mengenal Enhanced Oil Recovery (EOR) Sebagai Solusi Meningkatkan Produksi

Minyak Indonesia. *Jurnal Energi Baru Dan Terbarukan*, 2(2), 84–100. <https://doi.org/10.14710/jebt.2021.11152>.

- Riyadi, R. (2021). Pembuatan Surfaktan Sodium Lignosulfonate Dari Alang-Alang (*Imperata Cylindrica*) Menggunakan NaHSO₃. *Tesis*. [Universitas Sumatera Utara].
- Sulistiyarso, H. B., Pamungkas, J., Gusmawarni, S. R., & Widiyaningsih, I. (2020). Optimasi Biosurfaktan “U-Champ” Dalam Upaya Peningkatan Perolehan Minyak Tahap Lanjut.
- Sulistiyarso, H.B., Pamungkas, J., Sri Rahayu Gusmawarni, .. & Widiyaningsih., I. (2021). *Optimasi Biosurfaktan “ U - Champ ” Dalam Upaya Peningkatan Perolehan* (R. A. Kurnia & T. Wahyuningsih (eds.)). Lembaga Penelitian dan Pemberdayaan Masyarakat, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
- Sulistiyarso, H.B., Pamungkas, J., Widiyaningsih, I., & Wahyuningsih, T. 2020. “*Biosurfactan Injection of “U-Champ” on Heavy Oil Sample in Laboratory for Preliminary to Pilot Project*”. *International Journal of Recent Technology and Engineering (IJTRE) : Blue Eyes Intelligence Engineering and Sciences Publications*.
- Sulistiyarso, 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.
- Sulistiyarso, H.B., Pamungkas, J., Gusmarwani, S.R., Widiyaningsih, I., & Kurnia, R.A., 2020. “*Application of Biosurfactants as an Effort to Enhanced Oil Recovery (EOR) in Kawengan Oil Field*”. *American Institute of Physics (AIP) Conference Proceedings., 2nd International Conference on Earth Science, Mineral, and Energy*.

- Siregar, Septorato. 2000. "Teknik Peningkatan Perolehan (*Enhanced Oil Recovery*). Bandung : ITB. p. XV-123.
- Si, W., Li, Y., Zheng, J., Wei, S., & Wang, D. (2017). Enhanced hydrolysis of bamboo biomass by chitosan based solid acid catalyst with surfactant addition in ionic liquid. *Carbohydrate Polymers*, 174, 154–159. <https://doi.org/10.1016/j.carbpol.2017.05.082>
- Xu, J., Du, W., Zhao, X., & Liu, D. (2015). Exploration of sodium lignosulphonate's effects on lipid production by *Rhodosporidium toruloides*. *Process Biochemistry*, 50(3), 424–431. <https://doi.org/10.1016/j.procbio.2015.01.006>
- Yuniarti. (2016). *Tinjauan Kinetika Reaksi Pirolosis Cangkang Biji Ketapang Untuk Menghasilkan Bahan Bakar Briket Arang*. [Tesis]. Universitas Gadjah Mada

BIOGRAFI PENULIS



Dr.Ir. Harry Budiharjo Sulistyarso, adalah Associate Professor pada Jurusan Teknik Perminyakan UPN "Veteran" Yogyakarta. Lahir di Blera 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 almaternya. 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).



Dr. Eng. Yulius Deddy Hermawan, ST, MT., lahir di Semarang pada tanggal 22 Oktober 1972, lulus sarjana Teknik Kimia UPN "Veteran" Yogyakarta pada tahun 1996. Lalu menamatkan pendidikan Pasca Sarjana di Institut

Teknologi Bandung tahun 2001 dan gelar Doktor tahun 2005 di Chulalongkorn University Thailand pada Jurusan Teknik Kimia. Saat ini aktif menjadi Dosen di UPN "Veteran" Yogyakarta. Bidang penelitian yang diminati antara lain: Dinamika dan Pengendalian Proses, Operasi Teknik Kimia, dan Simulasi Proses dengan Pemrograman Komputer



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. Selain sebagai dosen juga sebagai konsultan yang dikenal luas dikalangan Industri Migas di Indonesia yang telah berpengalaman lebih dari 25 tahun. Pengalaman sangat memadai fenilama 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), Indonesian Petroleum Association (IPA).

ISBN 978-623-389-134-9



9 786233 891349



**Lembaga Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat
Universitas Pembangunan Nasional "Veteran"
Yogyakarta
2022**