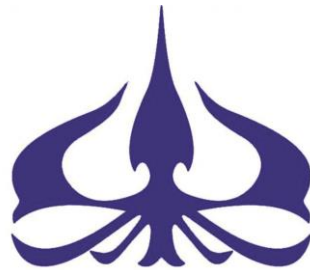


**OPTIMASI INJEKSI SURFAKTAN NALS AMPAS TEBU DENGAN
VARIASI KONSENTRASI PADA SALINITAS TINGGI**

TESIS

**Disusun sebagai syarat memperoleh gelar Sarjana
Program Studi Magister Teknik Perminyakan
Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi, Universitas Trisakti**

**Oleh
Arinda Ristawati
171160004**



**PROGRAM STUDI MAGISTER TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI KEBUMIHAN DAN ENERGI
UNIVERSITAS TRISAKTI**

2018

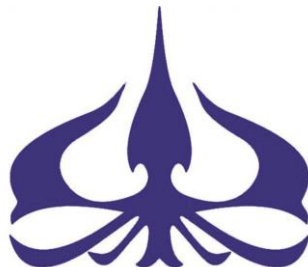
**OPTIMIZATION OF INJECTION SURFACTANTS
WITH VARIOUS CONCENTRATION AT HIGH SALINITY**

FINAL ASSESSMENT

**Submitted as a requirement to obtain Undergraduate in study program of
Master Petroleum Engineering, Faculty of Earth Technology and Energy**

By

**Arinda Ristawati
071.160.004**



**MASTER OF PETROLEUM ENGINEERING DEPARTEMENT
FACULTY OF EARTH TECHNOLOGY AND ENERGY
UNIVERSITAS TRISAKTI
2018**

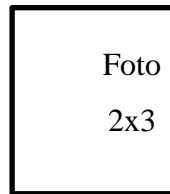
LEMBAR PENGESAHAN

**OPTIMASI INJEKSI SURFAKTAN NALS AMPAS TEBU
DENGAN VARIASI KONSENTRASI PADA SALINITAS
TINGGI**

TESIS

**Disusun sebagai syarat memperoleh gelar Magister
Program Studi Magister Teknik Perminyakan
Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi, Universitas Trisakti**

**Oleh
Arinda Ristawati
071.160.004**



Menyetujui,

Pembimbing Utama

Pembimbing Pendamping

(Ir.Sugiatmo Kasmungin, MT, Ph. D)
NIK 1808

(Dr. Rini Setiati, MT)
NIK 1893

Mengetahui,

Ketua Program Studi Magister Teknik Perminyakan

(Ir. M. Taufiq Fathaddin, MT., Ph.D)
NIK 2029

LEMBAR PERSETUJUAN

Skripsi yang berjudul “**Optimasi Injeksi Surfaktan NaLS Ampas Tebu dengan Variasi Konsentrasi pada Salinitas Tinggi.**”, telah dipertahankan di depan tim penguji pada hari tanggal

TIM PENGUJI

- | | | |
|------------------------------|-----------------------|---------|
| 1. (Nama Ketua Penguji) | Ketua Penguji | (.....) |
| 2. (Nama dosen PA) | Pembimbing Akademik | (.....) |
| 3. (Nama dosen Pembimbing 1) | Pembimbing Utama | (.....) |
| 4. (Nama dosen Pembimbing 2) | Pembimbing Pendamping | (.....) |
| 5. (Nama dosen Penguji 1) | Anggota Penguji | (.....) |
| 6. (Nama dosen Penguji 2) | Anggota Penguji | (.....) |

Mengetahui,

Ketua Program Studi Magister Teknik
Perminyakan

(Ir. M. Taufiq Fathaddin, MT., Ph.D)

NIK 2029

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA
ILMIAH UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Saya yang bertanda tangan dibawah ini:

Nama : Arinda Ristawati

Nim :171.160.004

Program studi : Magister Teknik Perminyakan

Fakultas : Teknologi Kebumihan dan Energi

Jenis Karya: Tesis

demikian pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Trisakti Hak Bebas Royalti Non eksklusif (*Non-exclusive-Royalty-Free-Right*) atas karya ilmiah saya yang berjudul:

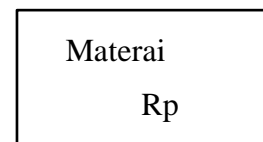
Optimasi Injeksi Surfaktan NaLS Ampas Tebu dengan Variasi Konsentrasi pada Salinitas Tinggi”

berserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Non eksklusif ini Universitas Trisakti berhak menyimpan, mengalih media/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (database), merawat, dan menyebarkan skripsi saya sesuai aturan, selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Tempat, (tanggal/bulan/thn)

Yang membuat pernyataan



(Nama Mahasiswa)

SURAT PERNYATAAN ORISINALITAS

Saya Mahasiswa Program Magister Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi, Usakti yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Arinda Ristawati

Nim : 171.160.004

Menyatakan dengan sebenarnya bahwa skripsi dengan judul :

Optimasi Injeksi Surfaktan NaLS Ampas Tebu dengan Variasi Konsentrasi pada Salinitas Tinggi

Adalah benar-benar merupakan hasil karya saya sendiri, bebas dari peniruan terhadap karya dari orang lain. Kutipan pendapat dan tulisan orang lain ditunjuk sesuai dengan cara-cara penulisan karya ilmiah yang berlaku.

Apabila dikemudian hari terbukti atau dapat dibuktikan bahwa dalam skripsi ini terkandung ciri-ciri plagiat dan bentuk-bentuk peniruan lain yang dianggap melanggar peraturan, maka saya bersedia menerima sanksi atas perbuatan tersebut.

Tempat, (tanggal/bulan/thn)

Yang membuat pernyataan

Materai Rp

(Arinda Ristawati)

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur serta terima kasih kepada Tuhan Yang Maha esa atas berkat dan karunia-Nya lah sehingga skripsi yang berjudul “**Optimasi Injeksi Surfaktan NaLS Ampas Tebu dengan Variasi Konsentrasi pada Salinitas Tinggi**” ini dapat selesai dengan baik dan tepat waktu.

Pada kesempatan ini, penulis berterima kasih kepada pihak-pihak yang membantu dalam menyelesaikan skripsi ini, terutama kepada Ir. Sugiatmo Kasmungin, MT, Ph.D. sebagai pembimbing utama dan sebagai pembimbing akademik, Dr. Ir Rini Setiati, MT sebagai pembimbing pembantu atas segala saran, bimbingan dan nasehatnya selama penelitian berlangsung dan selama penulisan skripsi ini.

Terima kasih disampaikan kepada Kedua orang tua , Kakak dan Adik penulis yang tidak henti-hentinya memberikan dukungan doa dan sehingga penulis dapat tetap berusaha sampai akhir dan menyelesaikan tesis ini.

Terima kasih disampaikan kepada Fakultas Teknologi Kebumian Dan Energi, Universitas Trisakti dan DIKTI atas bantuan Beasiswa Pendidikan yang diberikan kepada penulis selama mengikuti pendidikan di program studi Magister Teknik Perminyakan.

Terima kasih disampaikan kepada Laboratorium Analisa Fluida *Reservoir*, Laboratorium Analisa Batuan *Reservoir*, Laboratorium *EOR* di Program Studi Teknik Perminyakan Trisakti, Laboratorium OGRINDO dan KBR Institut Teknologi Bandung; Pusat Penelitian dan Pengembangan Kimia, LIPI, Serpong atas bantuan fasilitas laboratorium untuk menyelesaikan penelitian ini.

Terima kasih disampaikan kepada Bang Ryan, Mas Dodi, Mba Eka, Mbak Lisa, dan Pak Siman selaku pembimbing lab yang telah membimbing penulis selama Lab EOR.

Terima kasih disampaikan kepada Aqlyna Fattahanisa dan Dosen-dosen muda Teknik Perminyakan trisakti, selaku teman - teman penulis yang telah memberikan ilmu dan dukungannya kepada penulis.

Terima kasih disampaikan kepada Kepada seluruh Dosen-dosen dan teman-teman Magister Teknik Perminyakan Universitas Trisakti yang telah membantu penulis dalam Penelitian.

Terima kasih disampaikan kepada kepada rekan-rekan yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, yang selalu membantu dan memberikan masukan kepada penulis sehingga penulis dapat menyelesaikan tulisan ini. Demikian juga kepada Teknik Perminyakan FTKE USAKTI yang selalu membantu dalam segala urusan yang berkaitan dengan administrasi.

Penulis menyadari bahwa tulisan ini masih banyak kekurangan, untuk itu penulis memohon maaf atas ketidak sempurnaannya. Semoga tulisan ini bermanfaat bagi bidang Teknik Perminyakan pada khususnya dan masyarakat pada umumnya

Jakarta, September 2018

Arinda Ristawati

ABSTRAK

Optimasi Injeksi Surfaktan NaLS Ampas Tebu dengan Variasi Konsentrasi pada Salinitas Tinggi

Arinda Ristawati
Nim:171.160.004

**Program Studi Magister Teknik Perminyakan
Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi,
Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia**

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui pengaruh salinitas dan konsentrasi surfaktan tertentu terhadap hasil peningkatan perolehan minyak. Tahapan yang dilakukan sebelum proses injeksi surfaktan yaitu pengukuran sifat fisik batuan, pengukuran sifat fisik fluida dan pengujian screening surfaktan. Tahapan Pengujian screening surfaktan yaitu uji aqueous stability, uji kelakuan fasa, uji IFT, dan uji thermal. Pengujian screen surfaktan dilakukan terhadap komposisi salinitas brine dan konsentrasi surfaktan tertentu untuk melihat kondisi optimal dari surfaktan. Penelitian ini menggunakan Variasi salinitas tinggi dan konsentrasi surfaktan NaLS ampas tebu, yaitu pada salinitas 70.000 ppm, 75.000 ppm dan 80.000 ppm dan konsentrasi 0,5%, 0,75%, 1%, 1,25%, dan 1,5%. Masing-masing diukur pada temperatur 60°C dengan menggunakan minyak ringan. Proses Injeksi surfaktan dilakukan pada sampel sandstone cores 2,3,4 dan 6. Hasil uji kelakuan fasa menunjukkan bahwa surfaktan ini menghasilkan emulsi fasa tengah yang cukup baik pada salinitas 70.000 ppm (0,75%;1,5%) dan salinitas 75.000 ppm (1%; 1,5%). Hasil Uji IFT diperoleh IFT terkecil pada salinitas 75.000 ppm (1,5%) dan IFT terbesar pada salinitas 75.000 ppm (1%). Hasil uji thermal diperoleh stabil pada salinitas 70.000ppm (1,5%) dan salinitas 75.000ppm (1,5%). Proses Injeksi surfaktan dilakukan pada Salinitas 70.000 ppm (0,75%;1,5%) dan 75.000 ppm (1%;1,5%). Hasil Injeksi surfaktan tersebut didapatkan RF surfaktan flooding terbesar 5,1% pada Salinitas 75.000 ppm (1%) dan RF surfaktan flooding terkecil 3,34% pada salinitas 70.000 ppm (1,5).

**Kata Kunci : Surfaktan Nals Ampas Tebu, Sansdstone, injeksi surfaktan,
salinitas tinggi, variasi konsentrasi**

ABSTRACT

Optimization of Injection Surfactants with Various Concentration at High Salinity

Arinda Ristawati
Nim: 171.160.004

***Study Program of Master Petroleum Engineering, Faculty Of
Earth Technology and Energy, Universitas Trisakti, Jakarta,
Indonesia***

The purpose of this study was to determine the content and concentration in increasing oil reserves. Stages carried out before the surfactant injection process are measurements of physical properties of rocks, measurement of fluid physical properties and surfactant screening testing. The stages of surfactant screening testing are aqueous stability test, phase behavior test, IFT test, and thermal test. Screening surfactant testing was carried out on brine salinity composition and certain surfactant concentrations to see optimal conditions of surfactants. This study used high salinity variation and concentration of bagasse NaLS surfactant, ie at 70000 ppm, 75000 ppm and 80000 ppm salinity and the concentration was 0.5%, 0.75% , 1%, 1.25%, and 1.5%, each measured at a temperature of 60°C using light oil. The surfactant injection process was carried out on cores sandstone samples 2,3,4 and 6. Phase behavior test results showed that this surfactant produced a fairly good phase emulsion at 70,000 ppm (0.75%; 1.5%) and 75,000 salinity ppm (1%; 1.5%). The IFT test results obtained the smallest IFT at 75,000 ppm (1.5%) and the highest IFT at 75,000 ppm (1%). The results of the thermal test were obtained stable at 70,000ppm (1.5%) salinity and 75,000ppm salinity (1.5%). The surfactant injection process was carried out at Salinity 70,000 ppm (0.75%; 1.5%) and 75,000 ppm (1%; 1.5%). The results of surfactant injection showed that the largest RF surfactant flooding was 5.1% at 75,000 ppm (1%) and the smallest RF surfactant flooding was 3.34% at 70,000 ppm.

Keywords: Nals Bagasse Surfactant, Sandstone, Surfactant Injection, High Salinity, Variations of Concentration.

DAFTAR ISI

OPTIMASI INJEKSI SURFAKTAN NALS AMPAS TEBU DENGAN VARIASI KONSENTRASI PADA SALINITAS TINGGI.....	i
OPTIMIZATION OF INJECTION SURFACTAN NALS WITH VARIOUS CONCENTRATION AT HIGH SALINITY	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
LEMBAR PERSETUJUAN.....	iv
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS	v
SURAT PERNYATAAN ORISINALITAS	vi
KATA PENGANTAR	vii
ABSTRAK.....	ix
ABSTRACT.....	x
DAFTAR ISI.....	xi
DAFTAR TABEL.....	xiii
DAFTAR GAMBAR	xiv
DAFTAR LAMPIRAN.....	xv
DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG	xvi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
I.1 Latar Belakang	1
I.2 Perumusan Masalah	2
I.3 Pembatasan Masalah	2
I.4 Ruang Lingkup Penelitian.....	2
I.5 Maksud dan Tujuan Penelitian.....	3
I.6 Manfaat Penelitian	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
II.1 <i>Enhanced Oil Recovery</i>	4
II.2 Faktor-Faktor Yang Mempengaruh Efektivitas EOR	5
II.3 Sifat Fisik Batuan	5
II.3.1 Porositas	5
II.3.2 Permeabilitas Batuan	6
II.4 Sifat Fisik Fluida	7
II.4.1 Densitas.....	7
II.4.2 Viskositas.....	8
II.4.3 Saturasi.....	8
II.4.4 Surfaktan	9
II.4.5 Jenis Surfaktan.....	11
II.4.6 Pengaruh Surfaktan.....	12
II.4.7 Karakteristik Surfaktan	13
II.4.8 Surfaktan Natrium Lignosulfonat Ampas Tebu.....	16
II.4.9 Parameter <i>Screening</i> Surfaktan.....	16
II.4.10 Core flooding	19
II.5 Penelitian Terdahulu	20
II.6 Hipotesis.....	22
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	23
III.1 Desain Penelitian.....	23

DAFTAR ISI

(Lanjutan)

III.2 Waktu dan Tempat Penelitian	23
III.3 Bahan dan Peralatan	24
III.3.1 Bahan	24
III.3.2 Alat.....	24
III.4 Prosedur Kerja.....	25
III.4.1 Pengukuran Sifat Fisik Batuan.....	26
III.4.2 Pengukuran Sifat Fisik Fluida.....	28
III.4.3 Persiapan Air Formasi.....	31
III.4.4 Uji <i>Screening Surfaktan</i>	32
III.5 Diagram Alir	35
BAB IV ANALISA PEMBAHASAN	34
IV.1 Hasil Pembuatan Brine.....	34
IV.2 Hasil Pembuatan Larutan Surfaktan NaLS	34
IV.3 Pengukuran Sifat Fisik Batuan.....	35
IV.4 Pengukuran Sifat Fisik Fluida	37
IV.5 Pengujian <i>Screening Surfactant</i>	38
IV.5.1 Aqueous Stability.....	38
IV.5.2 Hasil Uji Kelakuan Fasa	39
IV.5.3 Uji IFT	43
IV.5.4 Uji Thermal.....	43
IV.6 Core Flooding.....	44
IV.6.1 Saturasi <i>Brine</i>	44
IV.6.2 Saturasi Minyak	45
IV.6.3 Injeksi Air	46
IV.6.4 Injeksi Surfaktan	48
BAB V KESIMPULAN.....	54
DAFTAR PUSTAKA	56
LAMPIRAN.....	58

DAFTAR TABEL

Tabel II.1 Ukuran Porositas Batuan	6
Tabel II.2 Nilai HLB dan aplikasinya	14
Tabel II.3 Kriteria untuk injeksi surfaktan (Wibowo, 2007)	19
Tabel II.4 Karakteristik formula surfaktan untuk EOR	20
Tabel II.5 Penelitian Terdahulu.....	21
Tabel IV.1 Komposisi Salinitas Brine	34
Tabel IV.2 Komposisi Surfaktan NaLS dan Brine.....	35
Tabel IV.3 Hasil Pengukuran Porositas Batuan.....	36
Tabel IV.4 Hasil Pengukuran Permeabilitas Batuan.....	36
Tabel IV.5 Hasil Pengukuran pH, Densitas dan Sg	37
Tabel IV.6 Hasil Pengukuran Viskositas	38
Tabel IV.7 Hasil Uji Aqueous Stability	39
Tabel IV.8 Hasil Uji Kelakuan Fasa	40
Tabel IV.9 Hasil Uji Kelakuan Fasa Salinitas 70.000 ppm, (0,75%; 1,5%) dan Salinitas 75.000 ppm (1% dan 1,5%).....	41
Tabel IV.10 Hasil Uji IFT	43
Tabel IV.11 Hasil Uji Thermal Stability.....	43
Tabel IV.12 Konsentrasi dan Salinitas larutan Core Flooding	44
Tabel IV.13 Core Flooding	44
Tabel IV.14 Hasil saturasi brine.....	45
Tabel IV.15 Hasil saturasi minyak.....	45
Tabel IV.16 Hasil Injeksi Air dengan brine Salinitas 70.000 ppm (CF-2)	46
Tabel IV.17 Hasil Injeksi Air dengan Brine Salinitas 70.000 ppm (CF-3).....	46
Tabel IV.18 Hasil Injeksi Air dengan Brine Salinitas 75.000 ppm (CF-4).....	47
Tabel IV.19 Hasil Injeksi Air dengan Brine 75.000 ppm (CF-6)	47
Tabel IV.20 Hasil Injeksi Surfaktan NaLS pada <i>Core 2</i>	48
Tabel IV.21 Hasil Injeksi Surfaktan NaLS pada <i>Core 3</i>	49
Tabel IV.22 Hasil Injeksi Surfaktan NaLS pada <i>Core 4</i>	50
Tabel IV.23 Hasil Injeksi Surfaktan NaLS pada <i>Core 6</i>	51
Tabel IV.24 Hasil Penelitian Injeksi Surfaktan.....	52

DAFTAR GAMBAR

Gambar II.1 Gugus Hidrofil dan Hidrofob Surfaktan	Error! Bookmark not defined.
Gambar II.2 Pembentukan Critical Micelle Concentration (CMC)	11
Gambar II.3 Hubungan salinitas dan IFT terhadap perolehan minyak (RF) injeksi surfaktan NaLS ampas tebu	Error! Bookmark not defined.
Gambar II.4 Tiga jenis mikroemulsi efek salinitas dan kelakuan fasa	18
Gambar II.5 komponen <i>core flooding</i>	19

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran A Pengukuran Porositas dan Permeabilitas Batuan.....	59
Lampiran B Pengukuran Densitas, Viskositas, Sg dan pH.....	61
Lampiran C Pembuatan Brine dan larutan Surfaktan	64
Lampiran D Uji Aqueous Stability dan Kelakuan Fasa	68
Lampiran E Pengukuran Uji IFT dan Uji Thermal	69
Lampiran F Percobaan Saturasi Brine dan Saturasi Minyak	72
Lampiran G Hasil Injeksi Air.....	73
Lampiran H Injeksi Surfaktan dan <i>Oil Content- Metode Infa red</i>	75
Lampiran I Contoh Hasil Perhitungan Oil Content.....	77

DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG

SINGKATAN	Nama	Pemakaian pertama kali pada halaman
AOS	<i>Alfa Olefin Sulfonate</i>	10
A/M	Air dalam Minyak	17
CMC	<i>Critical Micelles Concentration</i>	10
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>	1
FTIR	<i>Fourier Transform Infra Red</i>	32
HLB	<i>Hydrophilic-Lipophilic Balance</i>	13
IFT	<i>Interfacial tension</i>	2
MES	<i>Methyl Esther Sulfonate</i>	10
M/A	Minyak dalam Air	47
SF	Surfaktan <i>Flooding</i>	11
SLS	<i>Sodium Lignosulfonate</i>	45
WF	<i>Water Flooding</i>	17
W/O	<i>Water in Oil</i>	5
k	Permeabilitas	8
N_c	<i>Capillary number</i>	8
P_c	Tekanan kapiler (satuan tekanan)	8
S_{or}	<i>Saturation oil residu</i>	1
v	Kecepatan Darcy	25
φ	Porositas	4
σ	<i>Interfacial tension</i>	

BAB I PENDAHULUAN

Kondisi industri perminyakan Indonesia saat ini tidak secerah industri energi lainnya seperti gas bumi atau batubara. Cadangan minyak bumi nasional dan perkembangan produksi minyak bumi selama 10 tahun terakhir menunjukkan kecenderungan menurun. Akan tetapi, laju konsumsi BBM sebagai produk hasil olahan terus mengalami peningkatan. Penurunan tersebut disebabkan oleh sumur-sumur produksi minyak bumi yang umumnya sudah tua, sementara produk sumur baru relatif masih terbatas (Outlook Energi Indonesia, 2016).

I.1 Latar Belakang

Ketergantungan dunia terhadap sumber daya alam berbasis (minyak bumi) saat ini masih terlalu tinggi. Dengan kemajuan teknologi yang semakin pesat, Industri perminyakan melakukan pengembangan teknologi dalam peningkatan perolehan minyak di reservoir, yaitu *Enhanced Oil Recovery (EOR)*. Selama ini residu saturasi minyak bumi (S_{or}) yang tertinggal di dalam *reservoir* masih cukup besar yaitu sekitar 60 – 70% dari kandungan minyak bumi awal (Purwanto, 2006).

Salah satu metode EOR adalah injeksi kimia dengan jalan menambahkan zat-zat kimia ke dalam air injeksi untuk meningkatkan perolehan minyak sehingga dapat menaikkan efisiensi penyapuan dan atau menurunkan saturasi minyak sisa yang tertinggal di dalam *reservoir*. Salah satu jenis fluida yang digunakan sebagai fluida injeksi adalah surfaktan. Surfaktan yang umum digunakan pada industri perminyakan merupakan surfaktan berbasis minyak bumi seperti *petroleum sulfonate*, surfaktan ini memiliki kekurangan yakni pada tingkat kesadahan, kegaraman, dan suhu yang tinggi mudah mengalami penggumpalan, sehingga aplikasinya kurang optimal pada sumur-sumur minyak Indonesia yang sebagian besar memiliki karakteristik kegaraman (*salinity*) pada kisaran 5.000 – 30.000 ppm dan kesadahan yang tinggi > 500 ppm (Amri, 2008).

Pada penelitian ini digunakan surfaktan natrium lignosulfonat (surfaktan NaLS) ampas tebu yang merupakan turunan lignin yang mengandung sulfonat yang memiliki gugus hidrofil dan gugus hidrofob dan termasuk dalam kelompok surfaktan anionic. Agar dapat digunakan secara optimal maka surfaktan

memerlukan kondisi yang tepat. Oleh karena itu pada penelitian ini digunakan variasi konsentrasi pada salinitas tinggi untuk melihat kondisi optimal dari penggunaan surfaktan NaLS .

I.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang di timbulkan dalam penelitian ini meliputi beberapa faktor:

1. Bagaimana pengaruh variasi konsentrasi surfaktan NaLS ampas tebu pada salinitas tinggi terhadap hasil uji aqueous stability?
2. Bagaimana pengaruh variasi konsentrasi NaLS ampas tebu pada salinitas tinggi terhadap hasil uji kelakuan fasa, hasil uji IFT, dan hasil uji thermal stability ?
3. Bagaimana pengaruh variasi konsentrasi NaLS ampas tebu pada salinitas tinggi terhadap perolehan minyak?

I.3 Pembatasan Masalah

Percobaan ini menggunakan surfaktan natrium lignosulfonat (surfaktan NaLS) ampas tebu dengan konsentrasi 0,5%, 0,75%, 1%, 1,25%, dan 1,5%, pada salinitas 70.000 ppm, 75.000 ppm dan 80.000 ppm, menggunakan Berea core, dan minyak ringan. Sebelum dilakukan injeksi terlebih dulu dilakukan pengujian terhadap surfaktan tersebut. Parameter-parameter untuk *screening* meliputi kompatibilitas (*aqueous stability*), kelakuan fasa, IFT, dan *thermal stability*. Proses injeksi *core* surfaktan dilakukan untuk mengetahui seberapa besar nilai perolehan minyak dengan fluida injeksi surfaktan

I.4 Ruang Lingkup Penelitian

Penelitian ini di lakukan pengamatan terhadap sifat fisik fluida dan sifat fisik batuan. Pengamatan tersebut berdasarkan sampel komposisi *brine* dan konsentrasi surfaktan. Sifat fisik surfaktan NaLS yang diukur meliputi viskositas, densitas dari surfaktan NaLS pada berbagai komposisi yang akan digunakan. Proses uji karakteristik surfaktan NaLS ampas tebu, yaitu Uji *Aqueous stability*, Uji *Phase behavior*, Uji IFT dan Uji *thermal stability*. Selanjutnya yaitu proses

injeksi surfaktan untuk memperoleh hasil peningkatan perolehan minyak dalam bentuk *Recovery factor* (RF)

I.5 Maksud dan Tujuan Penelitian

Maksud pada latar belakang dan rumusan masalah pada penelitian adalah:

1. Mengetahui pengaruh variasi konsentrasi surfaktan NaLS ampas tebu pada salinitas tinggi terhadap hasil uji *aqueous stability*
2. Mengetahui pengaruh variasi konsentrasi surfaktan NaLS ampas tebu pada salinitas tinggi. terhadap hasil uji kelakuan fasa, hasil uji IFT, dan hasil uji *thermal stability*.
3. Mengetahui pengaruh variasi konsentrasi surfaktan NaLS ampas tebu pada salinitas tinggi. terhadap peningkatan perolehan minyak

I.6 Manfaat Penelitian

Penelitian ini diharapkan akan meningkatkan perolehan minyak dengan cara memvariasikan komposisi *brine* dan konsentrasi surfaktan pada salinitas tertentu dan dapat memberikan manfaat bagi perkembangan teknologi.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Fase produksi minyak pertama atau primer dimulai dengan penemuan lapangan minyak, kemudian dengan menggunakan energi alami yang tersimpan untuk menggerakkan minyak menuju sumur produksi dengan ekspansi dari komponen pompa dari sumur untuk membantu pergerakan alami. Ketika energi ini mulai menipis, produksi menurun dan fase sekunder dari produksi minyak dimulai, dimana energi tambahan diberikan ke dalam formasi batuan dengan menginjeksikan air. Ketika air terhadap rasio produksi minyak dari lapangan produksi mendekati batas ekonomi dari operasi, dan keuntungan bersih berkurang karena perbedaan antara jumlah dari minyak yang diproduksi dengan harga dari perawatan penginjeksian air, periode tersier dari produksi minyak dimulai. Sejak periode terakhir dalam sejarah lapangan produksi minyak dimulai dengan pengenalan energi kimia untuk meningkatkan produksi minyak *Enhanced Oil Recovery* (EOR). EOR dapat dilakukan kapanpun selama sejarah dari formasi batuan minyak sudah jelas dapat digunakan untuk tipe energi kimia dan harus digunakan untuk merangsang produksi (Erle C. Donaldson, 1989).

II.1 Enhanced Oil Recovery

Peningkatan perolehan minyak tahap lanjut (EOR) merupakan perolehan minyak yang berasal dari salah satu atau beberapa metode pengurusan dimana menggunakan energi yang berasal dari luar reservoir. Metode dalam EOR secara umum dibagi menjadi tiga kategori utama (Sheng, 2013) yaitu *Chemical Flooding* merupakan injeksi air bercampur bahan kimia yang ditambahkan ke dalam formasi batuan minyak bumi.

Proses kimia meliputi: *surfactant flooding*, *polymer flooding* dan *alkaline flooding*. *Miscible flooding* merupakan injeksi ke formasi batuan dari bahan yang terlarut. Bahan tersebut adalah karbon dioksida hidrokarbon, dan nitrogen. *Thermal recovery* merupakan Injeksi uap ke dalam formasi batuan minyak bumi,

atau penyebaran zona panas melalui formasi batuan melalui udara atau oksigen (Usman, 2011). Proses termal meliputi *steam flooding* injeksi uap siklik, dan *in situ combustion*.

II.2 Faktor-Faktor Yang Mempengaruh Efektivitas EOR

Ada beberapa faktor yang mempengaruhi efektivitas EOR, dapat dilihat dari kondisi reservoir dan kondisi fluida. Apakah fluida injeksi sesuai dengan batuan dan fluida *reservoir*, dan apakah fluida injeksi tersedia dalam jumlah yang cukup selama masa produksi. Faktor yang mempengaruhi efektivitas EOR yaitu kedalaman, kemiringan, tingkat homogenitas, sifat-sifat petrofisik, mekanisme pendorong, cadangan minyak tersisa, saturasi minyak tersisa dan viskositas minyak. Besaran-besaran petrofisik yang mempengaruhi keberhasilan suatu metode EOR seperti porositas dan permeabilitas batuan (Nageh, 2015) (Septoratno, 1987).

II.3 Sifat Fisik Batuan

Batuan reservoir mempunyai karakteristik sifat fisik tertentu antara lain porositas, permeabilitas, tegangan permukaan, tekanan kapiler dan *wettability* (keterbasahan).

II.3.1 Porositas

Porositas didefinisikan sebagai perbandingan antara volume ruang kosong terhadap volume total. Alat yang digunakan untuk mencari nilai porositas di Laboratorium yaitu *Porosimeter*. Berdasarkan pembentukannya porositas digolongkan menjadi dua bagian:

1. Porositas primer merupakan porositas yang terbentuk bersamaan dengan proses pengendapan batuan.
2. Porositas sekunder merupakan porositas yang terbentuknya setelah proses pengendapan.

Porositas total dan porositas efektif merupakan porositas yang digolongkan berdasarkan fungsi dari porositas tersebut. Pengukuran porositas dapat dilakukan di laboratorium dengan mengukur salah satu dari V_p , V_b , atau V_m dengan menerapkan hukum Archimedes atau dapat dilakukan pengukuran di lapangan dengan menggunakan well log (Craft, 1991).

Porositas dapat diformulasikan sebagai berikut:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \quad (\text{II.1})$$

Dimana :

$V_p = \text{Pore Volume, cc}$

$V_b = \text{Bulk Volume, cc}$

Tabel II.1 Ukuran Porositas Batuan

Besarnya Porositas (%)	Kualitas
0-5	Jelek sekali
5-10	Jelek
10-15	Sedang
15-20	Baik
>20	Baik sekali

II.3.2 Permeabilitas Batuan

Permeabilitas merupakan kemampuan suatu batuan berpori untuk mengalirkan fluida reservoir. Alat untuk mengukur Permeabilitas yaitu dengan menggunakan *permeameter*.

Permeabilitas dapat digolongkan menjadi tiga bagian sebagai berikut: (Ahmad, 1946).

1. Permeabilitas absolut merupakan kemampuan media berpori untuk mengalirkan satu jenis fluida.
2. Permeabilitas efektif merupakan kemampuan media berpori untuk mengalirkan lebih dari satu jenis fluida.
3. Permeabilitas relatif didefinisikan sebagai perbandingan antara permeabilitas efektif dengan permeabilitas absolutnya.

II.4 Sifat Fisik Fluida

Fluida reservoir memiliki karakteristik yang berbeda-beda, hal ini dapat terjadi karena lingkungan pengendapannya, begitu juga terhadap sifat-sifat fisik batuan reservoir. Sifat-sifat fisik fluida terdiri dari densitas, viskositas, dan faktor volume formasi.

II.4.1 Densitas

Densitas merupakan ukuran terhadap massa setiap satuan volume benda, densitas dilambangkan dengan simbol ρ , densitas minyak (ρ_o) merupakan perbandingan berat minyak terhadap volume minyak.

Adapun metode yang digunakan untuk mengukur densitas minyak berdasarkan komposisi minyaknya. Sedangkan perbandingan antara densitas minyak terhadap densitas air adalah *specific gravity* minyak (γ_o), dengan persamaan sebagai berikut:

$$SG = \gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (\text{II.2})$$

Dimana:

γ_o = *Specific Gravity* minyak

ρ_o = Densitas minyak (gr/cc)

ρ_w = Densitas air (gr/cc)

Hubungan antara *Spesifik Grafity dan API Gravity* adalah sebagai berikut :

$$API = \frac{141,5}{\text{Spesifik Gravity}} - 131,5 \quad (\text{II.3})$$

Klasifikasi nilai °API adalah sebagai berikut :

1. Minyak ringan, ≥ 30 API
2. Minyak sedang, berkisar 20 – 30 API
3. Minyak berat, berkisar 10 – 20 API

Penentuan harga densitas dan *spesifik gravity* dapat dilakukan dengan menggunakan densitomer.

II.4.2 Viskositas

Fluida merupakan ukuran terhadap keengganan fluida untuk mengalir, yang dihasilkan oleh gaya gesek dua bidang horizontal yang berjarak satu satuan jarak. Besarnya viskositas air formasi dipengaruhi oleh tekanan dan temperatur yang dikandung air formasi tersebut.

Faktor yang mempengaruhi viskositas minyak adalah temperatur, tekanan dan kelarutan gas. Viskositas menjelaskan ketahanan internal fluida untuk mengalir fluida. Dengan demikian, semakin rendah viskositas suatu fluida semakin besar juga pergerakan dari fluida tersebut.

Viskositas memiliki keterkaitan terhadap tekanan dan temperatur, viskositas akan turun pada tekanan *bubble point* dan mulai meningkat kembali tergantung gas terlarut didalam minyak. Viskositas minyak sangat dipengaruhi oleh:

1. Temperatur semakin tinggi maka semakin kecil viskositas.
2. Tekanan semakin besar maka semakin besar pula viskositasnya
3. Komposisi kompleks maka viskositas akan semakin besar

II.4.3 Saturasi

Saturasi adalah perbandingan antara volume pori-pori batuan yang terisi fluida formasi tertentu terhadap total volume pori-pori batuan yang terisi fluida atau jumlah kejenuhan fluida dalam batuan reservoir persatuan volume pori.

Oleh karena itu di dalam reservoir terdapat tiga jenis fluida, maka saturasi dibagi menjadi tiga yaitu saturasi air (S_w), saturasi minyak (S_o) dan saturasi gas (S_g). dimana Secara matematis, besarnya saturasi untuk masing- masing fluida dituliskan dalam persamaan berikut (Craft, 1991).

1. Saturasi minyak (S_o) adalah :

$$S_o = \frac{\text{volume pori-pori yang diisi oleh minyak}}{\text{volume pori-pori total}} \quad (\text{II.4})$$

2. Saturasi air (S_w) adalah :

$$S_w = \frac{\text{volume pori-pori yang diisi oleh air}}{\text{volume pori-pori total}} \quad (\text{II.5})$$

3. Saturasi gas (S_g) adalah

$$S_g = \frac{\text{volume pori-pori yang diisi oleh gas}}{\text{volume pori-pori total}} \quad (\text{II.6})$$

Jika pori- pori batuan diisi oleh gas-minyak-air maka berlaku hubungan :

$$S_g + S_o + S_w = 1$$

Sedangkan jika pori-pori batuan hanya terisi minyak dan air, maka :

$$S_o + S_w = 1 \quad (\text{II.7})$$

Ada beberapa faktor yang mempengaruhi besar saturasi fluida di dalam batuan reservoir sebagai berikut:

1. Ukuran dan distribusi pori
2. Ketinggian di atas *free water level*, dikarenakan tekanan kapiler dan adhesi
3. Keterbasahan batuan (*Wettability*)

II.4.4 Surfaktan

Surfaktan dapat menurunkan tegangan antar muka dua cairan yang tidak bercampur. Proses ini terjadi karena adanya penyerapan molekul surfaktan pada antar muka cairan.

Hal ini terjadi karena surfaktan adalah zat yang bersifat aktif permukaan, apabila dilarutkan dalam air dan kontak dengan minyak cenderung akan terkonsentrasi pada antar muka minyak - air.

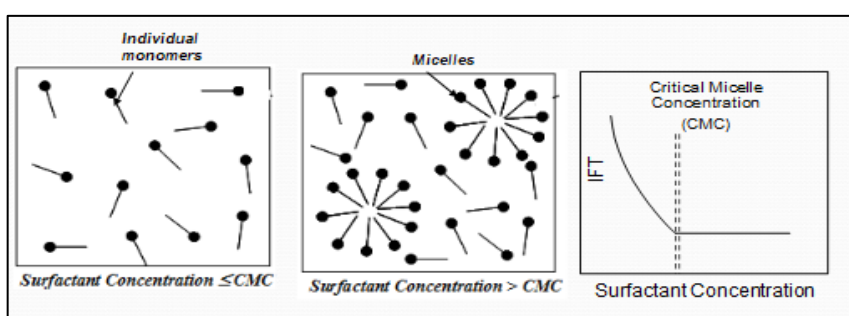


Gambar II.1 Gugus Hidrofil dan Hidrofob Surfaktan (Edubio, 2014)

Surfaktan merupakan molekul-molekul yang mengandung gugus hidrofilik (suka air) dan gugus hidrofob akan menolak molekul air. Surfaktan mengurangi tegangan antar muka dengan melakukan penyerapan pada antar muka cair-gas, atau air-minyak. Dalam fase cair, surfaktan membentuk agregat, seperti micelle, di mana ekor hidrofob membentuk inti dari agregat dan kepala hidrofil berada dalam kontak dengan cairan sekitarnya.

Konsentrasi surfaktan untuk gugus hidrofob naik akan mengakibatkan gugus berkumpul dan membentuk *micelle* dan pada tiap-tiap *micelle* terdapat beberapa monomer yang tersusun secara sferikal atau lamellar. Begitu pula pada surfaktan dengan konsentrasi rendah, *micelle* belum terbentuk, Misel terbentuk apabila konsentrasi surfaktan sudah cukup.

Kondisi ini disebut sebagai konsentrasi kritis misel (CMC: *Critical Micelles Concentration*) (Sahputra, 2016) (Green, 1998).



Gambar II.2 Pembentukan Critical Micelle Concentration (CMC) (Green, 1998)

II.4.5 Jenis Surfaktan

Berdasarkan sifat ionik surfaktan dapat digolongkan menjadi empat jenis sebagai berikut :

surfaktan anionik yaitu surfaktan yang bagian akilnya terikat pada suatu anion. Surfaktan jenis anionik ini yang paling banyak digunakan dalam proses perolehan minyak sebab relatif tingkat adsorpsinya rendah dalam *sandstone* dan *clay*, stabil dan murah. Surfaktan anionik akan mempunyai adsorpsi yang tinggi pada formasi karbonat (Sheng, 2013). Karakteristiknya yang hidrofilik di sebabkan karena gugus ionic yang cukup besar, yang biasanya berupa gugus sulfat atau sulfonat (LAS), dan *Petroleum Sulfonate*.

Surfaktan kationik yaitu surfaktan yang bagian alkilnya terikat pada suatu kation. Surfaktan jenis ini memecah dalam media cair, dengan bagian kepala surfaktan kationik bertindak sebagai pembawa sifat aktif permukaan.

Surfaktan nonionic yaitu surfaktan yang bagian alkilnya tidak bermuatan. Contohnya ester gliserol asam lemak, ester sorbitan asam lemak, ester sukrosa asam lemak, polietilena alkil amina, glukamia, alkil poliglukosida, mono alkanol amina, dialkanol amina dan alkil amina oksida.

Surfaktan amfoter yaitu surfaktan yang bagian alkilnya mempunyai muatan positif dan negative (Sahputra, 2016) (Salaguer, 2002).

II.4.6 Pengaruh Surfaktan

Injeksi Surfaktan digunakan untuk menurunkan tegangan antar muka sehingga proses penyapuan terhadap minyak sisa meningkat, optimalnya proses injeksi surfaktan di dasarkan dengan penurunan antar muka minyak air di dalam reservoir. Injeksi surfaktan di pengaruhi oleh beberapa faktor seperti adsorpsi, konsentrasi surfaktan, *clay* dan salinitas(Wibowo, 2007).

1. Adsorpsi

Persoalan yang dijumpai pada injeksi surfactant adalah adsorpsi batuan reservoir terhadap larutan surfactant. Adsorpsi batuan reservoir pada *slug surfactant* terjadi akibat gaya tarik-menarik antara molekul-molekul surfactant dengan batuan reservoir dan besarnya gaya ini tergantung dari besarnya afinitas batuan reservoir terhadap *surfactant*. Jika adsorpsi yang terjadi kuat sekali, maka surfactant yang ada dalam slug surfactant menjadi menipis, akibatnya kemampuan untuk menurunkan tegangan permukaan minyak-air semakin menurun.

2. Konsentrasi Slug Surfactant

Konsentrasi *surfactant* juga berpengaruh besar terhadap terjadinya adsorpsi batuan reservoir pada *surfactant*, Konsentrasi surfactant yang digunakan makin pekat, maka akan semakin besar adsorpsi yang diakibatkannya mencapai titik jenuh.

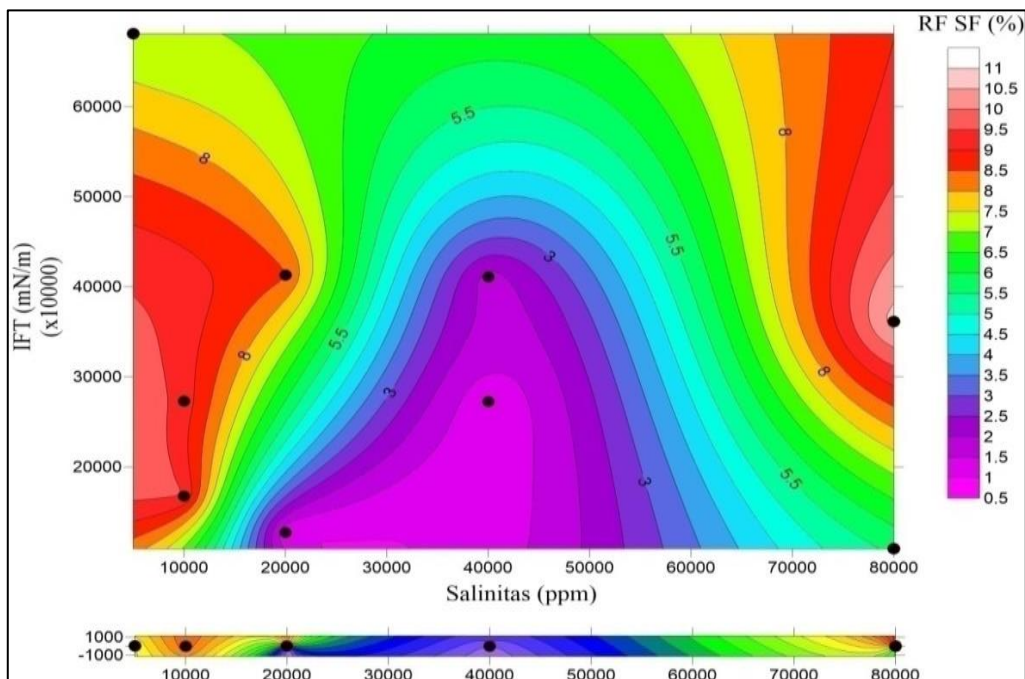
3. Adanya Kandungan Clay

Clay yang terdapat dalam reservoir harus diperhitungkan karena clay dapat menurunkan *recovery* minyak, disebabkan oleh sifat clay yang suka air (*Lyophile*) menyebabkan adsorpsi yang terjadi besar sekali.

4. Salinitas

Salinitas air formasi berpengaruh terhadap penurunan tegangan permukaan minyak-air oleh *surfactant* (Hirasaki & Miller, 2005) (Hambali, 2011). NaCl untuk konsentrasi garam-garam tertentu akan menyebabkan penurunan tegangan permukaan minyak-air tidak efektif lagi. Hal ini disebabkan karena ikatan kimia yang membentuk NaCl adalah ikatan ion yang sangat mudah terurai menjadi ion Na^+ dan ion Cl^- , begitu juga halnya dengan molekul-molekul surfactant.

Surfactant di dalam air akan mudah terurai menjadi ion RSO_3^- dan H^+ . Konsekuensinya bila pada operasi injeksi *surfactant* terdapat garam NaCl, maka akan membentuk HCl dan RSO_3Na , dimana HCl dan RSO_3Na bukan merupakan zat aktif permukaan dan tidak dapat menurunkan tegangan permukaan minyak-air. Berikut ini merupakan gambar Hubungan salinitas dan IFT terhadap perolehan minyak (RF) injeksi surfaktan NaLS ampas tebu.



Gambar II.3 Hubungan salinitas dan IFT terhadap perolehan minyak surfaktan NaLS ampas tebu (Setiati, 2017)

II.4.7 Karakteristik Surfaktan

Karakteristik surfaktan terdiri dari HLB, tegangan permukaan, tegangan antar muka, kemampuan pembusaan, stabil

1. HLB (*Hydrophile-Lipophile Balance*)

HLB merupakan suatu parameter untuk mengkorelasikan secara kuantitatif struktur surfaktan dengan aktifitas permukaannya. Secara formal, harga HLB diberikan dalam kisaran skala 0-20. Semakin tinggi nilai HLB menunjukkan

surfaktan makin bersifat hidrofilik sehingga lebih mudah larut dalam air dan pada umumnya digunakan sebagai bahan pelarut (*solubilizing agents*) yang baik, detergen, dan penstabil untuk emulsi O/W. Sementara bila nilai HLB semakin rendah menunjukkan kelarutan dalam air yang rendah sehingga sering digunakan sebagai pelarut air dalam minyak dan penstabil emulsi W/O yang baik (Chevalier & Zembf, 1990) Berikut tabel nilai HLB dan aplikasinya :

Tabel II.2 Nilai HLB dan aplikasinya

Rentang NilaiHLB	Aplikasi
2 – 6	<i>W/O emulsion</i>
7 – 9	<i>Wetting agent</i>
8 – 18	<i>O/W emulsion</i>
3 – 15	Detergen
15 – 18	<i>Solubilization</i>

2. Tegangan Permukaan

Tegangan permukaan dirumuskan sebagai energi yang dibutuhkan untuk memperbesar permukaan suatu cairan sebesar 1 cm². Tegangan permukaan disebabkan oleh adanya gaya tarik-menarik dari molekul cairan. Semakin besar ikatan antar molekul-molekul dalam cairan, semakin besar tegangan permukaannya . Surfaktan dapat diserap pada permukaan atau antar muka dengan bagian hidrofiliknya berorientasi pada fase yang lebih rendah viskositasnya dan bagian hidrofobiknya berorientasi pada uap atau fase yang kurang polar. Berbagai jenis surfaktan memiliki kemampuan yang berbeda untuk mengurangi tegangan permukaan atau tegangan antar muka karena struktur kimia yang berbeda.

3. Tegangan Antar muka

Tegangan antar muka adalah gaya per satuan panjang yang terjadi pada antar muka dua fase cair yang tidak dapat bercampur. Surfaktan berfungsi sebagai senyawa aktif yang dapat digunakan untuk menurunkan energi antar muka yang membatasi dua cairan yang tidak saling larut. Kemampuan ini disebabkan oleh gugus hidrofilik dan hidrofobik yang dimiliki oleh surfaktan. Surfaktan akan menurunkan gaya kohesi dan sebaliknya meningkatkan gaya adhesi sehingga dapat menurunkan tegangan antar muka. Tegangan antar muka sebanding dengan tegangan permukaan, tetapi nilai tegangan antar muka akan selalu lebih kecil daripada tegangan permukaan pada konsentrasi yang sama.

4. Kemampuan Pembusaan

Kebanyakan surfaktan dalam larutan dapat membentuk busa, baik diinginkan maupun tidak diinginkan dalam penggunaannya. Kestabilan busa diperoleh dari adanya zat pembusa (surfaktan). Zat pembusa ini teradsorpsi ke daerah antar fase dan mengikat gelembung-gelembung gas sehingga diperoleh suatu kestabilan kemampuan pembusaan surfaktan dipengaruhi oleh panjang rantai hidrokarbon. Dibandingkan dengan surfaktan anionik sebagai agen pembusa yang telah lama digunakan, surfaktan nonionik dianggap sebagai surfaktan yang memiliki kemampuan pembusaan yang lebih rendah.

5. Stabilitas Emulsi

Stabilitas emulsi merupakan keseimbangan antara gaya tarik-menarik dan gaya tolak-menolak yang terjadi antar partikel dalam sistem emulsi.

6. pH

Derajat keasaman (pH) merupakan salah satu karakteristik surfaktan. Setiap jenis surfaktan memiliki pH yang berbeda-beda. Dalam penggunaan surfaktan, pH perlu diperhatikan karena akan berpengaruh terhadap aktivitas surfaktan tersebut meskipun ada sebagian jenis surfaktan yang tidak dipengaruhi oleh perubahan pH.

II.4.8 Surfaktan Natrium Lignosulfonat Ampas Tebu

Pada umumnya, surfaktan yang digunakan dalam proses pelaksanaan EOR adalah surfaktan yang berbahan dasar petroleum seperti *Petroleum Sulfonate*, sehingga jika harga minyak naik maka harga surfaktan tersebut juga akan naik. *Petroleum sulfonate* memiliki kinerja maksimal dalam menurunkan tegangan antar muka, mencapai 10^{-4} dyne/cm. (Salaguer, 2002) (Han et al., 2013) Beberapa sifat surfaktan berbahan dasar petroleum ini mempunyai sifat yang tidak tahan terhadap air formasi dengan tingkat kesadahan dan kegaraman (*salinity*) tinggi, yaitu surfaktan jenis ini mengalami penggumpalan saat diaplikasikan pada sumur-sumur minyak Indonesia.

Natrium lignosulfonat (NaLS) yang berbahan nabati dari alam, menggunakan bahan utama lignin dan termasuk dalam surfaktan anionik karena memiliki gugus sulfonat dan garamnya ($-\text{NaSO}_3^-$) yang merupakan anion (kepala) dan gugus hidrokarbon yang merupakan ekor. Struktur inilah yang menyebabkan meningkatnya sifat hidrofilitas natrium lignosulfonat (NaLS) menjadi mudah larut dalam air. Natrium lignosulfonat yang terbentuk dari proses sulfonasi lignin ampas tebu ini kemudian harus dilakukan karakteristik surfaktan dengan acuan karakteristik surfaktan komersial yang selama ini telah digunakan. Surfaktan Natrium Lignosulfonate diperoleh dari proses hidrolisis dan sulfonasi dari bahan dasar ampas tebu. Proses hidrolisis merupakan proses pemecahan molekul lignin menjadi molekul yang lebih kecil agar dapat larut di dalam air. Sedangkan proses sulfonasi adalah reaksi antara ion bisulfit dengan molekul lignin dengan reaksi kimia

II.4.9 Parameter *Screening* Surfaktan

Tahap pertama sebelum dilakukan injeksi surfaktan adalah melakukan *screening* terhadap surfaktan tersebut. (Nageh, 2015) Parameter-parameter untuk *screening* meliputi kompatibilitas (*aqueous stability*), kelakuan fasa, IFT, dan *Thermal*.

1. Uji *Aqueous Stability*

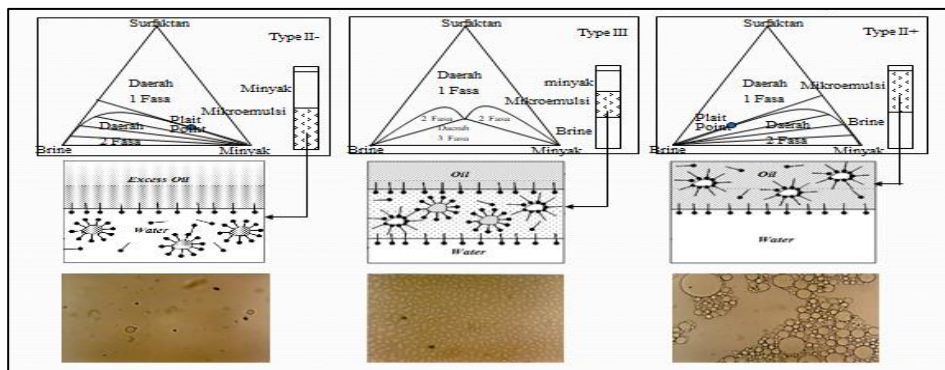
Uji Kompatibilitas adalah uji yang dilakukan untuk mengetahui kondisi kecocokan antara larutan surfaktan dengan air formasi dari suatu *reservoir*. Uji ini dilakukan selama pengamatan 48 jam dalam pemanasan 60 °C dalam oven. Uji kompatibilitas dilakukan dengan melarutkan surfaktan pada air formasi dan mengamati perubahan yang terjadi selama waktu pengamatan tersebut. Surfaktan kategori baik adalah surfaktan yang larut sempurna, tidak menjadi keruh, membentuk endapan atau gumpalan yang akan mengakibatkan sumbatan pada saat diinjeksikan ke dalam *reservoir*. (Setiati, 2017)

2. Uji kelakuan fasa

Uji kelakuan fasa adalah uji terhadap percampuran fluida *reservoir* dengan fluida injeksi. Uji ini bertujuan untuk mendapatkan kondisi tepat untuk surfaktan tersebut dengan menentukan salinitas yang tepat dan tipe emulsinya yang dapat bercampur dengan minyak mentah tersebut sebagai upaya untuk membuat penurunan tegangan antar muka seperti fungsi dari surfaktan tersebut. Pengamatan terhadap kelakuan fasa campuran antara fluida *reservoir* dan fluida injeksi, dapat diklasifikasikan sebagai: emulsi fasa bawah, mikroemulsi (emulsi fasa tengah), emulsi fasa atas, makroemulsi, dan endapan. Jika pada fasa campuran yang membentuk mikroemulsi, merepresentasikan kondisi pendesakan terbaaur (*miscible displacement*). Dan jika dalam fasa campuran yang membentuk emulsi fasa atas atau fasa bawah, merepresentasikan kondisi pendesakan tak terbaaur (*immiscible displacement*). Kelakuan fasa campuran tersebut, sangat dipengaruhi oleh : salinitas air pelarut, suhu, jenis dan konsentrasi surfaktan serta jenis minyak.

Pengertian emulsi ini adalah sistem dua fasa yang salah satu cairannya terdispersi dalam cairan yang lain, dalam bentuk tetesan kecil (Acosta, 2004). Ada dua jenis emulsi berdasarkan macam zat cair yang berfungsi sebagai fase internal ataupun eksternal, yaitu :

- a. Emulsi tipe O/W (*oil in water*) atau M/A (minyak dalam air) yaitu emulsi yang terdiri dari butiran minyak yang tersebar ke dalam air. Minyak sebagai fase internal dan air sebagai fase eksternal.
- b. Emulsi tipe W/O (*water in oil*) atau A/M (air dalam minyak) yaitu emulsi yang terdiri dari butiran air yang tersebar ke dalam minyak. Air sebagai fase internal dan minyak sebagai fase eksternal



Gambar II.4 Tiga jenis mikroemulsi efek salinitas dan kelakuan fasa

3. Uji tegangan antar muka (*Interfacial tension, IFT*)

Uji tegangan antar muka (*Interfacial tension, IFT*) antara minyak dan mikroemulsi merupakan salah satu parameter utama dalam proses EOR (Anton & Salager, 1986). Pengukuran tegangan antar muka perlu dilakukan sebelum surfaktan antar muka adalah *spinning drop* yang dapat mengukur tegangan antar muka hingga 10^{-6} mN/m. (White, 2002)

4. Uji *thermal stability*

Uji *thermal stability* bertujuan untuk mengetahui ketahanan surfaktan tersebut terhadap panas. Surfaktan yang baik akan menunjukkan kondisi stabil setelah dilakukan uji *thermal stability*. Pengukuran uji *thermal stability* dilakukan selama 3 bulan pengamatan selama pemanasan dalam oven dan pengukuran nilai tegangan antar muka (IFT). (Tobing & Hestuti Eni, 2013) Pengamatan ini dilakukan untuk melihat kecenderungan perubahan nilai tegangan antar muka

yang terjadi selama pemanasan pada suhu *reservoir*. Hasil pengukuran IFT yang stabil menunjukkan bahwa surfaktan tersebut tidak rusak oleh panas.

II.4.10 Core flooding

Untuk mengetahui *recovery factor* dari suatu proses pendesakan fluida, khususnya dalam EOR, dapat digunakan proses *core flooding*. *Coreflooding* dilakukan sebelum implementasi injeksi fluida pada kondisi lapangan sebenarnya. Sistem *core flooding* memiliki 3 (tiga) komponen yaitu, *upstream (syringe pump)* dan (*piston accumulator*), *core block* dan *downstream*. Proses yang dilakukan pada saat *core flooding* adalah water saturation, oil saturation, water injection (sebagai *secondary recovery*), dan injeksi surfaktan (*tertiary recovery*). berikut ini merupakan gambar dari komponen *core flooding*. (Sunny, 2016)



Gambar II.5 komponen *core flooding*

Tabel II.3 Menjelaskan beberapa kriteria yang diperlukan untuk injeksi surfaktan. (Wibowo, 2007)

Tabel II.3 Kriteria untuk injeksi surfaktan (Wibowo, 2007)

No	Parameter	Keterangan
1	<i>API gravity</i>	> 25 °API
2	Viskositas	< 30 cp
3	Salinitas air formasi	1000- 200.000 ppm
5	Tipe formasi	<i>Sandstone</i>
7	Permeabilitas rata-rata	> 20 mD

9	Temperatur	< 175 °F
---	------------	----------

Sedangkan karakteristik formula surfaktan yang diharapkan untuk *EOR* menurut BPMIGAS (2009) ditampilkan pada table berikut.

Tabel II.4 Karakteristik formula surfaktan untuk EOR

No.	Parameter	Keterangan
1.	Kompatibilitas	Positif
2.	<i>Adsorption</i>	< 400 $\mu\text{g/gr}$ batuan
3.	IFT	$10^{-2} - 10^{-4}$ dyne/cm
4.	Temperatur	stabil, sesuai suhu <i>reservoir</i>
5.	pH	6 – 8
6.	Bentuk fasa	tipe III (fasa tengah) atau minimal tipe II

II.5 Penelitian Terdahulu

Hasil penelitian terdahulu merupakan suatu upaya mereview hasil penelitian empiris yang bersumber dari bahan-bahan yang sudah ada dan memiliki keterkaitan atau relevan dengan penelitian yang dilakukan penulis. Untuk lebih jelasnya penelitian terdahulu sebagai berikut:

Tabel II.5 Penelitian Terdahulu

No	Judul Penelitian	Penulis (Tahun)	Hasil Penelitian	Nama Literatur
1	Upaya Peningkatan Perolehan Minyak Menggunakan Metode Chemical Flooding di Lapangan Limau	Eko Bagus Wibowo - UPN "Veteran" Yogyakarta Aris Buntoro - UPN "Veteran" Yogyakarta M. Natsir - Unit Bisnis Pertamina EP Limau, 2007	R-Lift Test menggunakan Surfactant SS B8020 sebagai fluida perendam mampu meningkatkan perolehan minyak antara 4 - 20 % dibandingkan dengan hasil perendaman menggunakan air formasi. Sedangkan Injeksi surfactant - polymer dengan konsentrasi 3000 ppm dan 1000 ppm masing-masing sebanyak 0,3 volume pori dan 0,2 volume pori menghasilkan peningkatan perolehan minyak sebanyak 12,89%. Hasil kajian ini dapat digunakan sebagai referensi untuk diterapkan di Lapangan Limau melalui mekanisme R-Lift Test maupun secara Pilot Project Full Scale.	Simposium Nasional IATMI
2	Sintesis dan Karakterisasi Surfaktan Natrium Lignosulfonat Ampas Tebu: Pengaruh Konsentrasi dan Kegaraman Larutan terhadap Kinerja Pendesakan Minyak dalam Batuan Inti	Rini Setiati, 2017	Hasil penelitian uji karakteristik surfaktan NaLS ampas tebu telah menunjukkan beberapa karakter surfaktan NaLS ampas tebu, Hasil penelitian ini mengatakan bahwa ampas tebu dapat diolah menjadi surfaktan natrium lignosulfonat (NaLS) yang mempunyai karakteristik tertentu yang bersesuaian dengan karakteristik surfaktan yang kompatibel dengan minyak ringan pada kondisi salinitas relatif tinggi. Surfaktan NaLS ampas tebu hasil sintesis dengan karakteristiknya tersebut ternyata dapat digunakan sebagai fluida injeksi dalam injeksi surfaktan untuk meningkatkan perolehan minyak, khususnya minyak ringan.	Institut Teknologi Bandung
3	Optimasi Pemisahan Lignin Ampas Tebu Dengan Menggunakan Natrium Hidroksida	Rini Setiati, Deana Wahyuningrum, Septorato Siregar, Taufan Marhaendrajana, 2016	Dalam penelitian ini proses hidrolisis lignoselulosa dari ampas tebu menjadi lignin menggunakan variasi konsentrasi natrium hidroksida (NaOH) dan variasi ukuran serbuk ampas tebu. Hasil lignin yang terbentuk dikarakterisasi dengan metode spektroskopi FTIR untuk menentukan gugus-gugus fungsi khas yang terdapat pada struktur lignin dan dibandingkan dengan spektrum FTIR lignin komersial standar sehingga dapat diketahui optimasi pemisahan lignin tersebut	Jurnal Penelitian dan Pengabdian Masyarakat
4	Infra Red Evaluation of Sodium Lignosulfonate Surfactant (SLS)	Rini Setiati, H. P. Septorato Siregar, Taufan Marhaendrajana, Deana Wahyuningrum, 2017	Ampas tebu dapat diolah menjadi surfaktan natrium lignosulfonat, menggunakan natrium bisulfat, yang memiliki komponen sulfonat muncul pada bilangan gelombang 1384,64 cm ⁻¹ yang cocok dengan lignosulfonat standar. Dari uji FTIR, telah mengidentifikasi tiga komponen utama, yaitu Fenolik, Alifatic dan Keton, dan empat komponen utama lignosulfonat, yaitu Alkena, Sulfat, Asam karboksilat, dan Ester.	THE INTERNATIONAL JOURNAL OF SCIENCE & TECHNOLEDGE
	Pengaruh Salinitas dan konsentrasi surfaktan AOS dan TWEEN 20 terhadap Recovery Factor pada proses Imbibisi dan Core Flooding	Prayang Sunny Aulia, 2017	Penelitian ini membahas mengenai pengaruh salinitas, jenis surfaktan, dan konsentrasi surfaktan pada injeksi surfaktan dalam batuan karbonat, serta pengaruhnya terhadap <i>recovery factor</i>	Seminar Nasional ke 3 Tahun 2017
5	Potensi Pengembangan EOR untuk Peningkatan Produksi Minyak	Usman, 2011	Paper ini menguraikan potensi EOR Indonesia serta sebarannya dan bidang riset yang perlu dikembangkan LEMIGAS untuk mendukung aplikasi EOR secara komersial di Indonesia. Sepintas deskripsi mengenai teknologi EOR juga	LEMIGAS

II.6 Hipotesis

Hipotesis pada penelitian penggunaan fluida injeksi surfaktan natrium lignosulfonat ampas tebu (surfaktan NaLS) adalah sebagai berikut:

1. Variasi konsentrasi surfaktan NaLS ampas tebu pada salinitas tinggi akan mempengaruhi hasil uji aqueous stability
2. Variasi konsentrasi surfaktan NaLS ampas tebu pada salinitas tinggi akan mempengaruhi hasil uji kelakuan fasa, hasil uji IFT, dan hasil uji *thermal stability*
3. Variasi konsentrasi surfaktan NaLS ampas tebu pada salinitas tinggi akan mempengaruhi peningkatan perolehan minyak

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian akan dilakukan di laboratorium Karakteristik Batuan Reservoir, Laboratorium Analisa Fluida *Reservoir* (AFR) dan Laboratorium *Enhanced Oil Recovery*, Teknik Perminyakan Universitas Trisakti dan ITB. Prosedur dalam penelitian terhadap surfaktan NaLS ampas tebu ini dipersiapkan yang terdiri dari bahan dan peralatan yang akan digunakan. Alat yang digunakan dalam percobaan ini terlebih dahulu dikalibrasi agar mendapatkan hasil yang lebih akurat.

III.1 Desain Penelitian

Desain penelitian yang akan digunakan untuk melakukan penelitian ini adalah penelitian analitik dan penelitian eksperimental, yang keduanya untuk mengetahui hubungan sebab-akibat antara dua variabel secara operasional, perbedaan, hubungan, dan intervensi peneliti didalamnya.

Peneliti akan mengintervensi terhadap data sumber didalamnya seperti konsentrasi surfaktan, dan salinitas yang akan digunakan. Dengan demikian, peneliti akan menggunakan hubungan antara variabel dan serta perbedaan pada konsentrasi tersebut untuk memperoleh hasil yang optimal dalam penggunaan variabel serta pengaruhnya terhadap *recovery factor* dari masing masing konsentrasi

III.2 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian akan dilaksanakan selama kurang lebih delapan minggu dimulai dari awal Maret sampai dengan akhir Mei di laboratorium KBR, AFR dan EOR Universitas Trisakti dan ITB

III.3 Bahan dan Peralatan

III.3.1 Bahan

1. Konsentrasi surfaktan (NaLS ampas tebu) yang digunakan 0,5% sampai dengan 1,5% (5 titik), masing-masing 0.5%;0.75%;1%; 1,25%; dan ,1,5% diukur pada suhu 60 °C,.
2. *Brine* yang digunakan 70000 ppm,75000 ppm, dan 80000 ppm, diukur pada suhu 60°C
3. Minyak yang digunakan adalah minyak ringan, ≥ 30 API
4. *Core* yang digunakan *Berea Core (sandstone)* dengan menggunakan 4 *core*

III.3.2 Alat

1. Timbangan digital, digunakan untuk mengukur massa bahan kimia yang digunakan.
2. Picnometer, digunakan sebagai wadah larutan yang digunakan untuk pengukuran
3. *Viscometer Brookfield*, digunakan untuk mengukur besarnya viskositas larutan
4. *Magnetic stirrer*, digunakan untuk mengaduk dan mencampur bahan-bahan yang diperlukan dalam pembuatan larutan
5. Kaca arloji, sebagai tempat sampel berwujud zat cair yang akan di timbang.
6. Gelas kimia 1000 ml digunakan sebagai wadah larutan yang akan digunakan sebagai pengukuran
7. Gelas ukur 250 ml digunakan untuk mengukur larutan kimia
8. *Stop watch*, digunakan untuk mengukur waktu saat pengukuran viskositas
9. Kertas saring, digunakan untuk menyaring larutan
10. Densitometer DMA 4100A digunakan untuk mengukur densitas, SG, dan °API
11. *Core holder injection*, untuk proses injeksi surfaktan pada batuan inti (*core*),
12. Corong pemisah, untuk tempat ekstraksi komponen minyak murni dari hasil

tampungannya injeksi batuan inti (*core flood*)

13. Oven, digunakan untuk pengujian kelakuan fasa
14. Batang pengaduk, untuk membantu mengaduk larutan
15. Buret, untuk melakukan titrasi
16. Sarung tangan, kacamata, dan masker, untuk pengaman dalam melakukan titrasi.
17. Lemari asam, tempat melakukan titrasi
18. Kertas pH meter, untuk mengetahui pH
19. Corong Buchner dan kertas Whatman, untuk menyaring filtrat hasil titrasi.

III.4 Prosedur Kerja

Proses injeksi surfaktan NaLS ampas tebu dalam penelitian ini diuraikan sebagai berikut:

1. Uji karakteristik batuan yaitu ;
 - a. Pengukuran porositas
 - b. Pengukuran permeabilitas
2. Uji karakteristik minyak bumi dan air Formasi yaitu ;
 - a. Densitas minyak
 - b. Viskositas minyak
 - c. API gravity minyak
3. Persiapan *brine* dan surfaktan NaLS ampas tebu dengan Komposisi tertentu.
4. Surfaktan NaLS ampas tebu dilakukan uji kompatibilitas yaitu ;
 - a. *Aquoeus Stability*
 - b. *Phase behaviour* (uji kelakuan fasa)
 - c. *Interfacial tension*
 - d. *Thermal stability*
5. Setelah dilakukan uji kompatibilitas dan memenuhi persyaratan, maka dapat dipersiapkan untuk proses injeksi surfaktan dengan tahap-tahap sebagai berikut:
 - a. *Water saturation* terhadap batuan inti yang akan diinjeksi.

- b. *Oil saturation* ke dalam batuan inti.
- c. *Water injection* hingga mencapai *saturated oil residual* (Sor).
- d. Injeksi surfaktan NaLS ampas tebu dengan beberapa variasi konsentrasi surfaktan yang digunakan.

III.4.1 Pengukuran Sifat Fisik Batuan

a. Pengukuran Porositas Batuan

Pengukuran porositas dilakukan dengan menggunakan gas porosimeter, yang bekerja berdasarkan prinsip Hukum Boyle. Alat dan bahan yang dibutuhkan untuk melakukan percobaan ini yaitu

1. Porosimeter (PORG)
2. Tabung N₂ dan *regulator*
3. Jangka sorong
4. *Core* batuan
5. *Calibration disk*

Prosedur percobaan porosimeter yang dilakukan dalam percobaan ini adalah sebagai berikut :

1. Ukur dimensi core dan *calibration disk*
2. Masukkan *calibration disk* ke *matrix cup* dan tutup dengan rapat
3. Atur gas N₂ supply pressure sebesar 100 psi dan nyalakan gas porosimeter
4. Atur valve V2 ke posisi *vent*
5. Atur valve V1 ke posisi *on*
6. Atur *upstream pressure* dengan memutar *regulator* perlahan sampai kurang lebih 100 psi.
7. Atur valve V1 ke posisi *off* dan catat *upstream pressure* (P1)
8. atur valve V2 ke posisi *expand* dan catat *stabilized pressure* (P2) pada *upstream pressure display*

9. Lakukan percobaan diatas untuk susunan *calibration disk* yang lain dan sampel *core*, dengan *procedure* sebagai berikut : saat penggantian *core*, posisi V1 tetap di posisi off, atur valve V2 ke posisi vent, buka *matrix cell* dan lakukan *bleed off* dengan mengatur valve V2 ke posisi *expand*. tutup *matrix cell* dan tekan tombol tare, mulai *procedure* kembali dari langkah no 4



Gambar III.1 Gas Porosimeter

b. Pengukuran Permeabilitas Batuan

Setelah pengukuran porositas, dilanjutkan dengan pengukuran permeabilitas dengan menggunakan Alat Gas Permeameter (PERG) untuk menghitung besarnya harga permeabilitas absolut dengan menerapkan hukum Darcy. Permeabilitas absolut ditentukan dengan mengukur laju alir gas inert yang melewati suatu sampel *core* pada perbedaan tekanan *inlet - outlet* tertentu.

Alat dan bahan yang digunakan antara lain :

1. PERG (Gas Permeameter)
2. *Fancher Core Holder*
3. Tabung gas N₂
4. Sampel *Core*
5. Gas N₂

Adapun prosedur percobaan PERG sebagai berikut :

1. Sediakan sampel *core* berbentuk Silinder. Pastikan sampel *core* dalam keadaan bersih dan kering.
2. Ukur dimensi sampel *core*. Gunakan sampel *core* yang diameter dan panjangnya mendekati 1 inch
3. Pastikan tidak ada tekanan tersisa di dalam permeameter. Sebelum sumber N_2 dinyalakan dalam keadaan *Fancher holder* terbuka, buka Valve V1 dan atur *regulator* hingga tekanan yang terbaca 0
4. Pasang *core* yang akan diukur permeabilitasnya pada penahan karet dan kemudian letakkan di dalam *Fancher holder*. Pastikan *Fancher holder* tertutup rapat
5. Dalam keadaan valve V1 tertutup, nyalakan sumber N_2 dan atur sehingga tekanan yang ditunjukkan kurang lebih 20 psig.
6. Buka Valve V1 dan atur *regulator* alat hingga *display upstream pressure* menunjukkan tekanan yang diinginkan. Tunggu selama beberapa menit hingga tekanan dan laju alir stabil dan catat hasilnya.
7. Ulangi langkah 6 pada tekanan dan laju alir yang berbeda.

III.4.2 Pengukuran Sifat Fisik Fluida

Sifat fisik fluida akan diukur dalam penelitian ini terhadap fluida injeksi meliputi densitas, viskositas dan dan *interfacial tension*. Hal tersebut digunakan sebagai parameter tambahan dalam melakukan penelitian ini.

a. Pengukuran Densitas Fluida

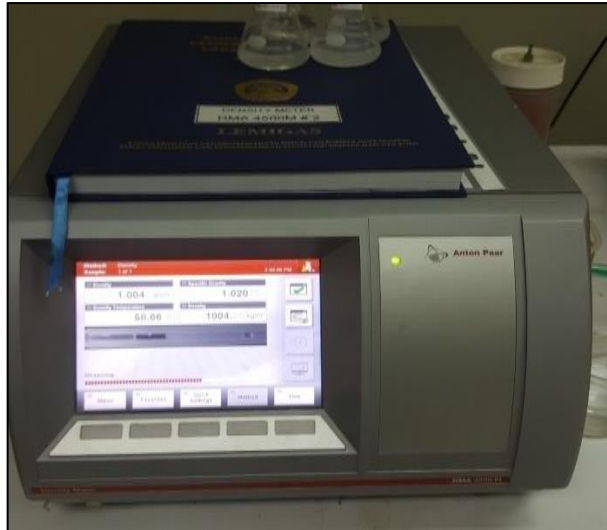
Setelah membuat larutan *brine water* dan surfaktan, dilanjutkan dengan pengukuran densitas masing-masing larutan serta pengukuran densitas minyak. Densitas surfaktan pada masing-masing konsentrasi diukur dengan menggunakan Densitometer DMA 4100A, dengan prinsip kerja alat tersebut sebagai berikut:

1. Persiapan water check
 - a. Koneksikan instrumen ke *electric power supply*, kemudian nyalakan tombol *on* dibagian belakang instrumen.
 - b. Tunggu hingga alat selesai inialisasi.
 - c. Berikan jeda *standby* selama 15 menit untuk *warming up* pada alat sebelum digunakan.
 - d. Lakukan *water check* terlebih dahulu sebelum pengukuran terhadap contoh, dengan langkah : tekan *Menu*, *Checks/Adjustments*, *Checks*, *Water Checks*, kemudian *Start*.
 - e. Masukkan *water sample* standar atau aquades ke dalam *inlet* menggunakan *syringe* hingga memenuhi seluruh *tube*. Lalu tekan *ok*.
 - f. Tunggu pengukuran hingga tercapai suhu yang diatur. Kemudian muncul tanda *Check Result Passed* yang artinya pengukuran telah selesai.
 - g. Jika muncul tanda *Check Result Failed*, maka alat perlu dikalibrasi sebelum digunakan.
 - h. Kembali ke *Home Screen* dengan menekan *Main Screen*.

2. Pengukuran sample
 - a. Pilih metode yang diinginkan untuk pengukuran dengan menekan *Menu*, kemudian pilih Metode yang diinginkan hingga tampilan layar kembali pada *Home Screen* Lagi.
 - b. Pastikan *U-Tube* dalam keadaan bersih. Kemudian masukan contoh menggunakan *syringe* hingga memenuhi seluruh *U-Tube*. Lakukan dengan hati-hati jangan sampai terdapat gelembung pada *U-Tube*.
 - c. Tekan *Start*. Tunggu hasil pengukuran, kemudian akan muncul *Condition Valid* dan hasil akan terpampang dilayar secara otomatis.

3. Selesai Pengukuran Contoh dan Mematikan Instrumen
 - a. Keluarkan sisa contoh yang terdapat dalam *U-Tube* dengan mendorong menggunakan *syringe* yang telah kosong.

- b. Bilas *U-Tube* menggunakan pelarut yang sesuai dengan karakteristik contoh yang diukur sebelumnya. Untuk meyakinkan pembersihan lakukan pembilasan sebanyak dua kali.



Gambar III.2 Densitometer DMA 4001

b. Pengukuran Viskositas

Viskositas surfaktan pada masing-masing konsentrasi diukur dengan menggunakan Pengukuran viskositas fluida menggunakan alat *Viscometer Brookfield*

1. Hidupkan *Viscometer* dengan menekan ke atas *switch power*
2. Pilih salah satu dari 4 *spindle* yang cocok dengan bahan yang digunakan semakin besar jenis *spindle*, semakin kecil kekentalan zat yang diukur.
3. Pasang *spindle* pada *viscometer*
4. Setting Switch SPEED/SPINDLE pada posisi ke kanan untuk memilih kode SPINDLE yang tepat, sesuai dengan *spindle* yang digunakan
5. Setelah terbaca kecepatan (*speed*) di layar set switch SPEED/ SPINDLE pada posisi tengah
6. Nyalakan motor pada posisi ON. Tunggu beberapa saat hingga angka viskositas yang tertera stabil

7. Tekan tombol *AUTO RANGE* untuk membaca data viskositas maksimum.



Gambar III.3 Viskometer Brookfield

III.4.3 Persiapan Air Formasi

1. Air formasi yang digunakan dalam melakukan studi penelitian ini adalah air formasi sintetis atau *brine*. *Brine* digunakan dengan konsentrasi 70000 ppm, 75000 ppm, dan 80000 ppm.
2. Gelas kimia 1000 ml dipersiapkan sebagai wadah pencampuran NaCl dan Aquades
3. NaCl dipersiapkan 70 gram, 75 gram, dan 80 gram (berat NaCl tersebut mewakili konsentrasi 70000 ppm, 75000 ppm, dan 80000 ppm)
4. Aquades dicampurkan dengan masing-masing berat NaCl, Campuran tersebut dilarutkan dengan menggunakan *magnetic stirrer* selama ± 10 menit.

III.4.4 Uji *Screening* Surfaktan

1. Uji *Aquoeus Stability*

Aquoeus Stability adalah uji yang dilakukan untuk mengetahui kondisi kecocokan antara larutan surfaktan dengan air formasi dari suatu *reservoir*. Uji ini dilakukan selama pengamatan 48 jam dalam pemanasan 60 °C dalam oven.

Aquoeus Stability dilakukan dengan melarutkan surfaktan dengan Salinitas 70000 ppm, 75000 ppm, 80000 ppm masing masing pada konsentrasi 0,5% ; 0,75% ; 1%; 1,25%; dan 1,5% pada air formasi dilarutkan dengan pipette tube dan diamati perubahan yang terjadi selama waktu pengamatan tersebut.

Surfaktan kategori baik adalah surfaktan yang larut sempurna, tidak menjadi keruh, membentuk endapan atau gumpalan yang akan mengakibatkan sumbatan pada saat diinjeksikan ke dalam *reservoir*

2. Uji Kelakuan Fasa

Uji coba phase behavior atau uji kestabilan fasa. Siapkan alat *pipette tube* berukuran 5 ml sebanyak 15 buah. Selanjutnya, siapkan bahan berupa larutan surfaktan NaLS yang telah dicampur brine water, dimana total sampel tersebut sebanyak 15 buah sesuai dengan batasan konsentrasi dan salinitas.

Setelah menyiapkan larutan surfaktan, siapkan sampel minyak ringan ± 100 ml. Tuang surfaktan dan minyak ke dalam *pipette tube*, masing-masing sebanyak 2 ml. Kocok hingga benar-benar tercampur merata. Diamkan dan amati hasil pengamatan dari mulai 0.5 jam hingga jam ke 504 atau hingga kedua fasa tersebut dalam kondisi stabil dan membentuk mikroemulsi, sehingga tipe surfaktan tersebut dapat ditentukan.

3. Uji *Interfacial Tension*

Tegangan antar muka surfaktan pada masing-masing konsentrasi yaitu Salinitas 70000 ppm dengan variasi konsentrasi 0.75%; 1.5% dan pada salinitas

75000 ppm dengan variasi konsentrasi 1%; 1.5%. diukur dengan menggunakan *Spinning Drop*.

Cara kerja *Spinning Drop* yaitu alat *spinning drop* dipanaskan hingga suhu 60°C, setelah kondisi stabil, sampel surfaktan dimasukkan ke dalam gelas tube. Kemudian *crude oil* dimasukkan dalam glass tube yang telah berisikan larutan surfaktan. Di dalam glass tube tersebut tidak boleh ada gelembung udara. *Glass tube* dimasukkan kedalam alat *spinning drop* dengan permukaan glass menghadap ke arah luar. Power dihidupkan. Setiap setengah jam data lebar *drop* (tetesan) dalam tube di catat dengan memutar drum. Pembacaan ini di ulang sampai didapatkan harga yang konstan dari pembacaan lebar tetesan. Di layar komputer akan menunjukkan nilai IFT larutan surfaktan yang telah diukur.

4. Uji Thermal Stability

Uji *thermal stability* dilakukan untuk mengetahui ketahanan surfaktan tersebut terhadap suhu. Surfaktan yang baik akan menunjukkan kondisi stabil setelah dilakukan uji *thermal stability*. Pengukuran uji *thermal stability* dilakukan selama 3 bulan pengamatan dalam oven dengan suhu 60°C. Uji thermal di lakukan pada Salinitas 70000 dengan variasi konsentrasi 0.75%; 1.5% dan pada salinitas 75000 dengan variasi konsentrasi 1% ; 1.5%. dimana 4 konsentrasi tersebut telah mendapatkan hasil kelakuan fasa yang cukup baik. Pengamatan ini dilakukan untuk melihat kecenderungan perubahan nilai tegangan antar muka yang terjadi selama pemanasan pada suhu *reservoir*. Hasil pengukuran IFT yang stabil menunjukkan bahwa surfaktan tersebut tidak rusak oleh panas.

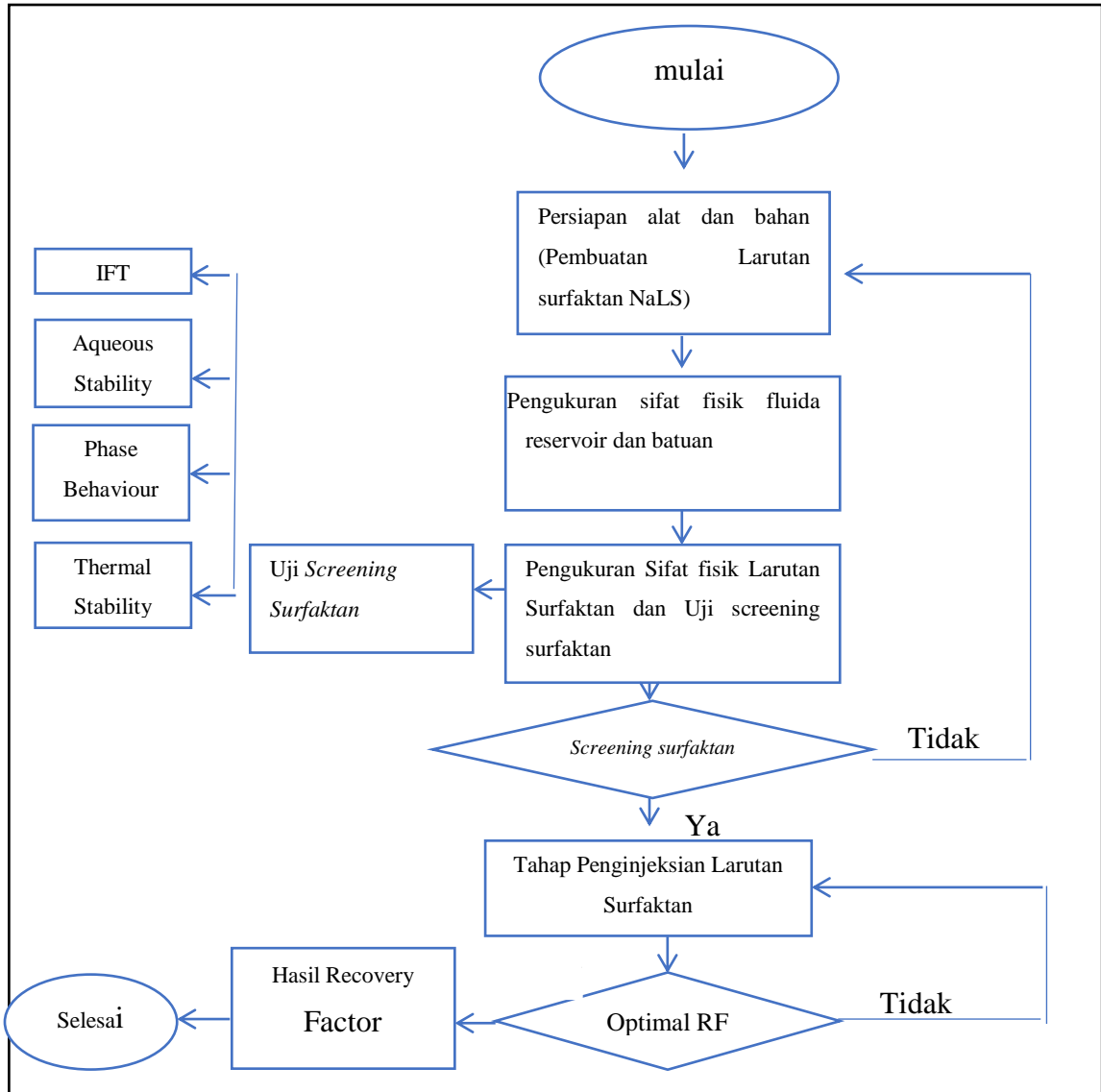
5. Percobaan Core Flooding

Percobaan *core flooding* dilakukan setelah hasil dari *screening* surfaktan yang akan di gunakan lulus uji kelakuan fasa, dimana dilakukan *core flooding* pada Salinitas 70000 ppm dengan variasi konsentrasi 0,75% ; 1,5% dan pada salinitas 75000 ppm dengan variasi konsentrasi 1% 1,5%. Proses *core flooding* berlangsung selama +- 2 minggu dengan tahap- tahap sebagai berikut :

- a. *Water Saturation* terhadap 4 core yang akan digunakan, dengan menyiapkan larutan brine masing- masing 200 ml dimasukkan ke dalam gelas kimia, lalu saturasikan menggunakan *desicator* dan pompa vakum dan tunggu selama 24 – 48 jam.
- b. *Oil Saturation* terhadap 4 core yang akan digunakan masing masing sebanyak 40 ml *crude oil* menggunakan *syringe pump*. Hasil akhir berupa brine water yang keluar pada saturasi minyak.
- c. *Water flooding* terhadap 4 core yang telah disaturasi.
- d. Injeksi surfaktan NaLS ampas tebu dengan beberapa variasi konsentrasi surfaktan yang digunakan.
- e. *Oil content* dilakukan untuk mendapatkan hasil RF setelah di lakukannya injeksi surfaktan. Tahapan Oil Content yaitu :
 1. Tampung sampel, ukur dan catat volume sampel ,
 2. Cek pH sampel ,
 3. teteskan HCl bila $\text{pH} > 4$ hingga $\text{pH} \pm 4$,
 4. Bilas tempat sampel dengan TCE / CCl_4 supaya minyak yang masih terdapat pada dinding tempat sampel terambil semua.
 5. Catat pemakaian TCE/ CCl_4 , Biarkan selama ± 15 menit,
 6. kemudian ambil ± 10 ml sampel yang mengandung minyak,
 7. Saring larutan tersebut dengan menggunakan kertas saring yang ditaburi florisol bubuk untuk menyerap komponen yang bukan minyak murni,
 8. Masukkan filtrat hasil saringan ke dalam botol vial FTIR,
 9. Ukur absorban dengan FTIR pada panjang gelombang 3200 – 2700 cm^{-1} \rightarrow $\text{CH}_2 - \text{CH}_3$, dan
 10. Hitung nilai oil content berdasarkan kurva absorban.
 11. Pengukuran Spektrofotometri FTIR (*Fourier Transform Infra Red*),di Pusat Penelitian dan Pengembangan Kimia, LIPI, Serpong untuk mengetahui kandungannya

III.5 Diagram Alir

Rangkaian dalam percobaan yang dilakukan di laboratorium dan persiapannya dijelaskan pada gambar sebagai berikut



Gambar III.4 Diagram alir Prosedur percobaan di laboratorium untuk proses injeksi surfaktan

BAB IV ANALISA PEMBAHASAN

Dalam penelitian ini, telah diperoleh hasil percobaan laboratorium yang terdiri dari proses pembuatan brine, uji sifat fisik batuan, uji sifat fisik fluida, uji karakteristik surfaktan NaLS ampas tebu dan terakhir adalah injeksi *core* menggunakan surfaktan NaLS ampas tebu. Uji karakteristik surfaktan NaLS ampas tebu pada salinitas dan konsentrasi tertentu terdiri dari Uji *Aqueous stability* (uji kestabilan surfaktan), Uji *Phase behavior* (uji kelakuan fasa), Uji IFT (*interfacial tension*) dan Uji *thermal stability*. Setelah proses uji kelakuan fase yang merupakan bagian dari uji karakteristik fluida dilakukan, dilihat hasil uji kelakuan fase terhadap surfaktan pada salinitas dan variasi tertentu

IV.1 Hasil Pembuatan Brine

Sampel fluida yang digunakan dalam penelitian ini memiliki salinitas 70.000 ppm; 75.000 ppm; dan 80.000 ppm. Sebagai contoh, pembuatan brine water 70.000 ppm ke dalam 1000 ml aquades. Kemudian diaduk menggunakan magnetic stirrer. Perhitungan jumlah NaCl yang dibutuhkan sebagai berikut. Berikut merupakan perhitungan salinitas brine untuk dapat dilihat pada Tabel IV.1

Tabel IV.1 Komposisi Salinitas Brine

SALINITAS (ppm)	Nacl (gr)	Aquades (Liter)
70000	70	1000
75000	75	1000
80000	80	1000

IV.2 Hasil Pembuatan Larutan Surfaktan NaLS

Konsentrasi surfaktan dari masing-masing larutan dapat dilihat pada Tabel IV.2 Pada awal Pengerjaan brine ditimbang terlebih dahulu, dimana komposisinya total larutan setelah di masukkan surfaktan harus sama dengan 100 gr.

Sebagai Contoh yaitu pada konsentrasi 0,5 %, dilarutkan 99,5 gr brine dan 0,5 gr surfaktan. Sehingga total brine dan surfaktan menjadi 100 gr yang dapat disimpulkan dengan 100 %

Tabel IV.2 Komposisi Surfaktan NaLS dan Brine

Salinitas (ppm)	Konsentrasi (%)	Surfaktan (gr)	Brine (gr)
70000	0.5	0.5	99.5
	0.75	0.75	99.25
	1	1	99
	1.25	1.25	98.75
	1.5	1.5	98.5
75000	0.5	0.5	99.5
	0.75	0.75	99.25
	1	1	99
	1.25	1.25	98.75
	1.5	1.5	98.5
80000	0.5	0.5	99.5
	0.75	0.75	99.25
	1	1	99
	1.25	1.25	98.75
	1.5	1.5	98.5

IV.3 Pengukuran Sifat Fisik Batuan

Pengukuran porositas dilakukan dengan menggunakan gas Porosimeter, yang bekerja berdasarkan prinsip Hukum Boyle. Pada Tabel Perhitungan Porositas dapat dikatakan bahwa core memiliki porositas yang baik untuk digunakan karena berada kategori porositas yang baik sekali.

Seperti di bahas pada bab sebelumnya dimana di berikan penjelasan mengenai kategori dan kualitas porositas yang dapat digunakan. seperti ditunjukkan pada tabel IV.3

Tabel IV.3 Hasil Pengukuran Porositas Batuan

Core	2	3	4	6
D (cm)	2,50	2,50	2,503	2,51
L (cm)	3,56	3,61	3,56	3,62
Vbulk (cc)	17,57	17,72	17,529	17,91
P1 (psig)	100	100	100	100
P2 (psig)	24,90	25	25	25,32
P1/P2	4,01	4	4	3,953
Vgrain (cc)	33,07	33,15	33,154	33,37
Vgrain Addition (cc)	19,27	19,27	19,27	19,27
Final Vgrain (cc)	13,80	13,88	13,882	14,10
Porositas Gas (%)	21,44	21,69	20,8	21,29
Berat Kering (g)	36,68	35,69	35,56	34,94
Berat Basah (g)	40,63	38,93	38,99	38,82
Porosity Liquid (%)	22,83	18,57	19,89	21,98

Permeabilitas batuan dihitung dengan menggunakan Gas permeameter, Hasil permeabilitas *core* 2,3,4, dan 6 dapat dilihat pada tabel IV.4 hasil permeabilitas batuan pada 4 core yang di teliti berada pada kategori baik sekali yaitu berada pada 100 sd 1000 md.

Tabel IV.4 Hasil Pengukuran Permeabilitas Batuan

Core	K Average (md)
2	235,17
3	246,89
4	241,75
6	214,61

IV.4 Pengukuran Sifat Fisik Fluida

Pengukuran sifat fisik fluida yaitu Densitas, Viskositas, Sg dan pH dilakukan pada salinitas 70.000 ppm (0,5%; 0,75%;1%;1,25%;1,5%) , salinitas 75.000 ppm (0,5%; 0,75%;1%;1,25%;1,5%), dan salinitas 80.000 ppm (0,5%; 0,75%;1%;1,25%;1,5%). Hasil pengukuran densitas didapatkan bahwa semakin besar konsentrasi maka semakin besar pula nilai densitas yang didapatkan pada komposisi larutan surfaktan. Seperti tabel IV.5

Tabel IV.5 Hasil Pengukuran pH, Densitas dan Sg

Salinitas (ppm)	Konsentrasi (%)	pH	Densitas gr/cc	Sg
70.000	0,5	3,2	1,0329	1,053
	0,75	3,5	1,0353	1,0557
	1	3,7	1,0379	1,0575
	1,25	3,5	1,0397	1,0605
	1,5	3,2	1,0427	1,0605
	75.000	0,5	3,7	1,0356
0,75		3	1,0382	1,0559
1		3,2	1,0405	1,0583
1,25		3,1	1,0421	1,0599
1,5		3	1,0455	1,0633
80.000	0,5	6	1,0399	1,0577
	0,75	6,1	1,0403	1,058
	1	3,8	1,0442	1,0621
	1,25	2,8	1,0454	1,0633
	1,5	2,8	1,0489	1,0668

Pengukuran viskositas fluida dilakukan menggunakan *viscometer Brookfield*, dan diukur pada salinitas 70.000 (0,75%; 1,5%) dan salinitas 75.000

(1%; 1,5%), dimana komposisi sampel larutan tersebut akan dilakukan uji core flooding. Tabel IV.6 merupakan hasil pengukuran Viskositas fluida

Tabel IV.6 Hasil Pengukuran Viskositas

Salinitas (ppm)	Konsentrasi (%)	Viskositas cp
70.000	0,75	0,60
	1,5	0,61
75.000	1	0,60
	1,5	0,62

IV.5 Pengujian *Screening Surfactant*

Screening Surfactant yang dilakukan pada penelitian ini meliputi *Aqueus Stability*, Uji Kelakuan Fasa, Uji IFT, dan Uji Thermal. Hasil dari Uji Karakteristik Surfaktan di jelaskan pada subbab berikut ini.

IV.5.1 *Aqueus Stability*

Pengujian *Aqueus Stability* selama 48 jam dalam pemanasan 60^o C dalam Oven, dimana apabila surfaktan yang di uji dalam pengamatannya memiliki hasil yang jernih, maka surfaktan tersebut baik untuk digunakan, dan dapat masuk ke tahap screening berikutnya .hasil uji *aqueus stability* dapat dilihat pada Gambar IV.1



Gambar IV.1 *Aqueus Stability*

Hasil Uji *Aqueus Stability* pada yang berlangsung selama 2 hari, didapatkan hasil seperti tabel IV.7, dimana Pengamatan surfaktan NaLS ampas tebu pada (Salinitas 70.000 ppm; 0,75%), (Salinitas 75.000 ppm; 1%) (Salinitas 70.000 ppm; 1,5%) dan (Salinitas 75.000 ppm; 1,5%) cukup jernih, Sehingga surfaktan pada konsentrasi dan salinitas tersebut lolos uji kompektibilitas.

Tabel IV.7 Hasil Uji Aqueus Stability

Salinitas (ppm)	Konsentrasi (%)	Pengamatan Uji Aqueus Stability			
		0 jam	2 jam	24 jam	48 jam
70.000	0,5	Jernih	Jernih	Jernih	Jernih
	0,75	Jernih	Jernih	Jernih	Jernih
	1	Jernih	Jernih	Jernih	Jernih
	1,25	Jernih	Jernih	Jernih	Jernih
	1,5	Jernih	Jernih	Jernih	Jernih
75.000	0,5	Jernih	Jernih	Jernih	Jernih
	0,75	Jernih	Jernih	Jernih	Jernih
	1	Jernih	Jernih	Jernih	Jernih
	1,25	Jernih	Jernih	Jernih	Jernih
	1,5	Jernih	Jernih	Jernih	Jernih
80.000	0,5	Jernih	Jernih	Jernih	Jernih
	0,75	Jernih	Jernih	Jernih	Jernih
	1	Jernih	Jernih	Jernih	Jernih
	1,25	Jernih	Jernih	Jernih	Jernih
	1,5	Jernih	Jernih	Jernih	Jernih

IV.5.2 Hasil Uji Kelakuan Fasa

Hasil uji kelakuan fasa dikelompokkan menjadi emulsi fasa bawah, emulsi fasa tengah, emulsi fasa atas, dan makroemulsi, hingga kedua fasa tersebut dalam kondisi stabil dan membentuk mikroemulsi. Pada uji kelakuan fasa pada Salinitas 70000 ppm, 75000 ppm, 80000 ppm, masing masing pada konsentrasi 0,5% ; 0,75% ; 1%;1,25%; dan 1,5% dilakukan pengamatan dengan hasil pengamatan dari mulai 0,5 jam hingga 504 jam.

Hasil uji kelakuan fasa pada berbagai salinitas dan konsentrasi tersebut didapatkan hampir semua membentuk emulsi fasa tengah, akan tetapi pada penelitian selanjutnya dikerucutkan kembali dengan mencari persen emulsi yang

paling besar, dan mengacu pada tren penelitian sebelumnya di coba kembali pada konsentrasi 1,5%. pada masing - masing salinitas 70.000 ppm dan 75.000 ppm.

Tabel IV.8 Hasil Uji Kelakuan Fasa

Salinitas (ppm)	Konsentrasi (%)	Fasa	Volume Pengamatan									Jenis Emulsi	Persentase Volume Emulsi	
			0	0.5	1	2	24	48	168	336	504			
70000	0.5	Surfaktan	0.05	0.1	0.1	0.1	1	1.3	1.55	1.6	1.6	Tengah	11.25	
		Minyak	3.75	2.2	2.15	2.1	1.2	0.9	0.65	0.5	0.45			
	0.75	Emulsi	0.2	1.7	1.75	1.8	1.8	1.8	1.8	1.9	1.95	Tengah	13.75	
		Surfaktan	0.1	0.8	1	1.2	1.5	1.55	1.65	1.65	1.65			
	1	Minyak	3.2	1.55	1.3	1.05	0.75	0.7	0.55	0.55	0.55	Tengah	11.25	
		Emulsi	0.7	1.65	1.7	1.75	1.75	1.75	1.8	1.8	1.8			
	1.25	Surfaktan	0.55	1.15	1.3	1.35	1.55	1.6	1.65	1.65	1.65	Tengah	10	
		Minyak	2.45	1.05	0.85	0.75	0.65	0.5	0.45	0.45	0.45			
	1.5	Emulsi	1	1.8	1.85	1.9	1.8	1.9	1.9	1.9	1.9	Tengah	8.75	
		Surfaktan	0.55	1.55	1.7	1.75	1.6	1.85	1.85	1.85	1.85			
	75000	0.5	Minyak	2.45	0.9	0.7	0.65	0.7	0.45	0.45	0.4	0.4	Tengah	7.5
			Emulsi	1	1.55	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7	1.75	1.75		
0.75		Surfaktan	0.55	1.2	0.9	1.5	1.65	1.7	1.7	1.7	1.75	Tengah	18.75	
		Minyak	2.45	1.5	1.75	1.15	1	0.95	0.95	0.95	0.9			
1		Emulsi	1	1.3	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	Tengah	22.5	
		Surfaktan	0.95	1.8	1.9	1.95	2	2	2	2	2			
1.25		Minyak	2.2	1.45	0.7	0.65	0.2	0.05	0.05	0.05	0.05	Atas	1.25	
		Emulsi	0.85	0.75	1.4	1.4	1.8	1.95	1.95	1.95	1.95			
1.5		Surfaktan	0.05	1.4	1.5	1.6	1.8	1.8	1.8	1.9	1.9	Tengah	6.25	
		Minyak	2.6	0.85	0.7	0.6	0.4	0.4	0.4	0.25	0.25			
80000		0.5	Emulsi	1.35	1.75	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.85	1.85	Tengah	12.5
			Surfaktan	0	0.8	0.9	1.05	1.3	1.5	1.65	1.65	1.7		
	0.75	Minyak	2.65	1.6	1.45	1.3	1.05	0.75	0.55	0.55	0.5	Tengah	10	
		Emulsi	1.35	1.6	1.65	1.65	1.65	1.75	1.8	1.8	1.8			
	1	Surfaktan	0.15	1.3	1.4	1.4	1.5	1.55	1.65	1.65	1.65	Tengah	12.5	
		Minyak	2.1	0.8	0.7	0.7	0.6	0.5	0.4	0.4	0.4			
	1.25	Emulsi	1.75	1.9	1.9	1.9	1.9	1.95	1.95	1.95	1.95	Bawah	10	
		Surfaktan	0	0.7	0.8	0.95	1.25	1.3	1.45	1.45	1.5			
	1.5	Minyak	2.5	1.4	1.25	1.1	0.8	0.75	0.55	0.55	0.5	Bawah	10	
		Emulsi	1.5	1.9	1.95	1.95	1.95	1.95	2	2	2			
	1.5	Surfaktan	0.1	0.9	1.1	1.25	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	Tengah	8.75	
		Minyak	2.5	1.2	1	0.85	0.55	0.55	0.4	0.4	0.4			
1.5	Emulsi	1.4	1.9	1.9	1.9	1.95	1.95	2	2	2	Tengah	8.75		
	Surfaktan	0.25	1.35	1.4	1.5	1.7	1.7	1.75	1.75	1.75				
1.5	Minyak	2.2	0.85	0.85	0.65	0.45	0.45	0.35	0.35	0.35	Tengah	8.75		
	Emulsi	1.55	1.8	1.75	1.85	1.85	1.85	1.9	1.9	1.9				

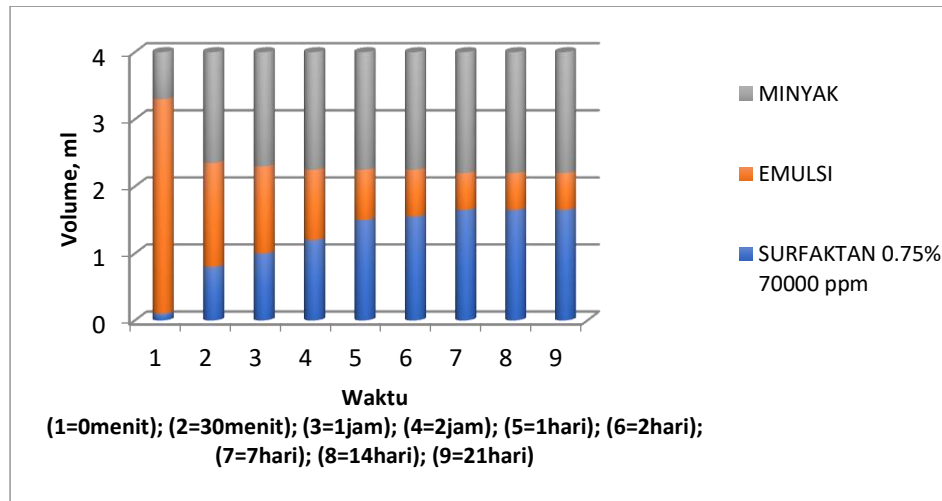
Hasil Pengamatan pada Uji kelakuan Fasa di dapatkan seperti tabel dimana dapat dikatakan bahwa pada salinitas 75.000 ppm (1,25%) emulsi fasa atas terbentuk, pada salinitas 80.000 (1% ; 1,25%) terbentuknya emulsi fasa bawah, sehingga pada komposisi tersebut tidak dilanjutkan ke tahap screening selanjutnya. Hasil uji kelakuan fasa didapatkan pada salinitas 70.000 ppm, (0.75%;1,5%) dan salinitas 75.000 ppm,(1%; 1,5 %) diperoleh emulsi fasa

Tengah) cukup besar. Sehingga dapat dilanjutkan ke tahap core flooding. dijelaskan kembali pada tabel IV.7 dan gambar IV.3. Hasil dari uji kelakuan fasa.

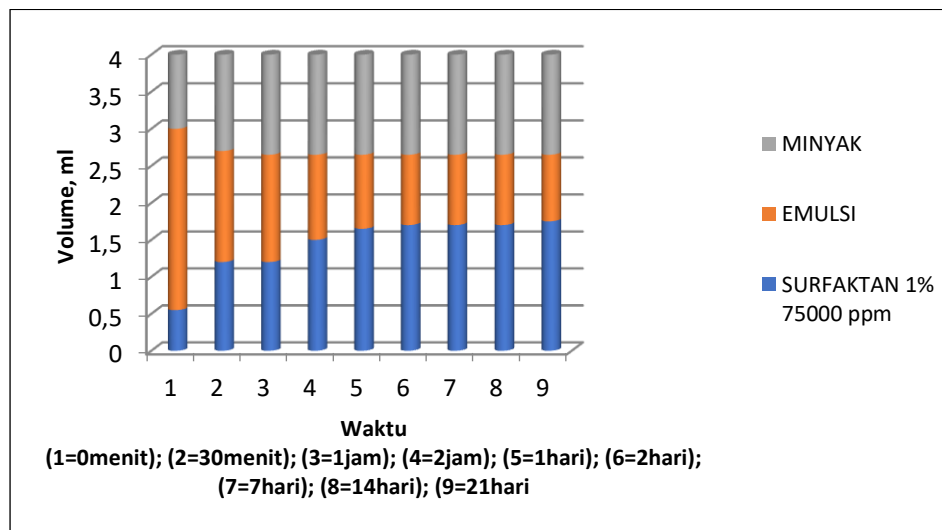
Tabel IV.9 Hasil Uji Kelakuan Fasa Salinitas 70.000 ppm, (0,75%; 1,5%) dan Salinitas 75.000 ppm (1% dan 1,5%)

Salinitas	Konsentrasi	Fasa	Volume Pengamatan										Jenis Emulsi	Persentase Volume Emulsi		
			0	0,5	1	2	24	48	168	336	504					
(ppm)	(%)													%		
70.000	0,75	Surfaktan	0,1	0,8	1	1,2	1,5	1,55	1,65	1,65	1,65					
		Minyak	3,2	1,55	1,3	1,05	0,75	0,7	0,55	0,55	0,55			Tengah	13,75	
		Emulsi	0,7	1,65	1,7	1,75	1,75	1,75	1,8	1,8	1,8					
	1,5	Surfaktan	0,55	1,1	1,4	1,45	1,85	1,8	1,8	1,8	1,8					
		Minyak	2,45	1,15	0,8	0,75	0,3	0,35	0,35	0,35	0,35			Tengah	8,75	
		Emulsi	1	1,75	1,8	1,8	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85					
75.000	1	Surfaktan	0,55	1,2	0,9	1,5	1,65	1,7	1,7	1,7	1,75					
		Minyak	2,45	1,5	1,75	1,15	1	0,95	0,95	0,95	0,9			Tengah	22,5	
		Emulsi	1	1,3	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35					
	1,5	Surfaktan	0,05	1,4	1,5	1,6	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9					
		Minyak	2,6	0,85	0,7	0,6	0,4	0,4	0,4	0,25	0,25			Tengah	6,25	
		Emulsi	1,35	1,75	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,85	1,85					

Gambar IV.2 dan gambar IV.3 menunjukkan hasil uji kelakuan fasa dan jumlah emulsi dalam bentuk diagram batang, sehingga pada gambar tersebut dapat terlihat jelas bahwa pada salinitas 70.000 (0,75%) dan 75.000 (1%) terbentuknya emulsi fasa tengah.



Gambar IV.2 Hasil Uji kelakuan Fasa Salinitas 70.000 ppm (0,75%)



Gambar IV.3 Hasil Uji Kelakuan Fasa Salinitas 75.000 ppm (1%)

IV.5.3 Uji IFT

Tegangan antar muka surfaktan pada salinitas 70.000 dengan variasi konsentrasi 0,75%; 1,5% dan pada salinitas 75.000 dengan variasi konsentrasi 1%; 1,5%.diukur dengan menggunakan *Spinning Drop*. Tabel V.10 merupakan hasil uji IFT yang didapatkan pada penelitian ini.

Tabel IV.10 Hasil Uji IFT

Salinitas (ppm)	Konsentrasi surfaktan (%)	IFT (mN/m)
70.000	0,75	4,62
	1,5	7,62
75.000	1	6,98
	1,5	1,98

IV.5.4 Uji Thermal

Hasil Pengamatan *thermal stability* yang dilakukan pada salinitas 70.000 ppm (0.75% ; 1,5%) dan pada salinitas 75.000 ppm (1% ; 1,5%) dapat dilihat pada tabel IV.11

Tabel IV.11 Hasil Uji Thermal Stability

Salinitas (ppm)	Komposisi Surfaktan (%)	Interfacial Tension mN/m					Thermal Stability
		0 Hari	7 Hari	30 Hari	60 hari	90 hari	
70000	0,75	4,62	5,36	13,88	10,37	3,2	Tidak stabil
	1,5	7,62	4,48	7,01	2,36	1,9	Stabil
75000	1	6,98	5,00	9,08	11,25	2,8	Tidak stabil
	1,5	1,98	4,08	7,24	2,33	1,3	Stabil

Hasil Uji *Thermal* didapatkan stabil dan tidak putusya surfaktan terhadap panas, hasil uji thermal pada 70.000 ppm (0,75%) dan 75.000 ppm (1%) didapatkan surfaktan pada komposisi tersebut belum stabil saat di thermal selama rentang waktu 3 bulan, sedangkan pada salinitas 70.000 ppm (1,5%) dan 75.000 ppm (1,5%) surfaktan telah stabil.

IV.6 Core Flooding

Proses Core flooding dilakukan terhadap komposisi konsentrasi dan salinitas larutan yang lolos uji screening surfaktan. Pada Penelitian ini komposisi konsentrasi dan salinitas larutan yang lolos uji screening surfaktan dapat dilihat pada tabel IV.12 berikut ini.

Tabel IV.12 Konsentrasi dan Salinitas larutan Core Flooding

Salinitas (ppm)	Konsentrasi (%)
70.000	0,75
	1,5
75.000	1
	1,5

Tabel IV.12 yaitu salinitas 70.000 ppm (0,75% ; 1,5%) dan salinitas 75.000 ppm (1% ; 1,5%) didapatkan uji emulsi fase tengah, dan *aqueous stability* yang jernih sehingga pada komposisi konsentrasi dan salinitas larutan ini dilakukan uji *core flooding*. Tahapan pada *core flooding* yaitu saturasi *brine*, saturasi minyak, injeksi air, dan injeksi surfaktan. Setelah proses injeksi surfaktan, *oil content* metode *infra-red* dilakukan untuk mendapatkan hasil rf yang tepat.

IV.6.1 Saturasi Brine

Pada tahapan ini, core disaturasi atau dijenuhkan menggunakan brine sintesis dengan variasi salinitas dan konsentrasi yang terlihat pada Tabel IV.13, penelitian ini menggunakan 4 core masing-masing mewakili variasi skenario

Tabel IV.13 Core Flooding

Core	Komposisi larutan
3	70000 ppm ; 0,75 %
4	75000 ppm ; 1%
2	70000 ppm ; 1,5%
6	75000 ppm ; 1,5%

Core yang digunakan pada percobaan ini terlebih dahulu di ukur berat keringnya, lalu dijenuhkan menggunakan alat desikator dan divakum selama 1-2 hari. Hasil saturasi core dapat dilihat pada tabel IV.14 diperoleh berat basah pada *core* 2 yaitu 40,64 gr; *core* 3 yaitu 38,94 gr; *core* 4 yaitu 39 gr dan *core* 6 yaitu 38,83 gr.

Tabel IV.14 Hasil saturasi brine

<i>Core</i>	Berat Kering (gr)	Berat Basah (gr)	Densitas (gr/cc)	PV (cc)
2	36,68	40,64	1,034	3,83
3	35,69	38,94	1,038	3,13
4	35,56	39,00	1,034	3,32
6	34,95	38,83	1,038	3,74

IV.6.2 Saturasi Minyak

Setelah dilakukannya saturasi brine, maka langkah selanjutnya adalah mensaturasi core dengan minyak. Jumlah air yang keluar selama saturasi minyak merupakan volume minyak yang terdapat di dalam *core*. Pada tabel IV.15 menunjukkan Jumlah air yang keluar saat saturasi minyak.

Tabel IV.15 Hasil saturasi minyak

<i>Core</i>	Air yang Terproduksi (ml)	PV (cc)	Saturated Oil (%)	Saturasi water Irreducible (%)
2	1,9	3,83	49,65	50,35
3	2,4	3,13	76,75	23,25
4	2,4	3,32	72,20	27,80
6	1,5	3,74	40,13	59,87

Pada percobaan saturasi minyak diperoleh brine yang keluar pada *core* 3 yaitu 2,4 ml, *core* 4 yaitu 2,4 ml, dan *core* 6 yaitu 1,5 ml.

IV.6.3 Injeksi Air

Setelah melakukan tahap saturasi minyak, langkah selanjutnya yaitu Injeksi air (*water flooding*) hingga mencapai *saturated oil residual*. Injeksi air dilakukan pada core 2, 3, 4 dan core 6 dan mendapatkan perolehan minyak, Tabel IV.16 berikut ini merupakan hasil injeksi air dengan brine salinitas 70.000 ppm pada core 2 diperoleh rf waterflood sebesar 23%,

Tabel IV.16 Hasil Injeksi Air dengan brine Salinitas 70.000 ppm (CF-2)

No	Kode	V Oil (ml)	PV Oil (ml)	% v minyak tertampung
1	WF 1	0,4	1,9	21,1
2	WF 2	0,01	1,9	0,5
3	WF 3	0,01	1,9	0,5
4	WF 4	0,01	1,9	0,5
5	WF 5	0,01	1,9	0,5
6	WF 6	0	1,9	0,0
7	WF 7	0	1,9	0,0
8	WF 8	0	1,9	0,0
9	WF 9	0	1,9	0,0
10	WF 10	0	1,9	0,0
			RF	23

Hasil injeksi air pada brine salinitas 70.000 ppm (CF-3) didapatkan RF *water flooding* sebesar 32,9%, perbedaan hasil RF antara CF-2 dan CF-3 terjadi karena perbedaan core pada injeksi air pada salinitas yang sama tersebut. Seperti dijelaskan pada tabel IV.17

Tabel IV.17 Hasil Injeksi Air dengan Brine Salinitas 70.000 ppm (CF-3)

No	Kode	V Oil (ml)	PV Oil (ml)	% v minyak tertampung
1	WF 1	0,7	2,4	29,2
2	WF 2	0,02	2,4	0,8
3	WF 3	0,02	2,4	0,8
4	WF 4	0,05	2,4	2,1
5	WF 5	0	2,4	0,0
6	WF 6	0	2,4	0,0
7	WF 7	0	2,4	0,0
8	WF 8	0	2,4	0,0
9	WF 9	0	2,4	0,0
10	WF 10	0	2,43	0,0
			RF	32,9

Hasil injeksi air pada brine salinitas 75.000 ppm (CF-4) didapatkan RF *water flooding* sebesar 32%, perbedaan hasil RF antara CF-4 dan CF-6 terjadi karena perbedaan sifat fisik batuan pada core yang digunakan pada injeksi air. Seperti dijelaskan pada tabel IV.18

Tabel IV.18 Hasil Injeksi Air dengan Brine Salinitas 75.000 ppm (CF-4)

No	Kode	V Oil (ml)	PV Oil (ml)	% v minyak tertampung
1	WF 1	0,75	2,4	31,3
2	WF 2	0,01	2,4	0,4
3	WF 3	0,01	2,4	0,4
4	WF 4	0	2,4	0,0
5	WF 5	0	2,4	0,0
6	WF 6	0	2,4	0,0
7	WF 7	0	2,4	0,0
8	WF 8	0	2,4	0,0
9	WF 9	0	2,4	0,0
10	WF 10	0	2,43	0,0
			RF	32

Hasil injeksi air pada CF-6 didapatkan sebesar 26,67% seperti di perlihatkan pada tabel IV.19 berikut ini,

Tabel IV.19 Hasil Injeksi Air dengan Brine 75.000 ppm (CF-6)

Tampungan	Kode	V Oil	% v minyak tertampung	
1	WF 1	0,4	26,67	
2	WF 2	0	0	
3	WF 3	0	0	
4	WF 4	0	0	
5	WF 5	0	0	
6	WF 6	0	0	
7	WF 7	0	0	
8	WF 8	0	0	
9	WF 9	0	0	
10	WF 10	0	0	
			RF	26,67

Percobaan *Water flooding* menghasilkan RF tertinggi pada *core 3* (salinitas 70.000 ppm) sebesar 32,9 % dan RF terkecil berada pada *core 2* sebesar 23%.

IV.6.4 Injeksi Surfaktan

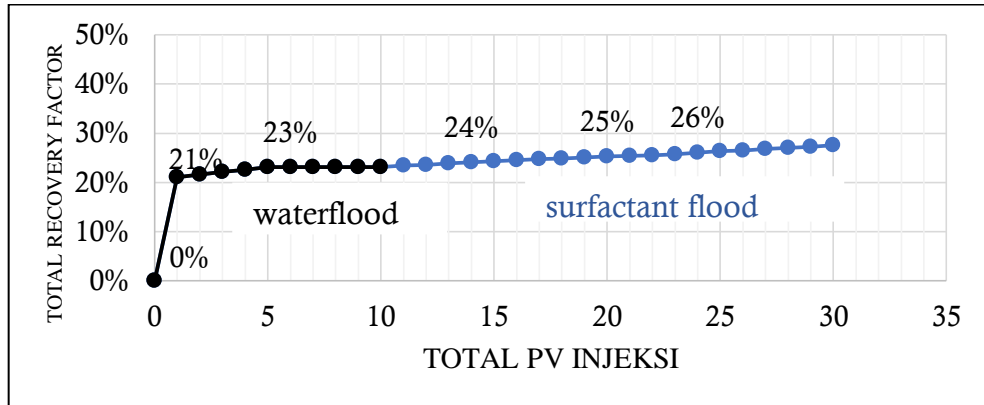
NaLS ampas tebu dilakukan pada *core 3* (Salinitas 70.000 ppm; 0.75%), *core 4* (Salinitas 75.000 ppm; 1%) ; *core 2* (Salinitas 70.000 ; 1,5%) dan *core 6* (Salinitas 75.000 ppm; 1,5%). Setelah itu *oil content* dilakukan untuk mendapatkan hasil RF yang tepat, dengan menggunakan metode *infra-red*.

Berikut ini merupakan hasil perolehan *recovery Factor* pada CF 2, CF 3, CF 4 dan CF 6. Tabel IV.20 merupakan hasil RF *Surfactant flooding* yaitu sebesar 4,40 %.

Tabel IV.20 Hasil Injeksi Surfaktan NaLS pada *Core 2*

No	Kode	V Oil (mL)	PV Oil (ml)	% v minyak tertampung
1	CF 2 1	0,0050	1,9	0,26
2	CF 2 2	0,0038	1,9	0,20
3	CF 2 3	0,0052	1,9	0,27
4	CF 2 4	0,0046	1,9	0,24
5	CF 2 5	0,0037	1,9	0,19
6	CF 2 6	0,0039	1,9	0,20
7	CF 2 7	0,0036	1,9	0,19
8	CF 2 8	0,0030	1,9	0,16
9	CF 2 9	0,0039	1,9	0,21
10	CF 2 10	0,0032	1,9	0,17
11	CF 2 11	0,0026	1,9	0,14
12	CF 2 12	0,0033	1,9	0,17
13	CF 2 13	0,0041	1,9	0,21
14	CF 2 14	0,0050	1,9	0,26
15	CF 2 15	0,0055	1,9	0,29
16	CF 2 16	0,0041	1,9	0,21
17	CF 2 17	0,0042	1,9	0,22
18	CF 2 18	0,0041	1,9	0,22
19	CF 2 19	0,0061	1,9	0,32
20	CF 2 20	0,0046	1,9	0,24
			RF	4,40

Hasil Injeksi *Waterflooding* dan *Surfactant Flooding* CF-2 didapatkan Total RF sebesar 28%, seperti digambarkan pada gambar IV.4



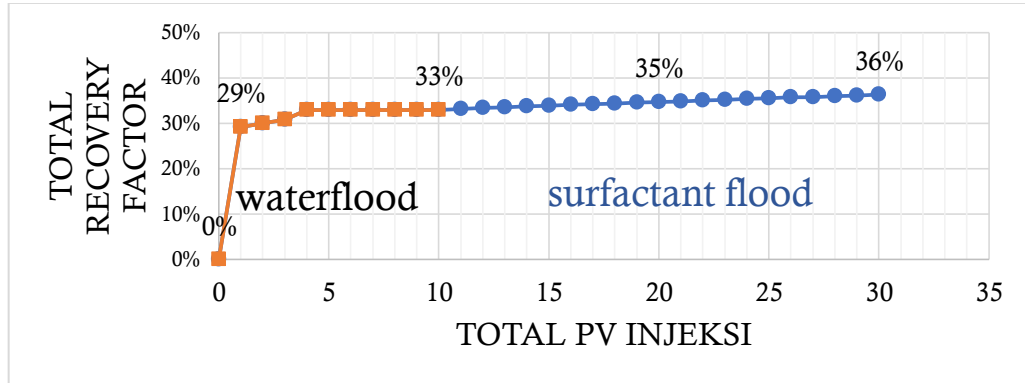
Gambar IV.4 Hasil RF *Waterflooding* dan *Surfactant Flooding* CF-2

Tabel IV.21 Hasil Injeksi Surfaktan NaLS pada *Core 3*

No	Kode	V Oil (mL)	PV Oil (ml)	% v minyak tertampung
1	CF 3 1	0,0041	2,4	0,17
2	CF 3 2	0,0056	2,4	0,23
3	CF 3 3	0,0053	2,4	0,22
4	CF 3 4	0,0055	2,4	0,23
5	CF 3 5	0,0025	2,4	0,10
6	CF 3 6	0,0038	2,4	0,16
7	CF 3 7	0,0037	2,4	0,15
8	CF 3 8	0,0031	2,4	0,13
9	CF 3 9	0,0047	2,4	0,20
10	CF 3 10	0,0023	2,4	0,10
11	CF 3 11	0,0051	2,4	0,21
12	CF 3 12	0,0036	2,4	0,15
13	CF 3 13	0,0042	2,4	0,18
14	CF 3 14	0,0050	2,4	0,21
15	CF 3 15	0,0038	2,4	0,16
16	CF 3 16	0,0037	2,4	0,15
17	CF 3 17	0,0020	2,4	0,08
18	CF 3 18	0,0048	2,4	0,20
19	CF 3 19	0,0034	2,4	0,14
20	CF 3 20	0,0039	2,4	0,16
			RF	3,34

Tabel IV.21 merupakan hasil injeksi surfaktan NaLS pada salinitas 70.000 ppm (0,75%) diperoleh hasil surfaktan flooding yaitu sebesar 3,34 %.

Hasil Perolehan total RF *waterflooding* dan *Surfactant Flooding* pada CF-3 di peroleh yaitu sebesar 36%.



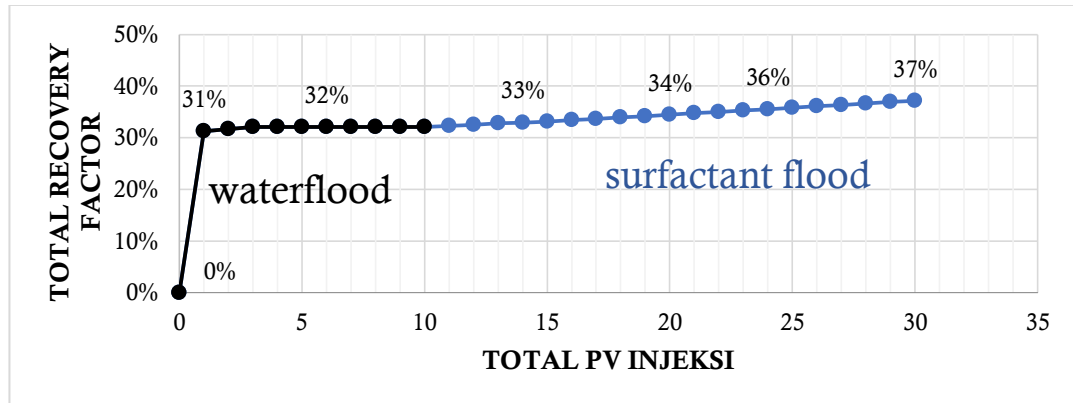
Gambar IV.5 Hasil RF *Waterflooding* dan *Surfactant Flooding* CF-3

Tabel IV.22 Hasil Injeksi Surfaktan NaLS pada *Core 4*

No	Kode	V Oil (mL)	PV Oil (ml)	% v minyak tertampung
1	CF 4 1	0.0059	2.4	0.25
2	CF 4 2	0.0052	2.4	0.22
3	CF 4 3	0.0057	2.4	0.24
4	CF 4 4	0.0042	2.4	0.18
5	CF 4 5	0.0049	2.4	0.20
6	CF 4 6	0.0058	2.4	0.24
7	CF 4 7	0.0066	2.4	0.27
8	CF 4 8	0.0063	2.4	0.26
9	CF 4 9	0.0062	2.4	0.26
10	CF 4 10	0.0058	2.4	0.24
11	CF 4 11	0.0072	2.4	0.30
12	CF 4 12	0.0058	2.4	0.24
13	CF 4 13	0.0071	2.4	0.29
14	CF 4 14	0.0059	2.4	0.25
15	CF 4 15	0.0068	2.4	0.29
16	CF 4 16	0.0067	2.4	0.28
17	CF 4 17	0.0063	2.4	0.26
18	CF 4 18	0.0066	2.4	0.28
19	CF 4 19	0.0066	2.4	0.28
20	CF 4 20	0.0066	2.4	0.28
			RF	5.10

Tabel IV.22 merupakan hasil injeksi surfaktan NaLS pada salinitas 75.000 ppm (1%) diperoleh hasil surfaktan flooding yaitu sebesar 5,1 %.

Hasil Perolehan total RF *waterflooding* dan *Surfactant Flooding* pada CF-4 di peroleh yaitu sebesar 37%, seperti terlihat pada gambar IV.6



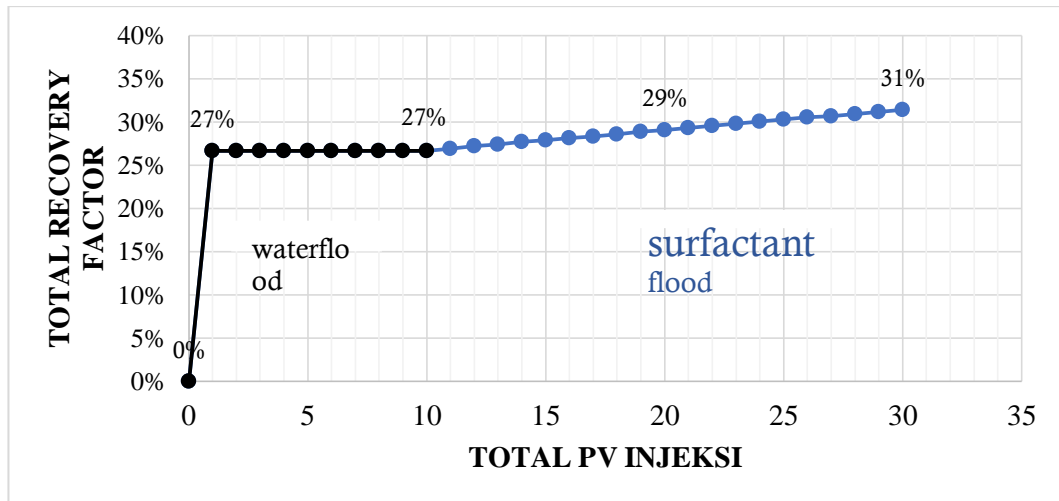
Gambar IV.6 Hasil RF Waterflooding dan *Surfactant Flooding* CF-4

Tabel IV.23 Hasil Injeksi Surfaktan NaLS pada *Core 6*

No	Kode	V Oil (mL)	PV Oil (ml)	% v minyak tertampung
1	CF 6 1	0.0060	2.5	0.24
2	CF 6 2	0.0067	2.5	0.27
3	CF 6 3	0.0058	2.5	0.23
4	CF 6 4	0.0064	2.5	0.26
5	CF 6 5	0.0054	2.5	0.22
6	CF 6 6	0.0062	2.5	0.25
7	CF 6 7	0.0052	2.5	0.21
8	CF 6 8	0.0060	2.5	0.24
9	CF 6 9	0.0065	2.5	0.26
10	CF 6 10	0.0065	2.5	0.26
11	CF 6 11	0.0064	2.5	0.26
12	CF 6 12	0.0054	2.5	0.21
13	CF 6 13	0.0061	2.5	0.24
14	CF 6 14	0.0063	2.5	0.25
15	CF 6 15	0.0061	2.5	0.24
16	CF 6 16	0.0065	2.5	0.26
17	CF 6 17	0.0025	2.5	0.10
18	CF 6 18	0.0061	2.5	0.24
19	CF 6 19	0.0066	2.5	0.26
20	CF 6 20	0.0067	2.5	0.27
			RF	4.78

Tabel IV.21 merupakan hasil injeksi Surfaktan NaLS ampas tebu pada core 6, dimana Peningkatan Perolehan minyak yaitu 4.78 %.

Hasil Perolehan total RF *waterflooding* dan *Surfactan Flooding* pada CF-6 di peroleh yaitu sebesar 31%, seperti terlihat pada gambar IV.7 berikut ini



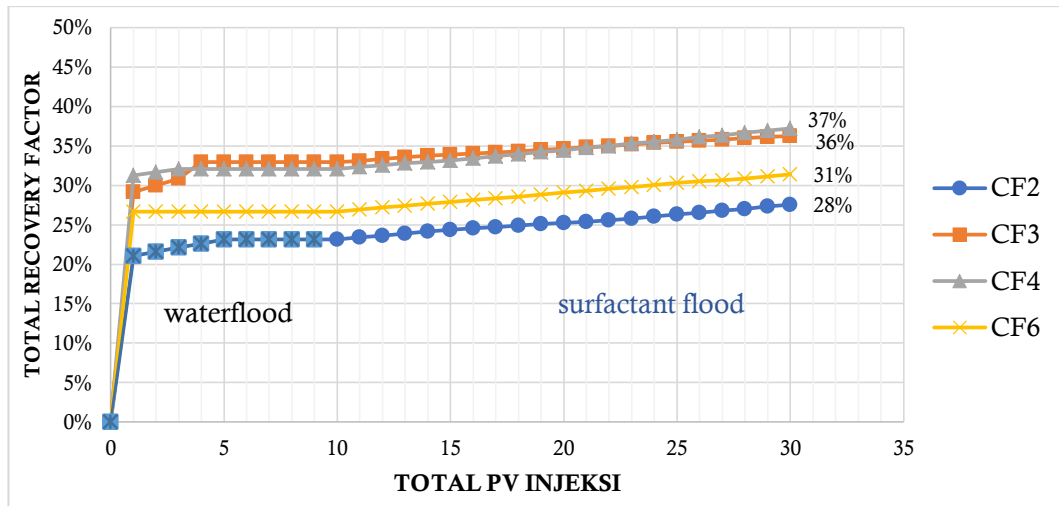
Gambar IV.7 Hasil RF Waterflooding dan Surfaktan Flooding CF-6

Tabel IV.24 Hasil Penelitian Injeksi Surfaktan

No.	Salinitas	Konsentrasi	Emulsi	IFT mN/m	Thermal stability	RF	RF	Total	Kode
		Surfaktan (%)	Fasa Tengah			WF (%)	SF (%)	RF (%)	
1	70.000	1,5	8,75%	7,6	Stabil	23	4,40	27,6	CF-2
2	70.000	0,75	13,75%	4,6	Belum stabil	32,92	3,34	36,3	CF-3
3	75.000	1%	22%	7,0	Belum Stabil	32	5,1	37,2	CF-4
4	75.000	1,5	6%	2,0	Stabil	26,67	4,74	31,4	CF-6

Tabel IV.24 merupakan hasil rekap dari uji kelakuan fasa, uji ift, uji thermal stability, injeksi air dan injeksi surfaktan yang dilakukam pada penelitian ini, didapatkan total rf terbesar pada cf-4 yaitu sebesar 37,2 % dan terkecil pada cf-2 yaitu sebesar 27,6%.

Hasil peningkatan perolehan minyak dijelaskan kembali pada gambar IV.8 dalam grafik tersebut dapat diperoleh RF tertinggi berada pada CF4 yaitu pada salinitas 70.000 ppm dan konsentrasi 1%,



BAB V KESIMPULAN

Penelitian mengenai Optimasi Injeksi Surfaktan NaLS Ampas Tebu dapat ditarik beberapa kesimpulan:

1. Hasil Uji *aqueous stability* didapatkan jernih pada semua komposisi konsentrasi dan salinitas surfaktan NaLS ampas tebu yang diuji.
2. Hasil uji kelakuan fasa diperoleh persen emulsi fasa tengah yang bervariasi pada hampir semua sampel yang diuji, kecuali pada salinitas 70.000 ppm NaCl, 1,25% NaLS, yang berada pada fasa atas dan salinitas 80.000 ppm NaCl pada konsentrasi 1% dan 1,5% NaLS yang berada pada fasa bawah. Hasil uji Interfacial tension yang telah diukur didapatkan nilai tegangan antar muka cukup bervariasi dengan nilai antar muka terkecil berada pada salinitas 75.000 ppm NaCl, 1,5% NaLS dengan nilai IFT sebesar 2,0 nM/n dan yang terbesar pada salinitas 70.000 ppm NaCl, 1,5% NaLS yaitu sebesar 7,6 nM/n. Hasil uji thermal pada 70.000 ppm NaCl, 0,75% NaLS dan 75.000 ppm NaCl, 1% NaLS didapatkan *surfactant* pada komposisi tersebut belum stabil saat di thermal selama rentang waktu 3 bulan, sedangkan komposisi salinitas 70.000 ppm NaCl, 1,5% NaLS dan 75.000 ppm NaCl 1,5% NaLS telah stabil.
3. Hasil RF *water flooding* menunjukkan nilai RF WF tertinggi yaitu pada CF 3 sebesar 32,92% dan nilai RF WF terendah pada CF 2 dengan nilai sebesar 26,67%. Sedangkan untuk hasil RF *surfactant flooding* menunjukkan nilai RF SF tertinggi yaitu pada CF 4 yakni 5,1% dan terendah pada CF 3 yakni 3,34%. Total RF *water flooding* dan *surfactant flooding* diperoleh tertinggi pada CF 4 sebesar 37,2 % dan terkecil pada CF 2 sebesar 27,6 %.

Penelitian studi Optimasi Injeksi Surfaktan NaLS dapat diambil beberapa saran dalam penelitian lebih lanjut:

1. Studi Optimasi Injeksi NaLS ampas tebu dapat dilakukan studi kelanjutan agar dapat di manfaatkan secara optimal

2. Studi Injeksi dapat dilakukan kombinasi dengan menggunakan Zat Aditif lainnya, sehingga tidak hanya ampas tebu murni sehingga dapat meningkatkan RF.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmad, T. (1946). *Reservoir Engineering* (Second Edi). Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- Amri, A. (2008). Pembuatan Sodium Lignosulfonat Biomassa Pelepah Sawit. *Jurnal Sains Dan Teknologi*, 7(1), 6–12.
- Anton, R. E., & Salager, J. (1986). Emulsion Instability in the Three-Phase Behavior Region of Systems, *III*(May).
- Chevalier, Y., & Zembf, T. (1990). The structure of micelles and microemulsions, *53*(April 1989), 279–371.
- Craft. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Louisiana State University.
- Edubio. (2014). No Title. Retrieved from [Http/www.edubio.info/2014/04/mengapa-sabun-dapat-membersihkan-minyak-html](http://www.edubio.info/2014/04/mengapa-sabun-dapat-membersihkan-minyak-html)
- Erle C. Donaldson, G. V. C. (1989). *Enhanced Oil Recovery, I, Fundamental and Analyses*. Amsterdam: Elsevier science publishers.
- Green, D. W. & G. P. W. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. Texas.
- Hambali. (2011). Optimal Salinity Metil Ester Sulfonat dari Jarak Pagar, 1000.
- Han, M., Alsofi, A., Fuseni, A., Zhou, X., Hassan, S., & Aramco, S. (2013). Development of Chemical EOR Formulations for a High Temperature and High Salinity Carbonate Reservoir. *Iptc*, *March*(1–13), 1–13. <https://doi.org/10.2523/17084-MS>
- Hirasaki, G. J., & Miller, C. A. (2005). *Surfactant Based Enhanced Oil Recovery and Foam Mobility Control*. The University of Texas Department of Petroleum Engineering.
- Nageh, D. (2015). Application of Using Fuzzy Logic as an Artificial Intelligence Technique in the Screening Criteria of the EOR Technologies. *SPE North Africa Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/175883-MS>
- Outlook Energi Indonesia. (2016). No Title.
- Purwanto, S. (2006). *Penggunaan Surfaktan Metil Ester Sulfonat dalam Formula*

Agen Pendesak Minyak Bumi.

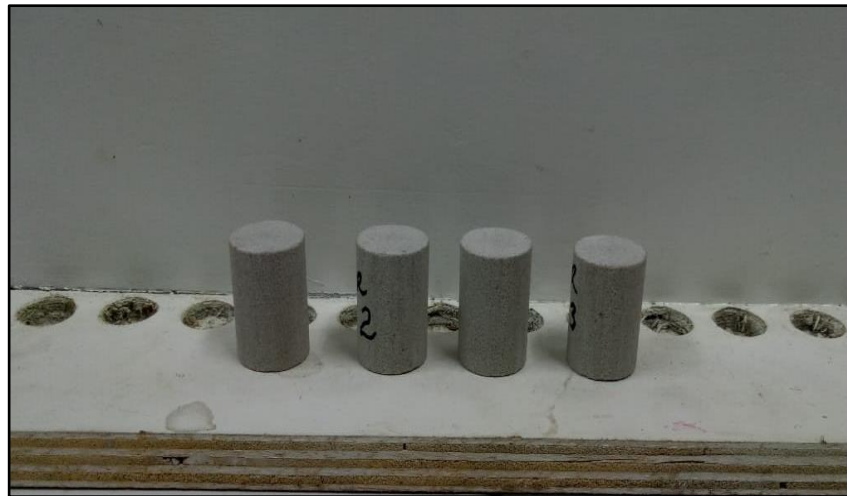
- Sahputra, M. (2016). *Perubahan Keterbasahan Air di Batu Pasir Setelah Injeksi Surfaktan Dengan Variasi Salinitas, Konsentrasi Surfaktan, dan Temperatur.* Universitas Trisakti.
- Salaguer, J.-L. (2002). SURFACTANTS Types and Uses. In *Laboratory of Formulation, Interfaces, Rheology and Processes* (Vol. 2, pp. 1–49). <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2013.12.019>
- Septorotno, S. (1987). *Diktat kuliah enhanced oil recovery.* Institut Teknologi Bandung. <https://doi.org/10.1590/S1516-18462008000300012>
- Setiati, R. (2017). *Sintesis Dan Karakteristik Surfaktan Natrium Lignosulfonat Ampas Tebu: Pengaruh Konsentrasi Dan Keragaman Larutan Terhadap Pendesak Minyak Dalam Batuan Inti.*
- Sheng, J. (2013). *Enhanced Oil Recovery. Journal of Chemical Information and Modeling* (Vol. 53). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Sunny, P. A. (2016). *Pengaruh Salinitas dan Konsentrasi Surfaktan AOS dan Tween 20 Terhadap Recovery Factor Pada Proses Imbibisi Dan Core-Flooding.* Universitas Trisakti.
- Tobing, E. M., & Hestuti Eni. (2013). Peningkatan Perolehan Reservoir Minyak ' R ' dengan Injeksi Alkali-Surfaktan-Polimer pada Skala Laboratorium. *Lembaran Publikasi Minyak Dan Gas Bumi*, 47(2), 87–96.
- Usman. (2011). Potensi Pengembangan EOR untuk Peningkatan Produksi Minyak Indonesia, (28), 91–102.
- White, C. L. (2002). Measurement of interfacial tension in Fluid-Fluid Systems, (January).
- Wibowo, E. B. (2007). Upaya peningkatan perolehan minyak menggunakan metode chemical flooding di lapangan limau. *Simposium Nasional IATMI.*

LAMPIRAN

Lampiran A Pengukuran Porositas dan Permeabilitas Batuan



Gambar A. 1 Hasil Pemotongan Core 2,3,4, dan 6



Gambar A. 2 Core 2,3,4 dan 6



Gambar A. 3 Gas Porosimeter

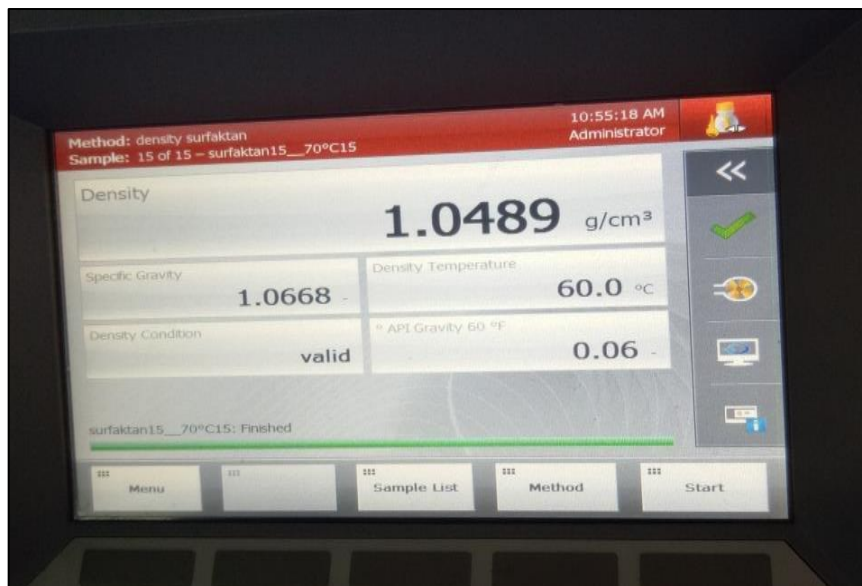


Gambar A. 4 Gas Permeameter

Lampiran B Pengukuran Densitas, Viskositas, Sg dan pH



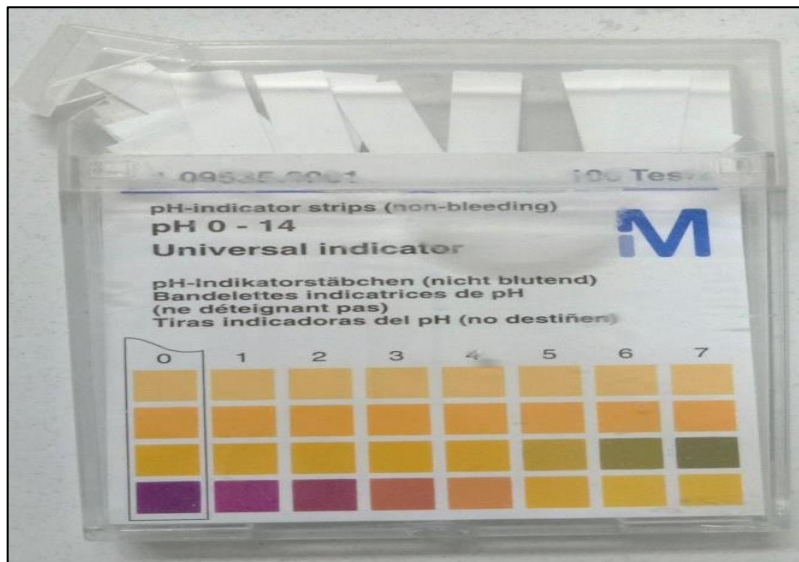
Gambar B. 1 Larutan Surfaktan Lignosulfonat Ampas Tebu



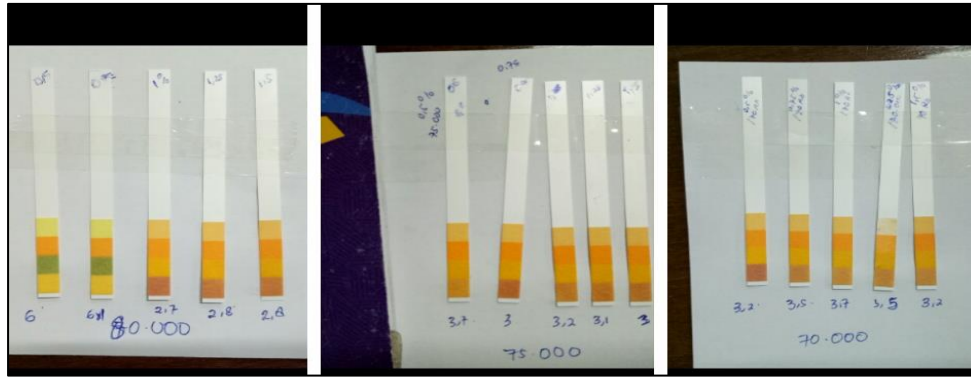
Gambar B. 2 Contoh Pengukuran Densitas Fluida dan Spesifik Gravity Menggunakan Alat Desitometer DMA 4100 A



Gambar B. 3 Contoh Pengukuran Viskositas Fluida Menggunakan Viskometer Ostwald



Gambar B. 4 *Universal Indicator*



Gambar B. 5 Hasil Pengukuran pH Salinitas 70.000 ppm, 75.000 ppm, dan 80.000 ppm pada konsentrasi 0.5%, 0.75%, 1%, 1.25%, dan 1.5%

Lampiran C Pembuatan Brine dan larutan Surfaktan



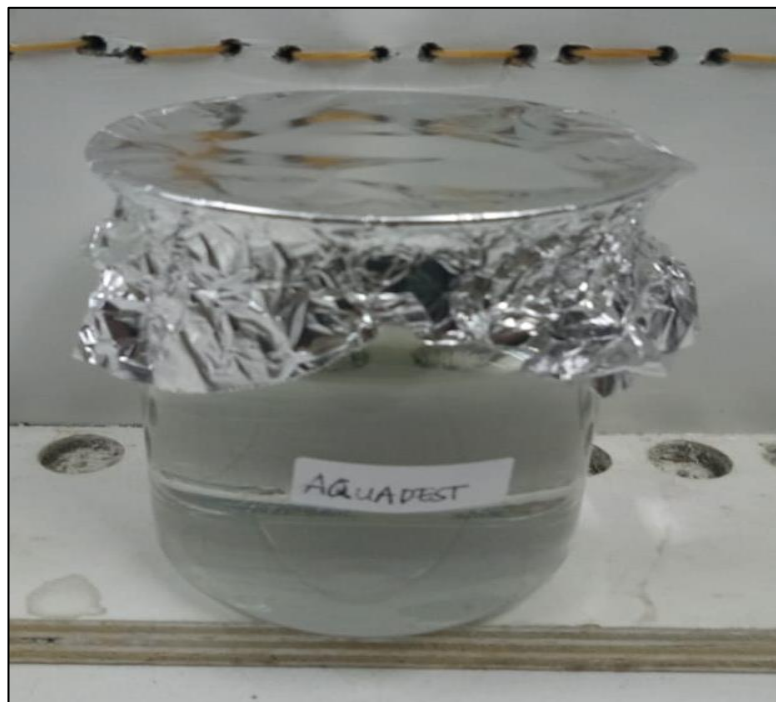
Gambar C. 1 Gelas kaca



Gambar C. 2 Timbangan Digital



Gambar C. 3 Komposisi NaCl Pada Pembuatan Brine



Gambar C. 4 Aquades 500 gr



Gambar C. 5 Magnettic Stirrer

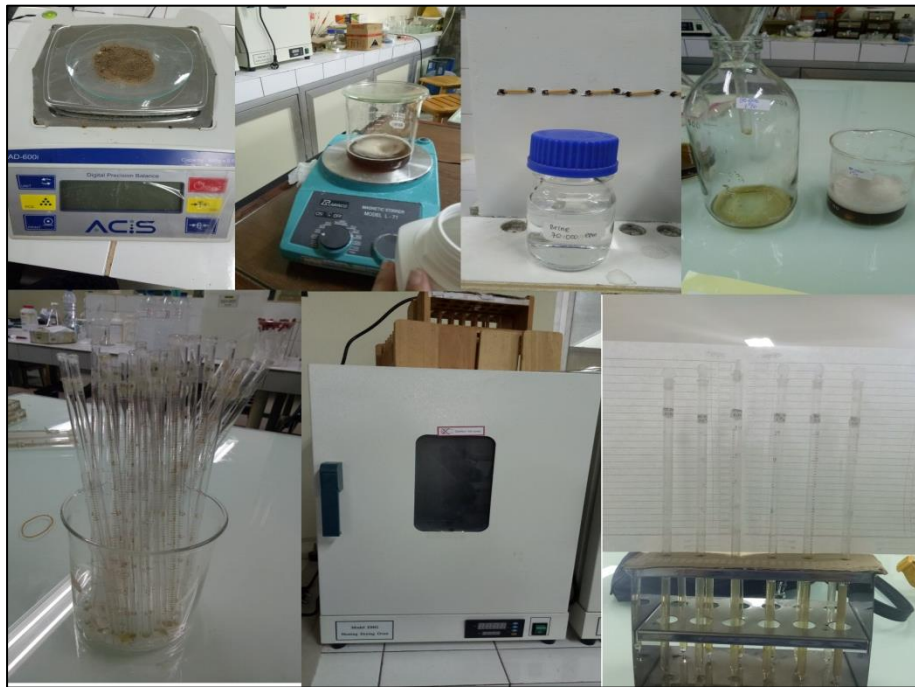


Gambar C. 6 Brine Salinitas 70.000 ppm, 75.000 ppm, dan 80.000 ppm



Gambar C. 7 Contoh Proses Pembuatan Larutan Surfaktan

Lampiran D Uji Aqueous Stability dan Kelakuan Fasa



Gambar D. 1 Prosedur Uji Aquoous Stability

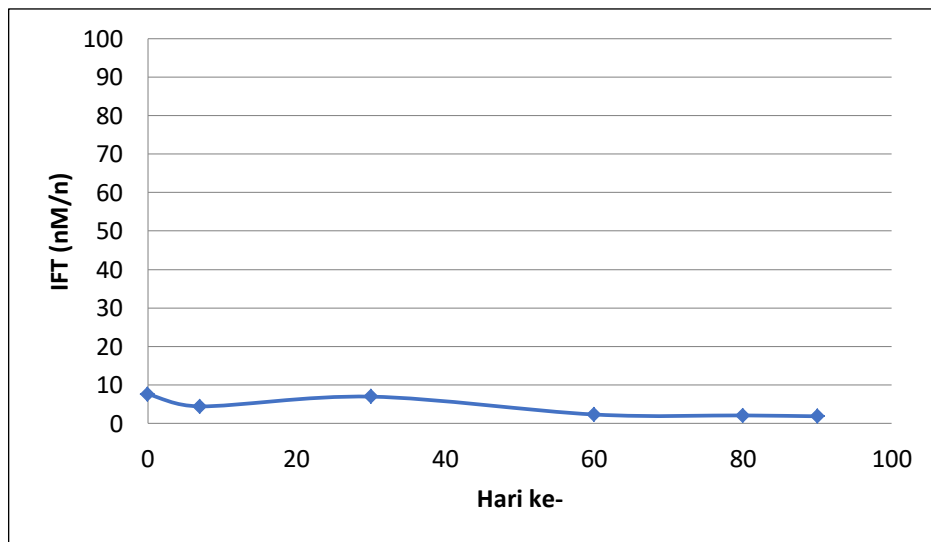


Gambar D. 2 Uji Kelakuan Fasa

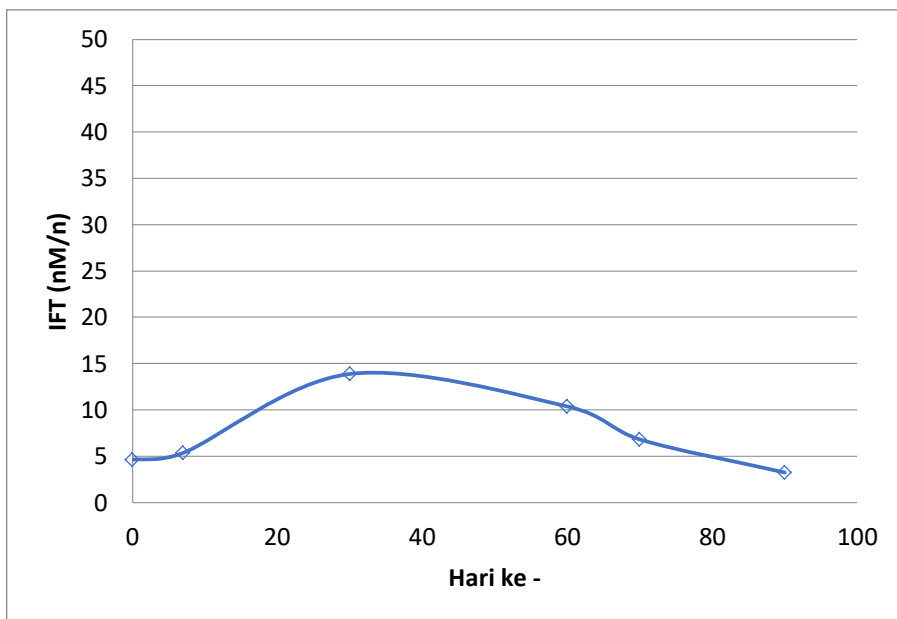
Lampiran E Pengukuran Uji IFT dan Uji Thermal



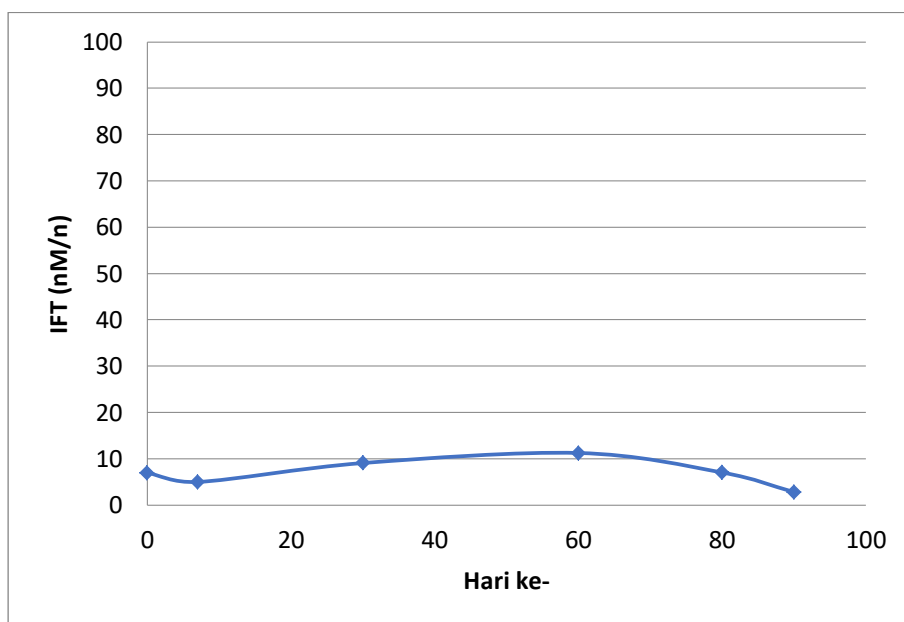
Gambar E. 1 Uji IFT



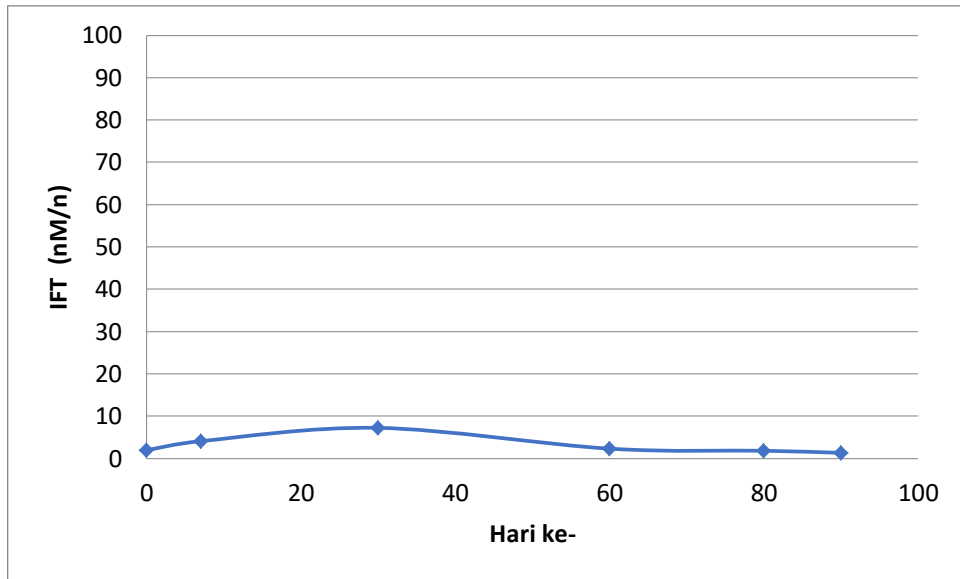
Gambar E. 2 Hasil Uji Thermal Salinitas 70.000 ppm (1,5%)



Gambar E. 3 Hasil Uji Thermal Salinitas 70.000 ppm (0,75%)

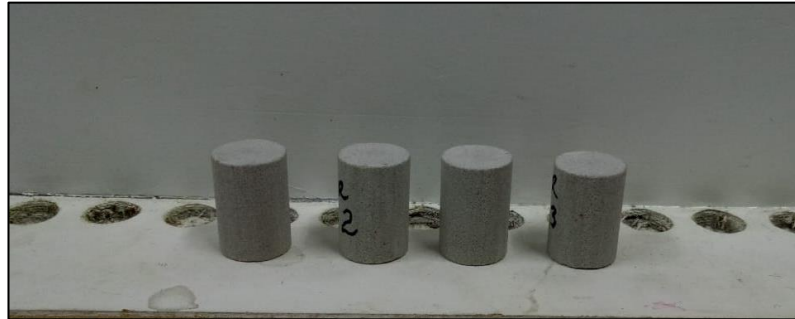


Gambar E. 4 Hasil Uji Thermal Salinitas 75.000 ppm (1%)



Gambar E. 5 Hasil Uji Thermal Salinitas 75.000 ppm (1,5%)

Lampiran F Percobaan Saturasi Brine dan Saturasi Minyak



Gambar F. 1 Core Injeksi



Gambar F. 2 Brine Salinitas 70.000 ppm dan 75.000 ppm



Gambar F. 3 Alat Saturasi Brine (Desicator)

Lampiran G Hasil Injeksi Air

Tabel F. 1 Hasil Injeksi Air CF-4

No	Kode	V Oil (ml)	PV Oil (ml)	% v minyak tertampung
1	WF 1	0.7	2.4	29.2
2	WF 2	0.02	2.4	0.8
3	WF 3	0.02	2.4	0.8
4	WF 4	0.005	2.4	0.2
5	WF 5	0.025	2.4	1.0
6	WF 6	0	2.4	0.0
7	WF 7	0	2.4	0.0
8	WF 8	0	2.4	0.0
9	WF 9	0	2.4	0.0
10	WF 10	0	2.43	0.0
			RF	32

Tabel F. 2 Hasil Injeksi Air CF-6

No	Tampungan	Kode	V Oil	% v minyak tertampung
1	WF 1	WF 1	0.4	26.67
2	WF 2	WF 2	0	0
3	WF 3	WF 3	0	0
4	WF 4	WF 4	0	0
5	WF 5	WF 5	0	0
6	WF 6	WF 6	0	0
7	WF 7	WF 7	0	0
8	WF 8	WF 8	0	0
9	WF 9	WF 9	0	0
10	WF 10	WF 10	0	0
			RF	26.67

Tabel F. 3 Hasil Injeksi Air CF-3

No	Tampungan	Kode	V Oil	% v minyak tertampung
1	WF 1	WF 1	0.7	29.17
2	WF 2	WF 2	0.02	0.83
3	WF 3	WF 3	0.02	0.83
4	WF 4	WF 4	0.05	2.08
5	WF 5	WF 5	0	0.00
6	WF 6	WF 6	0	0.00
7	WF 7	WF 7	0	0.00
8	WF 8	WF 8	0	0.00
9	WF 9	WF 9	0	0.00
10	WF 10	WF 10	0	0.00
			RF	32.92

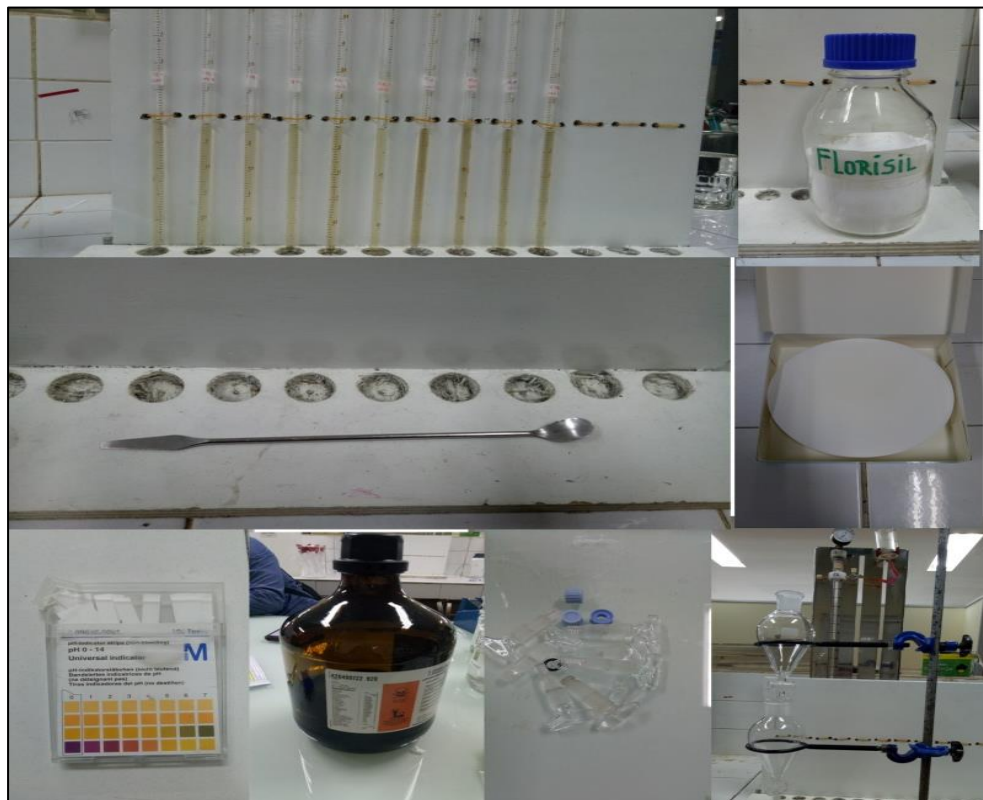
Tabel F. 4 Hasil Injeksi Air CF-2

No	Tampungan	Kode	V Oil	% v minyak tertampung
1	WF 1	WF 1	0.4	21.05
2	WF 2	WF 2	0.01	0.53
3	WF 3	WF 3	0.01	0.53
4	WF 4	WF 4	0.01	0.53
5	WF 5	WF 5	0.01	0.53
6	WF 6	WF 6	0	0.00
7	WF 7	WF 7	0	0.00
8	WF 8	WF 8	0	0.00
9	WF 9	WF 9	0	0.00
10	WF 10	WF 10	0	0.00
			RF	23.16

Lampiran H Injeksi Surfaktan dan *Oil Content- Metode Infa red*



Gambar G. 1 Alat *Core flooding*



Gambar G. 2 Alat dan bahan Penentuan *Oil Content*

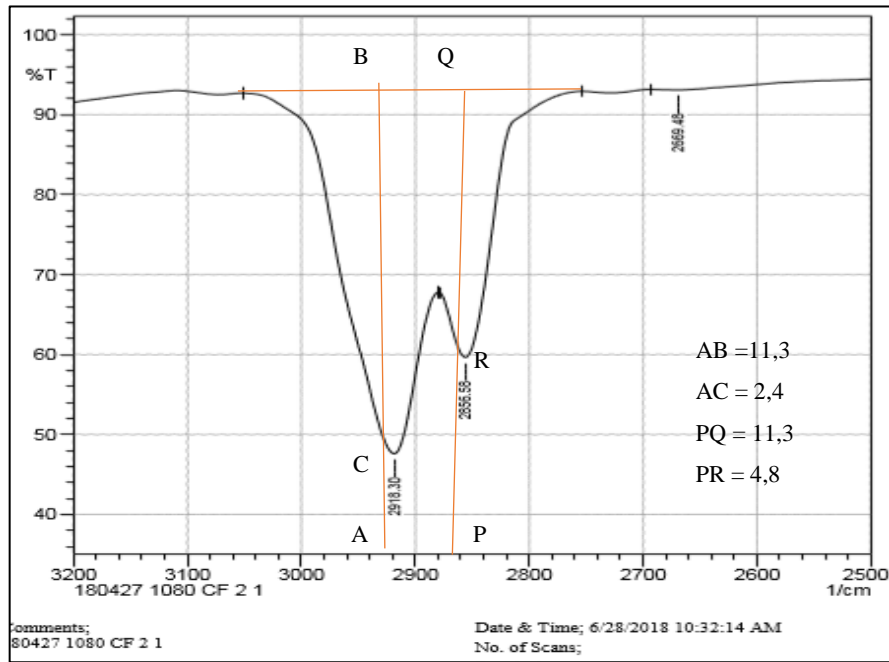


Gambar G. 3 Contoh filtrat hasil saringan botol vial *FTIR*

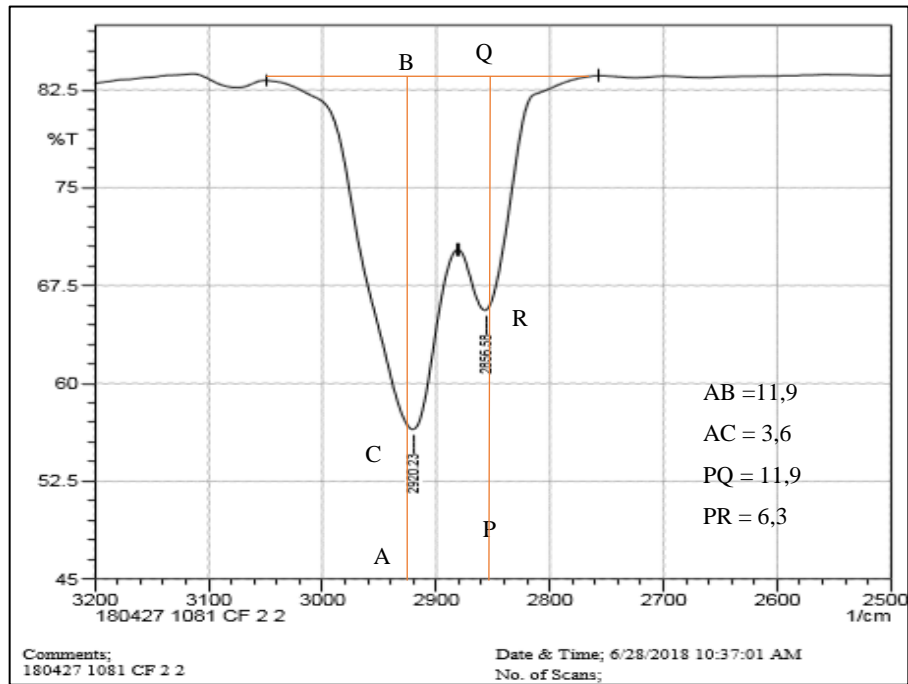


Gambar G. 4 *Fourier Transform Infra Red (FTIR)*

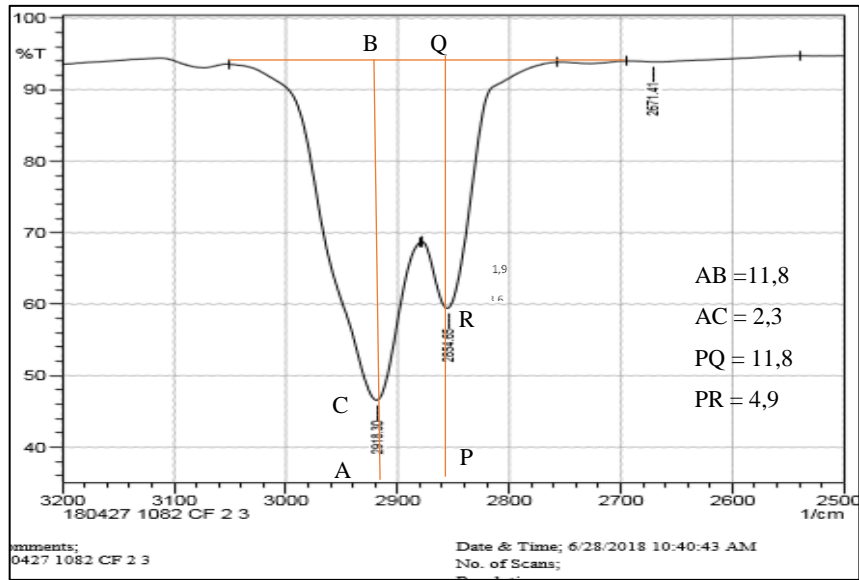
Lampiran I Contoh Hasil Perhitungan Oil Content



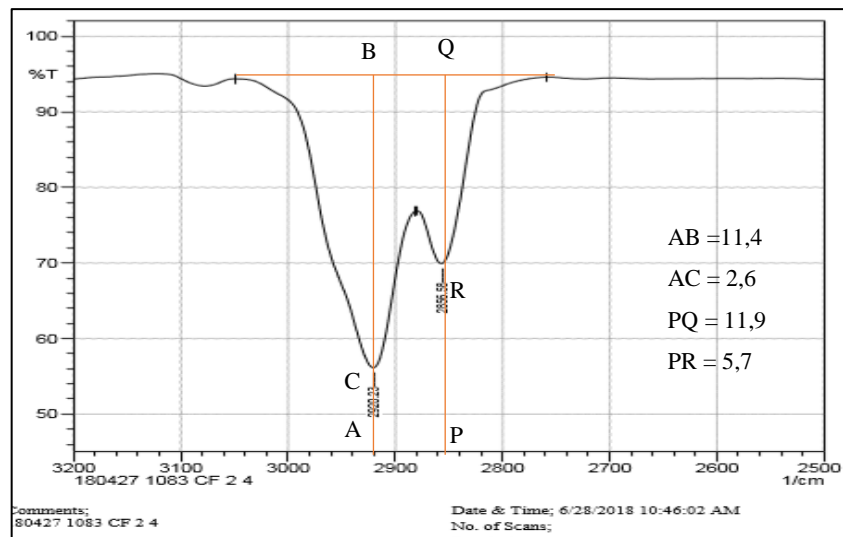
Gambar I. 1 Hasil Pembacaan Oil Content CF2-1



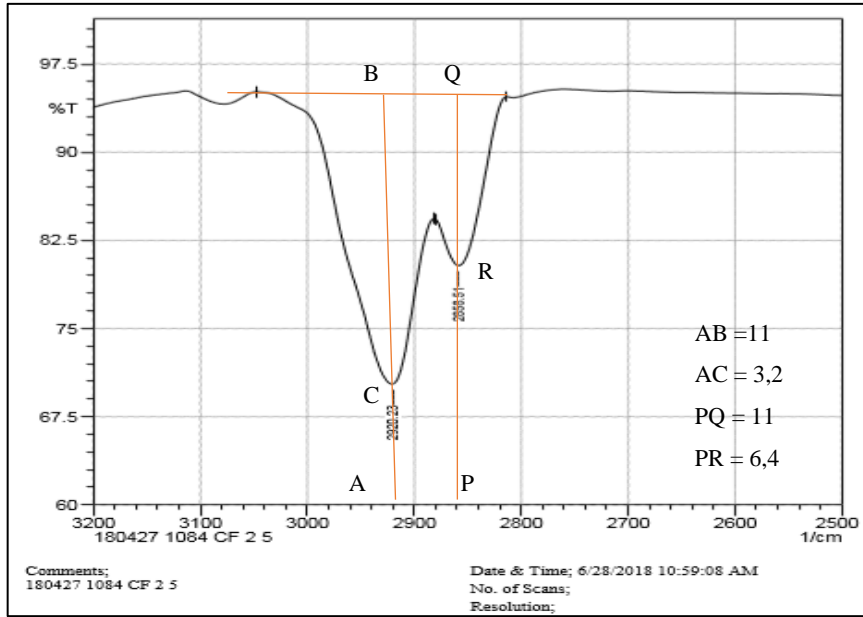
Gambar I. 2 Hasil Pembacaan Oil Content CF2-2



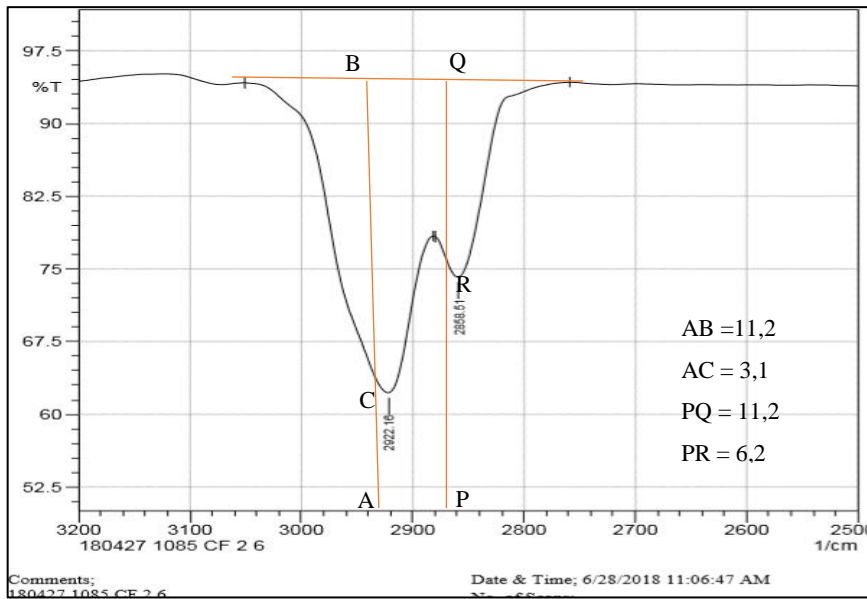
Gambar I. 3 Hasil Pembacaan Oil Content CF2-3



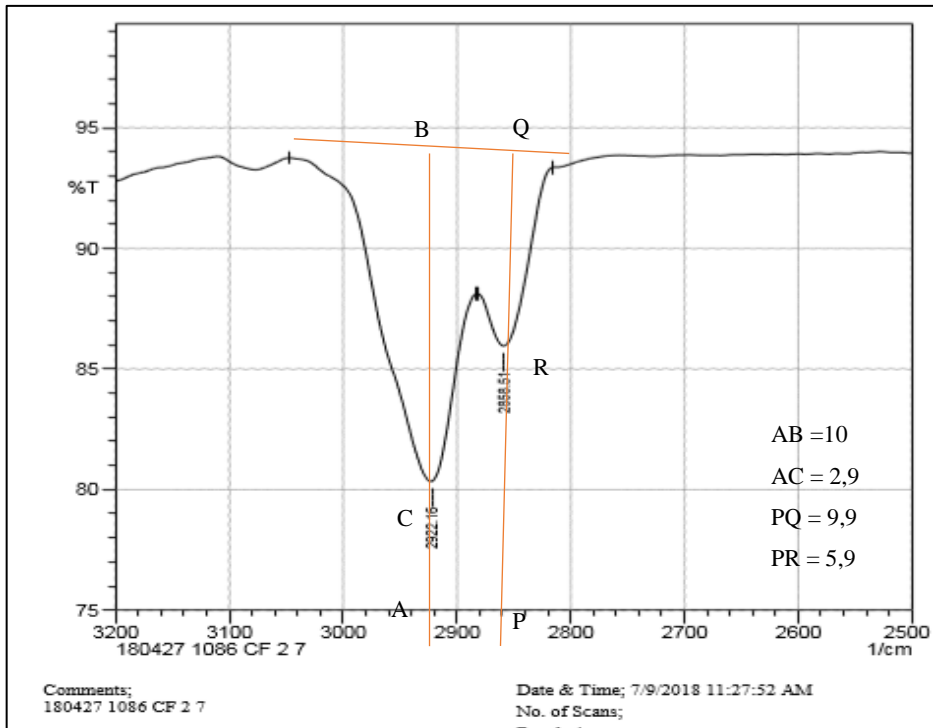
Gambar I. 4 Hasil Pembacaan Oil Content CF2-4



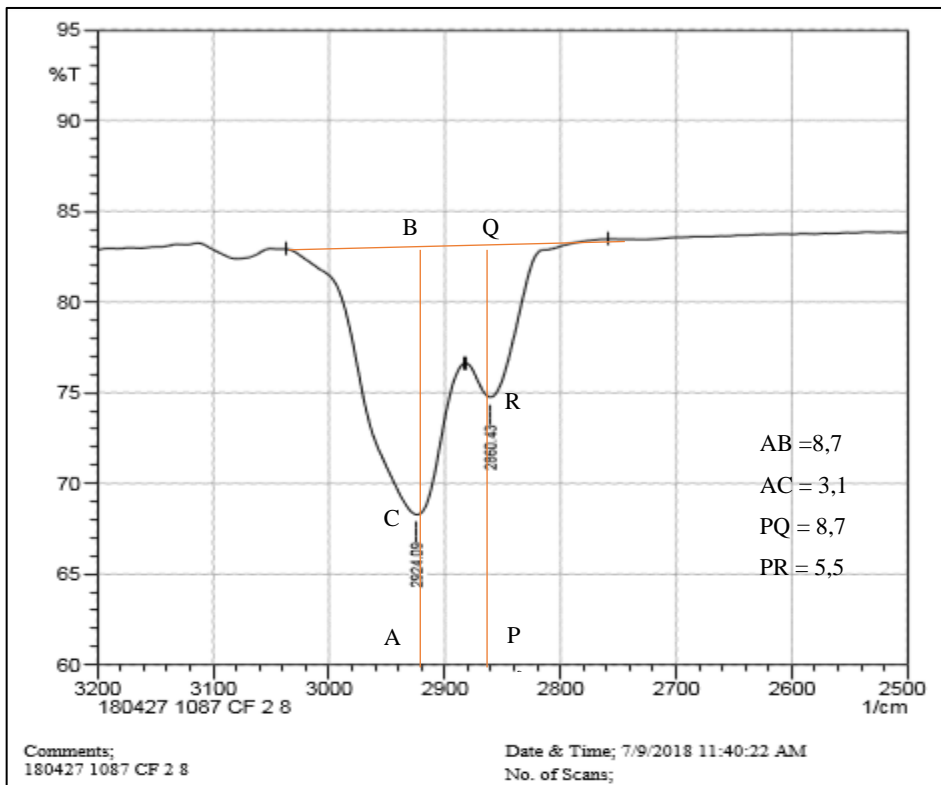
Gambar I. 5 Hasil Pembacaan Oil Content CF2-5



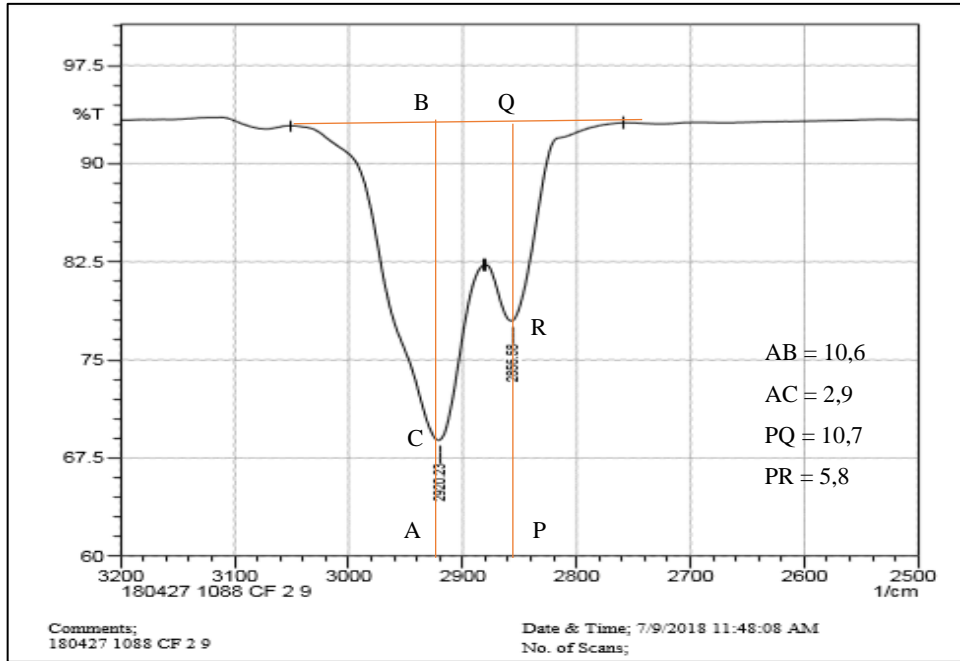
Gambar I. 6 Hasil Pembacaan Oil Content CF2-6



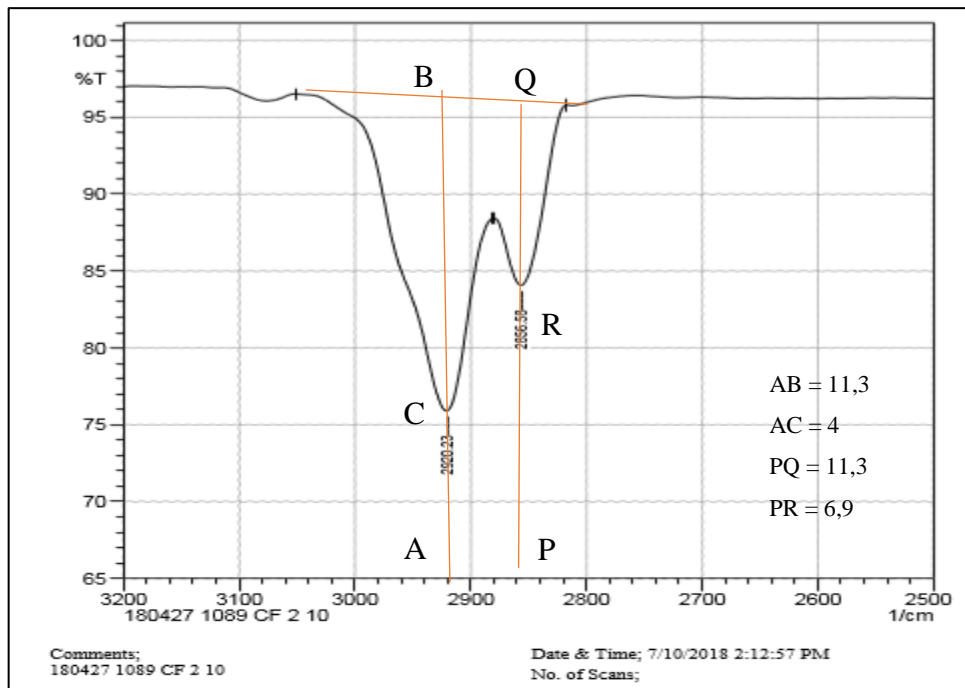
Gambar I. 7 Hasil Pembacaan Oil Content CF2-7



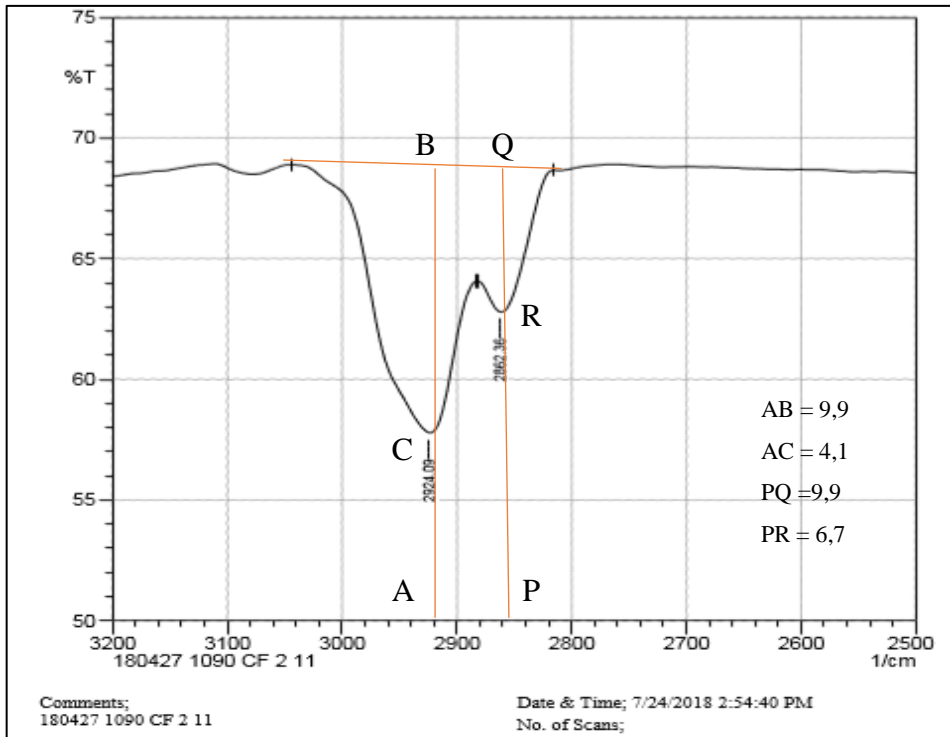
Gambar I. 8 Hasil Pembacaan Oil Content CF2-8



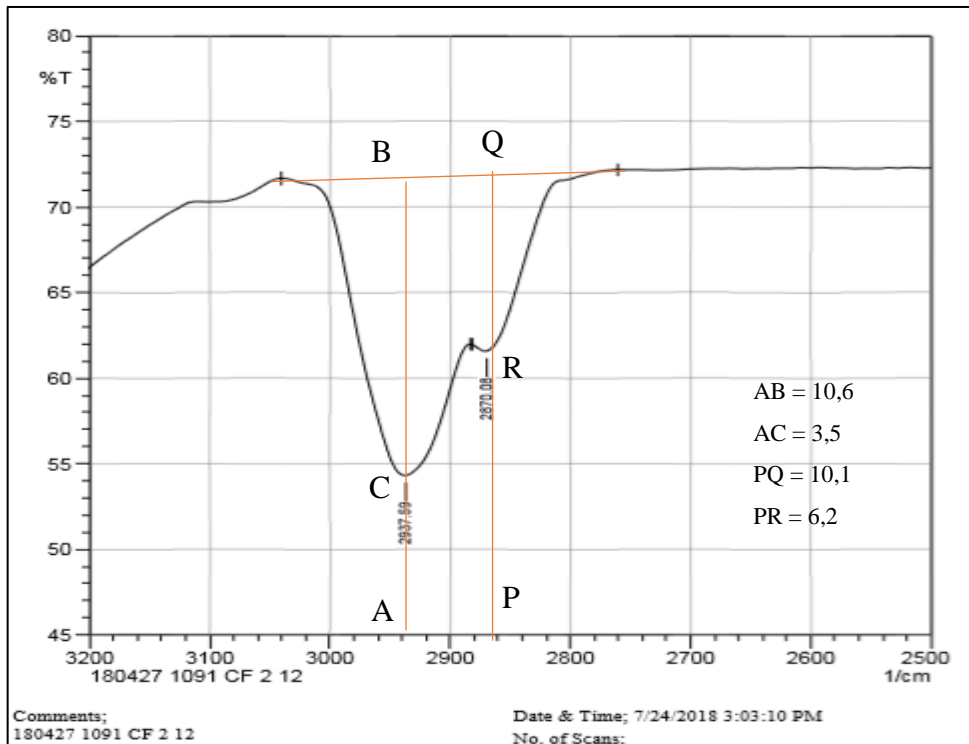
Gambar I. 9 Hasil Pembacaan Oil Content CF2-9



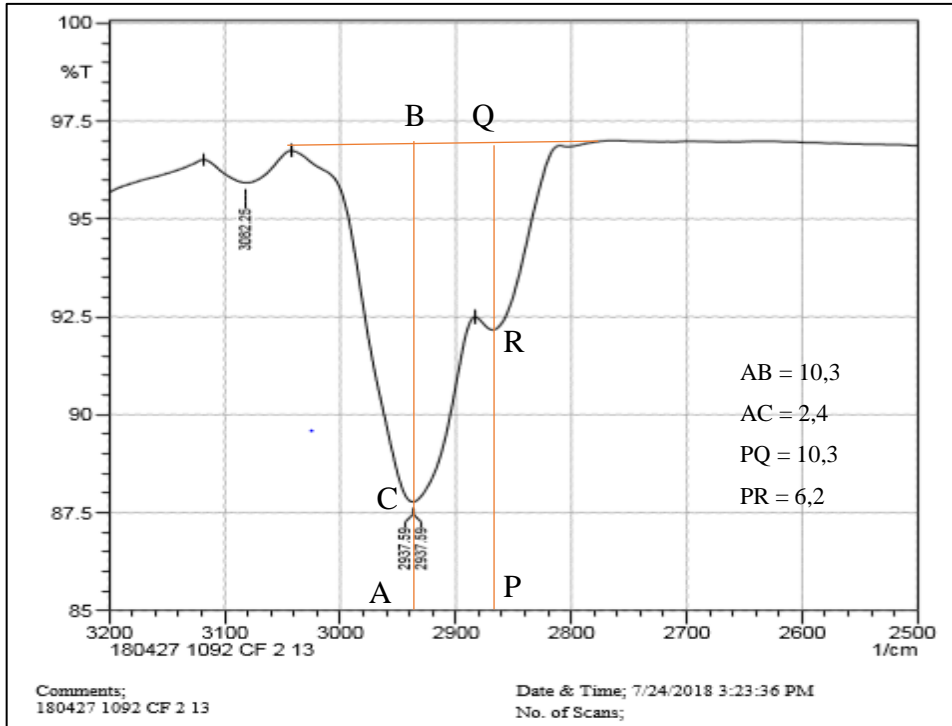
Gambar I. 10 Hasil Pembacaan Oil Content CF2-10



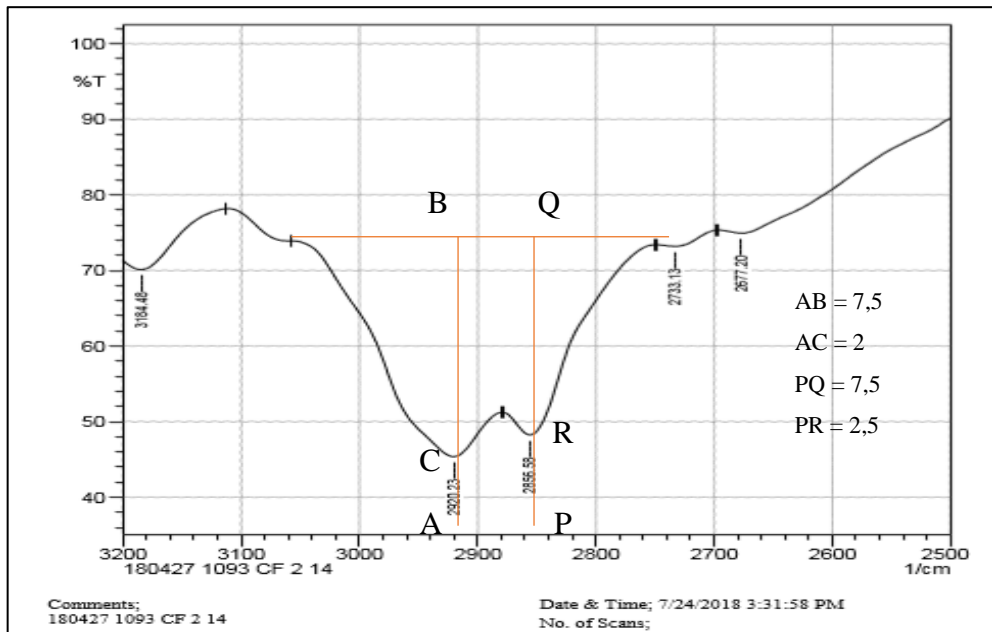
Gambar I. 11 Hasil Pembacaan Oil Content CF2-11



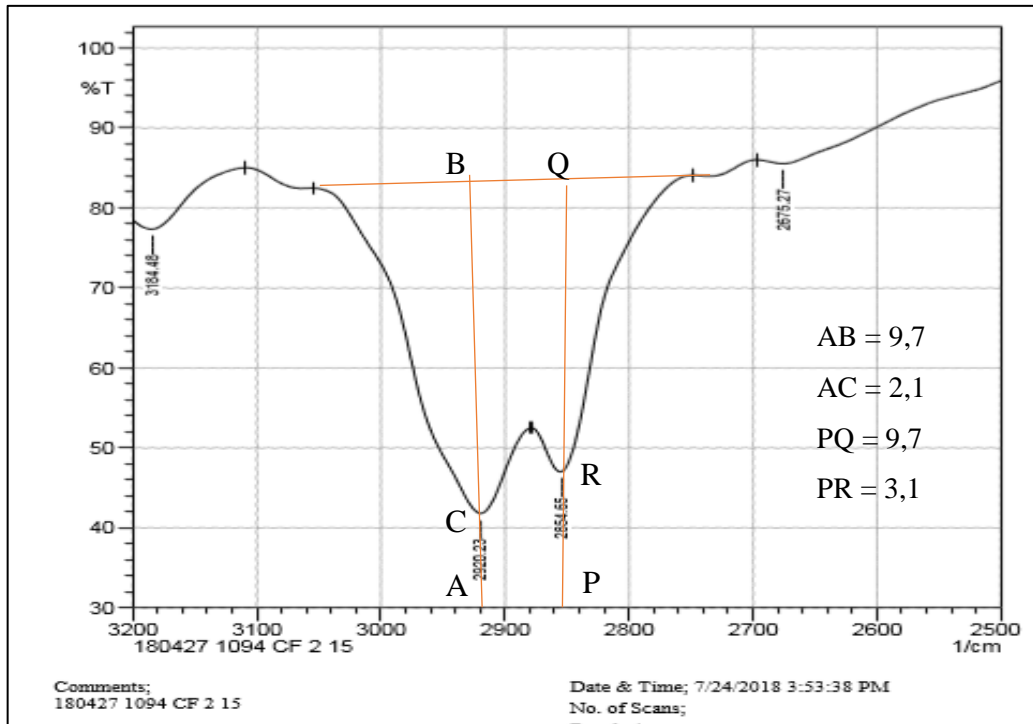
Gambar I. 12 Hasil Pembacaan Oil Content CF2-12



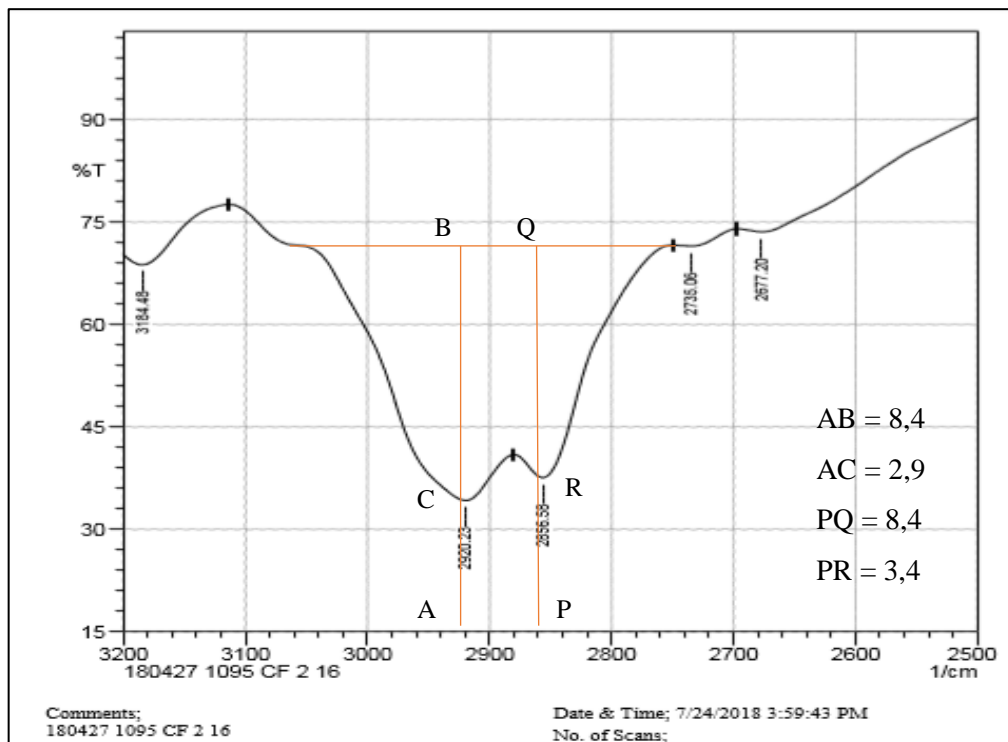
Gambar I. 13 Hasil Pembacaan Oil Content CF2-13



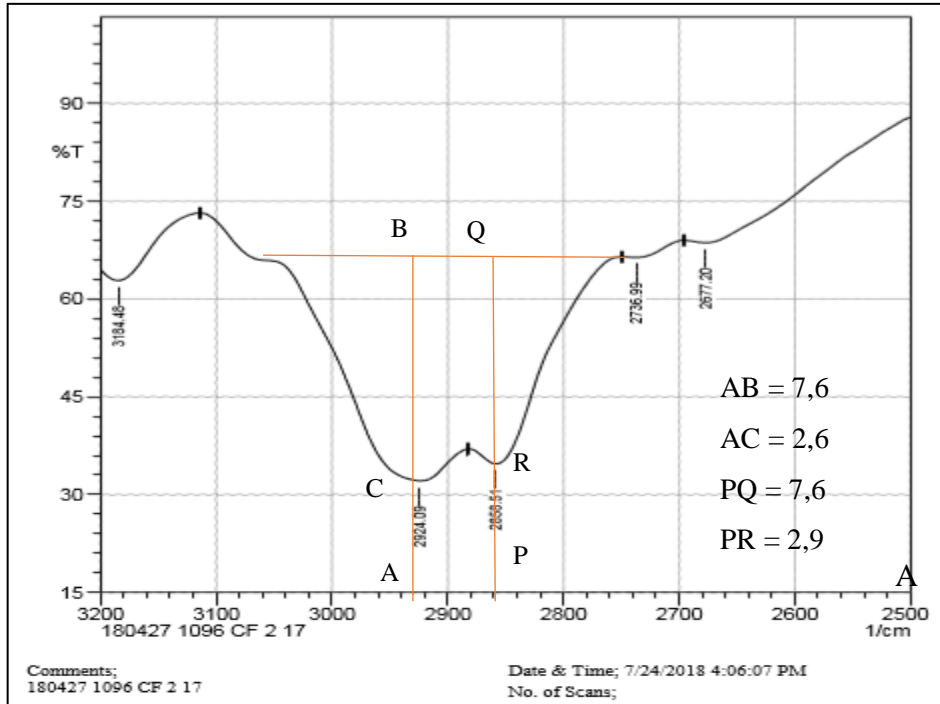
Gambar I. 14 Hasil Pembacaan Oil Content CF2-14



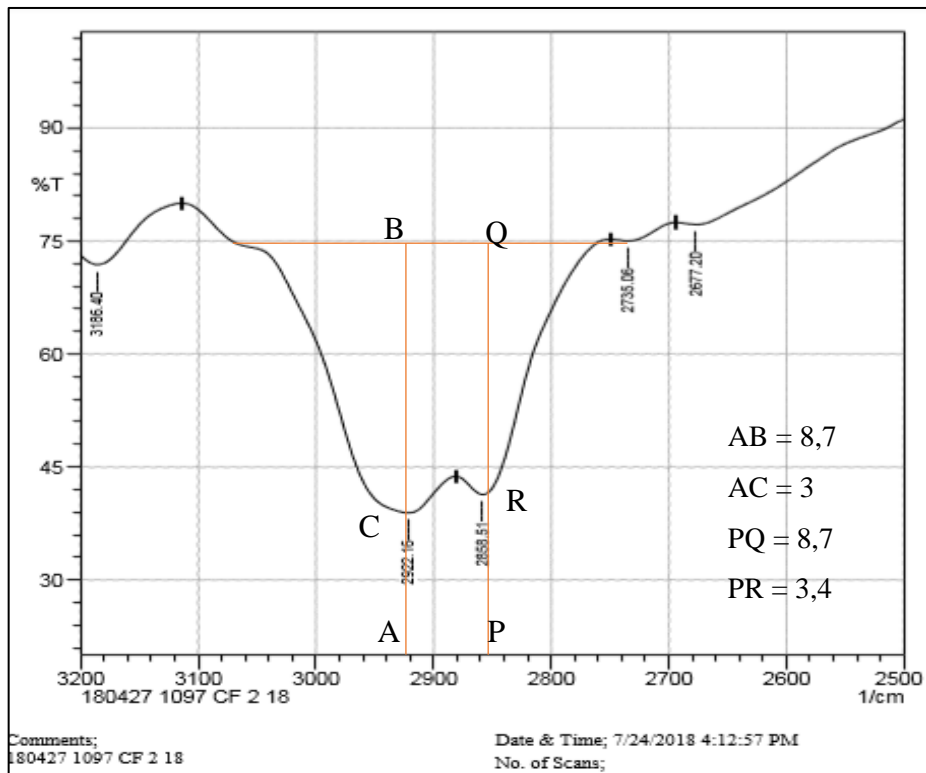
Gambar I. 15 Hasil Pembacaan Oil Content CF2-15



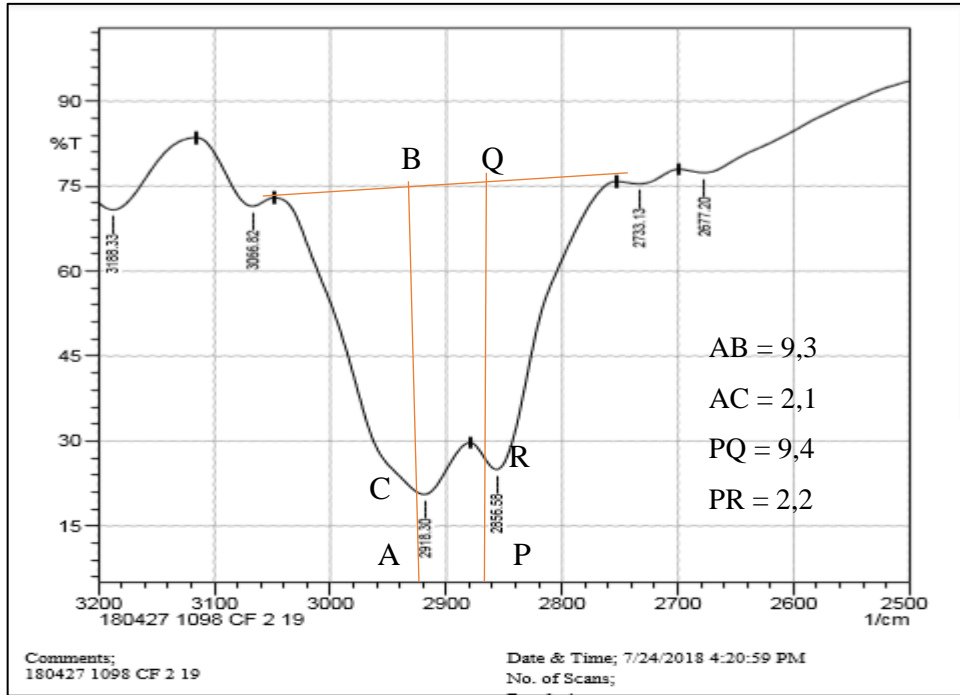
Gambar I. 16 Hasil Pembacaan Oil Content CF2-16



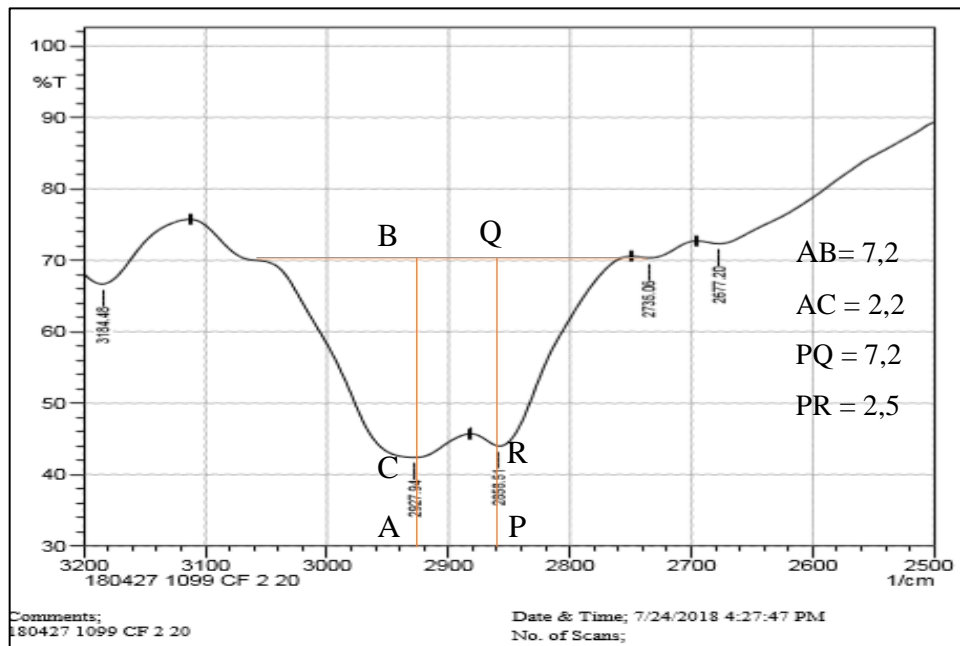
Gambar I. 17 Hasil Pembacaan Oil Content CF2-17



Gambar I. 18 Hasil Pembacaan Oil Content CF2-18



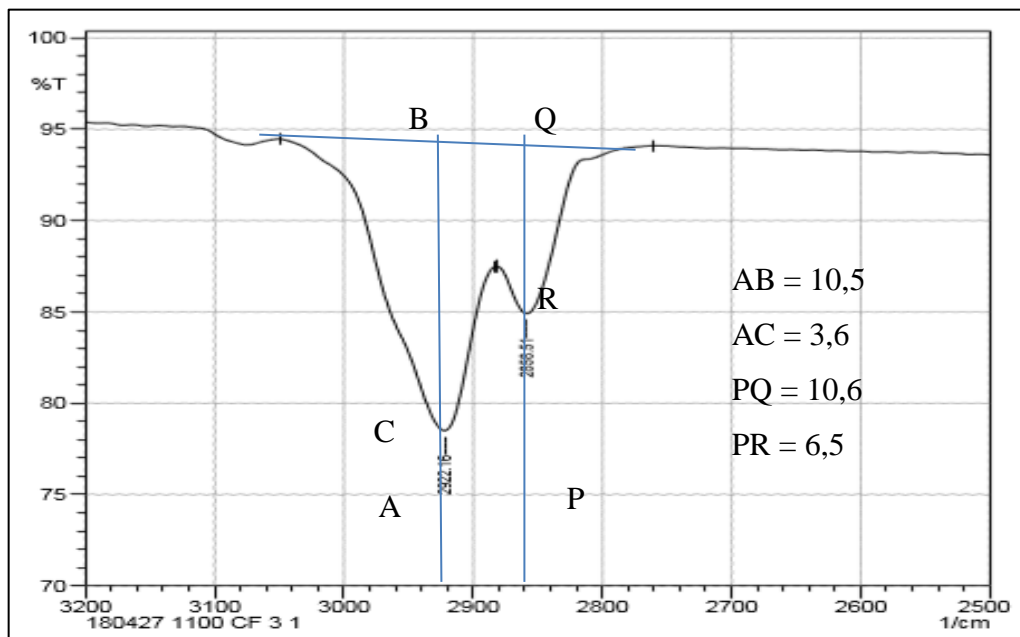
Gambar I. 19 Hasil Pembacaan Oil Content CF2-19



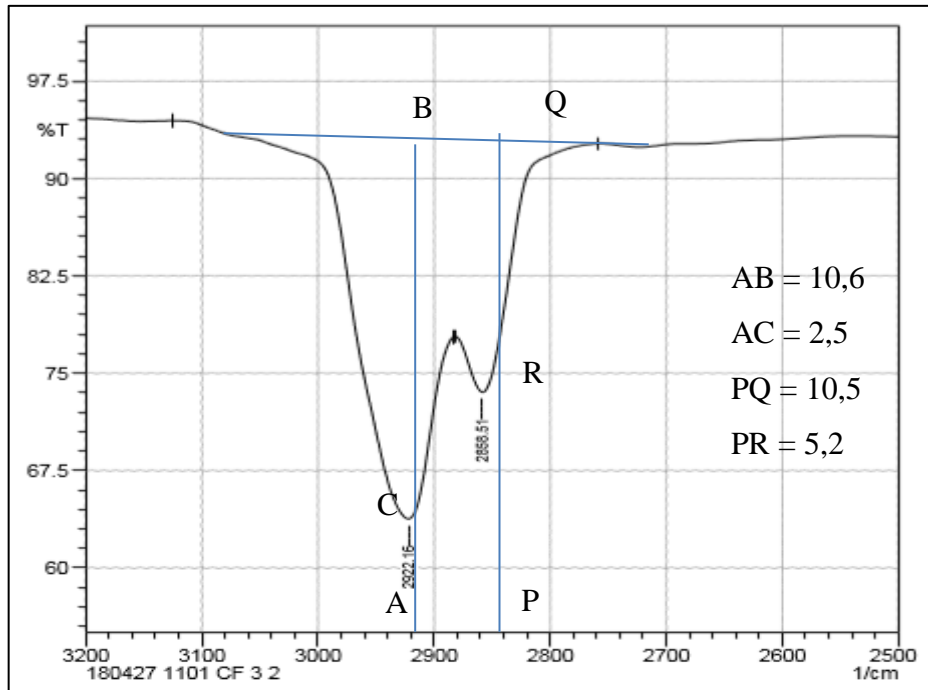
Gambar I. 20 Hasil Pembacaan Oil Content CF2-20

Tabel I. 1 Hasil Peningkatan Perolehan Minyak CF-2

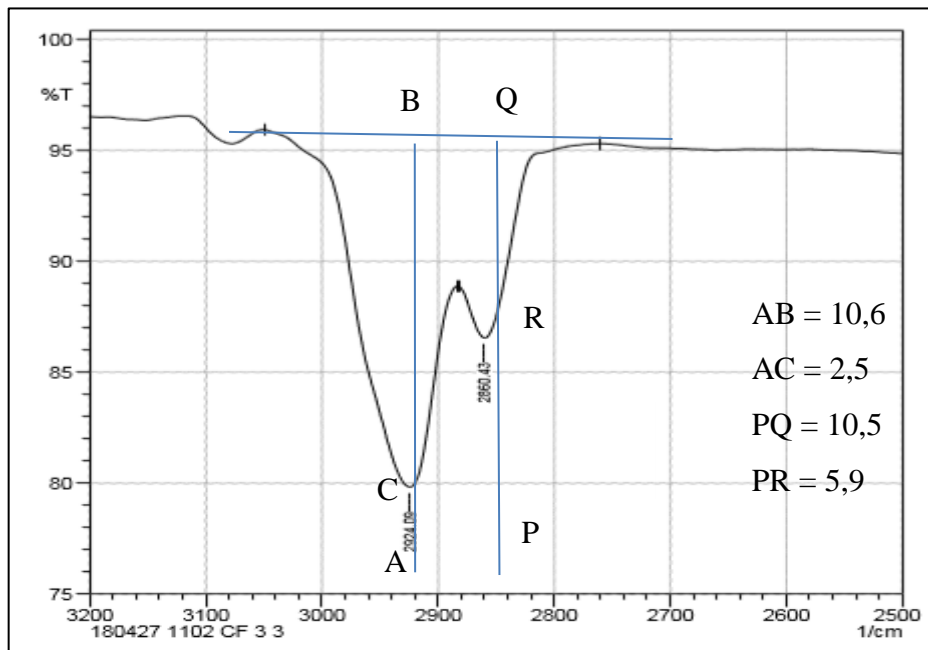
No	Tampungan	Kode	A1	A2	Abs Standard	Abs Total A	Vol Awal (ml)	Vol TCE (mL)	Vol. Sampel (mL)	ppm	V Oil (mL)	% v minyak tertampung
1	CF 2 1	180427 1080	0,67	0,37	0,80	1,04	1,9	7,6	9,5	523,66	0,0050	0,26
2	CF 2 2	180427 1081	0,52	0,28	0,80	0,80	1,9	7,6	9,5	398,72	0,0038	0,20
3	CF 2 3	180427 1082	0,71	0,38	0,80	1,09	1,9	7,6	9,5	547,29	0,0052	0,27
4	CF 2 4	180427 1083	0,64	0,32	0,80	0,96	1,9	7,6	9,5	482,01	0,0046	0,24
5	CF 2 5	180427 1084	0,54	0,24	0,80	0,77	1,9	7,6	9,5	386,69	0,0037	0,19
6	CF 2 6	180427 1085	0,56	0,26	0,80	0,81	1,9	7,6	9,5	408,36	0,0039	0,20
7	CF 2 7	180427 1086	0,54	0,22	0,80	0,76	1,9	7,6	9,5	382,15	0,0036	0,19
8	CF 2 8	180427 1087	0,45	0,18	0,80	0,63	1,9	7,6	9,5	316,69	0,0030	0,16
9	CF 2 9	180427 1088	0,56	0,27	0,80	0,83	1,9	7,6	9,5	415,47	0,0039	0,21
10	CF 2 10	180427 1089	0,45	0,21	0,80	0,67	1,9	7,6	9,5	333,46	0,0032	0,17
11	CF 2 11	180427 1090	0,38	0,17	0,80	0,55	1,9	7,6	9,5	276,90	0,0026	0,14
12	CF 2 12	180427 1091	0,48	0,21	0,80	0,69	1,9	7,6	9,5	347,45	0,0033	0,17
13	CF 2 13	180427 1092	0,63	0,22	0,80	0,85	1,9	7,6	9,5	427,60	0,0041	0,21
14	CF 2 14	180427 1093	0,57	0,48	0,80	1,05	1,9	7,6	9,5	526,89	0,0050	0,26
15	CF 2 15	180427 1094	0,66	0,50	0,80	1,16	1,9	7,6	9,5	581,43	0,0055	0,29
16	CF 2 16	180427 1095	0,46	0,39	0,80	0,85	1,9	7,6	9,5	428,41	0,0041	0,21
17	CF 2 17	180427 1096	0,47	0,42	0,80	0,88	1,9	7,6	9,5	443,24	0,0042	0,22
18	CF 2 18	180427 1097	0,46	0,41	0,80	0,87	1,9	7,6	9,5	436,31	0,0041	0,22
19	CF 2 19	180427 1098	0,65	0,63	0,80	1,28	1,9	7,6	9,5	640,08	0,0061	0,32
20	CF 2 20	180427 1099	0,51	0,46	0,80	0,97	1,9	7,6	9,5	488,37	0,0046	0,24
										RF TOTAL =		4,40



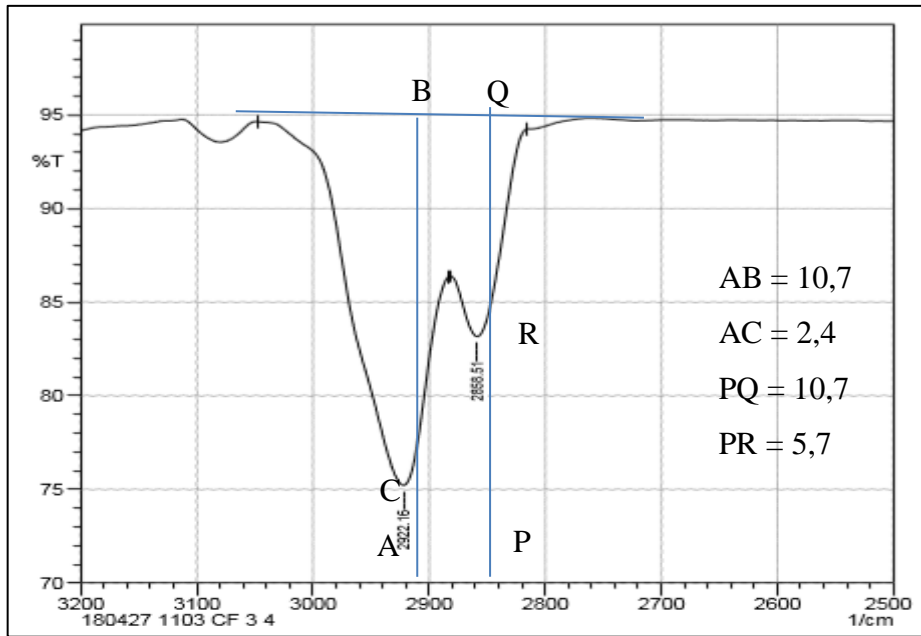
Gambar I. 21 Hasil Pembacaan Oil Content CF3 - 1



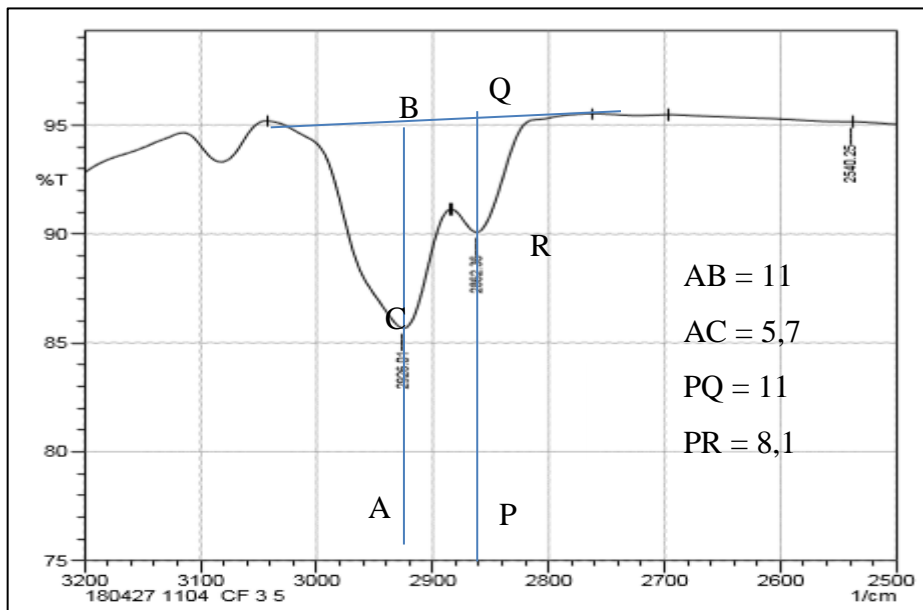
Gambar I. 22 Hasil Pembacaan *Oil Content* CF3-2



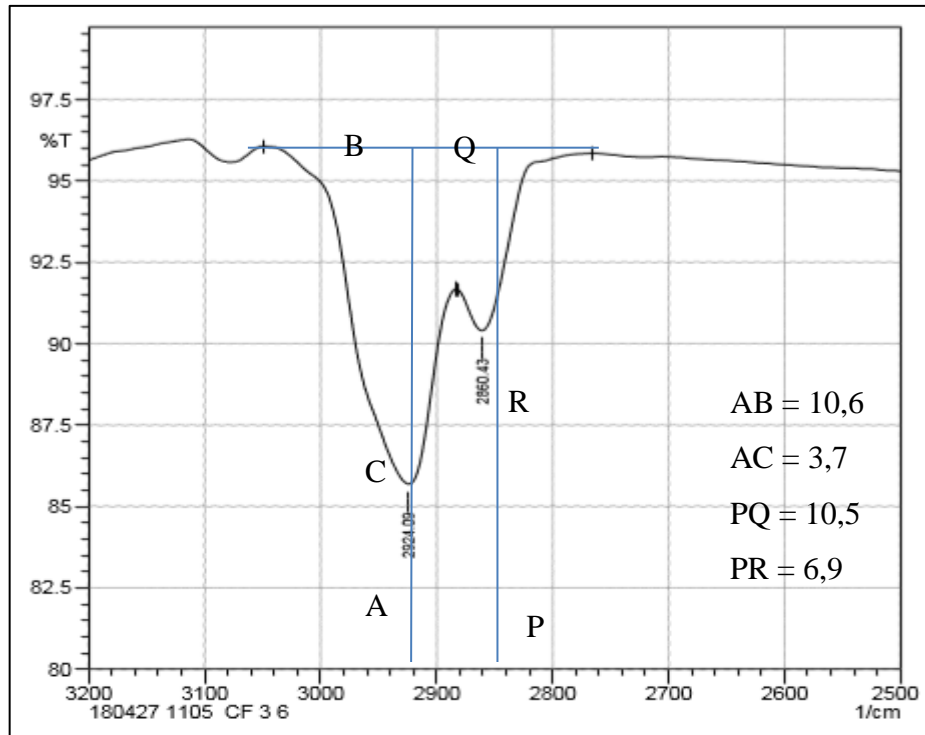
Gambar I. 23 Hasil Pembacaan *Oil Content* CF3-3



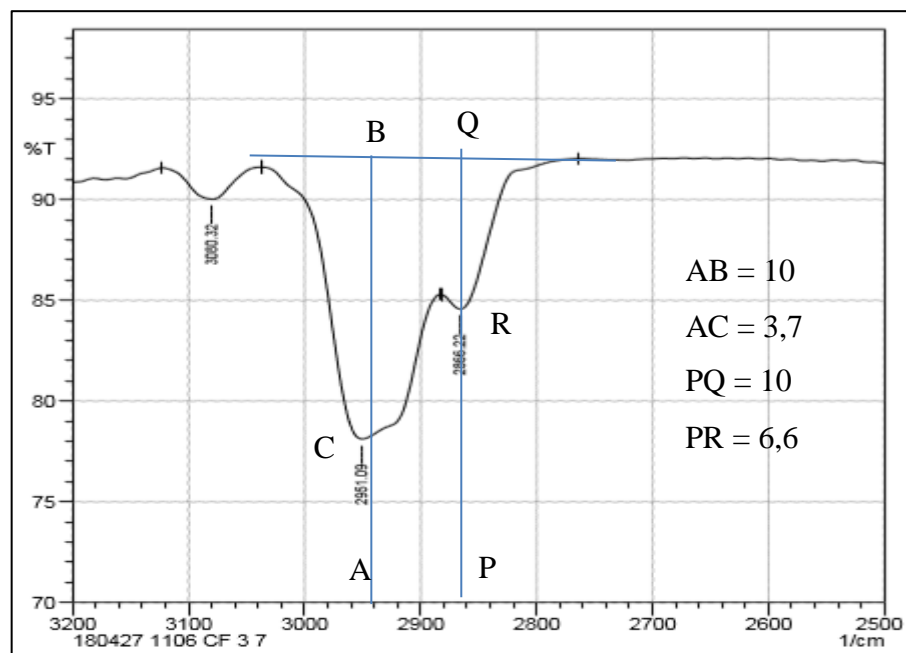
Gambar I. 24 Hasil Pembacaan *Oil Content* CF3-4



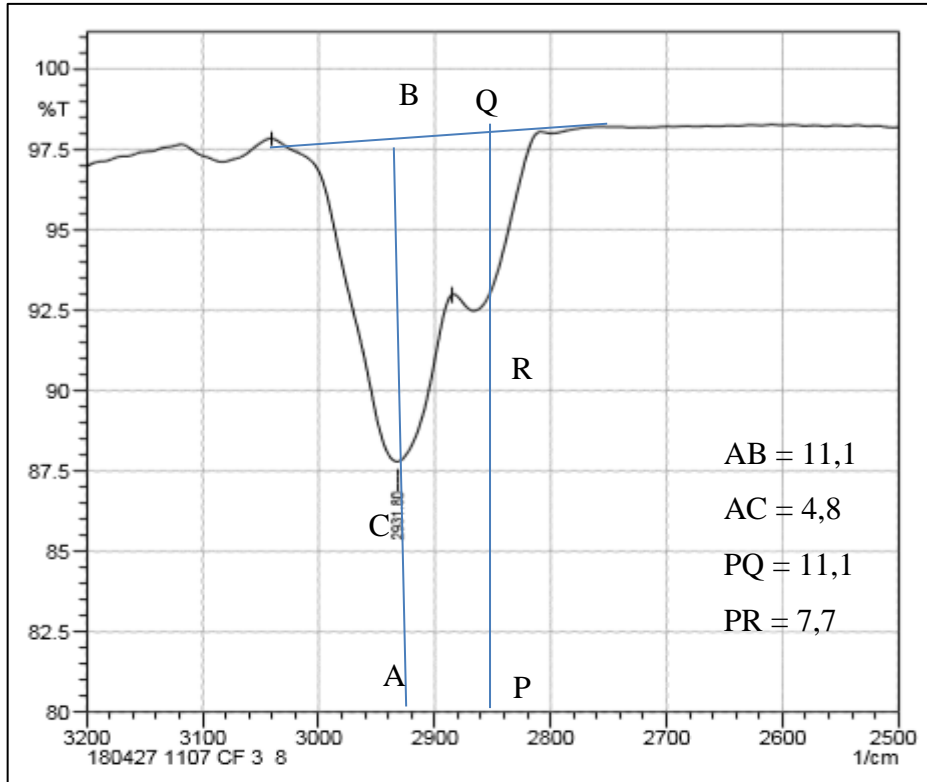
Gambar I. 25 Hasil Pembacaan *Oil Content* CF3-5



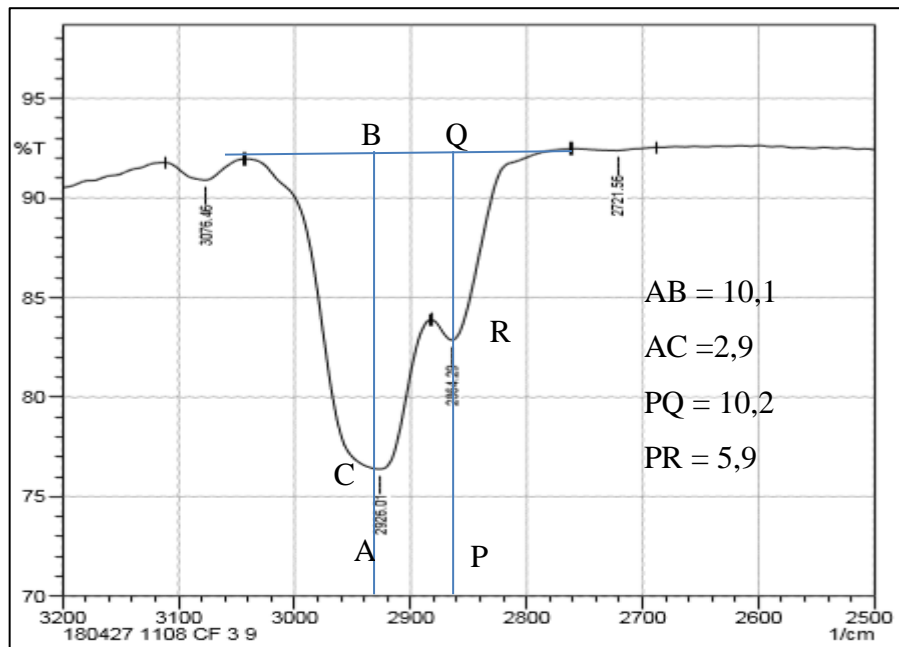
Gambar I. 26 Hasil Pembacaan Oil Content CF3-6



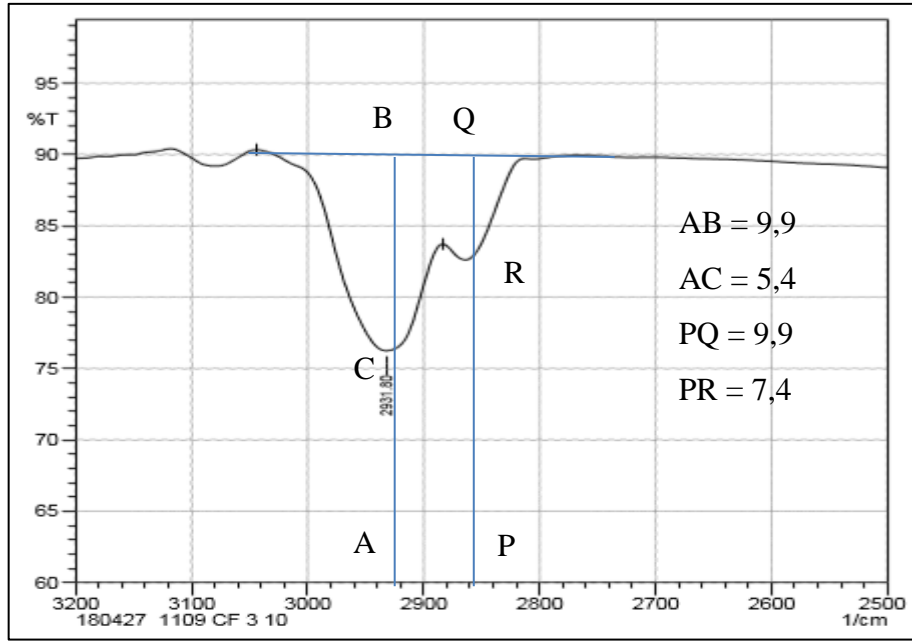
Gambar I. 27 Hasil Pembacaan Oil Content CF3-7



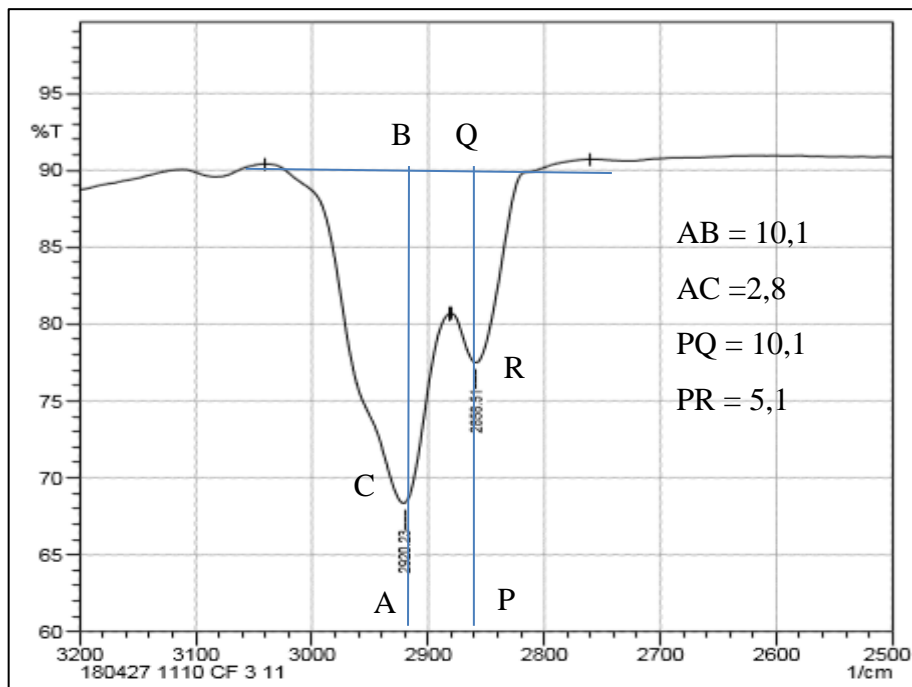
Gambar I. 28 Hasil Pembacaan Oil Content CF3-8



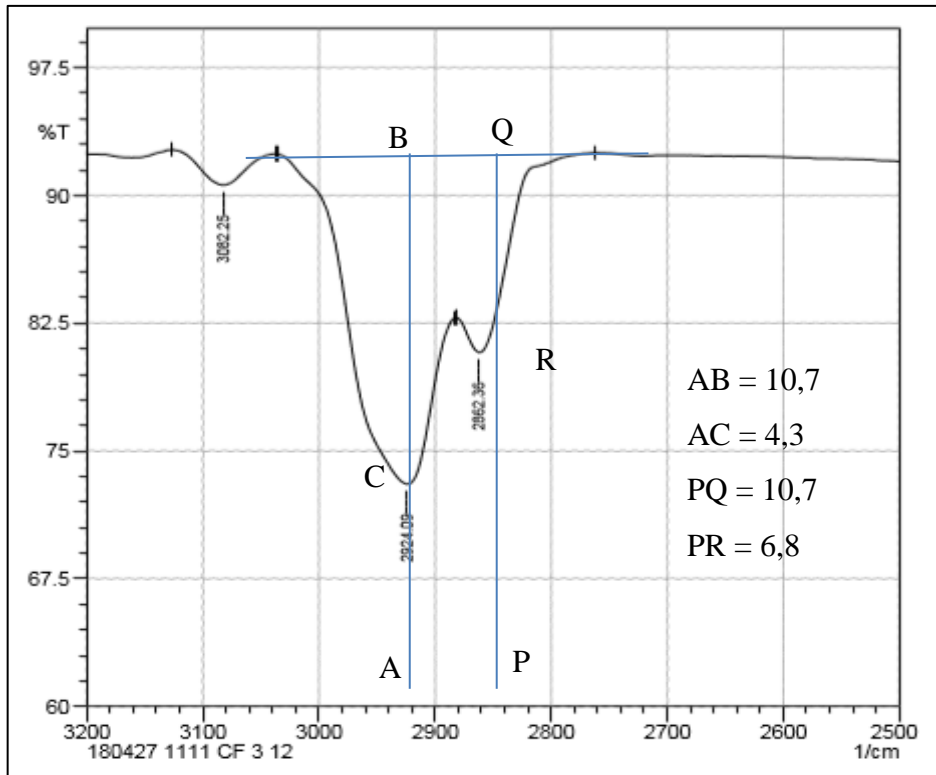
Gambar I. 29 Hasil Pembacaan Oil Content CF3-9



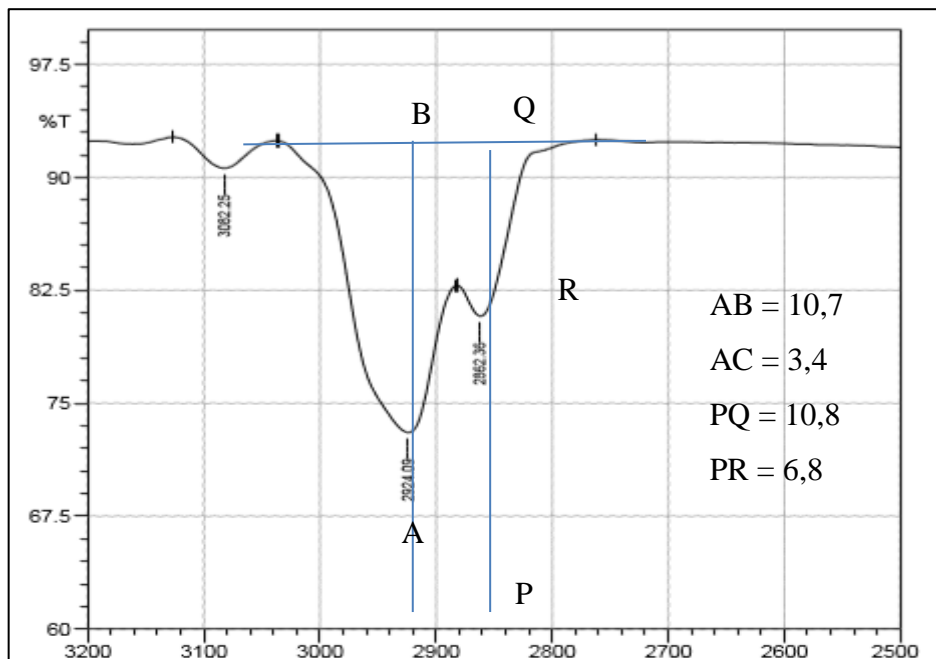
Gambar I. 30 Hasil Pembacaan Oil Content CF3-10



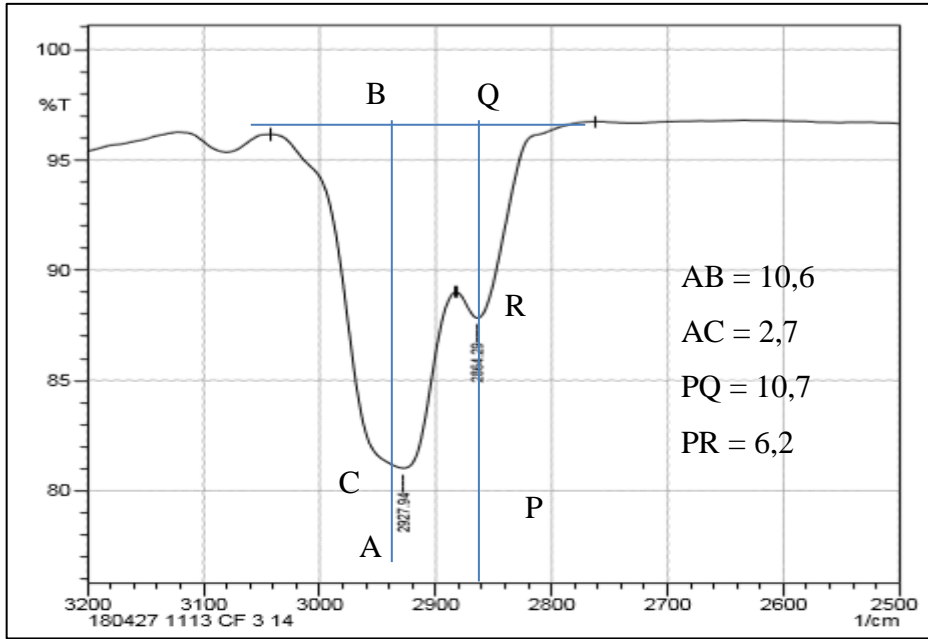
Gambar I. 31 Hasil Pembacaan Oil Content CF3-11



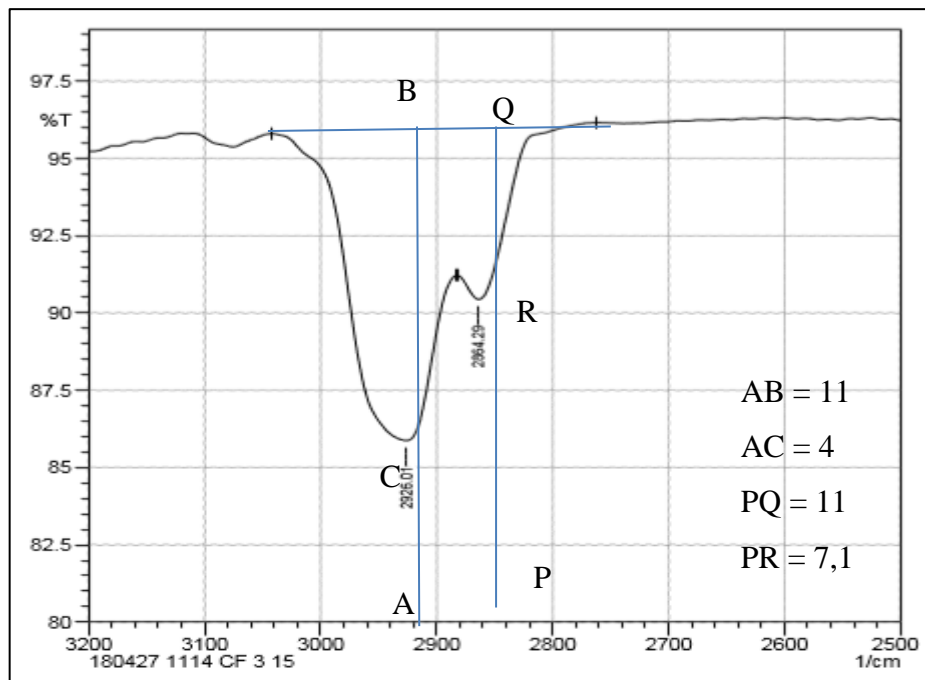
Gambar I. 32 Hasil Pembacaan Oil Content CF3-12



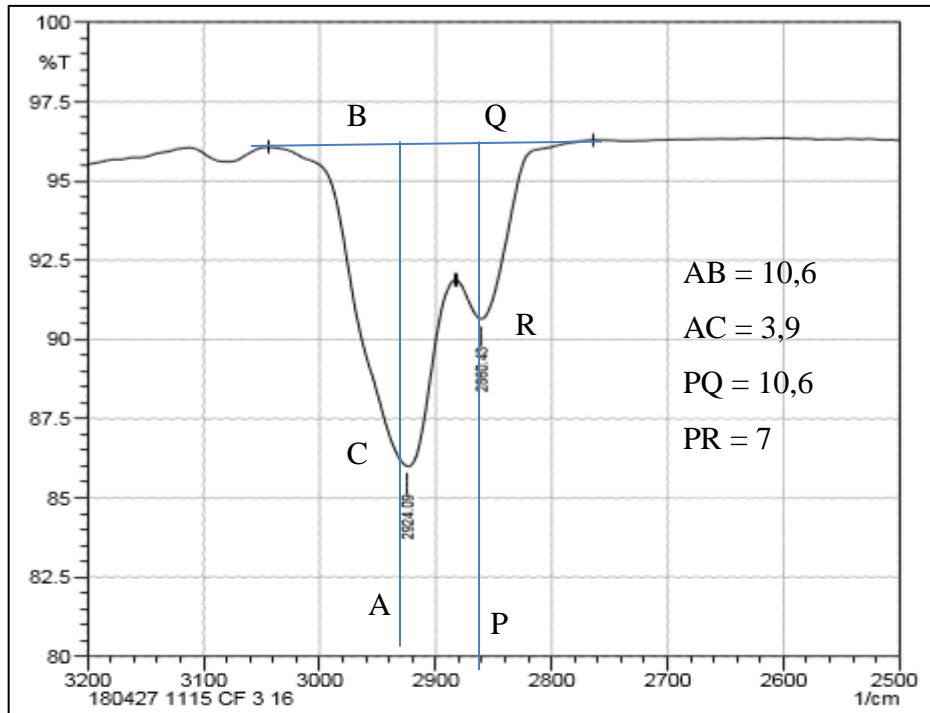
Gambar I. 33 Hasil Pembacaan Oil Content CF3-13



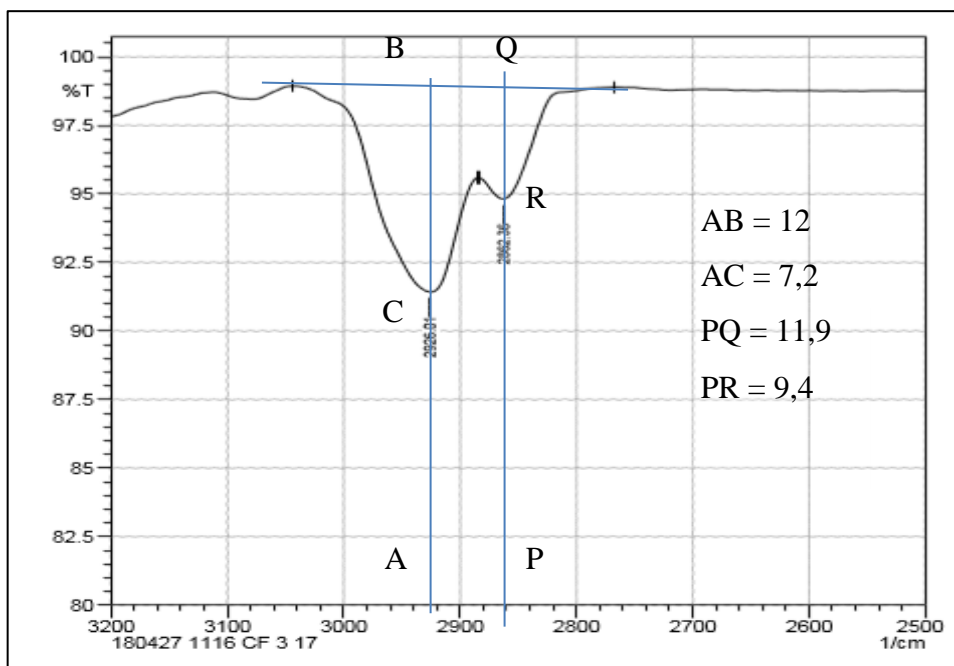
Gambar I. 34 Hasil Pembacaan *Oil Content* CF3-14



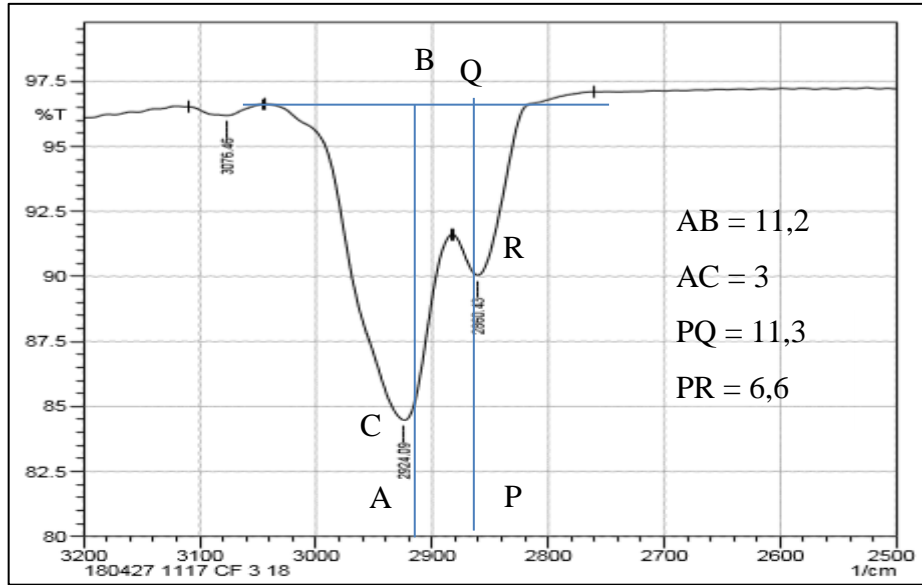
Gambar I. 35 Hasil Pembacaan *Oil Content* CF3-15



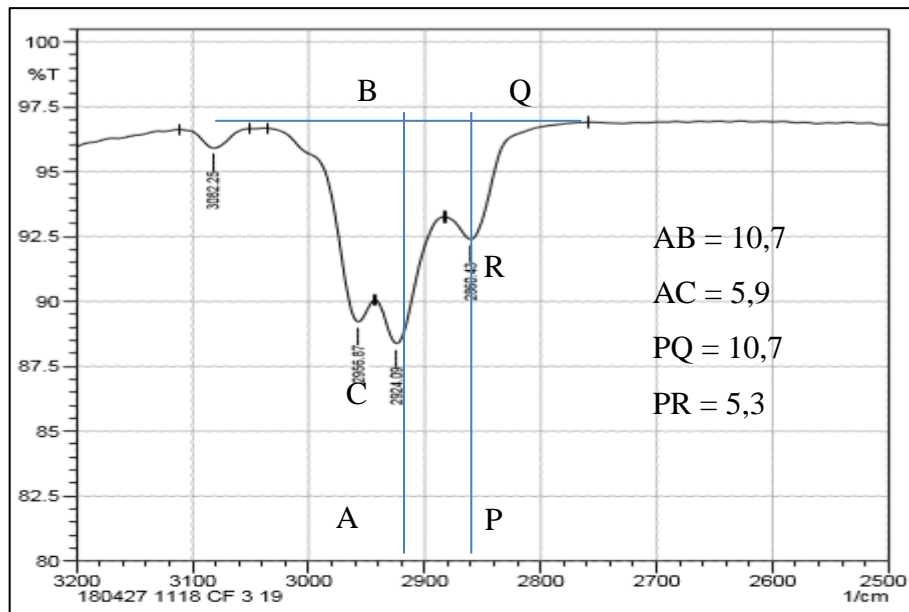
Gambar I. 36 Hasil Pembacaan *Oil Content* CF3-16



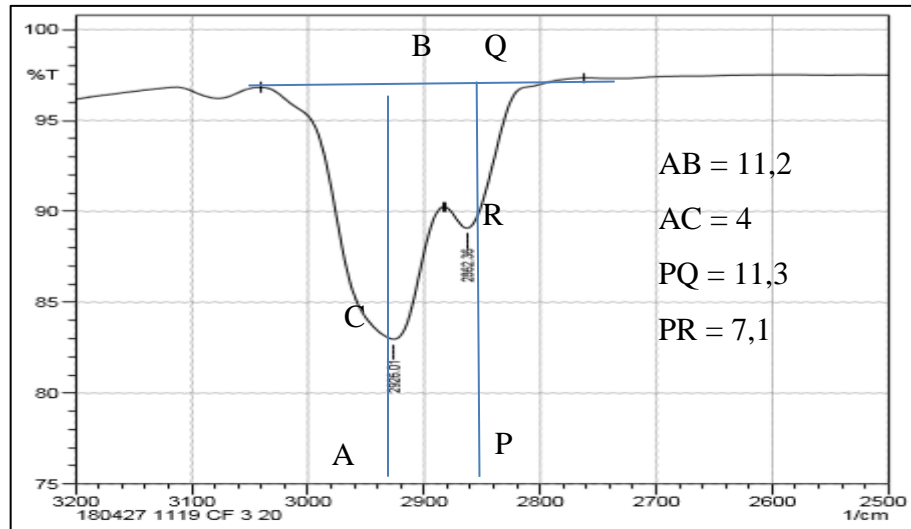
Gambar I. 37 Hasil Pembacaan *Oil Content* CF3-17



Gambar I. 38 Hasil Pembacaan *Oil Content* CF3-18



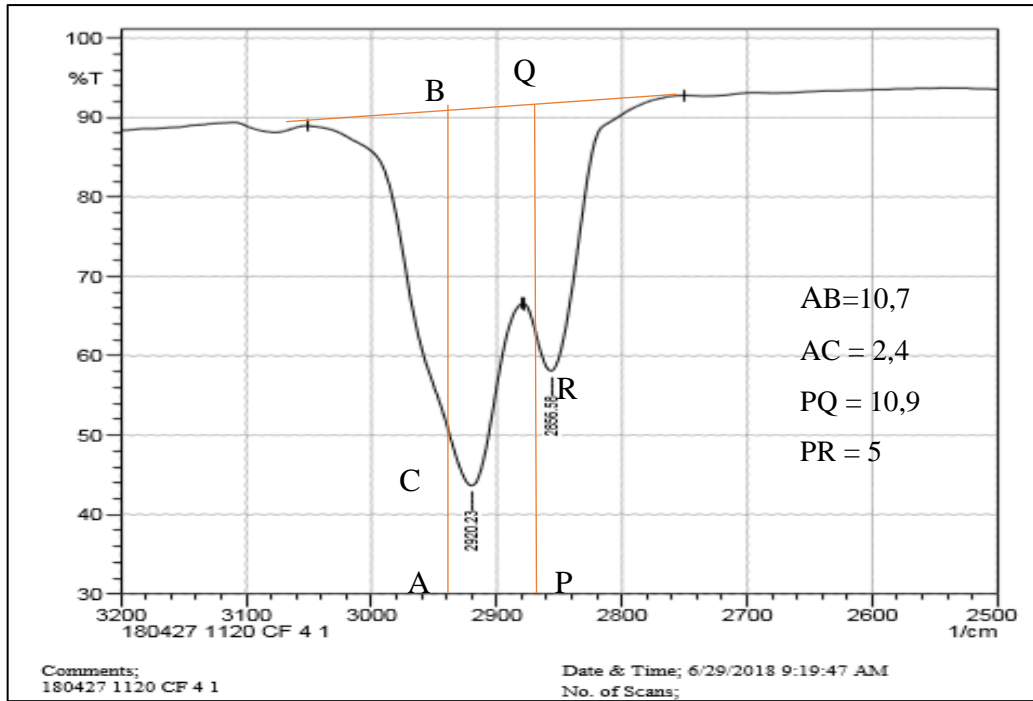
Gambar I. 39 Hasil Pembacaan *Oil Content* CF3-19



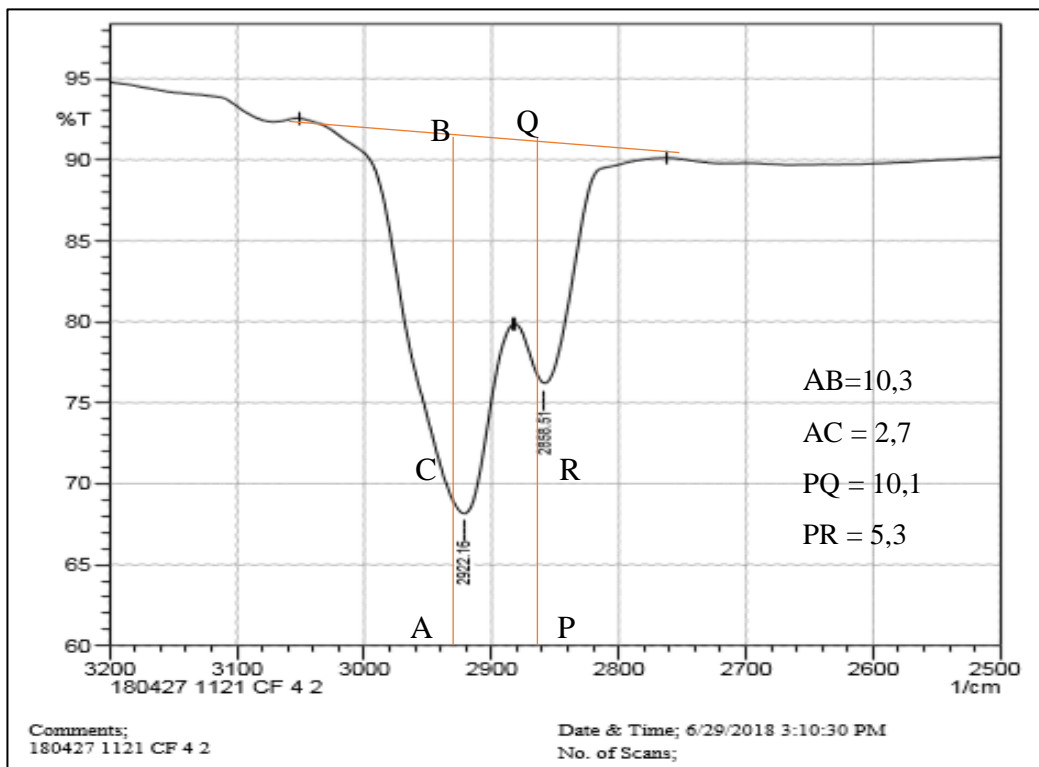
Gambar I. 40 Hasil Pembacaan *Oil Content* CF3-20

Tabel I. 2 Hasil Peningkatan Perolehan Minyak CF-3

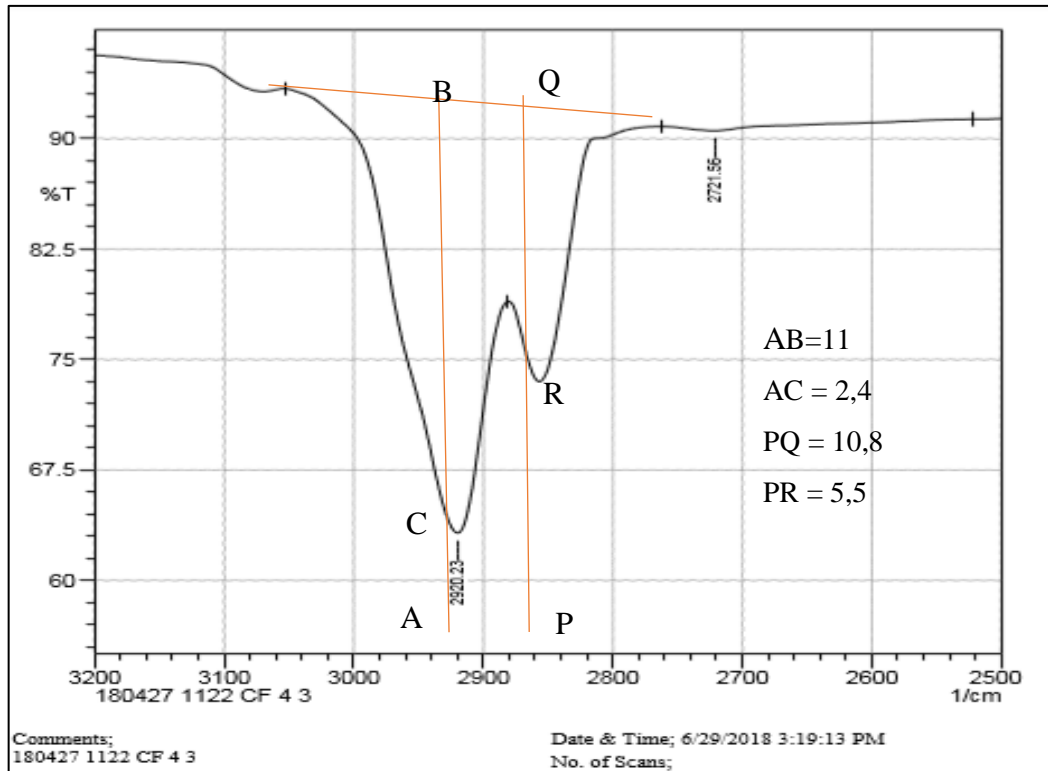
No	Tampungan	Kode	A1	A2	Abs Standard	Abs Total A	Vol Awal (ml)	Vol TCE (mL)	Vol. Sampel (mL)	ppm	V Oil (mL)	% v minyak tertampung
1	CF 3 1	180427 1100	0,46	0,22	0,80	0,68	2,4	9,6	12	340,80	0,0041	0,17
2	CF 3 2	180427 1101	0,63	0,31	0,80	0,93	2,4	9,6	12	467,44	0,0056	0,23
3	CF 3 3	180427 1102	0,63	0,25	0,80	0,88	2,4	9,6	12	439,95	0,0053	0,22
4	CF 3 4	180427 1103	0,65	0,27	0,80	0,92	2,4	9,6	12	462,50	0,0055	0,23
5	CF 3 5	180427 1104	0,29	0,13	0,80	0,42	2,4	9,6	12	209,74	0,0025	0,10
6	CF 3 6	180427 1105	0,46	0,18	0,80	0,64	2,4	9,6	12	320,52	0,0038	0,16
7	CF 3 7	180427 1106	0,43	0,18	0,80	0,61	2,4	9,6	12	306,89	0,0037	0,15
8	CF 3 8	180427 1107	0,36	0,16	0,80	0,52	2,4	9,6	12	262,11	0,0031	0,13
9	CF 3 9	180427 1108	0,54	0,24	0,80	0,78	2,4	9,6	12	390,81	0,0047	0,20
10	CF 3 10	180427 1109	0,26	0,13	0,80	0,39	2,4	9,6	12	195,31	0,0023	0,10
11	CF 3 11	180427 1110	0,56	0,30	0,80	0,85	2,4	9,6	12	428,03	0,0051	0,21
12	CF 3 12	180427 1111	0,40	0,20	0,80	0,59	2,4	9,6	12	297,14	0,0036	0,15
13	CF 3 13	180427 1112	0,50	0,20	0,80	0,70	2,4	9,6	12	350,29	0,0042	0,18
14	CF 3 14	180427 1113	0,59	0,24	0,80	0,83	2,4	9,6	12	416,51	0,0050	0,21
15	CF 3 15	180427 1114	0,44	0,19	0,80	0,63	2,4	9,6	12	315,52	0,0038	0,16
16	CF 3 16	180427 1115	0,43	0,18	0,80	0,61	2,4	9,6	12	307,99	0,0037	0,15
17	CF 3 17	180427 1116	0,22	0,10	0,80	0,32	2,4	9,6	12	162,54	0,0020	0,08
18	CF 3 18	180427 1117	0,57	0,23	0,80	0,81	2,4	9,6	12	403,83	0,0048	0,20
19	CF 3 19	180427 1118	0,26	0,31	0,80	0,56	2,4	9,6	12	282,53	0,0034	0,14
20	CF 3 20	180427 1119	0,45	0,20	0,80	0,65	2,4	9,6	12	325,30	0,0039	0,16
RF TOTAL=											3,3428769	



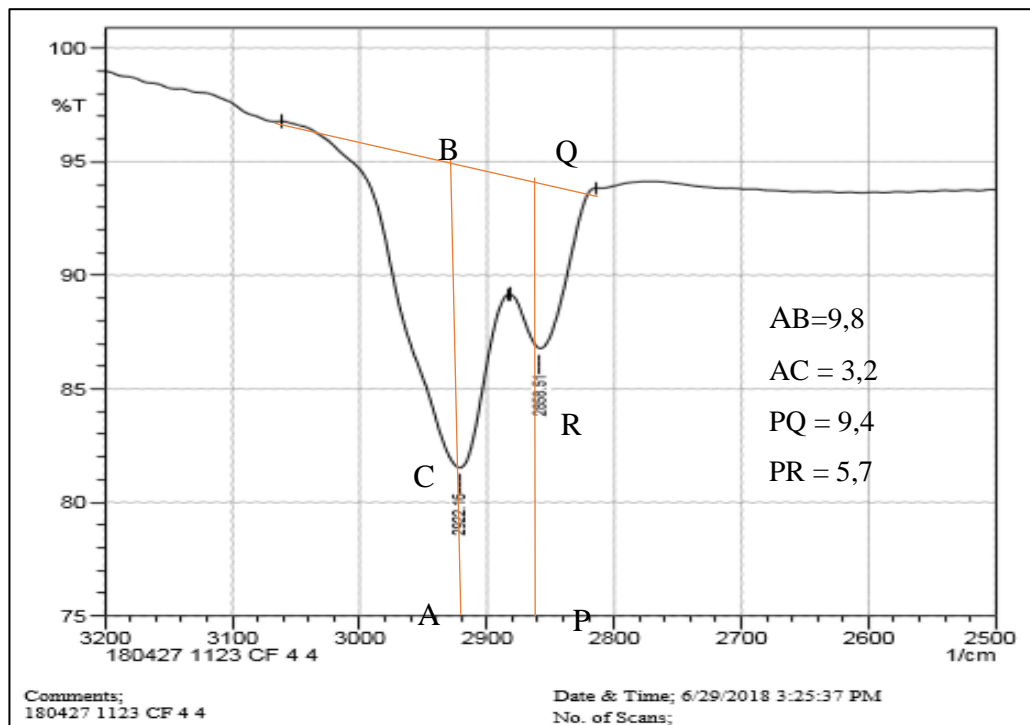
Gambar I. 41 Hasil Pembacaan Oil Content CF4-1



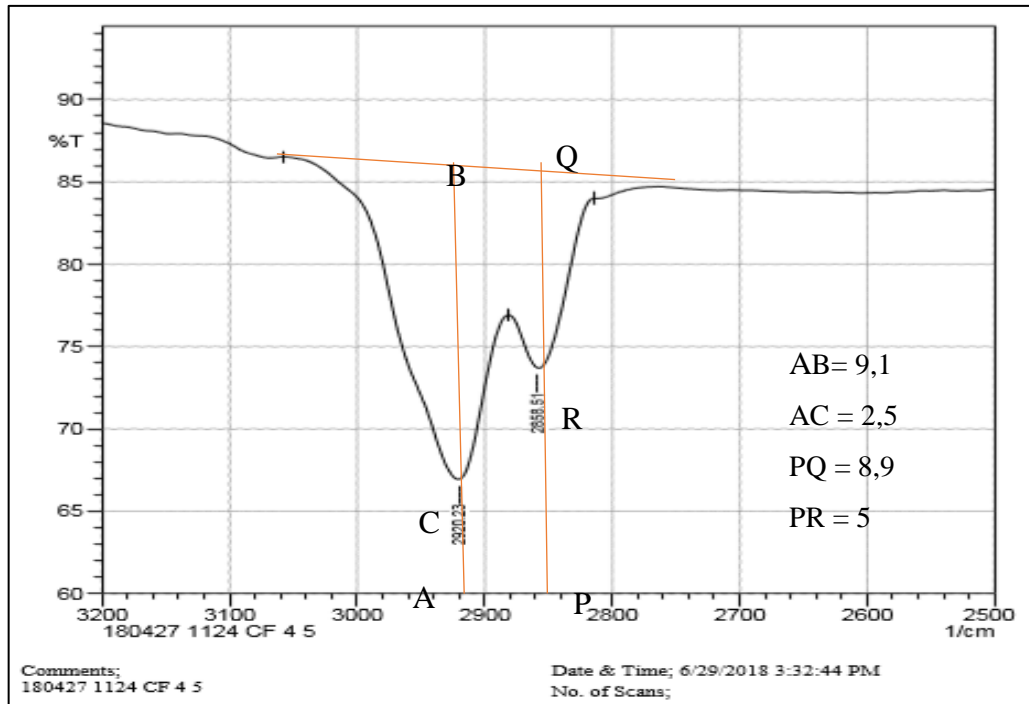
Gambar I. 42 Hasil Pembacaan Oil Content CF4-2



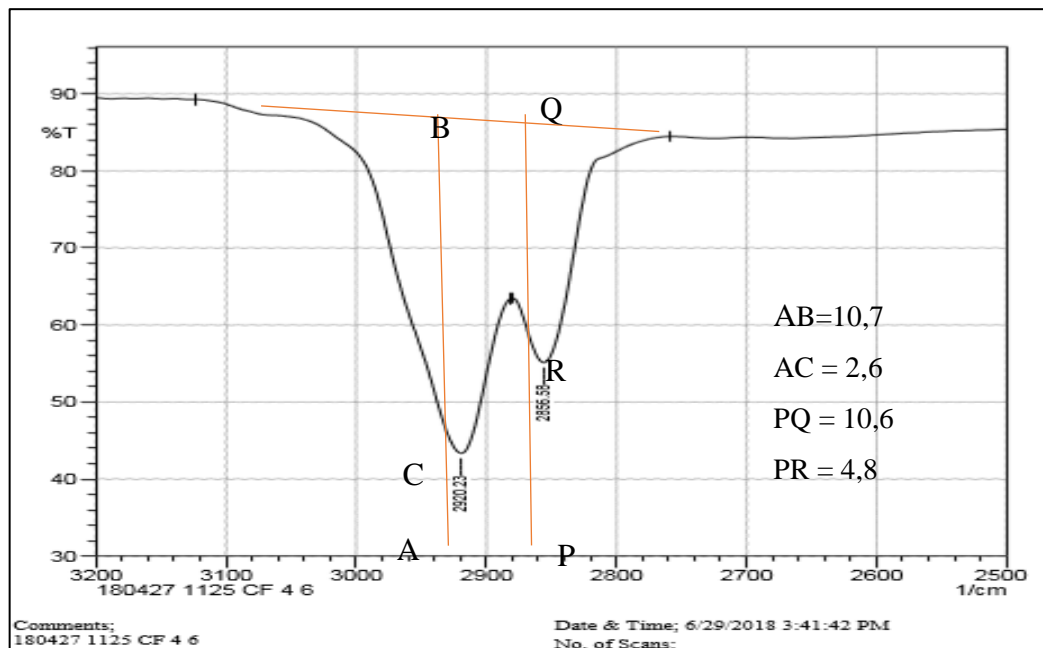
Gambar I. 43 Hasil Pembacaan Oil Content CF4-3



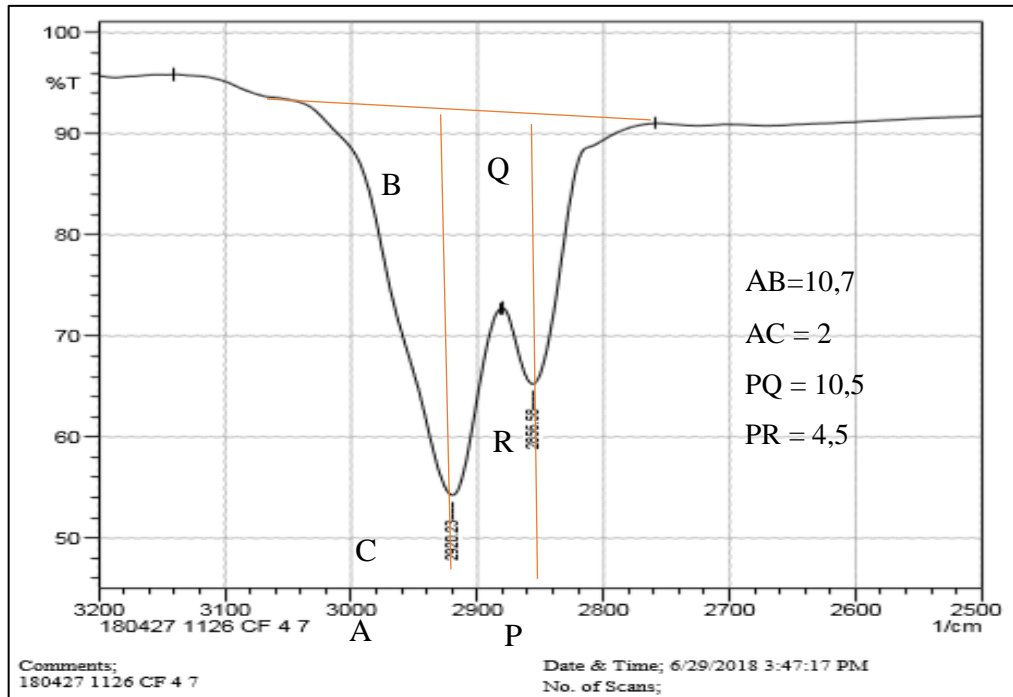
Gambar I. 44 Hasil Pembacaan Oil Content CF4-4



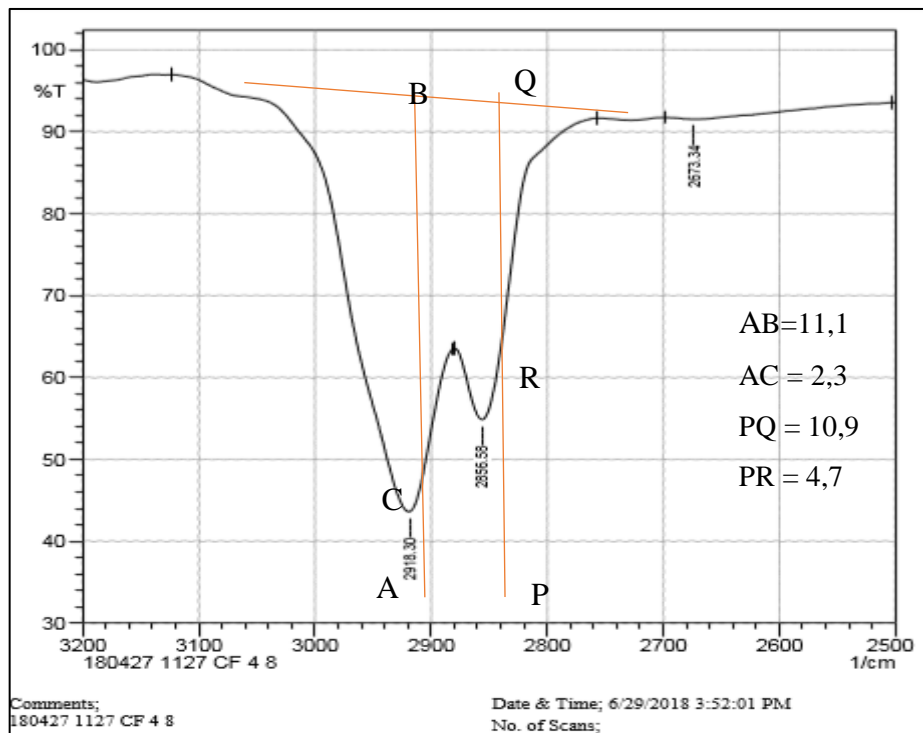
Gambar I. 45 Hasil Pembacaan Oil Content CF4-5



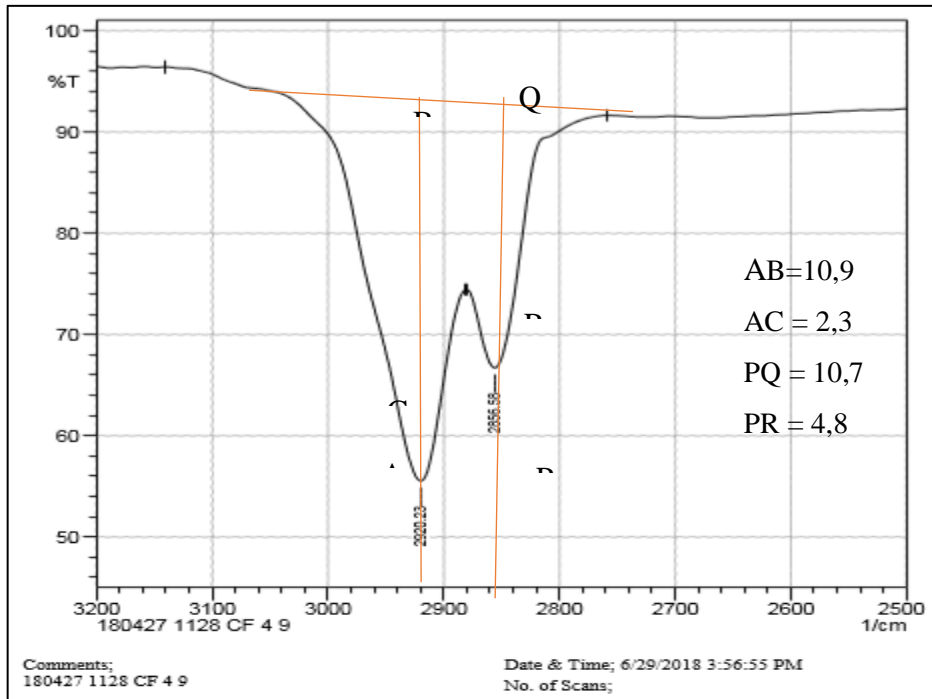
Gambar I. 46 Hasil Pembacaan Oil Content CF4-6



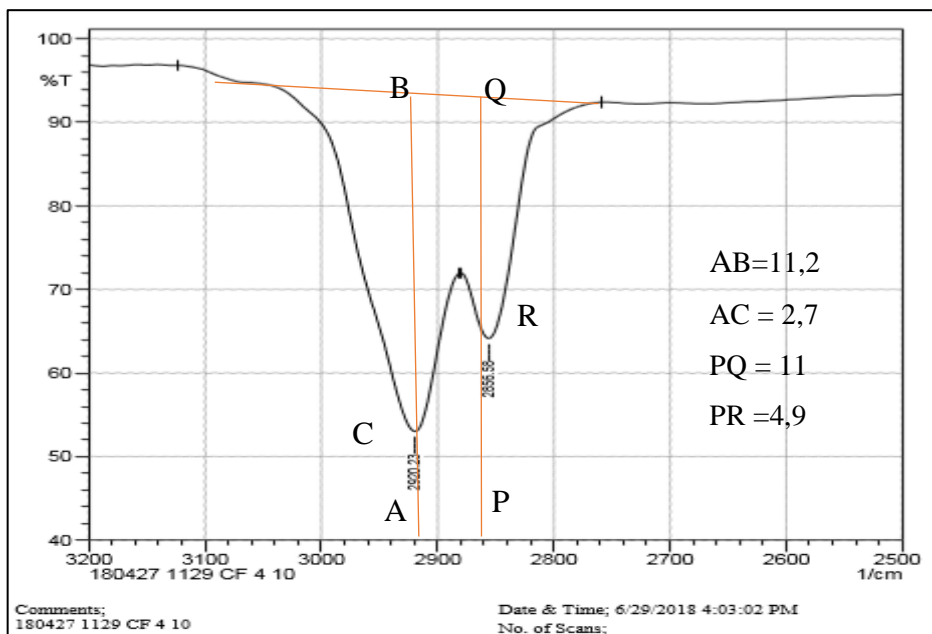
Gambar I. 47 Hasil Pembacaan Oil Content CF4-7



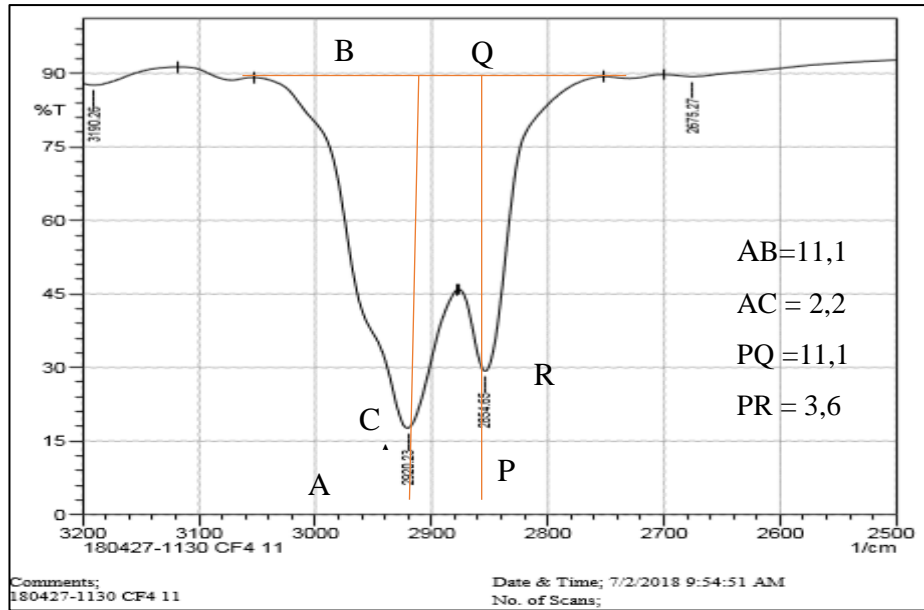
Gambar I. 48 Hasil Pembacaan Oil Content CF4-8



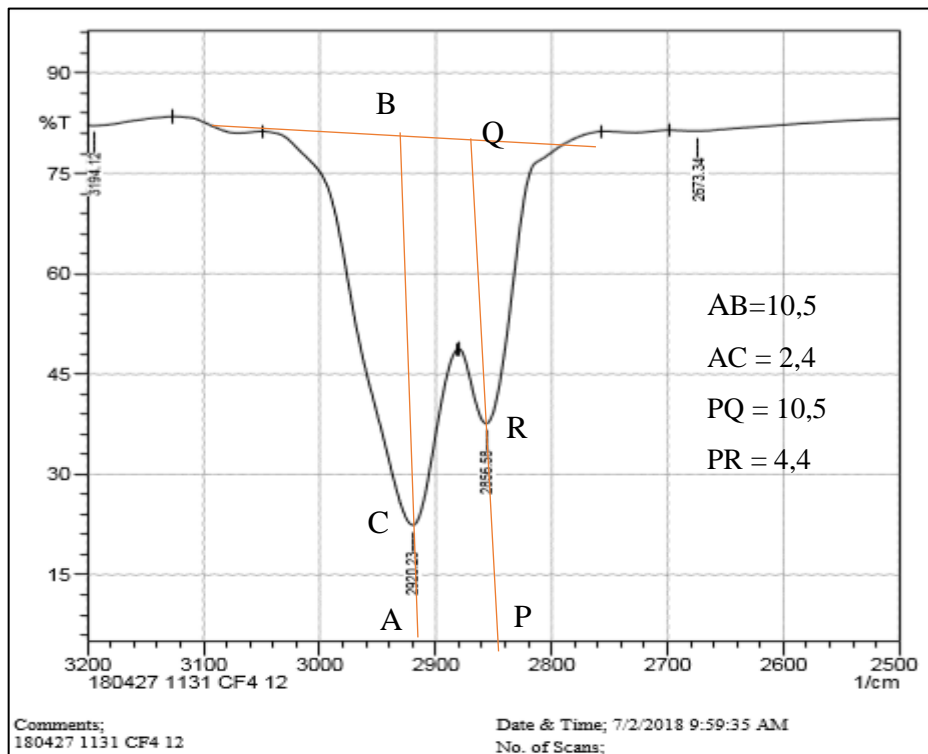
Gambar I. 49 Hasil Pembacaan Oil Content CF4-9



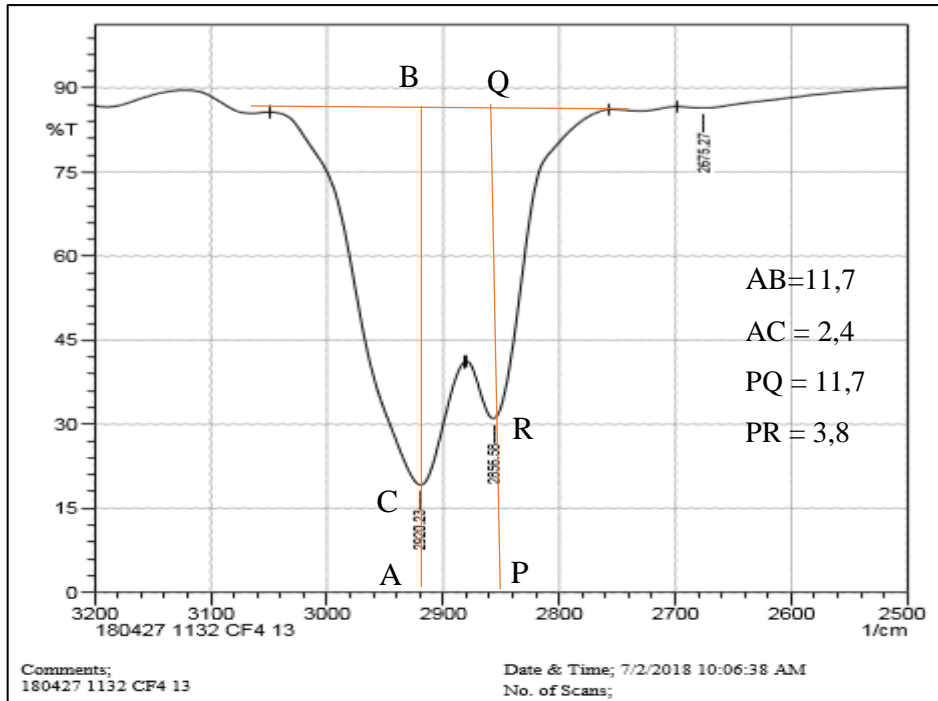
Gambar I. 50 Hasil Pembacaan Oil Content CF4-10



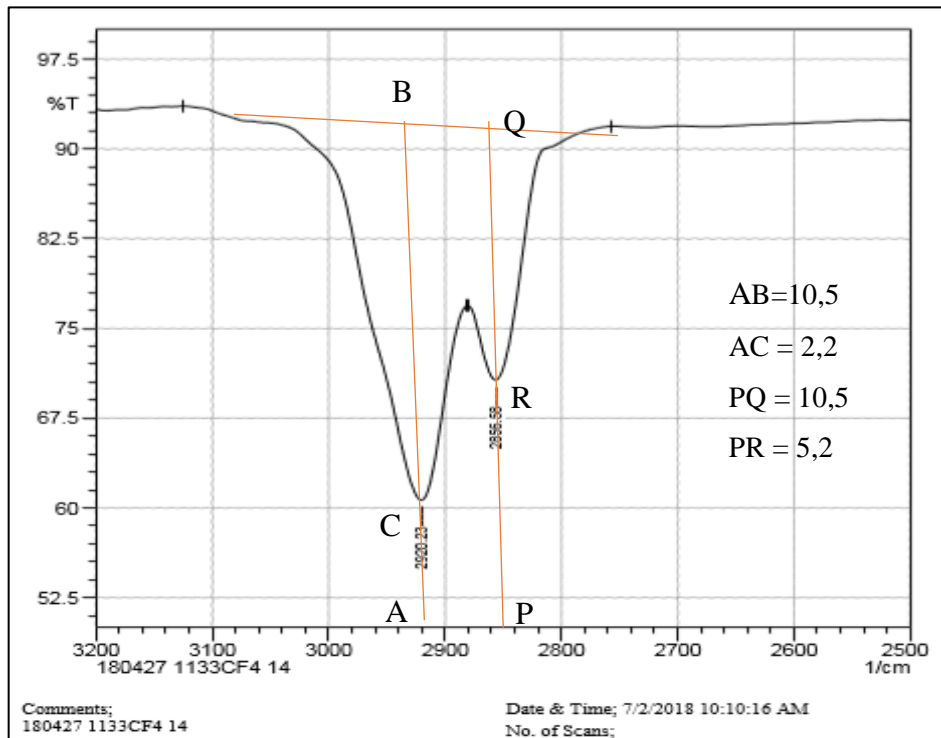
Gambar I. 51 Hasil Pembacaan Oil Content CF4-11



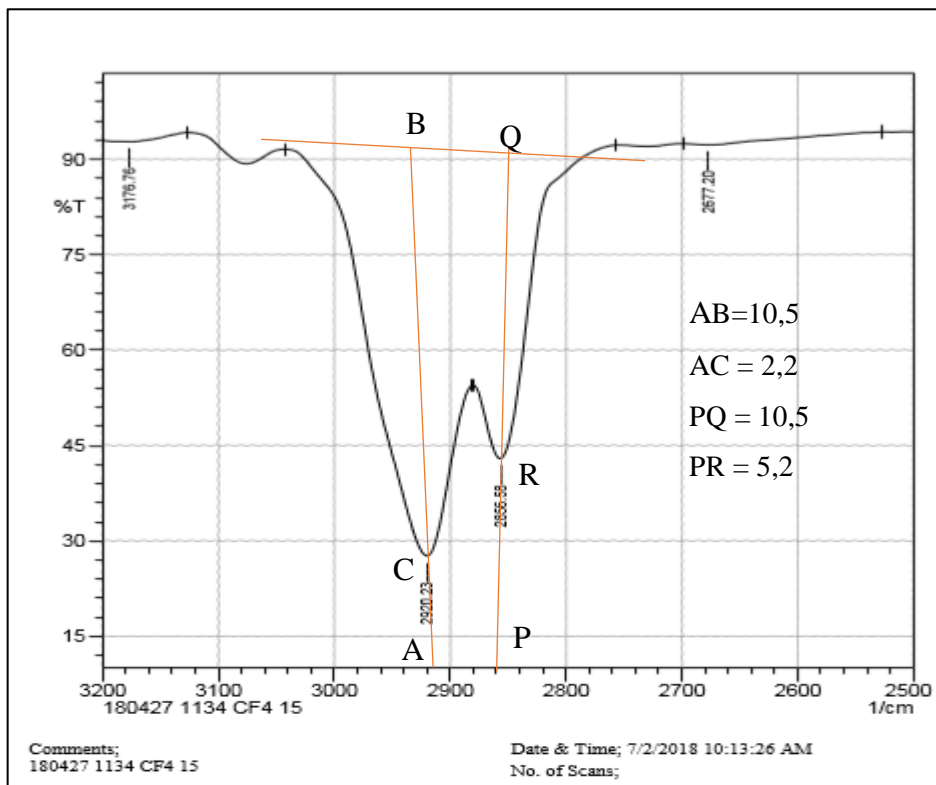
Gambar I. 52 Hasil Pembacaan Oil Content CF4-12



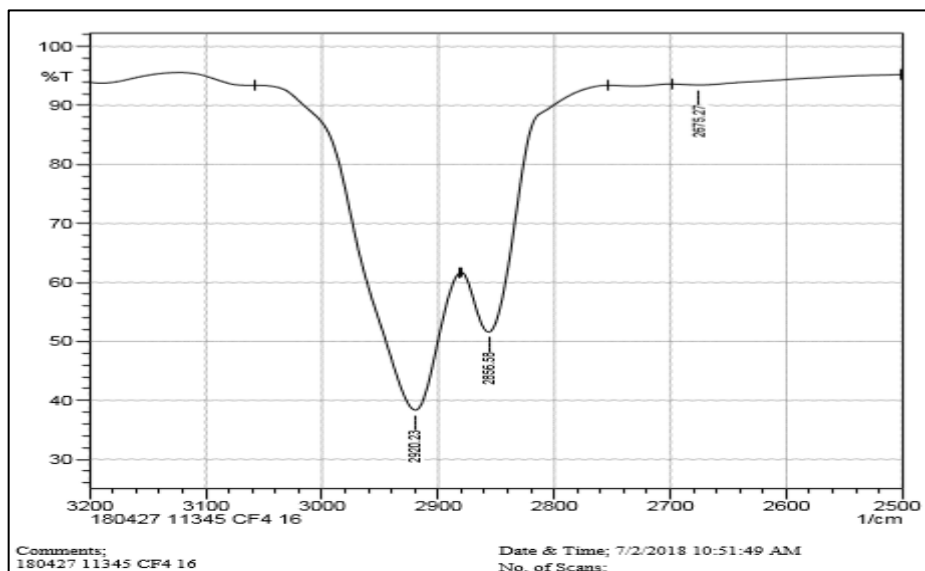
Gambar I. 53 Hasil Pembacaan Oil Content CF4-13



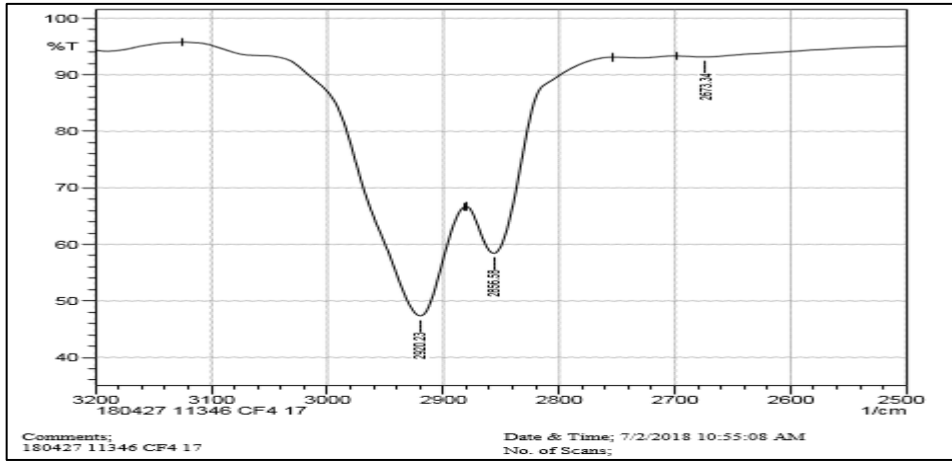
Gambar I. 54 Hasil Pembacaan Oil Content CF4-14



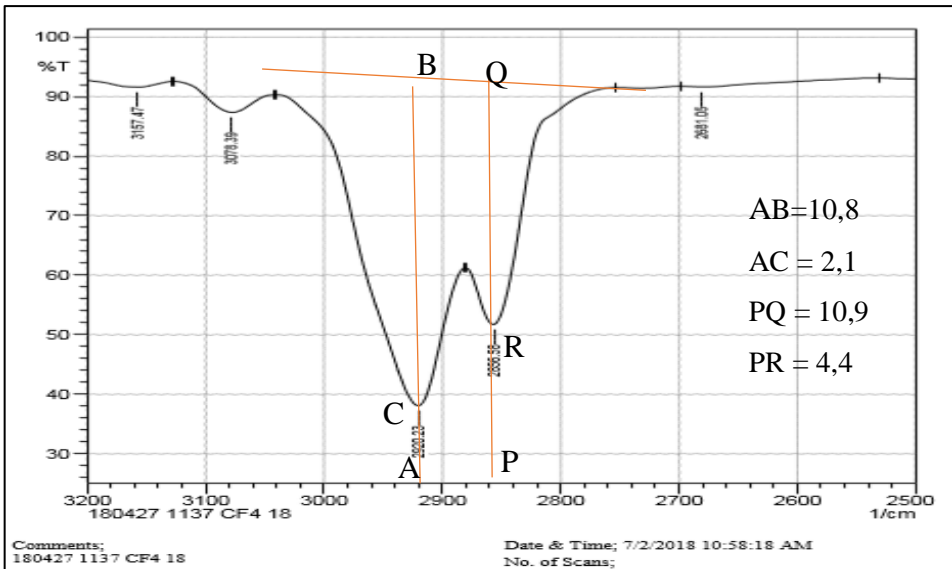
Gambar I. 55 Hasil Pembacaan Oil Content CF4-15



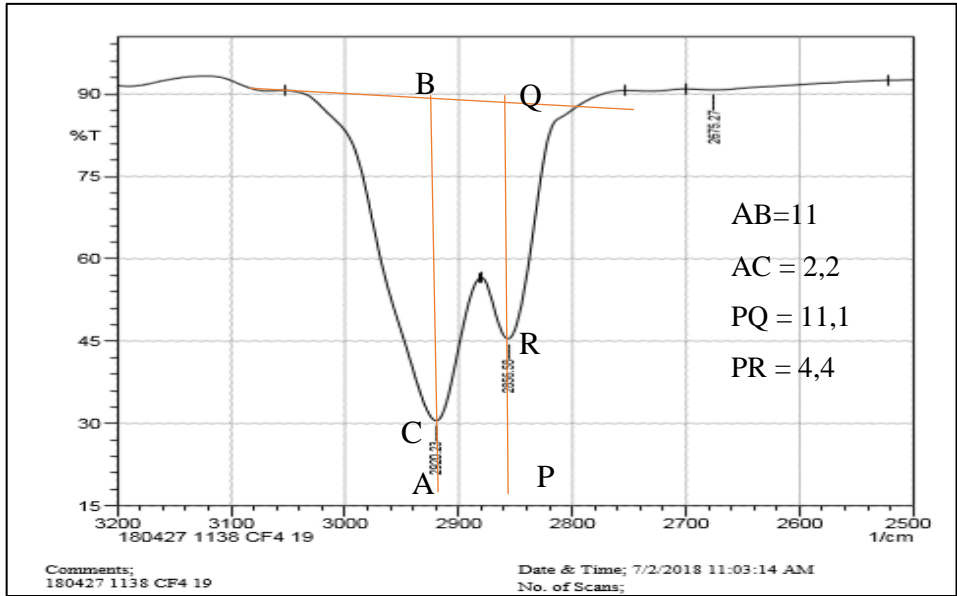
Gambar I. 56 Hasil Pembacaan Oil Content CF4-16



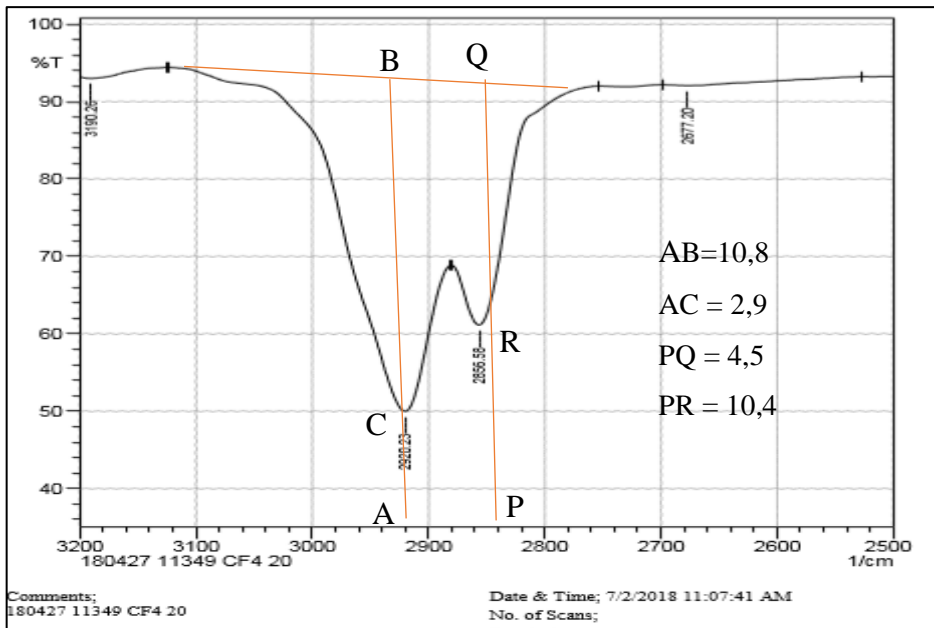
Gambar I. 57 Hasil Pembacaan Oil Content CF4-17



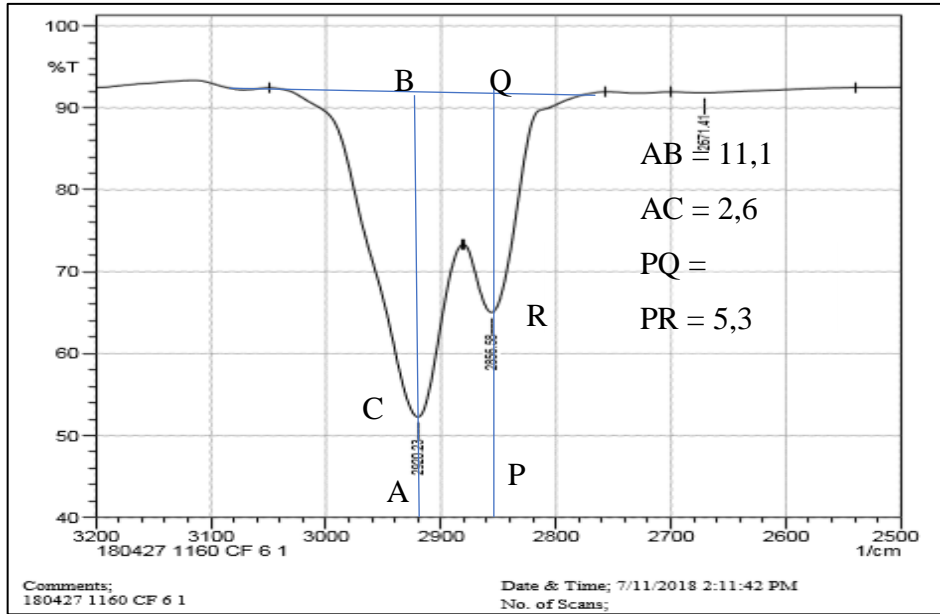
Gambar I. 58 Hasil Pembacaan Oil Content CF4-18



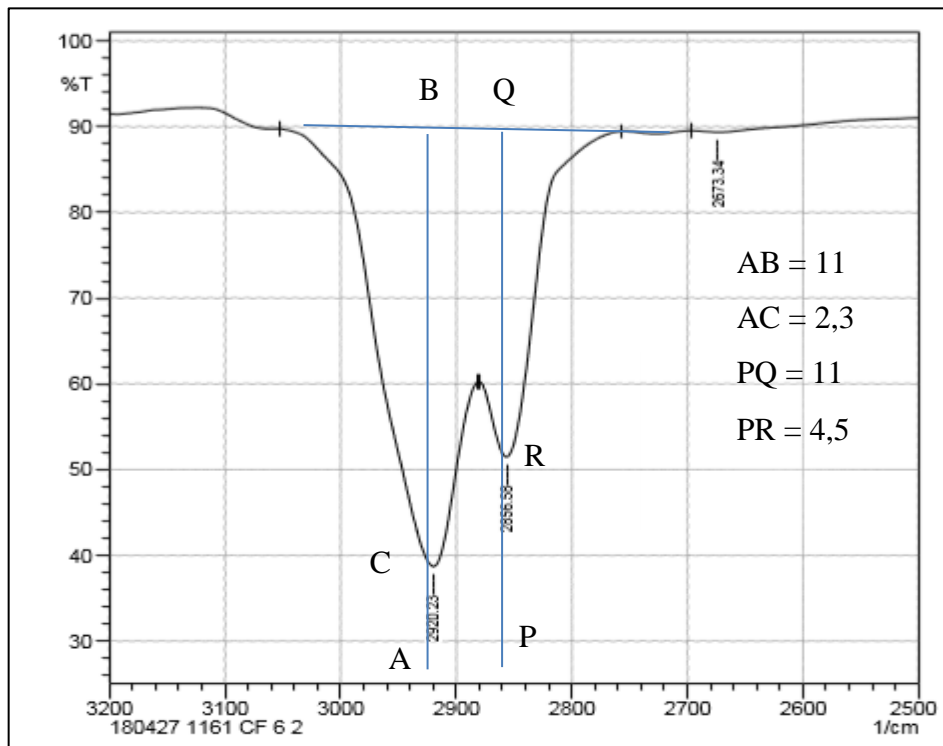
Gambar I. 59 Hasil Pembacaan Oil Content CF4-19



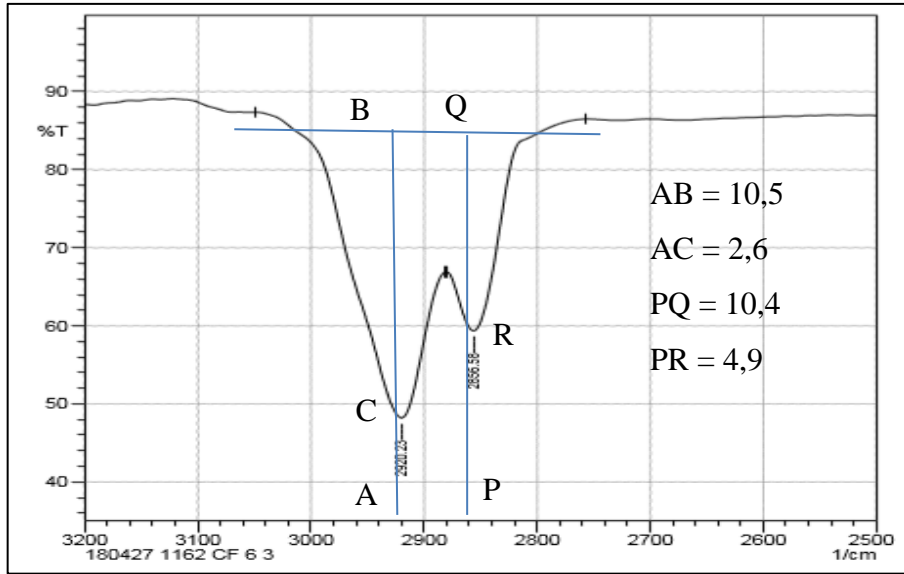
Gambar I. 60 Hasil Pembacaan Oil Content CF4-20



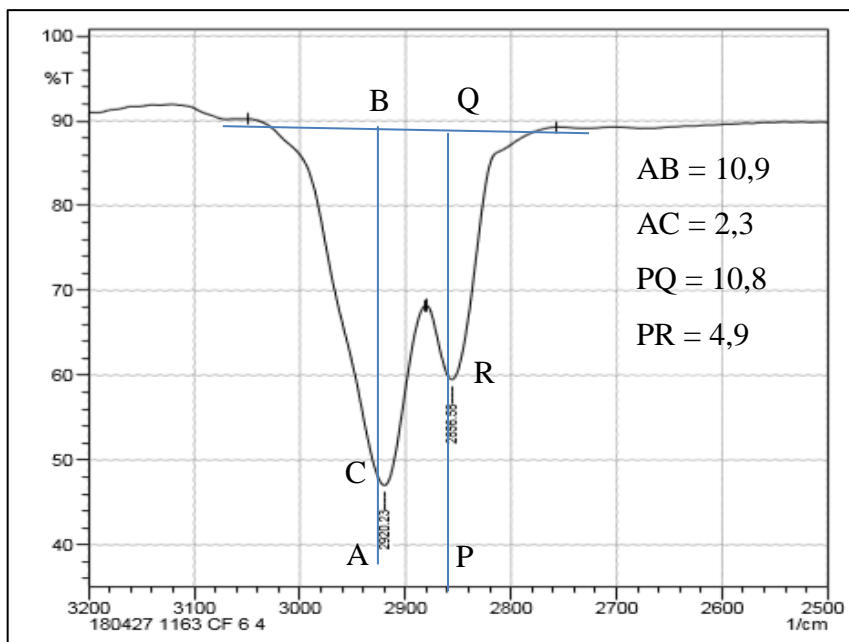
Gambar I. 61 Hasil Pembacaan Oil Content CF6-1



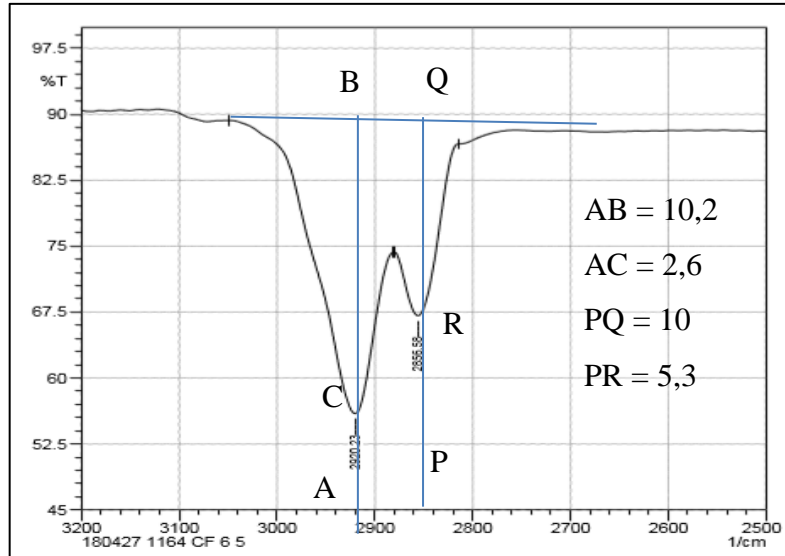
Gambar I. 62 Hasil Pembacaan Oil Content CF6-2



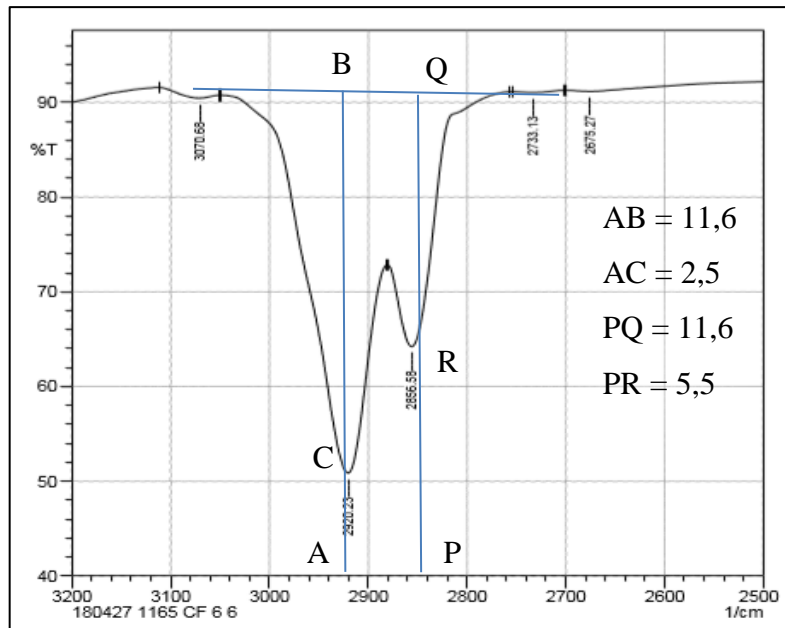
Gambar I. 63 Hasil Pembacaan Oil Content CF6-3



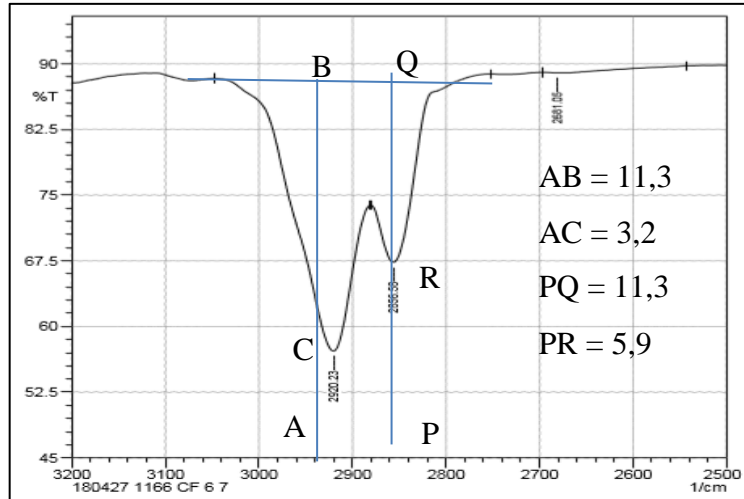
Gambar I. 64 Hasil Pembacaan Oil Content CF6-4



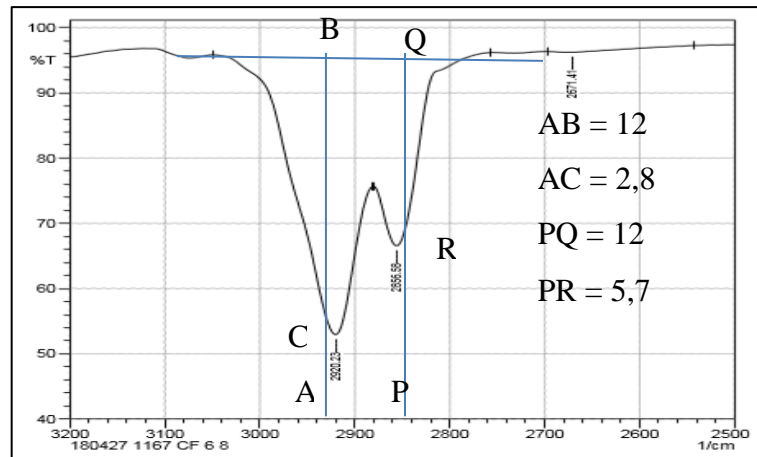
Gambar I. 65 Hasil Pembacaan Oil Content CF6-5



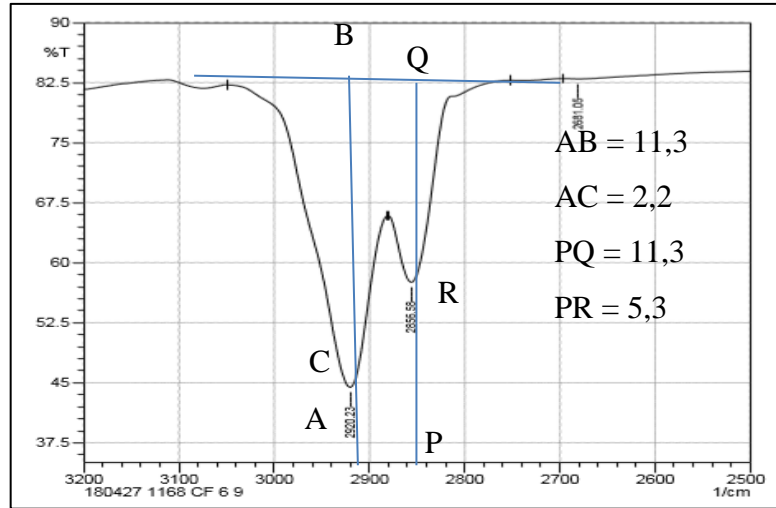
Gambar I. 66 Hasil Pembacaan Oil Content CF6-6



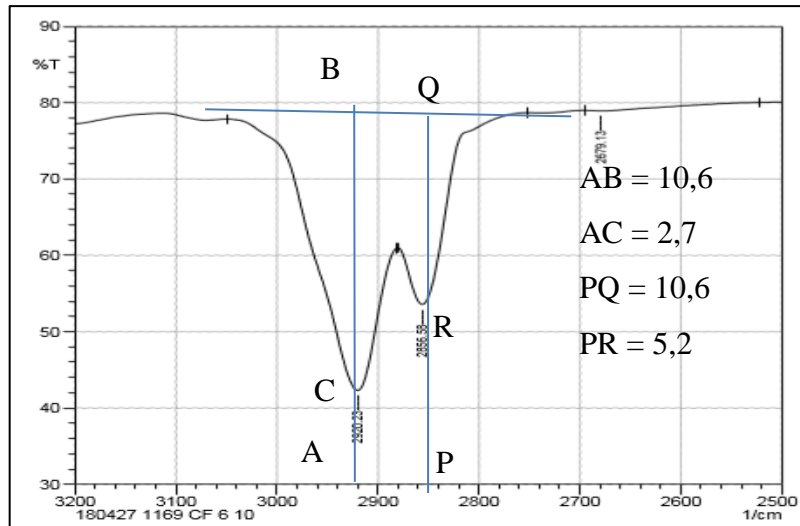
Gambar I. 67 Hasil Pembacaan Oil Content CF6-7



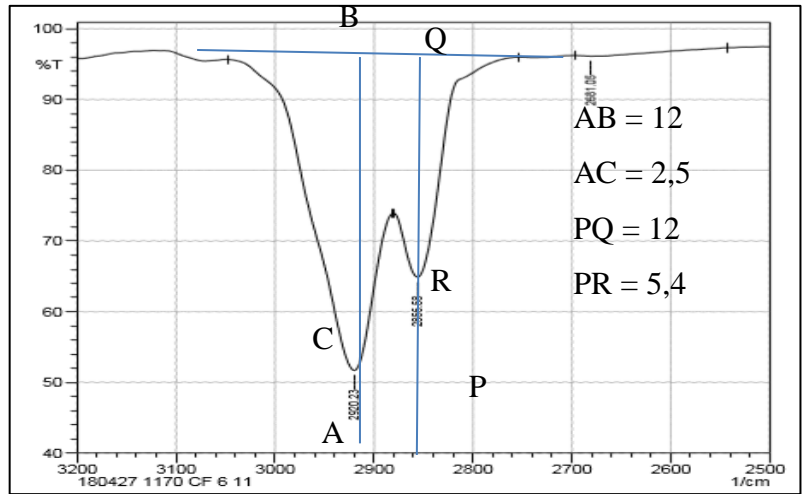
Gambar I. 68 Hasil Pembacaan Oil Content CF6-8



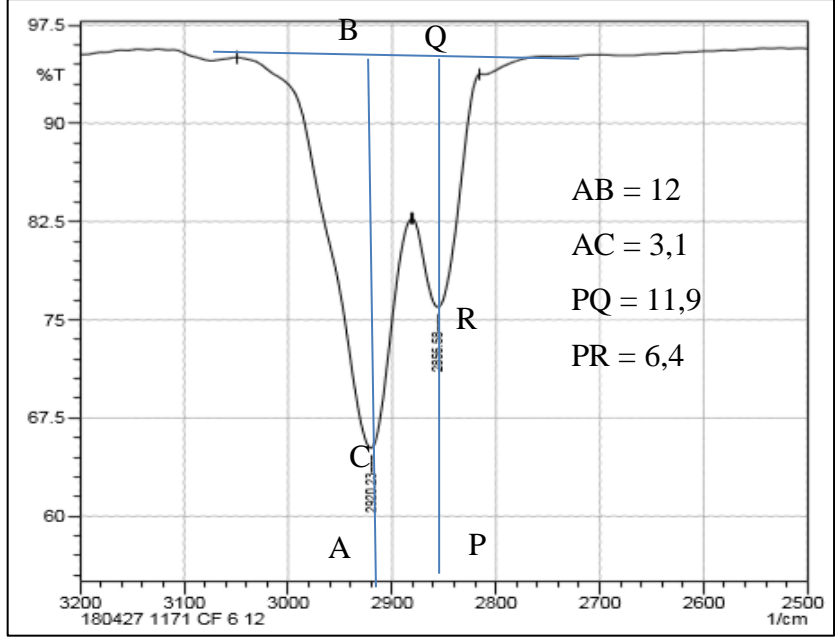
Gambar I. 69 Hasil Pembacaan Oil Content CF6-9



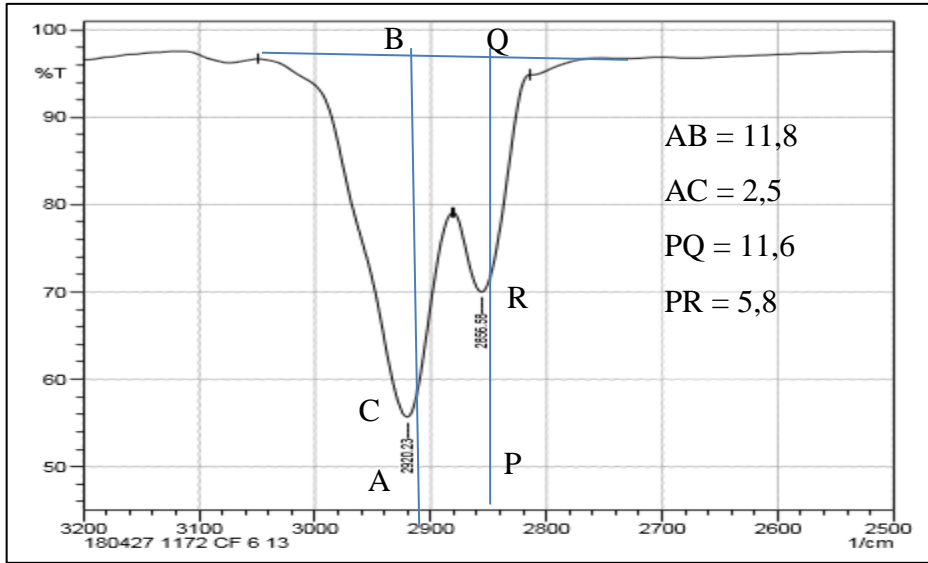
Gambar I. 70 Hasil Pembacaan Oil Content CF6-10



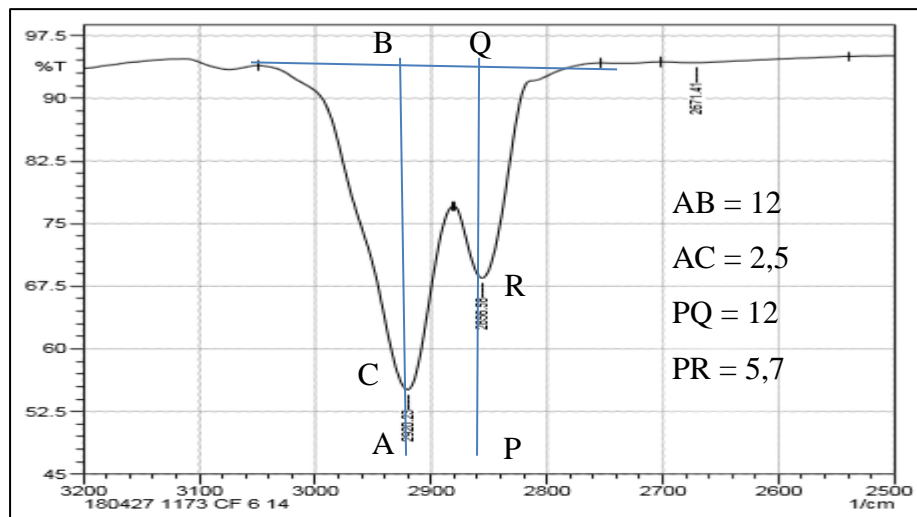
Gambar I. 71 Hasil Pembacaan Oil Content CF6-11



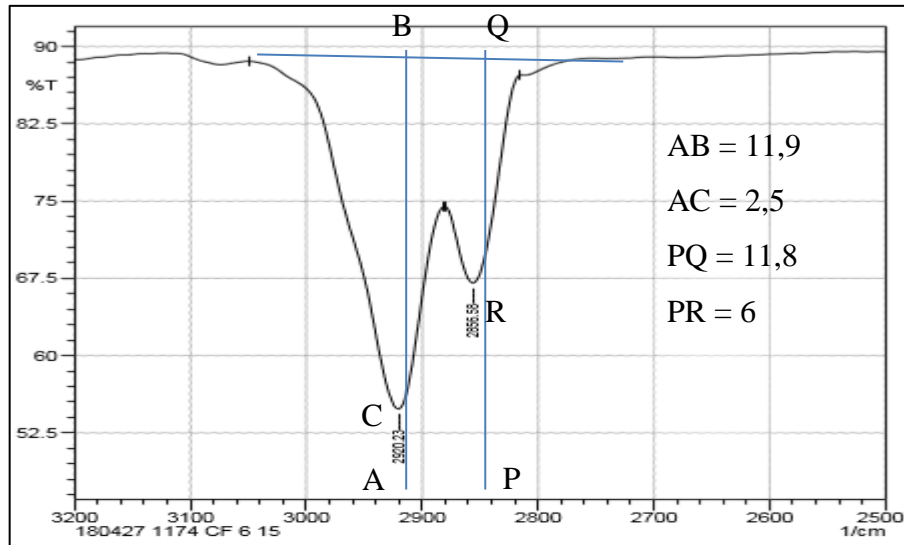
Gambar I. 72 Hasil Pembacaan Oil Content CF6-12



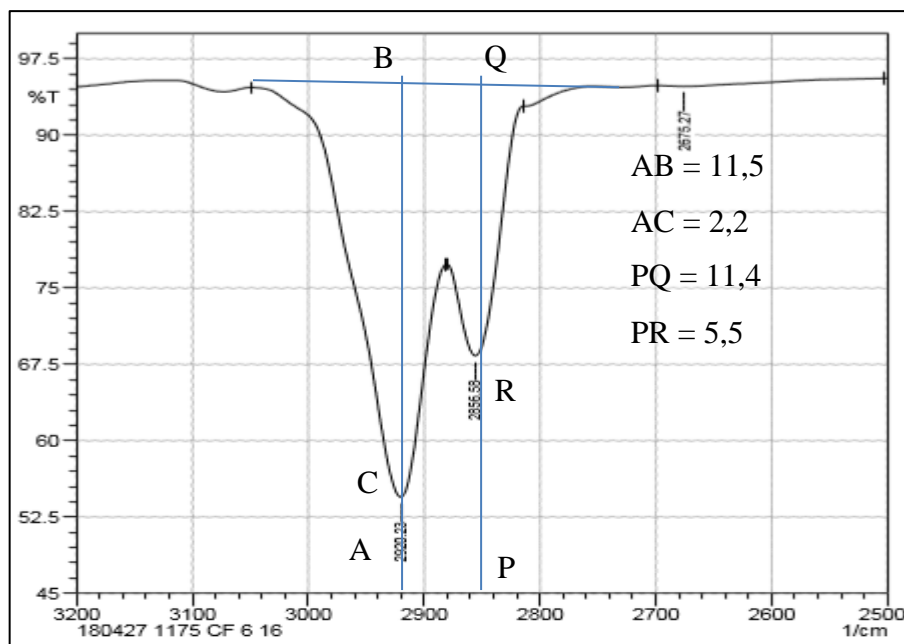
Gambar I. 73 Hasil Pembacaan Oil Content CF6-13



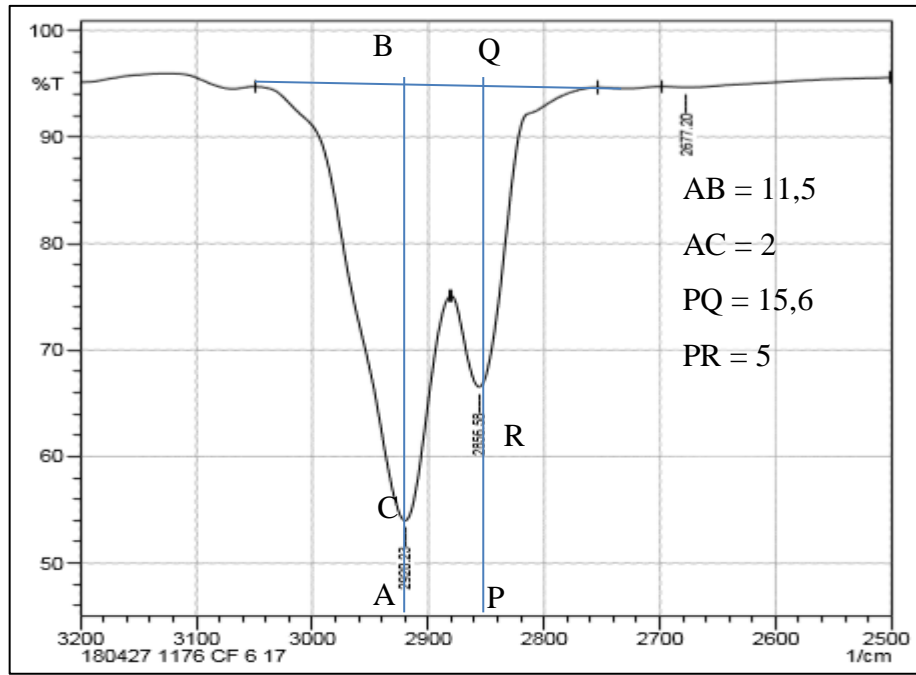
Gambar I. 74 Hasil Pembacaan Oil Content CF6-14



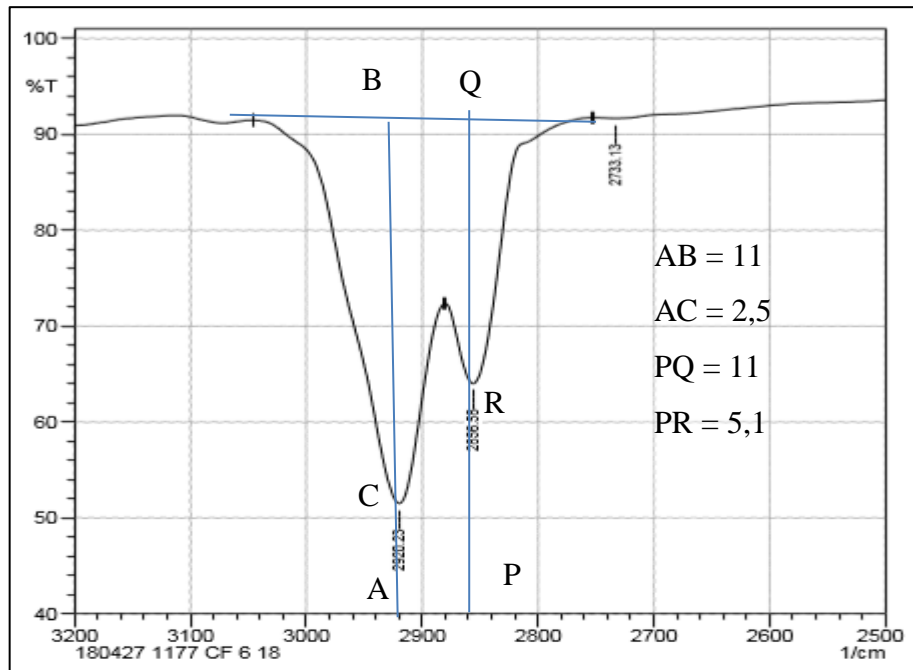
Gambar I. 75 Hasil Pembacaan Oil Content CF6-15



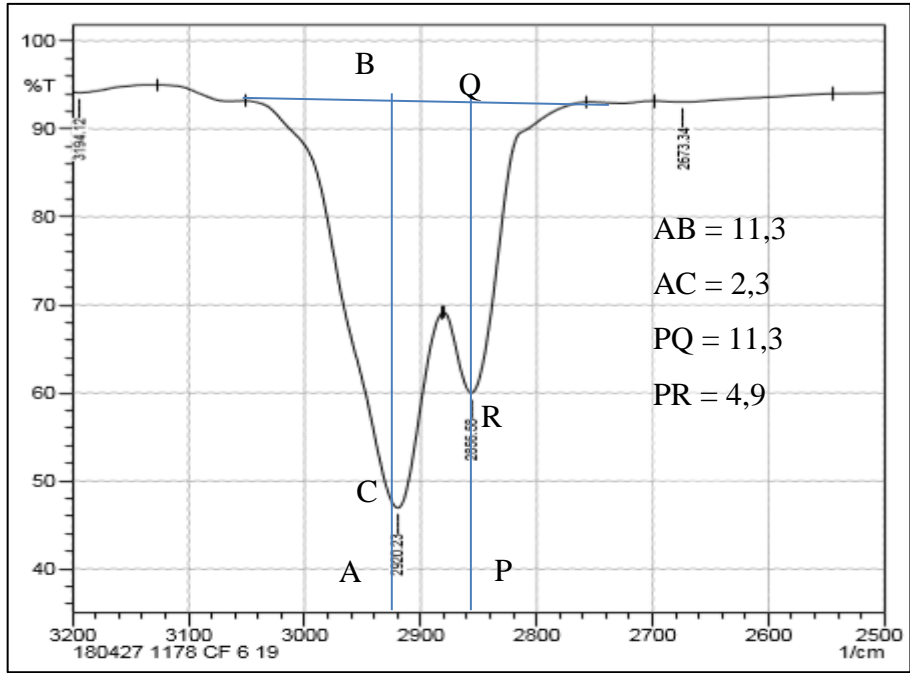
Gambar I. 76 Hasil Pembacaan Oil Content CF6-16



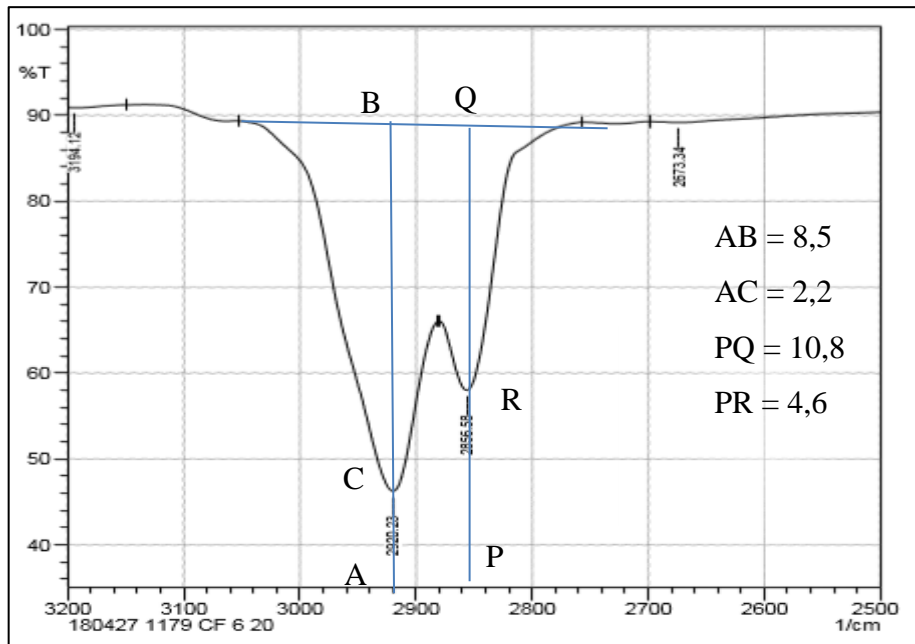
Gambar I. 77 Hasil Pembacaan Oil Content CF6-17



Gambar I. 78 Hasil Pembacaan Oil Content CF6-18



Gambar I. 79 Hasil Pembacaan Oil Content CF6-19



Gambar I. 80 Hasil Pembacaan Oil Content CF6-20