

**PENGARUH KONTAMINASI OIL BASE MUD PADA
SAMPLE BLACK OIL TERHADAP HASIL ANALISA PVT**

TESIS



Oleh:

EKO STIAWAN

NIM. 213231015

**PROGRAM STUDI MAGISTER TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL DAN ENERGI
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN"
YOGYAKARTA**

2025

**PENGARUH KONTAMINASI OIL BASE MUD PADA
SAMPLE BLACK OIL TERHADAP HASIL ANALISA PVT**

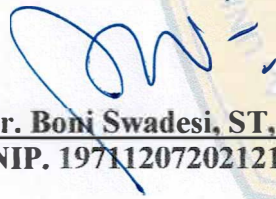
EKO STIAWAN

NIM : 213231015

**Telah dipertahankan di depan Dewan Penguji pada tanggal 23 Juni 2025 dan
dinyatakan telah memenuhi syarat untuk diterima**

Susunan Dewan Penguji

Pembimbing I



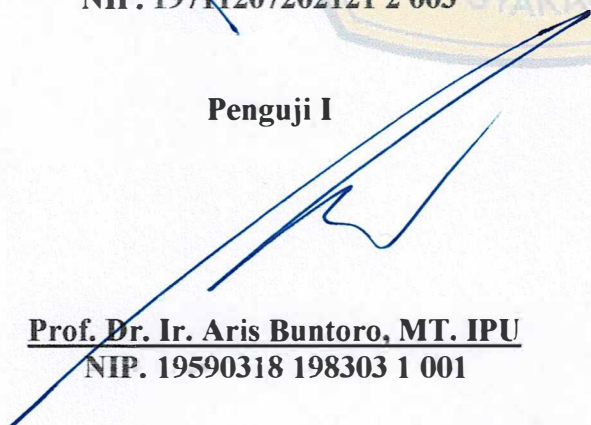
Dr. Ir. Boni Swadesi, ST, MT. IPU
NIP. 19711207202121 2 003

Pembimbing II



Dr. Ir. Suranto, ST, MT. IPU
NIP. 19720417202121 1 003

Penguji I



Prof. Dr. Ir. Aris Buntoro, MT. IPU
NIP. 19590318 198303 1 001

Penguji II



Dr. Ir. Dedy Kristanto, MT
IPU Aseang Eng, Apec Eng.
NIP. 19651229 199003 1 001

Mengetahui,

Ketua Jurusan Teknik Perminyakan



Dr. Ir. Boni Swadesi, ST, MT. IPU
NIP. 19711207202121 2 003

PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH

Dengan ini saya:

Nama : Eko Stiawan

NIM : 213231015

Judul : **PENGARUH KONTAMINASI OIL BASE MUD PADA SAMPLE BLACK OIL TERHADAP HASIL ANALISA PVT**

Menyatakan keseluruhan isi tesis yang saya buat sebagai karya saya sendiri dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar serta saya menyatakan bahwa dalam rangka Menyusun, konsultasi dengan Dosen Pembimbing sampai menyelesaikan tesis ini tidak melakukan penjiplakan terhadap karya orang atau pihak lain baik secara lisan maupun tulisan, baik secara sengaja maupun tidak disengaja.

Saya menyatakan bahwa apabila dikemudian hari terbukti bahwa tesis saya ini mengandung unsur penjiplakan dari karya orang lain atau pihak lain, maka sepenuhnya menjadi tanggung jawab saya, diluar tanggung jawab Dosen Pembimbing saya. Saya sanggup bertanggung jawab secara hukum dan bersedia dibatalkan atau dijabut gelar saya oleh otoritas atau Rektor Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta.

Yogyakarta, 25 April 2025



Eko Stiawan

NIM. 213231015

No. HP : +6281317219669

Alamat : Metland Cileungsi Cluster Mawar Blok DK.10 No.8
Desa Cipenjo, Kecamatan Cileungsi, Kabupaten Bogor
Jawa Barat 16820 Indonesia

Email : stiawan0001@gmail.com

RINGKASAN

Pengaruh kontaminasi *oil base mud* (OBM), terhadap hasil analisis data *Pressure-Volume-Temperature* (PVT) pada sampel minyak (*black oil*). Kontaminasi OBM dari jenis disel oil (biasa digunakan di wilayah sumatera utara) dapat menyebabkan ketidaksesuaian data PVT yang berdampak pada kesalahan dalam perhitungan cadangan dan manajemen reservoir minyak.

Penelitian dilakukan dengan mencampurkan lima jenis sampel minyak dengan berbagai tingkat kontaminasi OBM. Kemudian dilakukan analisis laboratorium untuk mendapatkan data komposisi. Simulasi menggunakan perangkat lunak PVTsim dan persamaan keadaan Soave-Redlich-Kwong (SRK) dilakukan untuk memperoleh nilai *bubble point* (Pb) dan *formation volume factor* (Bo).

Hasil penelitian menunjukkan bahwa kontaminasi OBM mempengaruhi nilai Pb, untuk nilai kontaminasi 10% OBM akan mengakibatkan perbedaan nilai Pb sekitar 7,9%. Untuk nilai Bo dengan kontaminasi 10% OBM akan mengakibatkan perbedaan sekitar 0,9%. Densitas minyak juga berpengaruh terhadap perubahan nilai Pb pada minyak yang terkontaminasi OBM. Sehingga dapat menjadi referensi ketika akan melakukan pemboran menggunakan OBM, pada reservoir minyak dengan densitas yang tinggi. Untuk mendapatkan data PVT yang akurat, kontaminasi OBM sebaiknya di bawah 10%. Penelitian ini juga menghasilkan model matematis yang terbaik, yaitu menggunakan persamaan polinomial derajat tiga (kubik) untuk menggambarkan hubungan antara bubble point, persentase kontaminasi OBM, dan densitas minyak.

Kata Kunci : OBM, Pb, Bo, Kontaminasi

ABSTRACT

The effect of oil base mud (OBM) contamination on the results of Pressure-Volume-Temperature (PVT) data analysis on oil samples (black oil). OBM contamination from diesel oil (commonly used in the North Sumatra region) can cause PVT data discrepancies that impact errors in calculating reserves and oil reservoir management.

The study was conducted by mixing five types of oil samples with varying levels of OBM contamination. Then laboratory analysis was carried out to obtain composition data. Simulations using PVTsim software and the Soave-Redlich-Kwong (SRK) equation of state were carried out to obtain bubble point (Pb) and formation volume factor (Bo) values.

The results showed that OBM contamination affected the Pb value, for a 10% OBM contamination value it would result in a difference in Pb value of around 7.9%. For the Bo value with 10% OBM contamination it would result in a difference of around 0.9%. Oil density also affects changes in Pb value in oil contaminated with OBM. It can be a reference when drilling using OBM, in oil reservoirs with high density. To obtain accurate PVT data, OBM contamination should be below 10%. This study also produced the best mathematical model, namely using a third-degree polynomial equation (cubic) to describe the relationship between bubble point, OBM contamination percentage, and oil density.

Keywords : OBM, Pb, Bo, Contamination

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT karena atas rahmat-Nya penulis dapat menyelesaikan tesis ini. Tesis ini berjudul: “PENGARUH KONTAMINASI OIL BASE MUD PADA SAMPLE BLACK OIL TERHADAP HASIL ANALISA PVT” Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral dan Energi Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.

Dengan segala kerendahan hati, penulis ingin menyampaikan terimakasih dan rasa hormat kepada:

1. Prof. Dr. M. Irhas Effendi, M. S., selaku Rektor UPN “Veteran” Yogyakarta.
2. Dr. Ir. R Basuki Rahmat, MT., selaku Dekan Fakultas Teknologi Mineral dan Energi UPN “Veteran” Yogyakarta.
3. Dr. Ir. Boni Swadesi, ST, MT. selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN “Veteran” Yogyakarta dan Pembimbing I.
4. Dr. Suranto, ST, MT. selaku Koordinator Magister Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi mineral, UPN “Veteran” Yogyakarta dan Pembimbing II.
5. PT. Geoservices yang telah mengizinkan penggunaan alat untuk keperluan penyusunan tesis ini.
6. Semua pihak yang telah banyak membantu dalam penyusunan tesis ini.

Akhir kata, penulis menyadari bahwa penelitian dan penyusunan tesis ini masih jauh dari kata sempurna. Semoga tesis ini dapat memberikan manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan khususnya pada bidang ilmu Teknik perminyakan

Yogyakarta, 23 Juni 2025



Eko Stiawan

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	ii
LEMBAR PERNYATAAN KEASLIAN TESIS	iii
RINGKASAN	iv
ABSTRACT	v
KATA PENGANTAR	vi
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL	xii
DAFTAR LAMPIRAN	xiv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Maksud dan Tujuan	2
1.5 Hipotesa	3
1.6 Manfaat penelitian	3
1.7 Metodologi	3
1.8 Sistematika Penulisan	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA (<i>LITERATURE REVIEW</i>)	6
BAB III DASAR TEORI	13
3.1 Kandungan Fluida <i>Reservoir</i>	13
3.2 Sifat-sifat Kandungan Fluida <i>Reservoir</i>	14
3.3 <i>Phase Envelope</i>	20
3.4 Klasifikasi Fluida <i>reservoir</i> Minyak	22
3.5 Pengambilan <i>Sample</i>	28
3.6 <i>Sample</i> terkontaminasi OBM	32

3.7 Analisa Komposisi	32
3.7.1 Gas <i>Chromatography</i>	33
3.7.1.1 Persiapan <i>Sample</i> campuran Minyak dan Gas	33
3.7.1.2 Gas <i>Chromatography</i>	33
3.7.1.2.1 Injektor	33
3.7.1.2.2 Kolom	35
3.7.1.2.3 Detektor	35
3.7.1.2.4 Analisa GC	36
3.8 Persamaan keadaan	47
3.8.1 Persamaan Van Der Waals	48
3.8.2 Persamaan Redlich-kwong	52
3.8.3 Persamaan Soave-Redlich-kwong	53
3.8.4 Persamaan Peng-Robinson	58
3.8.5 Koreksi Volum Peneloux	60
BAB IV PENGOLAHAN DAN ANALISA DATA	65
4.1 Preparasi Data <i>Reservoir</i> dan Komposisi.....	65
4.2 Analisa <i>Sample</i> Kontaminasi OBM	68
4.3 Analisa <i>Sample</i> Rekombinasi.....	74
4.4 Analisa Pb dan Bo	80
4.5 Analisa Persamaan Linier dan Polynomial	85
4.5.1 Persamaan Linier	86
4.5.2 Persamaan Polynomial Derajat 2 (Kuadrat).....	87
4.5.3 Persamaan Polynomial Derajat 3 (Kubik).....	89
BAB V PEMBAHASAN	91
5.1 Ringkasan Penelitian.....	91
5.2 Pengaruh OBM Terhadap Nilai BP.....	91
5.3 Pengaruh OBM Terhadap Nilai Bo.....	92
5.4 Pengaruh Nilai Densitas Sample terhadap Nilai Bp dan Bo Pada Penambahan OBM	93
5.5 Nilai Rata-rata %RSD Bp dan %RSD Bo.....	93
5.6 Persamaan Linier dan Polynomial	93

5.7 Pengaruh Penambahan OBM Terhadap	
Komposisi Minyak	94
BAB VI KESIMPULAN	95
DAFTAR PUSTAKA	96
LAMPIRAN	100

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Metodologi Penelitian	5
Gambar 3.1	Struktur molekul dari beberapa kandungan <i>fluid reservoir petroleum</i>	15
Gambar 3.2	Kurva Tekanan Uap Dari <i>Methane</i> dan <i>Benzene</i>	18
Gambar 3.3	Prilaku Fase Komponen Murni Dalam Diagram PT dan PV	18
Gambar 3.4	<i>Acentric Factor</i> n_{C10} Dari Kurva Tekanan Uap Ar dan n_{C10}	19
Gambar 3.5	Kurva Tekanan Uap Komponen Dengan T_c dan P_c yang Sama dengan n_{C10} dan Faktor Asentris 0.0, 0.5 dan 1.0	19
Gambar 3.6	<i>Phase Envelope</i> Natural Gas pada Tabel 3.2.	21
Gambar 3.7	<i>Phase Envelope</i> dari Berbagai Jenis Fluida <i>Reservoir</i>	25
Gambar 3.8	<i>Phase Envelope</i> Mendekati Kritis dari Komposisi pada Tabel 4.6 yang Nilainya Dinyatakan dengan Prosentase <i>Volume Cairan</i>	27
Gambar 3.9	Teknik Sampling <i>Bottom Hole</i>	30
Gambar 3.10	Pengambilan Sampel di Separator	31
Gambar 3.11	Pengambilan Sampel di <i>Wellhead</i>	31
Gambar 3.12	<i>Phase Envelope</i> Sample yang Terkontaminasi OBM	32
Gambar 3.13	<i>Spike Flash Apparatus</i>	35
Gambar 3.14	Sketsa Gas <i>Chromatography</i>	37
Gambar 3.15	Kurva <i>Pressure – Volume</i> Untuk Komponen Murni	48
Gambar 3.16	Interaksi Antara Dua <i>Volume Elements</i> di Dalam Wadah yang Diisi Dengan Gas	49
Gambar 3.17	Kurva <i>Pressure-Volume Methane</i> pada $T_1=248$ K ($>T_c$), $T_2=190.6$ K ($=T_c$), dan $T_3=162$ K ($<T_c$) Dihitung Menggunakan Persamaan Van Der Waals	51
Gambar 3.18	Hubungan Antara $\left(\frac{a}{a_c}\right)^{0.5}$ dan $\left(\frac{T}{T_c}\right)^{0.5}$ yang diamati oleh Soave (1972)	

.....	54
Gambar 3.19 Densitas Cairan Jenuh Secara Eksperimental dan Perhitungan.....	62
Gambar 3.20 Volume Molar n-Heksana pada 15°C Dihitung menggunakan persamaan Soave–Redlich–Kwong (SRK) dan Persamaan SRK – Peneloux.	64
Gambar 4.1 Grafik Kontaminasi OBM Vs % RSD Bpt	84
Gambar 4.2 Grafik Kontaminasi OBM Vs % RSD Bo	85
Gambar 5.1 Grafik Pb Vs OBM	92
Gambar 5.2 Grafik Bo Vs OBM	92

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Matrik Tinjauan Pustaka Pengaruh Kontaminasi <i>Oil Base Mud</i> pada <i>Sample Black Oil</i> Terhadap Hasil Analisa PVT.....	11
Tabel 3.1	<i>Physical Properties of Common Petroleum Reservoir Fluid Constituents</i>	17
Tabel 3.2	<i>Composition of Natural Gas Mixture</i>	22
Tabel 3.3	<i>Composition of Gas Condensate Mixture</i>	23
Tabel 3.4	<i>Composition of Near-Critical Mixture</i>	25
Tabel 3.5	<i>Composition of Black Oil Mixture</i>	26
Tabel 3.6	<i>Composition of Near-Critical Chinese Reservoir Fluid</i>	27
Tabel 3.7	<i>Pressure Tabulation Point for the Near-Critical Part of the Phase Envelope for Chinese Reservoir Fluid</i>	28
Tabel 3.8	<i>Generalized Properties of Petroleum Hexane Plus Groups</i>	34
Tabel 3.9	<i>Composition of Gas Sample Determined from Gas Chromatographic analysis</i>	39
Tabel 3.10	<i>Molar Composition of Gas Sample in Table 4.9 with Individual C5+ Components Grouped into Carbon Number Fractions</i>	40
Tabel 3.11	<i>Gas Chromatographic Analysis of Liquid Sample</i>	41
Tabel 3.12	<i>Liquid Phase Analysis of Table 4.10 Grouped into carbon Number Fraction and Recalculated to Molar Composition</i>	44
Tabel 3.13	<i>Typical Gas Chromatography Analysis to C36+. The C7+ Molecular Weight is 276 and the C7+ Density 0.8651 g/cm³</i>	45
Tabel 3.14	<i>Mathias and Copeman Coefficients (Equations 4.27 and 4.28) for use with the Soave- Redlich-Kwong Equation</i>	56
Tabel 3.15	<i>Nonzero binary Interaction Coefficients for Petroleum Reservoir Fluid Constituents for Use with the Soave–Redlich–Kwong Equation of State</i>	57
Tabel 3.16	<i>Critical Compressibility Factors of C1–C10 n-Paraffins</i>	58
Tabel 4.1	<i>Data Reservoir</i>	65
Tabel 4.2	GOR Berdasarkan Nilai Kontaminasi OBM.....	65

Tabel 4.3	Komposisi <i>Sample Gas</i>	65
Tabel 4.4	Komposisi <i>Sample Minyak dan OBM</i>	66
Tabel 4.5	Komposisi <i>Sample Minyak BTM Terkontaminasi OBM</i>	68
Tabel 4.6	Komposisi <i>Minyak KTT Terkontaminasi OBM</i>	69
Tabel 4.7	Komposisi <i>Sample Minyak PPJ Terkontaminasi OBM</i>	70
Tabel 4.8	Komposisi <i>Sample Minyak PPS Terkontaminasi OBM</i>	72
Tabel 4.9	Komposisi <i>Sample Minyak SEM Terkontaminasi OBM</i>	73
Tabel 4.10	Komposisi <i>Rekombinasi BTM</i>	74
Tabel 4.11	Komposisi <i>Rekombinasi KTT</i>	76
Tabel 4.12	Komposisi <i>Rekombinasi PPJ</i>	77
Tabel 4.13	Komposisi <i>Rekombinasi PPS</i>	78
Tabel 4.14	Komposisi <i>Rekombinasi SEM</i>	79
Tabel 4.15	<i>Pb Sample BTM</i>	81
Tabel 4.16	<i>Bo Sample BTM</i>	81
Tabel 4.17	<i>Pb Sample KTT</i>	81
Tabel 4.18	<i>Bo Sample KTT</i>	82
Tabel 4.19	<i>Pb Sample PPJ</i>	82
Tabel 4.20	<i>Bo Sample PPJ</i>	82
Tabel 4.21	<i>Pb Sample PPS</i>	82
Tabel 4.22	<i>Bo Sample PPS</i>	83
Tabel 4.23	<i>Pb Sample SEM</i>	83
Tabel 4.24	<i>Bo Sample SEM</i>	83
Tabel 4.25	<i>Density Vs % RSD Bp</i>	83
Tabel 4.26	<i>Density Vs % RSD Bo</i>	84
Tabel 4.27	<i>Pb vs OBM dan Density</i>	86
Tabel 4.28	<i>Rsquare Persamaan Linier</i>	87
Tabel 4.29	<i>Koefisien Persamaan Linier</i>	87
Tabel 4.30	<i>Rsquare Persamaan Polynomial Derajat 2</i>	88
Tabel 4.31	<i>Koefisien Polynomial Derajat 2</i>	88
Tabel 4.32	<i>Rsquare Polynomial Derajat 3</i>	89
Tabel 4.33	<i>Koefisien Polynomial Derajat 3</i>	89

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran A Data Sample Minyak dan Klasifikasi Minyak.....	100
Lampiran B Grafik Komposisi Minyak dan Kontaminasi OBM	101
Lampiran C Grafik Komposisi rekombinasi	104
Lampiran D Grafik <i>Phase Envelope</i>	107

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Dalam operasi pengeboran minyak, terdapat dua jenis lumpur pengeboran yang umum digunakan, yaitu *Oil Based Mud* (OBM) dan *Water Based Mud* (WBM). OBM banyak dipilih karena memiliki ketahanan yang baik terhadap suhu tinggi dan korosi, memberikan pelumasan yang lebih baik, serta mampu meminimalkan kerusakan pada formasi dibandingkan dengan penggunaan WBM. Namun, OBM memiliki kelemahan utama, yaitu dapat menyebabkan kontaminasi pada sampel minyak yang terakumulasi selama operasi pengeboran. Kontaminasi ini dapat mengubah karakteristik fluida dan komposisi hidrokarbon, sehingga mempengaruhi kualitas dan keakuratan analisis *Pressure Volume Temperature* (PVT).

Penelitian sebelumnya, seperti yang dilakukan oleh Sharma et al. (2015), menunjukkan bahwa keberadaan kontaminasi OBM dapat secara signifikan menurunkan nilai *bubble point* (Pb), *gas-oil ratio* (GOR), dan *formation volume factor* (Bo). Perubahan-perubahan ini dapat menyebabkan kesalahan dalam karakterisasi fluida, yang pada akhirnya berisiko menghasilkan perhitungan cadangan yang tidak akurat dan strategi produksi yang kurang optimal.

Pengumpulan sampel fluida yang representatif sangat penting untuk pengelolaan *reservoir* yang efektif dan perencanaan produksi yang akurat. Oleh karena itu, pemahaman dan kuantifikasi dampak kontaminasi OBM terhadap properti PVT menjadi hal yang krusial.

Dalam penelitian ini, digunakan lima sampel minyak yang berbeda, satu sampel gas, dan satu jenis OBM, dengan bantuan peralatan kromatografi gas (GC). Untuk menjaga konsistensi dan menghindari variabilitas akibat komposisi gas yang berbeda, hanya satu jenis sampel gas yang digunakan dalam proses *recombination*.

1.2 Rumusan Masalah

Berikut adalah rumusan masalah yang ada pada penelitian ini:

1. Berapa besar pengaruh OBM terhadap perubahan *bubble point* (Pb).
2. Berapa besar pengaruh OBM terhadap perubahan faktor *volume* formasi oil (Bo).
3. Apakah nilai *density* sample berpengaruh terhadap perubahan nilai Pb dan Bo karena kontaminasi OBM.
4. Berapa besar kontaminasi OBM yang masih bisa diterima untuk analisa PVT.

1.3 Batasan masalah

Batasan masalah pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Penelitian ini melakukan perhitungan menggunakan *software* PVTsim berdasarkan komposisi hidrokarbon *sample* minyak.
2. Sample minyak yang dianalisa terbatas hanya 5 *sample* saja yang bisa dibedakan berdasarkan densitas atau API.
3. Satu GOR yang digunakan.
4. Komposisi gas untuk tiap *sample* sama.
5. Satu jenis OBM yang digunakan dalam penelitian.
6. Menggunakan *software* SPSS (statistical package for the social sciences) untuk mendapatkan persamaan linier dan polynomial.

1.4 Maksud Dan Tujuan

Maksud dari penelitian ini adalah untuk menentukan batas maksimal kontaminasi OBM yang masih memungkinkan dilakukan Analisa PVT serta menentukan pengaruh *density* minyak terhadap perubahan Pb dan Bo minyak karena kontaminasi OBM.

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah:

1. Menentukan pengaruh OBM terhadap *bubble point* (Pb).
2. Menentukan pengaruh OBM terhadap faktor *volume oil* (Bo).
3. Menentukan pengaruh densitas minyak pada perubahan nilai Pb dan Bo karena kontaminasi OBM.
4. Evaluasi / analisis perubahan Pb dan Bo terhadap penambahan OBM.

1.5 Hipotesa

Berdasarkan beberapa penelitian mengenai pengaruh OBM terhadap *sample* minyak dapat dibuat beberapa hipotesa sebagai berikut :

1. Densitas minyak mempengaruhi nilai P_b dan B_o minyak yang terkontaminasi OBM.
2. Dapat ditentukan nilai minimum kontaminasi OBM yang dapat diterima untuk analisa PVT.
3. Dapat ditentukan persamaan linier dan polynomial dengan 3 variabel (B_{pt} , P_b dan B_o).

1.6 Manfaat Penelitian

Manfaat dilakukannya penelitian ini adalah sebagai suatu upaya untuk mendapatkan *sample* yang *representatif*. Harapan lainnya dapat menjadi pengetahuan perihal kontaminasi OBM dan pengaruhnya terhadap *sample* minyak sehingga pembaca dapat menentukan skenario yang tepat dan efisien untuk mendapatkan *sample* minyak yang *representative* di kemudian hari.

1.7 Metodologi

Metodologi pada penelitian ini dimaksudkan untuk menyelesaikan permasalahan kontaminasi OBM pada *sample* minyak melalui tahapan:

1. Studi literatur: melakukan pemahaman terhadap masalah yang akan dibahas melalui literatur yang ada. Literatur yang digunakan juga dapat merupakan studi terdahulu.
2. Pengumpulan data: data komposisi minyak dan gas, data GOR, data pressure dan temperature *reservoir*.
3. Analisa dan pengolahan data menggunakan *software* (PVTsim dan SPSS).
4. Penentuan pengaruh *density* minyak terhadap perubahan P_b dan B_o karena kontaminasi OBM.
5. Penentuan batas maksimal kontaminasi OBM.
6. Penentuan persamaan *linier* dan *polynomial*

1.8 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan dalam tesis disajikan sebagai berikut:

BAB I Berisi pendahuluan, dengan rincian latar belakang, rumusan masalah, maksud dan tujuan, metodologi serta sistematika penulisan.

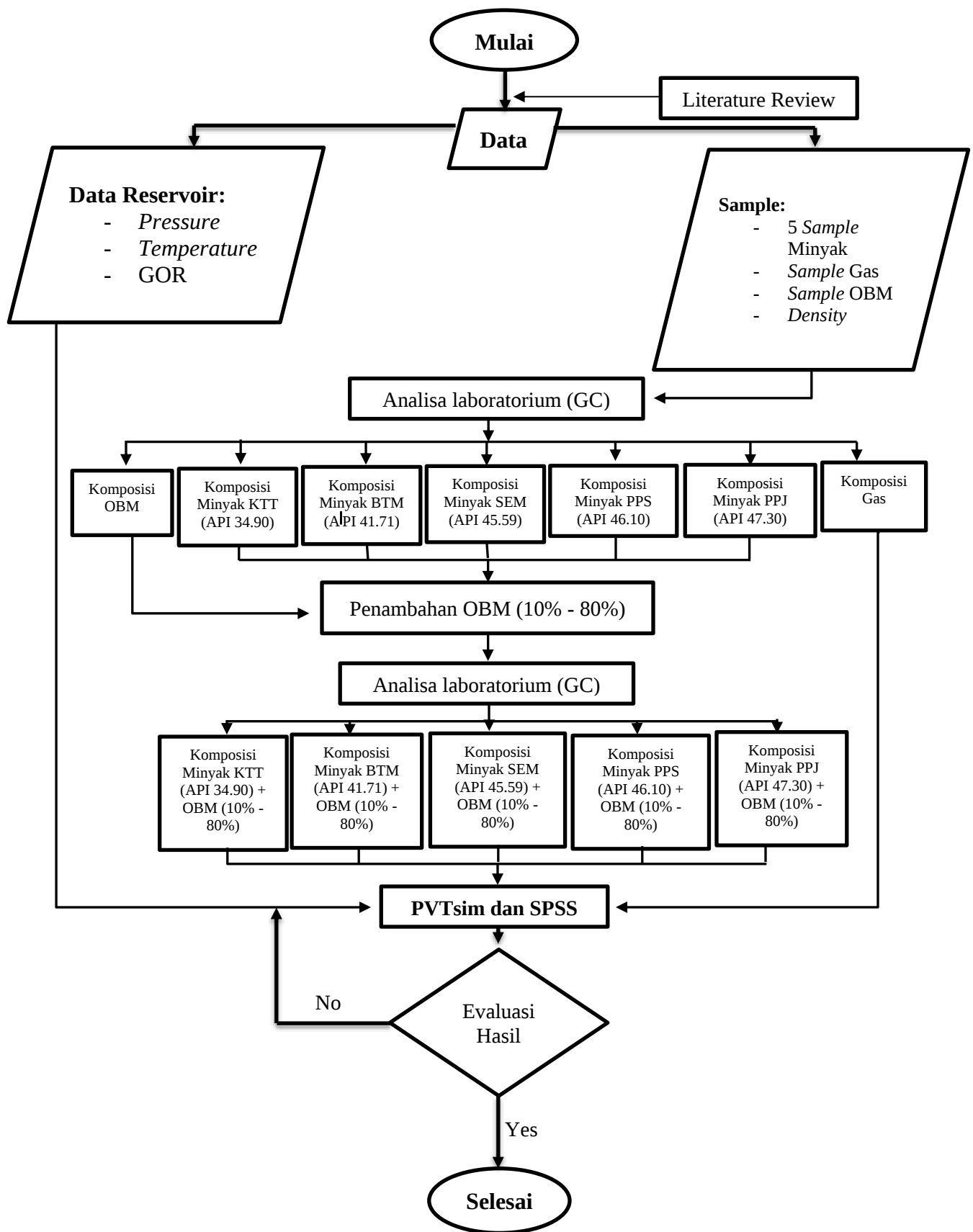
BAB II Berisi tinjauan pustaka.

BAB III Membahas dasar teori dan metodologi yang lebih spesifik mengenai pengaruh kontaminasi OBM terhadap hasil analisa PVT pada sample black oil.

BAB IV Merupakan Pengolahan dan Analisa data yang terdiri dari preparasi data reservoir dan komposisi, analisa sample kontaminasi, analisa sample rekombinasi dan analisa PVT (Pb dan Bo).

BAB V Merupakan pembahasan dari penelitian yang dilakukan, yaitu : pengaruh OBM terhadap nilai Bp, pengaruh OBM terhadap nilai Bo, pengaruh nilai densitas sample terhadap nilai bp dan Bo pada penambahan OBM serta nilai % RSD (Pb dan Bo) serta penentuan persamaan *linier* dan *polynomial*.

BAB VI Berisi tentang kesimpulan dari penelitian ini.



Gambar 1.1
Metodologi Penelitian

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Lumpur pengeboran berbahan dasar minyak umumnya digunakan selama operasi pemboran karena kelebihanannya, terutama dalam hal manfaat penghematan biaya dan waktu. Namun karena tekanan kolom lumpur yang lebih besar dari tekanan formasi (*overbalance*) selama pemboran lumpur OBM akan masuk ke dalam formasi hidrokarbon. Minyak OBM yang digunakan dalam fluida pemboran dapat bercampur dengan formasi fluida hidrokarbon sehingga akan mencemari atau mengontaminasi fluida reservoir dan mengubah sifat fluida tersebut. Sample yang terkontaminasi OBM berdampak signifikan terhadap *waxy*. (Bella Mmata dkk, 2016)

Data PVT sangat penting untuk rencana pengembangan lapangan yang tepat, estimasi cadangan yang akurat, simulasi *reservoir*, perhitungan *material balance* serta rencana optimasi *recovery*. Oleh karena itu data PVT yang *representative* dapat mengurangi ketidakpastian sifat fluida *reservoir* dan menyiapkan landasan untuk pemodelan rekayasa *reservoir* sekaligus meningkatkan pekerjaan teknis yang menjadi dasar pengambilan keputusan investasi. (Nguyen Van Do dkk, 2017)

Menemukan fluida yang representatif dalam *reservoir* hidrokarbon sangat penting untuk pengelolaan *reservoir* terpadu. Dalam studinya dikembangkan pendekatan sistematis untuk menyaring dan memilih sample fluida yang konsisten dalam *reservoir*. Model ini mengintegrasikan kendali mutu (QC) pengkondisian sumur sebelum pengambilan sample, QC data PVT, pemodelan termodinamika dan gradien komposisi dalam *reservoir*. Pengkondisian sumur sebagai Langkah penting sebelum pengambilan *sample* pada kondisi keseimbangan. Kriteria pengambilan *sample* disimpulkan berdasarkan data yang tersedia serta prosedur pengambilan *sample*. Kemudian data PVT dari *sample* cairan yang konsisten disaring. Model ini menyarankan agar pemodelan termodinamika dan penyetelan (*tuning*) persamaan keadaan (EOS) dilakukan pada fluida yang disaring hanya dengan menggunakan data eksperimen yang konsiten. Model yang diusulkan diimplementasikan pada

sample PVT. (Shahriar Osfour dkk, 2014)

Apabila sumur dibor dengan lumpur berbahan dasar minyak (OBM), hidrokarbon yang ada di dalam OBM biasanya akan masuk ke *reservoir* pada saat pengeboran karena kolom lumpur melebihi tekanan *reservoir*. Apabila *sample* diambil dari sumur tersebut dengan alat pengambilan *sample open hole*, seperti alat MDT dan RCI, cairan akan terkontaminasi dengan komponen dari OBM. Dampak kontaminasi OBM pada *sample* gas kondensate belum dipahami dengan baik, karena sangat sedikit data yang dipublikasikan dan dampak kontaminasi lebih kompleks dibandingkan dengan *reservoir* minyak. Penggunaan *sample* gas kondensate yang terkontaminasi OBM menjadi hal yang patut dipertanyakan dan tentu saja tidak ideal untuk menentukan hasil awal kondensate atau untuk mengembangkan model persamaan keadaan untuk menggambarkan system fluida in-situ. (Robert Mott et.al dkk, 2003)

Reservoir terkadang sangat sensitive terhadap fluida pemboran. Biasanya, semakin rendah permeabilitas batuan, semakin besar kemungkinan terjadinya efek interferensi fasa: ketika diameter rata-rata media berpori berkurang maka semakin besar tekanan kapiler. Seringkali efek gangguan fase ini secara signifikan mengurangi produktivitas sumur sehingga alternatif fluida pemboran digunakan. Selain itu, cairan fase air dapat bereaksi dengan batuan reservoir yang menyebabkan swelling, flokulasi dan migrasi halus. Dalam upaya untuk mengurangi fenomena buruk yang disebutkan diatas, terkadang digunakan lumpur pemboran alternatif yang tidak mengandung air. Hal ini dirancang agar kompatibel dengan cairan reservoir tersebut dan karena itu digunakan fluida pemboran berbasis hidrokarbon yang tidak berinteraksi dengan matriks batuan. Namun salah satu kelemahannya adalah pencampuran yang terjadi dengan minyak in-situ. Ketika *sample* minyak diambil pertama kali, minyak terkontaminasi dengan fluida pemboran. Ini adalah masalah yang hamper terjadi pada sumur bor dan masalah ini yang dapat terkoreksi dengan sendirinya seiring dengan semakin banyaknya cairan yang dihasilkan dari sumur tersebut. Namun untuk *sample* dengan volume yang kecil (biasanya *sample bottom hole*), kontaminasi dapat merusak sifat *sample* minyak yang diukur. Pengadaan *sample* bervolume kecil ini seringkali sangat mahal serta banyak keputusan pengembangan lapangan reservoir didasarkan pada sifat *sample* yang

sedikit ini. Oleh karena itu propertynya perlu diukur secara akurat. (F.B. Thomas dkk, 2002)

Fluida reservoir umumnya diklasifikasikan menjadi lima jenis fluida yang berbeda: black oil, volatile oil, gas condensate, wet gas and dry gas (American Petroleum Institute, 2003). Black oil adalah jenis minyak yang sering ditemui dan merupakan jenis reservoir yang paling umum (Danesh, 1998). Umumnya terdiri dari lebih 20% C7+, yang menunjukkan sejumlah besar komponen hidrokarbon berat. (Theodosia dkk, 2016)

Minyak dan gas diambil untuk mengevaluasi sifat-sifat fluida yang dihasilkan pada kondisi reservoir, dalam pipa produksi serta dalam pipa transportasi. Sifat utama PVT (Pressure-volume-temperature) yang harus ditentukan untuk fluida reservoir meliputi: Reservoir komposisi, saturation pressure pada reservoir temperature, Oil dan gas density, Oil dan gas viscosity, Kelarutan gas dalam reservoir minyak, Shrinkage factor oil dan gas dari reservoir ke kondisi permukaan dan phasa kesetimbangan komposisi. (Curtis H. Whitson dkk, 1998)

Komposisi dan sifat fluida yang akurat dari fluida reservoir merupakan salah satu informasi penting untuk pengelolaan dan pengembangan reservoir. Oleh karena itu diperlukan sample fluida reservoir yang dapat diandalkan. Sampel fluida reservoir untuk Analisa PVT dapat didapatkan melalui Teknik pengambilan sample bottom hole dan surface jika dibutuhkan. Selama proses pengeboran tekanan yang berlebih (overbalance) pada kolom lumpur mengakibatkan filtrat lumpur masuk ke formasi. Jika lumpur yang digunakan dalam pengeboran berbahan dasar minyak akan menyebabkan kesulitan besar dalam pengambilan sampel fluida reservoir yang berkualitas tinggi (representative) karena filtrat lumpur pengeboran yang berbahan dasar minyak (OBM) dapat bercampur dengan fluida reservoir, hal ini dapat mengubah komposisi dan perilaku phase dari fluida reservoir. (F. Gozalpour dkk, 1999).

Sample subsurface yang diambil dari bottom hole yang menggunakan lumpur berbasis minyak (OBM) kemungkinan besar terkontaminasi oleh fraksi hidrokarbon sedang hingga berat yang terdapat dalam OBM. Tekan, Volum dan data suhu (PVT) yang diukur untuk fluida yang terkontaminasi tidak akan mewakili fluida reservoir (tidak representative), oleh karena itu data tersebut sering

diabaikan, yang berarti hilangnya investasi yang cukup besar. Perkiraan yang tepat mengenai sample yang representative fluida reservoir sangat penting untuk estimasi cadangan dan desain fasilitas. Sayangnya belum ada metode eksperimental untuk estimasi tersebut. (P.Sah dkk, 2012).

Sample bottom hole yang diambil pada lubang sumur yang menggunakan oil-based muds (OBM) kemungkinan besar terkontaminasi oleh fraksi hidrokarbon sedang hingga berat yang terdapat dalam OBM (Gozalpour et.al.,2002). OBM umumnya terdiri dari komponen pada kisaran C8-C34) dan didominasi oleh komponen paraffin C11-C18. (K S Pedersen dkk, 2014).

Properti PVT merupakan salah satu data utama untuk setiap perencanaan pengembangan lapangan. Hampir semua alur kerja pemodelan memerlukan properti PVT yang andal. Untuk memiliki properti PVT yang andal ini, diperlukan sampel fluida berkualitas baik yang benar-benar dapat mewakili perilaku PVT dari fluida reservoir. Namun, sering kali muncul pertanyaan tentang pentingnya pengumpulan sampel PVT yang representatif dengan upaya dan uang yang dikeluarkan dalam proses tersebut. Oleh karena itu, dalam penelitiannya bertujuan untuk menjawab pertanyaan itu dengan mengklarifikasi dampak penggunaan sampel yang tidak representatif (terkontaminasi OBM) dalam berbagai latihan pemodelan. (Sharma Shivam dkk, 2015).

Said meizani melakukan optimasi data pvt dengan menggunakan beberapa sample terkontaminasi OBM sehingga didapatkan : persamaan EOS yang lebih cocok untuk digunakan dalam perhitungan pvt, tren komposisi dan tren properti (Said Meiziani dkk, 2018).

Ali R altowilib membandingkan dua metode (skimming dan subtraction) untuk mendapatkan sample yang tidak terkontaminasi OBM (Ali R Altowilib dkk, 2019).

Pada tahun 2020, Said anataily vasilevich chashkov membandingkan DFA (downhole fluid analysis) dengan beberapa modul untuk mendapatkan sample yang representative dari kontaminasi OBM (Said Anataily Chashkov, 2020)

Dari berbagai tinjauan pustaka yang didapat penulis melakukan langkah-langkah yang hampir sama dengan yang dilakukan oleh Sharma Shivam dkk. Perbedaan dari penelitian yang dilakukan oleh Sharma Shivam dengan penulis

adalah:

1. Penulis menggunakan variasi lima sample minyak yang bisa dibedakan dari density atau API-nya sedangkan Sharma hanya menggunakan satu sample minyak, sehingga penulis dapat melihat hubungan antara densitas sample dengan pengaruh OBM terhadap nilai Bp.
2. Variasi kontaminasi Sharma Shivam 10% sampai 30% sedangkan variasi yang penulis lakukan 10 % sampai 80%. Pada penelitiannya Sharma Shivam mendapatkan kesimpulan bahwa Bo tidak begitu terpengaruh OBM, disini penulis ingin membuktikan apakah dengan kontaminasi OBM sebesar 80% nilai Bo masih tidak begitu terpengaruh.
3. EOS (*equation of state*) yang digunakan Sharma Shivam adalah Peng Robinson dengan alasan bahwa EOS tersebut digunakan oleh banyak *industry* atau sebagai standart EOS, sedangkan penulis menggunakan EOS yang lain yaitu SRK (Soave-Redlich-Kwong) dengan alasan bahwa SRK lebih tepat digunakan untuk analisa dengan temperature dan pressure rendah sehingga penulis beranggapan SRK lebih cocok digunakan pada penelitian yang akan dilakukakn karena menggunakan *pressure reservoir* dan *temperature reservoir* yang rendah.

Tabel 2.1.

Matrik Tinjauan Pustaka Pengaruh Kontaminasi Oil Base Mud pada Sample Black Oil Terhadap Hasil Analisa PVT

NO	NAMA PENULIS	TAHUN PUBLIKASI	PENERBIT	TOPIK	PENGARUH OBM TERHADAP ANALISA						
					Bpt	Dpt	Bo	QC data	Viscosity	Density	Pour Point
1	Bella Mmata, et al	2016	SPE-0303-MS	Impact of Oil Base Mud Contamination (OBM) on Waxy Crude Properties					V		V
2	Nguyen Van DO, et al	2017	PETROVIETNAM	Quality Assessment of Hydrocarbon PVT Data				V			
3	Shahriar Osfouri, et al	2014	Gas Processing Journal	A Unified Approach for Quality Control of Drilled Steam Test (DST) and PVT Data		V					
4	Robert Mott, et al	2003	OBM report draft 7	Oil-Base Mud Contamination in Gas-Condensate Sample				V			
5	F.B. Thomas, et al	2002	Hycal Energy Research Laboratory Ltd	Deconvolution of Drilling Fluid - Contaminated Oil Sample				V			
6	F. Gozalpour, et al	1999	SPE 56747	Predicting reservoir Fluid Phase and Volumetric Behaviour from Sample Contaminated with oil-Base mud				V			
7	D.J. MacMillan, et al	1997	SPE 38852	How to Obtain Reservoir Fluid Properties from an Oil sample Contaminated with Syntetic Drilling Mud				V			
8	P. Sah, et al	2012	SPE Reservoir Evaluation & Engineering	Equation-of-State Modeling for Reservoir-Fluid Sample Contaminated by Oil-Based Drilling Mud Using Contaminated-Fluid Pressure / Volume / Temperature Data				V			
9	Shivam Sharma, et al	2015	SPE-174941-MS	Effect Of OBM Contamination On PVT Properties And Its Impact On Field Development	V		V				

Tabel 2.1. (Lanjutan)

Matrik Tinjauan Pustaka Pengaruh Kontaminasi Oil Base Mud pada Sample Black Oil Terhadap Hasil Analisa PVT

NO	NAMA PENULIS	TAHUN PUBLIKASI	PENERBIT	TOPIK	PENGARUH OBM TERHADAP ANALISA						
					Bpt	Dpt	Bo	QC data	Viscosity	Density	Pour Point
10	Said Meizani, et al	2018	SPE-193154-MS	A Trorough Investigation of PVT data and Fluid Model for Giant Onshore field, Hidden lateral Trends Indetified	v		v				
11	Ali R Altowilib, et al	2019	SPE-196394-MS	Reservoir Fluid Sample Decontamination				V			
12	Anatoliy Vasilevich Chashkov	2020	SPE-201899-MS	Integrating Experience and Developing Recommendation to Aid in Formation testing Jobs Planing in Various Geological condition				V			
13	Eko Stiawan	2025	Tesis	Pengaruh Kontaminasi Oil Base Mud pada Sample Black Oil Terhadap Hasil Analisa PVT	V		V			V	

BAB III

DASAR TEORI

3.1 Kandungan Fluida *Reservoir*

Fluida *reservoir* minyak bumi adalah campuran multikomponen yang terdiri dari hidrokarbon. Metana (CH_4) adalah hidrokarbon yang paling sederhana dan merupakan komponen paling umum dalam fluida *reservoir* minyak bumi. Karena metana mengandung satu atom karbon, maka sering disebut sebagai C_1 . Demikian pula istilah C_2 digunakan untuk etana (C_2H_6), C_3 untuk propane (C_3H_8) dan seterusnya. Hidrokarbon dengan tujuh atom karbon atau lebih disebut komponen C_{7+} , kesatuan semua komponen C_{7+} disebut fraksi C_{7+} . Kemungkinan fluida *reservoir* minyak bumi mengandung hidrokarbon seberat C_{200} . Komponen C_{7+} akan masuk dalam salah satu jenis komponen berikut:

Paraffin: Senyawa *paraffin* terdiri dari segmen hidrokarbon tipe C, CH, CH_2 atau CH_3 . Atom karbon dihubungkan oleh ikatan tunggal. *Paraffin* dibedakan menjadi *paraffin* normal (*n-paraffin*) dan *iso-paraffin* (*i-paraffin*). Dalam *n-paraffin* atom karbon membentuk rantai lurus sedangkan *i-paraffin* mengandung setidaknya satu rantai samping. *Paraffin* terkadang juga disebut sebagai alkana. Gambar 3.1 menunjukkan struktur metana (C_1), etana (C_2) dan n-heksana (nC_6) yang semuanya merupakan contoh senyawa *paraffin*.

Naphthenes: Senyawa ini mirip dengan *paraffin* dalam arti bahwa senyawa tersebut dari segmen hidrokarbon yang sama, namun berbeda dari *paraffin* karena mengandung satu atau lebih struktur siklik. Segmen dalam struktur cincin (misalnya CH_2) dihubungkan dengan ikatan tunggal. Kebanyakan struktur cincin *naphthene* mengandung enam atom karbon, namun senyawa *naphthene* dengan lima atau tujuh atom karbon yang terhubung dalam struktur cincin juga umum ditemukan dalam fluida *reservoir* minyak bumi. *Naphthene* juga disebut sikloalkana, sikloheksana dan metil-siklopentana yang ditunjukkan pada Gambar 3.1 adalah contoh komponen naftena.

Aromatik: Mirip dengan *naphthene*, aromatik mengandung satu atau lebih struktur siklik namun atom karbon dalam senyawa aromatik dihubungkan oleh

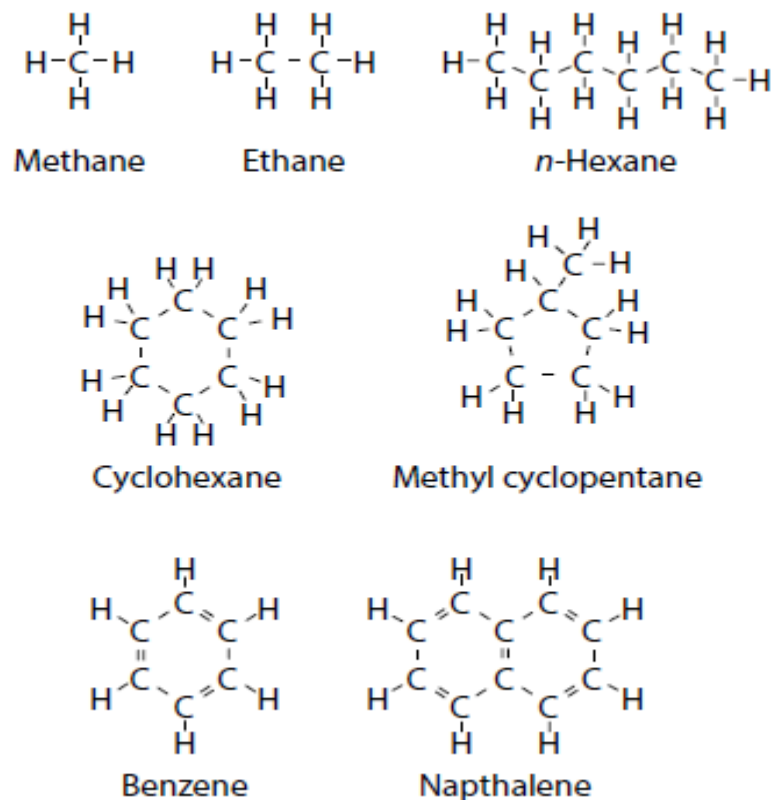
ikatan rangkap aromatik. Benzena (C_6H_6), komponen aromatik yang paling sederhana, ditunjukkan pada Gambar 3.1. Senyawa polisiklik aromatik dengan dua atau lebih struktur cincin juga ditemukan dalam fluida *reservoir* minyak bumi. Contoh komponen jenis terakhir adalah naftalena ($C_{10}H_8$) yang strukturnya juga ditunjukkan pada Gambar 3.1.

Persentase komponen parafin (P), naftenik (N), dan aromatik (A) dalam suatu fluida *reservoir* sering disebut sebagai distribusi PNA. Fluida *reservoir* minyak bumi juga mengandung senyawa anorganik, yang paling umum adalah

nitrogen (N_2), karbon dioksida (CO_2), dan hidrogen sulfida (H_2S). Air (H_2O) merupakan unsur penting lainnya dalam fluida *reservoir*. Karena kemampuan air larut dengan hidrokarbon terbatas, sebagian besar air dalam *reservoir* biasanya ditemukan di zona air yang terpisah, terletak di bawah zona gas dan minyak.

3.2 Sifat-sifat Kandungan Fluida Reservoir

Tabel 3.1 menunjukkan sifat fisik dari beberapa unsur yang ditemukan dalam campuran minyak dan gas alam. Dengan membandingkan titik didih normal, terbukti bahwa hidrokarbon dalam fluida *reservoir* minyak bumi mencakup berbagai sifat komponen. Pada tekanan atmosfer, metana murni akan berbentuk gas pada suhu di atas titik didih normal $-161.6^{\circ}C$, sedangkan pada tekanan yang sama suhu harus dinaikkan menjadi $218.0^{\circ}C$ sebelum naftalena menguap. Sifat-sifat hidrokarbon dengan jumlah atom karbon yang sama mungkin juga berbeda secara signifikan. n-Heksana (nC_6), metil siklopentana ($m-cC_5$), dan benzena semuanya mengandung enam atom karbon. Namun sifat ketiga komponen ini cukup berbeda. Misalnya, dapat dilihat dari Tabel 3.1 bahwa massa jenis nC_6 pada kondisi atmosferik lebih rendah dibandingkan massa jenis $m-cC_5$, meskipun massa jenis $m-cC_5$ lebih rendah dibandingkan massa jenis benzena. Hal ini menunjukkan bahwa kepadatan komponen dengan nomor karbon yang sama akan meningkat dalam urutan $P \rightarrow N \rightarrow A$. Distribusi PNA yang terukur jarang terlihat tanpa adanya informasi eksperimental tentang struktur molekul dominan, tren kepadatan komponen dapat digunakan untuk memberikan gambaran tentang distribusi komponen P, N, dan A dalam fraksi C_{7+} .



Gambar 3.1

Struktur Molekul dari Beberapa Kandungan *Fluid Reservoir Petroleum*

(Pedersen dkk., 2015)

Tekanan uap komponen murni dan titik kritis (CPs) sangat penting dalam perhitungan sifat tiap komponen dan campuran. Tekanan uap komponen murni ditentukan secara eksperimental dengan mengukur nilai suhu (T) dan tekanan (P) yang sesuai pada saat zat mengalami transisi dari cair ke gas. Gambar 3.2 menunjukkan kurva tekanan uap metana dan benzena, keduanya merupakan unsur umum dalam campuran minyak dan gas. Kurva tekanan uap berakhir pada CP, di atasnya tidak ada transisi fasa cair ke gas yang dapat terjadi. CP metana adalah -82,6°C dan 46,0 bar, sedangkan CP benzena adalah 289°C dan 48,9 bar. Suhu di CP disebut T_c dan tekanan P_c.

Seperti diilustrasikan pada plot sebelah kanan pada Gambar 3.3, perilaku fasa komponen murni pada suhu tertentu, T₁, dapat dipelajari dengan menempatkan sejumlah komponen yang tetap dalam sel pada suhu T₁. Volume sel dapat

divariasikan dengan menggerakkan piston ke atas dan ke bawah. Pada posisi A, isi sel dalam keadaan gas. Jika piston digerakkan ke bawah maka volumenya akan mengecil dan tekanannya bertambah. Pada posisi B, fase cair mulai terbentuk. Dengan menggerakkan piston lebih jauh ke bawah, volumenya akan semakin mengecil, namun tekanannya tetap konstan hingga seluruh gas berubah menjadi cair. Hal ini terjadi pada posisi C. Penurunan volume sel lebih lanjut akan mengakibatkan peningkatan tekanan dengan cepat. Kurva sisi kiri pada Gambar 3.3 mengilustrasikan perubahan fasa ketika melintasi kurva tekanan uap. Komponen murni hanya dapat berada dalam bentuk dua fase dalam kesetimbangan tepat pada kurva tekanan uap. Ketika kurva tekanan uap tercapai, konversi dari gas ke cair atau cair ke gas akan dimulai. Transisi fasa ini berhubungan dengan perubahan volumetrik pada konstanta T dan P. Pada titik B dikatakan komponen tersebut berada pada titik embun atau dalam bentuk gas jenuh. Pada posisi C, komponen berada pada titik gelembungnya atau berbentuk cairan jenuh. Pada posisi A keadaannya adalah gas tidak jenuh, dan pada posisi D keadaannya cair.

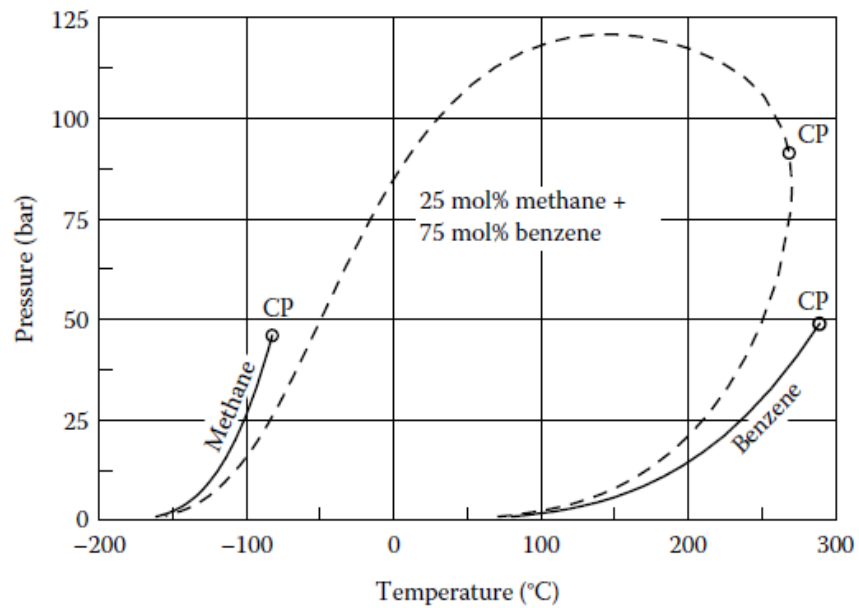
Sifat penting lainnya adalah faktor asentris ω , sebagaimana didefinisikan oleh Pitzer (1955):

$$\omega = -1 - \log_{10} \left(\frac{P_r^{\text{sat}}}{P_c} \right)_{T=0.7T_c} \quad (3.1)$$

di mana P_r^{sat} berarti tekanan uap (atau tekanan saturasi). Ide di balik definisi ini diuraikan pada Gambar 3.4. Plot logaritma tekanan uap komponen murni tereduksi, $P_r^{\text{sat}} = P^{\text{sat}}/P_c$, terhadap kebalikan suhu tereduksi, $T_r = T/T_c$, untuk sebagian besar zat murni akan menghasilkan garis lurus. Gambar 3.4 menunjukkan plot $\log_{10} P_r^{\text{sat}}$ versus $1/T_c$, untuk argon (Ar) dan n-decane (nC_{10}). Untuk $T_r = 0.7$ ($1/T_r = 1.43$), $\log_{10} P_r^{\text{sat}} = -1.0$ untuk argon dan -1.489 untuk nC_{10} . Argon digunakan sebagai referensi dan diberi faktor asentris sebesar 0. Secara umum, faktor asentris suatu komponen sama dengan $(\log_{10} P_r^{\text{sat}})_{T_r = 0.7}$ untuk argon dan $-(\log_{10} P_r^{\text{sat}})_{T_r = 0.7}$ untuk zat sebenarnya. Dengan definisi ini, faktor asentris nC_{10} sama dengan $[-1 - (-1.489)] = 0.489$, yang konsisten dengan faktor asentris yang diberikan untuk nC_{10} pada Tabel 3.1.

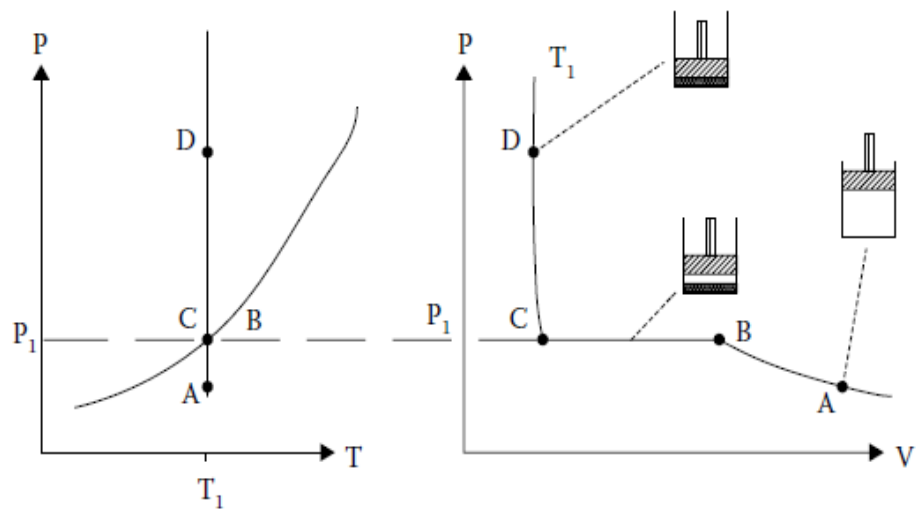
Tabel 3.1.
Physical Properties of Common Petroleum Reservoir Fluid Constituents
 (Reid dkk., 1977)

Component	Formula	Molecular Weight (g/mol)	Melting Point (°C)	Normal Boiling Point (°C)	Critical Temperature (°C)	Critical Pressure (bar)	Acentric Factor	Density (g/cm ³) at atm and 20°C
Inorganics								
Nitrogen	N ₂	28.013	-209.9	-195.8	147.0	33.9	0.040	-
Carbon dioxide	CO ₂	44.010	-56.6	-78.5	31.1	73.8	0.225	-
Hydrogen sulfide	H ₂ S	34,080	-83.6	59.7	100.1	89.4	0.100	-
Paraffins								
Methane	CH ₄	16.043	-182.5	-161.6	82.6	46.0	0.008	-
Ethane	C ₂ H ₆	30.070	-183.3	-87.6	32.3	48.8	0.098	-
Propane	C ₃ H ₈	44.094	-187.7	-42.1	96.7	42.5	0.152	-
Iso-butane	C ₄ H ₁₀	58,124	-159.6	-11.8	135.0	36.5	0.176	-
n-Butane	C ₄ H ₁₀	58.124	-138.4	-0.5	152.1	38.0	0.193	-
Iso-pentane	C ₅ H ₁₂	72.151	-159.9	27.9	187.3	33.8	0.227	0.620
n-Pentane	C ₅ H ₁₂	72.151	-129.8	36.1	196.4	33.7	0.251	0.626
Hexane	C ₆ H ₁₄	86.178	-95.1	68.8	234.3	29.7	0.296	0.659
Iso-octane	C ₈ H ₁₈	114.232	-109.2	117.7	286.5	24.8	0.378	0.702 (16°C)
Decan	C ₁₀ H ₂₂	142.286	-29.7	174.2	344.6	21.2	0.489	0.730
Naphthene								
Cyclopentane	C ₅ H ₁₀	70.135	-93.9	49.3	238.6	45.1	0.196	0.745
Methyl cyclopentane	C ₆ H ₁₂	84.162	-142.5	719	259.6	37.8	0.231	0.754(16°C)
Cyclohexane	C ₆ H ₁₂	84.162	6.5	80.7	280.4	40.7	0.212	0.779
Aromatics								
Benzene	C ₆ H ₆	78.114	5.6	80.1	289.0	48.9	0.212	0.885(16°C)
Toluene	C ₇ H ₈	92.141	-95.2	110.7	318.7	41.0	0.263	0.867
o-Xylene	C ₈ H ₁₀	106,168	-25.2	144.5	357.2	37.3	0.310	0.880
Naphthalene	C ₁₀ H ₈	128.174	80.4	218.0	475.3	40.5	0.302	0971 (90°C)



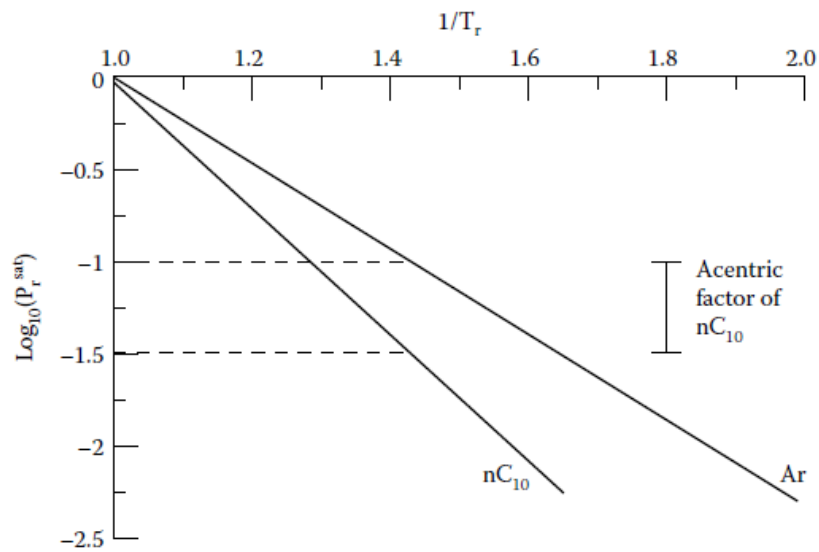
Gambar 3.2

Kurva Tekanan Uap dari *Methane* dan *Benzene*. *Phase envelope* dari campuran 25 mol% *methane* dan 75 mol% *benzene* dengan menggunakan perhitungan Soave-Redlich-Kwong. CP adalah *critical point* (Pedersen dkk., 2015)



Gambar 3.3

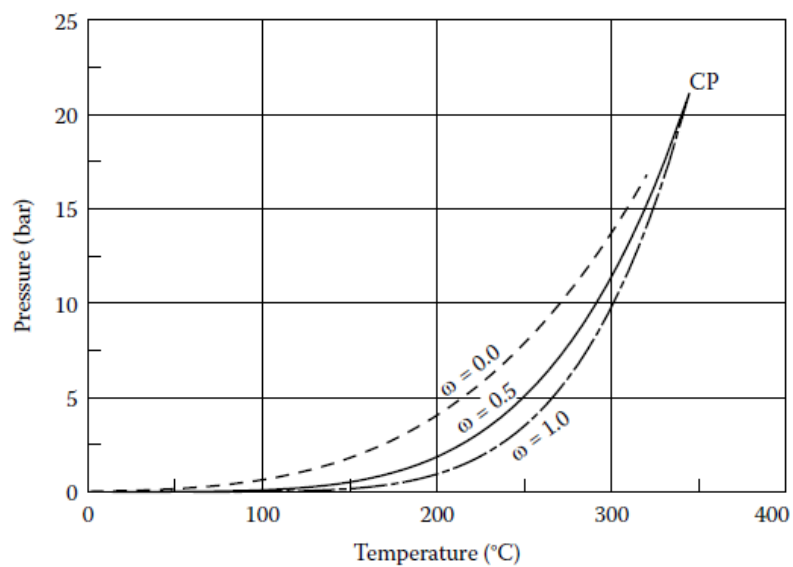
Prilaku Fasa Komponen Murni Dalam Diagram PT dan PV (Pedersen dkk., 2015)



Gambar 3.4

Acentric factor nC_{10} dari kurva tekanan uap Ar dan nC_{10} . P_r^{sat} adalah penurunan saturation pressure dan T_r adalah penurunan temperature (T/T_c).

(Pedersen dkk., 2015)



Gambar 3.5

Kurva Tekanan Uap Komponen Dengan T_c dan P_c yang Sama Dengan nC_{10} dan Faktor Asentris 0.0, 0.5 dan 1.0.

(Pedersen dkk., 2015)

Faktor asentris didapatkan karena faktor asentris n-parafin meningkat seiring dengan bertambahnya jumlah karbon. Metana (C_1) mempunyai faktor asentris sebesar 0,008, etana (C_2) 0,098, propane (C_3) 0,152, dan seterusnya. Dengan meningkatnya jumlah karbon, molekul-molekul kelas komponen ini menjadi lebih memanjang (kurang berbentuk bola) dengan meningkatnya jumlah karbon. Yang lebih mendasar lagi, faktor asentris dapat dilihat sebagai ukuran kelengkungan kurva tekanan uap komponen murni. Gambar 3.5 menunjukkan kurva tekanan uap dari tiga zat hipotetis, semuanya memiliki suhu dan tekanan kritis yang sama dengan nC_{10} (344,5°C dan 21,1 bar), sedangkan faktor asentrisnya masing-masing adalah 0,0, 0,5 dan 1,0 (faktor asentris nC_{10} adalah 0,489). Dengan CP pada satu titik, kurva tekanan uap yang akan berakhir pada titik yang sama, sedangkan lengkungan pada kurva ditentukan oleh faktor asentris. Untuk faktor asentris 1,0, kurva tekanan uap relatif datar pada suhu rendah dan kemudian meningkat tajam ketika mendekati suhu kritis. Jika faktor asentris lebih rendah, peningkatan tekanan uap terhadap suhu akan lebih merata. Kurva tekanan uap pada Gambar 3.5 telah dihitung menggunakan persamaan keadaan Peng-Robinson.

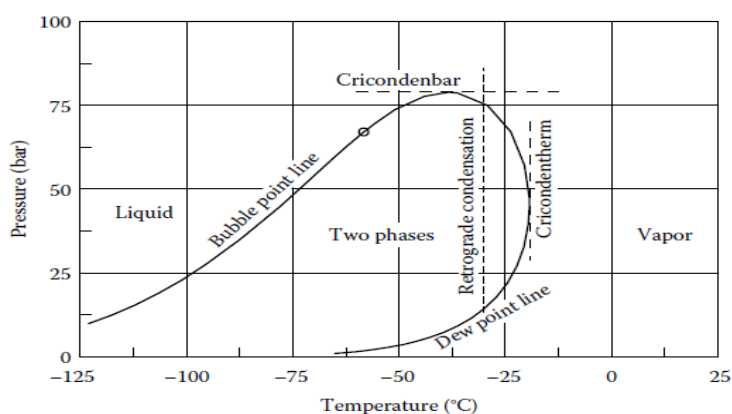
3.3 Phase Envelope

Fluida reservoir minyak bumi adalah campuran multikomponen; oleh karena itu, sangat menarik untuk menemukan campuran yang setara dengan kurva tekanan uap komponen murni. Dengan adanya dua atau lebih komponen, wilayah dua fase tidak dibatasi pada satu garis dalam diagram PT. Seperti diilustrasikan pada Gambar 3.2 untuk campuran 25 mol% metana dan 75 mol% benzena, daerah dua fase untuk suatu campuran membentuk daerah tertutup di P dan T. Garis yang mengelilingi daerah ini disebut *phase envelope*.

Gambar 3.6 menunjukkan *phase envelope* campuran gas alam dengan komposisi yang diberikan pada Tabel 3.2. *Phase envelope* terdiri dari pertemuan cabang titik embun dan pertemuan cabang titik gelembung di CP pada campuran CP. Pada cabang titik embun, campuran berada dalam bentuk gas dan berada dalam kesetimbangan dengan jumlah cairan yang baru terjadi. Dalam kondisi ini, gas (atau uap) dikatakan jenuh. Pada suhu yang lebih tinggi dan tekanan yang sama, tidak ada cairan. Sebaliknya, gas dapat menyerap komponen cair tanpa terjadi pengendapan

cairan. Oleh karena itu, gas tersebut dikatakan jenuh. Pada cabang titik gelembung, campuran berada dalam bentuk cair dan berada dalam kesetimbangan dengan jumlah gas yang baru terjadi, dan cairan tersebut dikatakan jenuh. Pada suhu yang lebih rendah dan tekanan yang sama, cairan (atau minyak) berada dalam keadaan jenuh. Pada CP, dua fasa identik berada dalam kesetimbangan, keduanya mempunyai komposisi yang sama dengan komposisi keseluruhan. Pada suhu yang mendekati suhu kritis dan tekanan di atas tekanan kritis, hanya terdapat satu fasa, namun sulit untuk membedakan apakah fasa tersebut berupa gas atau cair. Istilah fluida super kritis sering digunakan. Tekanan tertinggi yang memungkinkan terjadinya dua fasa disebut *cricondenbar* dan suhu tertinggi yang terdapat dua fasa disebut *cricondentherm*.

Fenomena yang disebut *retrograde condensation* diilustrasikan pada Gambar 3.6 sebagai garis vertikal putus-putus pada $T = -30^{\circ}\text{C}$. Pada suhu ini, campuran berbentuk gas pada tekanan di atas tekanan titik embun, yaitu pada tekanan di atas kira-kira 75 bar. Pada tekanan yang lebih rendah, campuran akan terpecah menjadi dua fase, gas dan cairan. Pembentukan cairan terjadi akibat penurunan tekanan disebut kondensasi retrograde.



Gambar 3.6

Phase Envelope Natural Gas pada Tabel 3.2.

(Pedersen dkk., 2015)

CP adalah critical point. Dihitung menggunakan persamaan Soave-Redlich-Kwong.

Tabel 3.2
Composition of Natural Gas Mixture
(Pedersen dkk., 2015)

Component	Mole Percentage
N ₂	0.340
CO ₂	0.840
C ₁	90.400
C ₂	5.199
C ₃	2.060
iC ₄	0.360
nC ₄	0.550
iC ₅	0.140
nC ₅	0.097
C ₆	0.014

Phase envelope diperlihatkan pada Gambar 3.6 and 3.7

Jika tekanan pada suhu konstan diturunkan hingga di bawah tekanan titik embun terbawah sekitar 15 bar, fase cair akan hilang, dan seluruh campuran akan berbentuk gas kembali.

3.4 Klasifikasi Fluida *Reservoir* Minyak

Fluida *reservoir* minyak bumi dapat dibagi menjadi:

1. *Natural gas*
2. *Gas condensate*
3. *Near-critical mixture or volatile oils*
4. *Black oils*
5. *Heavy oils*

Tabel 3.2-3.6 memberikan contoh masing-masing jenis fluida tersebut. Berbagai jenis fluida dibedakan berdasarkan pada suhu kritis campuran relatif terhadap suhu reservoir. Hal ini diilustrasikan pada Gambar 3.7. Selama produksi minyak dan gas dari reservoir, suhunya tetap konstan pada suhu awal reservoir T_{res} ,

sedangkan tekanan menurun seiring dengan dikeluarkannya material dari reservoir. Untuk gas alam, penurunan tekanan ini tidak akan berdampak pada jumlah fasa. Gas akan tetap berada dalam satu fasa pada semua tekanan. Untuk kondensat gas, penurunan tekanan pada tahap tertentu akan menyebabkan pembentukan fasa kedua. Hal ini terjadi ketika tekanan mencapai garis titik embun pada suhu T_{res} . Fasa kedua yang terbentuk akan berupa fasa cair yang mempunyai massa jenis lebih tinggi dari fasa aslinya.

Untuk volatile oil, penurunan tekanan juga akan menyebabkan pembentukan fasa kedua. Jika suhu reservoir T_{res} , seperti terlihat pada Gambar 3.7, fasa kedua akan berupa fasa gas, karena titik tercapainya *phase envelope* terletak pada cabang titik gelembung. Campuran seperti ini tergolong minyak volatile. Jika suhu reservoir sedikit lebih tinggi, seperti yang ditunjukkan oleh T_{res} pada Gambar 3.7, maka masuknya ke daerah dua fase akan terjadi pada titik embun, dan campuran tersebut diklasifikasikan sebagai campuran gas kondensat. Fluida reservoir mendekati kritis adalah campuran yang temperatur kritisnya mendekati temperatur reservoir. Di dalam *phase envelope*, komposisi dan sifat fasa gas dan cair serupa.

Terakhir, untuk *black oil* dan minyak berat, masuk ke wilayah dua fase pada suhu reservoir akan selalu terjadi di garis titik gelembung, oleh karena itu, fase baru yang terbentuk adalah gas.

Tabel 3.3
Composition of Gas Condensate Mixture
(Pedersen dkk., 2015)

Component	Mole Percentage	Molecular Weight	Density (g/cm ³) at 1 atm and 15°C
N ₂	0.53	—	—
CO ₂	3.30	—	—
C ₁	72.98	—	—
C ₂	7.68	—	—
C ₃	4.10	—	—
iC ₄	0.70	—	—
nC ₄	1.42	—	—
iC ₅	0.54	—	—

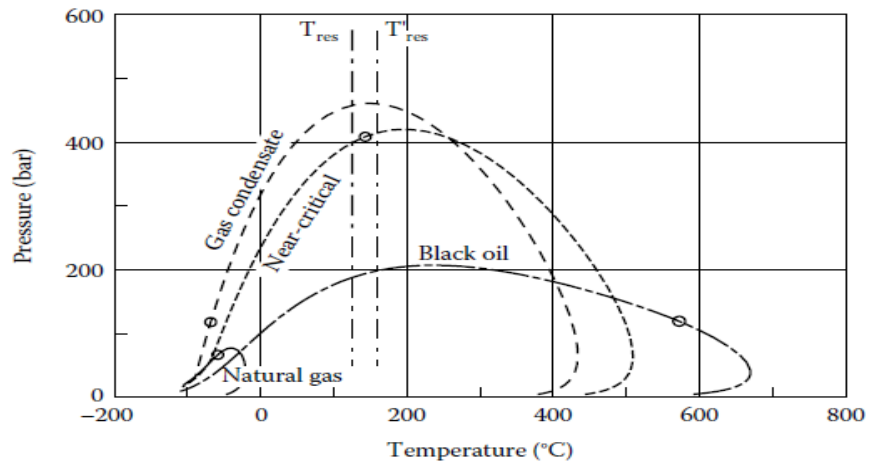
Tabel 3.3 (Lanjutan)*Composition of Gas Condensate Mixture*

(Pedersen dkk., 2015)

Component	Mole Percentage	Molecular Weight	Density (g/cm ³) at 1 atm and 15°C
nC5	0.67	—	—
C6	0.85	—	—
C7	1.33	91.3	0.746
C8	1.33	104.1	0.768
C9	0.78	118.8	0.790
C10	0.61	136.0	0.787
C11	0.42	150.0	0.793
C12	0.33	164.0	0.804
C13	0.42	179.0	0.817
C14	0.24	188.0	0.830
C15	0.30	204.0	0.835
C16	0.17	216.0	0.843
C17	0.21	236.0	0.837
C18	0.15	253.0	0.840
C19	0.15	270.0	0.850
C20+	0.80	391.0	0.877

Komposisi molar ditunjukkan pada Tabel 3.2 (gas alam), Tabel 3.3 (gas kondensat), Tabel 3.4 (fluida mendekati titik kritis) dan Tabel 3.5 (minyak). Phase envelope dibuat menggunakan persamaan keadaan Peng-Robinson. Komposisi fluida reservoir dikarakterisasi menggunakan prosedur Pedersen dkk.

Gambar 3.8 menunjukkan tampilan dekat daerah kritis pada fluida reservoir Tiongkok (Yang dkk.1997), yang komposisinya disajikan pada Tabel 3.6. Persentase volume cairan yang diplot pada Gambar 3.8 ditabulasikan pada Tabel 3.7. Gambar 3.8 mengilustrasikan bahwa jumlah volumetrik relative gas dan cairan berubah dengan cepat seiring dengan tekanan dan suhu di sekitar CP. Misalnya, pada suhu 100°C hanya sedikit perubahan tekanan yang diperlukan untuk mengubah jumlah fase cair dari 50 vol% menjadi 100 vol%.



Gambar 3.7

Phase Envelope dari Berbagai Jenis Fluida Reservoir.

(Pedersen dkk., 2015)

Tabel 3.4

Composition of Near-Critical Mixture

(Pedersen dkk., 2015)

Component	Mole Percentage	Molecular Weight	Density (g/cm ³) at 1 atm and 15°C
N ₂	0.46	—	—
CO ₂	3.36	—	—
C ₁	62.36	—	—
C ₂	8.90	—	—
C ₃	5.31	—	—
iC ₄	0.92	—	—
nC ₄	2.08	—	—
iC ₅	0.73	—	—
nC ₅	0.85	—	—
C ₆	1.05	—	—
C ₇	1.85	95.0	0.733
C ₈	1.75	106.0	0.756

Tabel 3.4 (Lanjutan)*Composition of Near-Critical Mixture*

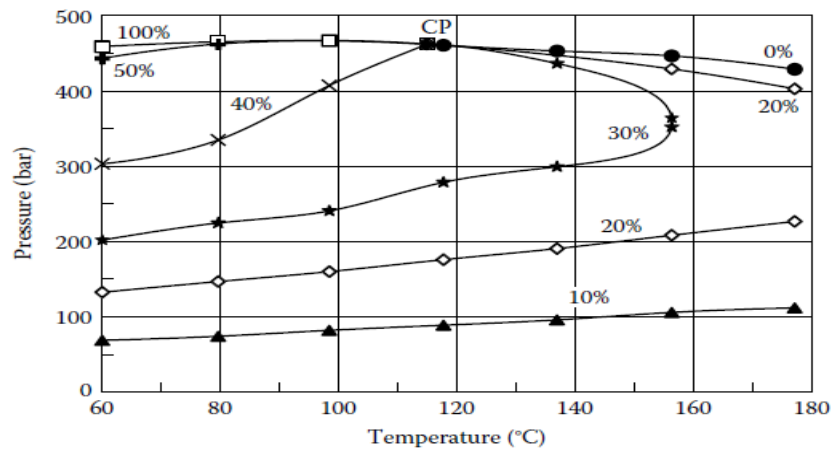
(Pedersen dkk., 2015)

Component	Mole Percentage	Molecular Weight	Density (g/cm ³) at 1 atm and 15°C
C9	1.40	121.0	0.772
C10	1.07	135.0	0.791
C11	0.84	150.0	0.795
C12	0.76	164.0	0.809
C13	0.75	177.0	0.825
C14	0.64	190.0	0.835
C15	0.58	201.0	0.841
C16	0.50	214.0	0.847
C17	0.42	232.0	0.843
C18	0.42	248.0	0.846
C19	0.37	256.0	0.858
C20+	2.63	406.0	0.897

Phase envelope ditunjukkan pada Gambar 3.7**Tabel 3.5***Composition of Black Oil Mixture*

(Pedersen dkk., 2015)

Component	Mole Percentage	Molecular Weight	Density (g/cm ³) at 1 atm and 15°C
N2	0.04	—	—
CO2	0.69	—	—
C1	39.24	—	—
C2	1.59	—	—
C3	0.25	—	—
iC4	0.11	—	—
nC4	0.10	—	—
iC5	0.11	—	—
nC5	0.03	—	—
C6	0.20	—	—
C7	0.69	85.2	0.769
C8	1.31	104.8	0.769
C9	0.75	121.5	0.765
C10+	54.89	322.0	0.936



Gambar 3.8

Phase envelope mendekati kritikal dari komposisi pada Tabel 3.6 yang nilainya dinyatakan dengan prosentase volume cairan. Data ditabulasikan pada Tabel 3.7 (CP = *critical point*) (Pedersen dkk., 2015)

Tabel 3.6.

Composition of Near-Critical Chinese Reservoir Fluid

(Pedersen dkk., 2015)

Component	Mole Percentage	Molecular Weight	Density (g/cm ³) at 1 atm and 15°C
N2	3.912	—	—
CO2	0.750	—	—
C1	70.203	—	—
C2	9.220	—	—
C3	2.759	—	—
iC4	0.662	—	—
nC4	0.981	—	—
iC5	0.402	—	—
nC5	0.422	—	—
C6	0.816	—	—
C7+	9.873	192.8	0.8030

Tabulasi *phase diagram* ada pada Tabel 3.7 dan grafik ditunjukkan pada Gambar 3.8

Tabel 3.7.

*Pressure Tabulation Point for the Near-Critical Part of the Phase Envelope for
Chinese Reservoir Fluid*

(Yang dkk., 1997)

Temperature (°C)	Pressures (in bar) at Specified Liquid Volume Percentages						
	0%	10%	20%	30%	40%	50%	100%
60.1	—	68.6	132.5	201.8	303.2	443.2	458.9
79.7	—	74.0	146.7	224.5	334.8	462.4	465.3
98.5	—	81.9	159.9	240.6	407.2	—	466.8
117.8	460.7	88.7	175.8	278.6	—	—	—
137.0	453.1	95.8	190.5	299.2, 436.4	—	—	—
156.4	446.6	105.7	208.2, 429.2	352.0, 364.0	—	—	—
177.2	—	111.7	226.6, 402.8	—	—	—	—

Note: The molar composition is shown in Table 3.6. The critical point has been measured at 115°C and 462 bar. The results plotted in Figure 3.8.

3.5 Pengambilan Sample

Untuk mengumpulkan sampel yang representatif, aliran ke dalam sumur harus satu fasa. Hal ini hanya akan terjadi jika tekanan saturasi fluida reservoir lebih rendah dari tekanan reservoir. Selanjutnya harus dipertimbangkan bahwa tekanan aliran lubang dasar (BHFP) yang diamati secara umum akan lebih rendah dari tekanan reservoir. Oleh karena itu persyaratan lebih lanjut adalah tekanan saturasi lebih rendah dari BHFP.

Sampelnya bisa berupa:

1. *Bottom hole sample* (bawah permukaan)
2. *Separator sample* (permukaan)
3. *Wellhead sample*

Pengambilan sampel *subsurface* (bawah permukaan) sangat cocok untuk reservoir minyak yang tidak jenuh, yaitu reservoir dengan tekanan reservoir melebihi tekanan saturasi. Karena sampel diambil pada atau dekat dengan tekanan reservoir, teknik yang lebih disukai (lebih tepat) untuk studi aspalten. Pada tekanan

pengambilan sampel yang lebih rendah, aspalten mungkin mengendap dan menyebabkan kerusakan permanen pada sampel. Sampel lubang dasar diambil dengan menurunkan sampler satu fasa ke dalam sumur menggunakan teknologi wire line seperti yang digambarkan pada Gambar 3.9 dan sampel diambil pada kedalaman yang diinginkan. Pengambilan sampel bawah permukaan cocok untuk *black oil*, *volatile oil*, dan *dry gas*.

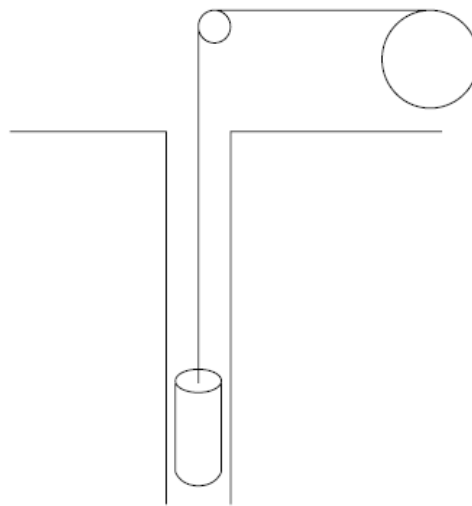
Untuk cairan gas kondensat, sampel *subsurface* mungkin "terkontaminasi" oleh cairan yang keluar lebih tinggi di dalam sumur yang tekanannya lebih rendah dan cairan telah terbentuk menjadi dua fase. Oleh karena itu disarankan untuk jenis cairan gas kondensat untuk melakukan pengambilan sampel permukaan atau pengambilan sample di separator. Seperti diilustrasikan pada Gambar 3.10, fluida reservoir dilewatkan melalui separator yang beroperasi pada suhu dan tekanan tertentu. Pemisah minyak dan gas diambil sampelnya pada waktu yang bersamaan. Sepasang sampel separator ini kemudian digabungkan kembali dengan rasio gas/minyak produksi (GOR) untuk menghasilkan komposisi cairan reservoir yang representatif. Pengambilan sampel separator berlaku untuk minyak hitam (*black oil*), minyak atsiri (*Volatile oil*), gas kondensat, gas basah, dan gas kering.

Pengambilan sampel bawah permukaan lebih lanjut direkomendasikan untuk reservoir yang telah berproduksi cukup lama sehingga tekanan reservoir turun hingga di bawah tekanan saturasi fluida reservoir sebenarnya (penurunan tekanan reservoir). Untuk pengambilan sampel *bottom hole* reservoir seperti ini kemungkinan besar tidak akan menghasilkan sampel yang representatif.

Pengambilan sampel kepala sumur (wellhead) seperti digambarkan pada Gambar 3.11 adalah metode yang disukai untuk fluida apa pun yang berfasa tunggal pada kondisi kepala sumur. Jika kondisi tersebut terpenuhi, pengambilan sampel kepala sumur merupakan metode pengambilan sampel yang sangat andal dan hemat biaya.

Apapun teknik pengambilan sampel yang digunakan, penting untuk mengkondisikan sumur dengan benar. Pengkondisian sumur bertujuan untuk membersihkan sumur dan mengurangi penurunan tekanan (drawdown) dari reservoir ke lubang sumur seminimal mungkin. Daerah yang mengalami penurunan tekanan disebut daerah drainase. Mengabaikan pengkondisian sumur dapat

mengakibatkan aliran dua fase di dalam lubang sumur atau di dekat perforasi. Fluida yang masuk ke dalam lubang sumur dalam hal ini akan berbeda dengan fluida reservoir sebenarnya pada reservoir di luar area drainase. Pengkondisian sumur sangat penting ketika tekanan reservoir mendekati tekanan saturasi.



Gambar 3.9

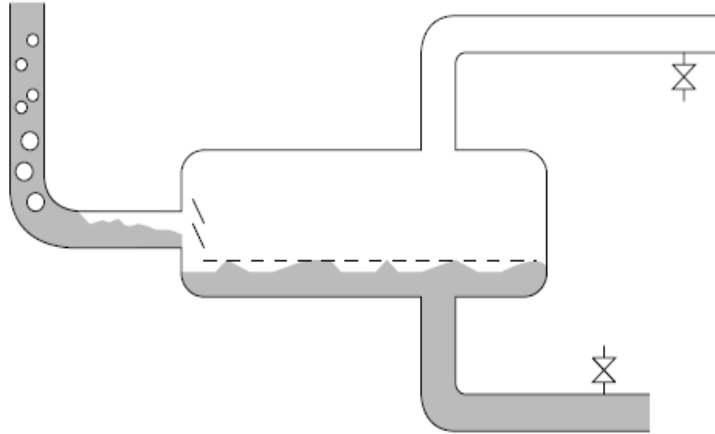
Teknik Sampling *Bottom Hole*.

(Pedersen dkk., 2015)

Jika sampel bottom hole akan diambil, pengkondisian sumur harus dilakukan sebagai berikut:

1. Mulailah dengan laju aliran tinggi untuk membersihkan sumur. Hal ini hampir pasti akan meningkatkan luas drainase dan gas bebas akan terbentuk.
2. Untuk selanjutnya mengurangi area drainase, alirkan cairan dengan laju aliran serendah mungkin selama sekitar 4 hari.
3. Menutup sumur selama jangka waktu 1 minggu untuk memaksa gas yang dilepaskan menjadi larutan dalam minyak, sehingga meningkatkan tekanan saturasi dan memperoleh cairan yang representatif di dalam lubang sumur.
4. Sebelum mengambil sampel separator, penting untuk mengukur laju aliran gas dan cairan secara terus menerus. Laju aliran harus sangat stabil dan

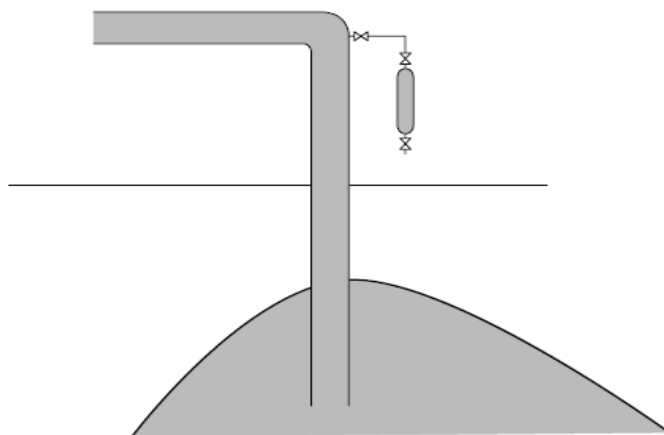
serendah mungkin.



Gambar 3.10

Pengambilan Sampel di *Separator*.

(Pedersen dkk., 2015)



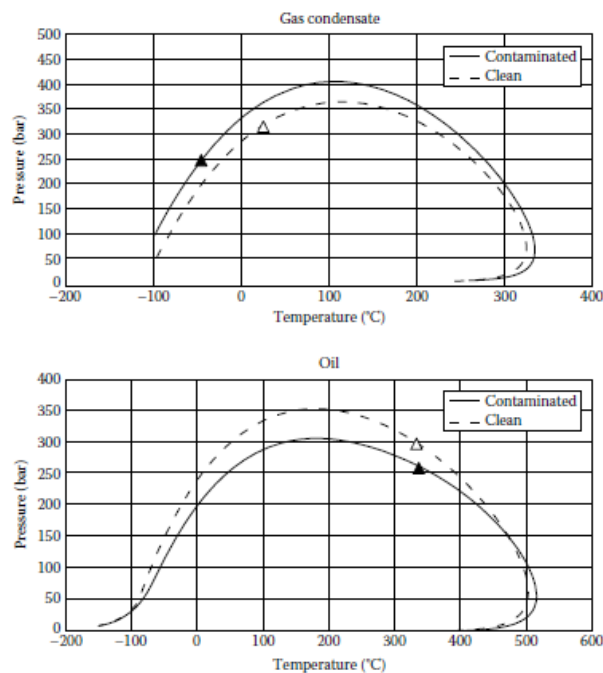
Gambar 3.11

Pengambilan Sampel di *Wellhead*.

(Pedersen dkk., 2015)

3.6 Sample Terkontaminasi OBM

Bottom hole sample diambil dari sumur yang menggunakan OBM sebagai fluida pemborannya, yang mengakibatkan kemungkinan besar sampel tersebut terkontaminasi fraksi hidrokarbon OBM dari sedang hingga berat berat (Gozalpour, dkk). OBM umumnya terdiri dari komponen-komponen dalam kisaran C8 – C34 dan didominasi oleh parafin C 11 – C 18.



Gambar 3.12.

Phase Amvelope Sample yang Terkontaminasi OBM
(Pedersen dkk., 2015)

3.7 Analisis Komposisi

Campuran minyak dan gas kondensat terdiri dari beberapa ribu komponen berbeda, sehingga hampir tidak mungkin untuk melakukan analisis komponen secara lengkap. Sebaliknya, komponen yang lebih berat dari nC₅, dikelompokkan ke dalam fraksi titik didih, yang sering disebut sebagai fraksi bilangan karbon (*carbon number fraction*). Tabel 3.8 menunjukkan suhu titik didih yang memisahkan fraksi bilangan karbon (Katz dan Firoozabadi 1978). Titik potong ditentukan dari titik didih (T_B) n-parafin. Fraksi C7, misalnya, terdiri dari hidrokarbon dengan titik didih

dari 0,5°C di atas T_B nC₆ hingga 0,5°C di atas T_B , dari nC₇. Fraksi C₈ terdiri dari hidrokarbon dengan titik didih dari 0,5°C di atas T_B nC₇, hingga 0,5°C di atas T_B nC₈, dan seterusnya. Tabel 3.8 juga menunjukkan general *density* dan berat molekul setiap fraksi bilangan karbon hingga C₄₅. Ini didasarkan pada AS. studi tentang campuran gas kondensat oleh Bergman dkk. (1975).

Dua teknik analisis standar digunakan dalam analisis komposisi:

1. Kromatografi gas (GC)
2. Distilasi titik didih sebenarnya (TBP) atau bilangan karbon distilasi.

3.7.1 Gas Chromatography

3.7.1.1 Persiapan *Sample Campuran Minyak dan Gas*

Fasa gas dan cair yang akan dianalisis menggunakan GC disiapkan menggunakan teknik spike flash. Peralatan spike flash ditunjukkan secara skematis pada Gambar 3.12 dan terdiri dari oven dengan labu di dalamnya di mana fluida reservoir dialirkan ke tekanan atmosfer dengan suhu sekitar 49°C (120°F). Hal ini menyebabkan pemisahan fluida satu fasa menjadi fasa gas dan fasa minyak. Spike flash juga dapat dilakukan pada suhu lingkungan, namun fase minyak lebih mudah ditangani jika pemisahan dilakukan pada suhu tinggi. Gas yang dihasilkan dari spike flash dikumpulkan dalam tabung logam melingkar, yang ditempatkan dalam oven pada suhu sekitar 65°C. Gas meter (alat pengukur gas) dipasang pada kumparan ini dan volume gas yang didapat dicatat. Cairan sisa dari labu dan gas yang dihasilkan dianalisis secara terpisah.

3.7.1.2 Gas Chromatography

GC dapat digunakan untuk menganalisis komposisi gas dan cairan. GC terdiri dari injektor, kolom, dan detektor. Tipikal GC digambarkan pada Gambar 3.14.

3.7.1.2.1 Injektor

Subsampil gas atau cairan diinjeksikan ke dalam kolom GC. Sistem katup (*valve*) digunakan untuk gas dan syringe untuk sampel cair.

Tabel 3.8.*Generalized Properties of Petroleum Hexane Plus Groups*

(Katz, D.L. and Firoozabadi., 1978)

Carbon Number	boiling Range (°C)	“average” boiling Point (°C)	Density (g/cm³)	Molecular Weight
C6	36.5–69.2	63.9	0.685	84
C7	69.2–98.9	91.9	0.722	96
C8	98.9–126.1	116.7	0.745	107
C9	126.1–151.3	142.2	0.764	121
C10	151.3–174.6	165.8	0.778	134
C11	174.6–196.4	187.2	0.789	147
C12	196.4–216.8	208.3	0.800	161
C13	216.8–235.9	227.2	0.811	175
C14	235.9–253.9	246.4	0.822	190
C15	253.9–271.1	266	0.832	206
C16	271.1–287.3	283	0.839	222
C17	287–303	300	0.847	237
C18	303–317	313	0.852	251
C19	317–331	325	0.857	263
C20	331–344	338	0.862	275
C21	344–357	351	0.867	291
C22	357–369	363	0.872	305
C23	369–381	375	0.877	318
C24	381–392	386	0.881	331
C25	392–402	397	0.885	345
C26	402–413	408	0.889	359
C27	413–423	419	0.893	374
C28	423–432	429	0.896	388
C29	432–441	438	0.899	402
C30	441–450	446	0.902	416
C31	450–459	455	0.906	430
C32	459–468	463	0.909	444
C33	468–476	471	0.912	458
C34	476–483	478	0.914	472
C35	483–491	486	0.917	486
C36	—	493	0.919	500
C37	—	500	0.922	514
C38	—	508	0.924	528
C39	—	515	0.926	542

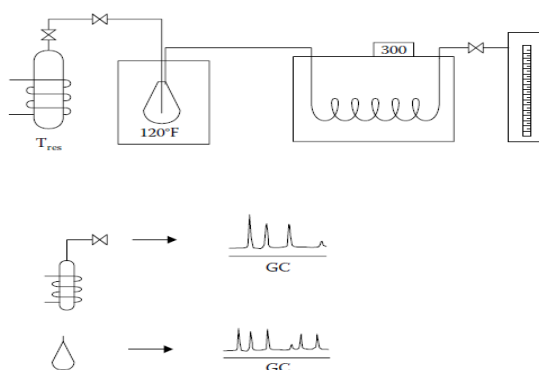
Tabel 3.8. (Lanjutan)*Generalized Properties of Petroleum Hexane Plus Groups*

(Katz, D.L. and Firoozabadi., 1978)

Carbon Number	boiling Range (°C)	“average” boiling Point (°C)	Density (g/cm ³)	Molecular Weight
C40	—	522	0.928	556
C41	—	528	0.930	570
C42	—	534	0.931	584
C43	—	540	0.933	598
C44	—	547	0.935	612
C45	—	553	0.937	626

3.7.1.2.2 Kolom

Kolom GC berisi fase diam dimana gas pembawa (carrier) terus bergerak supaya terjadi pemisahan. Jika fluidanya cair, digunakan kolom kapiler, yang terbuat dari silika yang diikat dengan fase cair. Jika fluidanya adalah gas, digunakan rangkaian tiga kolom berurutan yang packingnya berbeda - satu terbuat dari polimer berpori, yang berikutnya dengan saringan molekuler, dan terakhir satu lagi dengan fase cair (kapiler). GC menggunakan tiga kolom untuk mengidentifikasi dengan jelas semua komponen yang dielusi.

**Gambar 3.13***Spike Flash Apparatus.*

(Pedersen dkk., 2015)

3.7.1.2.3 Detektor

Setelah pemisahan komponen dilakukan dalam kolom, gas pembawa

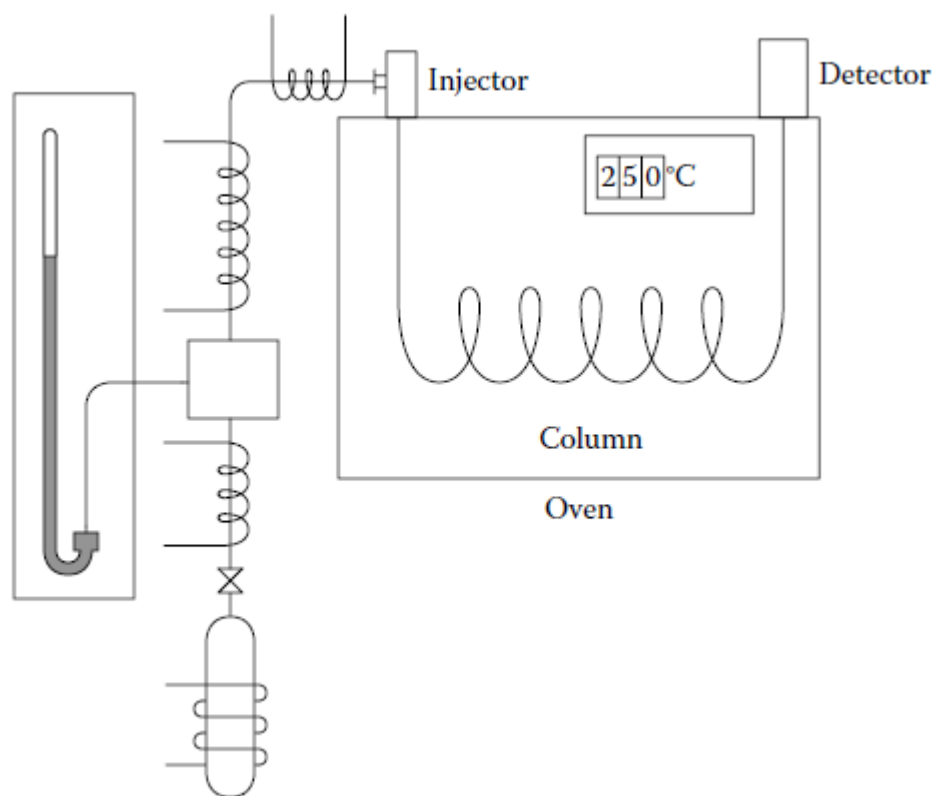
mengalir ke detektor, yang menghasilkan sinyal listrik sebanding dengan jumlah atau konsentrasi komponen dalam sampel. Untuk kromatogram liquid digunakan detektor ionisasi nyala (*flame ionization detector*), sedangkan untuk sampel gas digunakan detektor konduktivitas termal (*thermal conductivity detector*) dengan detektor ionisasi nyala. Karena setiap komponen dalam sampel terelusi pada suhu tertentu, injektor sampel, kolom, dan detektor ditempatkan dalam lingkungan yang suhunya dikontrol (oven).

3.7.1.2.4 Analisa GC

Analisis GC mendapatkan komposisi persen berat. Contoh analisis fase gas secara rinci ditunjukkan pada Tabel 3.9 (Osjord dan Malthe-Sørenssen 1983). Komposisi GC yang dilaporkan oleh laboratorium PVT komersial tidak begitu rinci. Analisis komposisi standar akan membedakan antara iso dan normal C₄, serta iso dan normal C₅, sedangkan hidrokarbon yang lebih berat dikelompokkan ke dalam fraksi bilangan karbon. Kolom terakhir pada Tabel 3.9 menunjukkan komponen atau nomor karbon yang ditetapkan untuk setiap komponen dalam analisis standar. Terlihat beberapa komponen, misalnya benzena, tidak diklasifikasikan berdasarkan nomor karbonnya. Molekul benzena mengandung enam atom karbon, namun karena titik didih benzena berada pada potongan C₇ (lihat Tabel 3.1 dan Tabel 3.8), benzena diklasifikasikan sebagai komponen C₇. Pada Tabel 3.10, komposisi berat Tabel 3.9 diubah menjadi komposisi molar dan komponen-komponennya dikelompokkan menjadi fraksi bilangan karbon. Fraksi mol, z_i , komponen i dalam komponen campuran N dihitung:

$$Z_i = \frac{\frac{w_i}{M_i}}{\sum_{j=1}^N \frac{w_j}{M_j}} \quad (3.2)$$

dimana w adalah fraksi berat, M untuk berat molekul, dan i dan j adalah indeks komponen.



Gambar 3.14

Sketsa Gas Chromatography
(Pedersen dkk., 2015)

Analisis komponen lengkap dapat dilakukan untuk fraksi sampai sekitar C₉. Analisis fase cair untuk fraksi C₂-C₉ ditunjukkan pada Tabel 3.11 (Osjord dkk. 1985). Komposisi pada Tabel 3.12 telah dikelompokkan ke dalam fraksi bilangan karbon dan komposisi molar dihitung menggunakan Persamaan 3.2.

Tabel 3.13 menunjukkan analisis GC yang khas seperti yang dilaporkan dari laboratorium PVT komersial. Sebagian besar, namun tidak semua komponen yang diidentifikasi ke C₉, dan satu komponen C₁₀ yang ditentukan. Dari C₁₁ hingga C₃₅, semua komponen dikelompokkan menjadi fraksi bilangan karbon sesuai dengan rentang titik didih pada Tabel 3.8. Fraksi terakhir adalah C₃₆₊ yang mengandung C₃₆ dan komponen yang lebih berat.

Untuk menghitung komposisi % mol dari komposisi % berat yang diukur menggunakan Persamaan 3.2, diperlukan berat molekul untuk setiap komponen. GC

adalah teknik nonpreparatif yang tidak memungkinkan berat molekul fraksi nomor karbon individual ditentukan secara kuantitatif. Karena tidak ada identifikasi komponen yang dilakukan untuk fraksi di atas C₉, teknik GC tidak memberikan informasi tentang berat molekul fraksi yang lebih berat. Laboratorium PVT akan mengukur berat molekul rata-rata, M_{oil}, minyak stabil mulai dari flash hingga tekanan atmosfer (Gambar 3.12). Berat molekul, M₊, dari fraksi plus dapat dihitung sebagai:

$$M = \frac{M_{oil} w_+}{1 - M_{oil} \sum_{i=1}^{N-1} \frac{w_i}{M_i}} \quad (3.3)$$

dimana w_i adalah persentase bobot fraksi i dan w₊ adalah persentase bobot fraksi plus. M_i adalah berat molekul fraksi i. C₇₊, berat molekul pada Tabel 3.13 telah dihitung menggunakan Persamaan 3.3. Biasanya untuk laboratorium PVT melaporkan berat molekul sampai C₃₆₊. Ini dihitung menggunakan berat molekul pada Tabel 3.8. Massa jenis, ρ₊, dari fraksi plus dihitung menggunakan rumus :

$$\rho_+ = \frac{\rho_{oil} w_+}{1 - \rho_{oil} \sum_{i=1}^{N-1} \frac{w_i}{\rho_i}} \quad (3.4)$$

dimana ρ_{oil} adalah densitas minyak stabil dan ρ_i adalah densitas cairan komponen (atau fraksi) i pada kondisi standar. Massa jenis cairan standar digunakan untuk komponen yang berbentuk gas pada kondisi standar. Ketika kepadatan C₃₆₊ dilaporkan untuk komposisi GC, kepadatan yang diasumsikan untuk C₇-C₃₅ dalam banyak kasus adalah seperti pada Tabel 3.8. Hal ini sangat disayangkan karena densitas actual fraksi C₇-C₃₅ pada sebagian besar fluida reservoir akan lebih tinggi dibandingkan densitas pada Tabel 3.8. Mengasumsikan kepadatan C₇-C₃₅ yang terlalu rendah akan menghasilkan kepadatan C₃₆₊ yang dilaporkan tinggi secara *unphysically*. GS kapiler suhu tinggi adalah teknik yang memungkinkan analisis komposisi sampel minyak hingga sekitar C₈₀₊ (Curvers dan van den Engel 1989).

Tabel 3.9.*Composition of Gas Sample Determined from Gas Chromatographic analysis*

(Osjord, E.H. and Malthe-Sørenssen, D., 1983)

Component	Formula	Weight%	M (g/mol)	TB (°C)	Fraction
Nitrogen	N ₂	1.6542	28.013	195.8	N ₂
Carbon dioxide	CO ₂	2.3040	44.010	-78.5	CO ₂
Methane	CH ₄	60.5818	16.043	161.5	C ₁
Ethane	C ₂ H ₆	15.5326	30.070	-88.5	C ₂
Propane	C ₃ H ₈	12.3819	44.097	-42.1	C ₃
Isobutane	C ₄ H ₁₀	2.0616	58.124	-11.9	iC ₄
<i>n</i> -Butane	C ₄ H ₁₀	3.2129	58.124	-0.5	nC ₄
2,2-Dimethylpropane	C ₅ H ₁₂	0.0074	72.151	9.5	iC ₅
2-Methylbutane	C ₅ H ₁₂	0.7677	72.151	27.9	iC ₅
<i>n</i> -Pentane	C ₅ H ₁₂	0.6601	72.151	36.1	nC ₅
Cyclopentane	C ₅ H ₁₀	0.0395	70.135	49.3	C ₆
2,2-Dimethylbutane	C ₆ H ₁₄	0.0059	86.178	49.8	C ₆
2,3-Dimethylbutane	C ₆ H ₁₄	0.0212	86.178	58.1	C ₆
2-Methylpentane	C ₆ H ₁₄	0.1404	86.178	60.3	C ₆
3-Methylpentane	C ₆ H ₁₄	0.0603	86.178	63.3	C ₆
<i>n</i> -Hexane	C ₆ H ₁₄	0.1302	86.178	68.8	C ₆
Methylcyclopentane	C ₆ H ₁₂	0.0684	84.162	71.9	C ₇
2,2-Dimethylpentane	C ₇ H ₁₆	0.0001	100.205	79.3	C ₇
Benzene	C ₆ H ₆	0.0648	78.114	80.2	C ₇
3,3-Dimethylpentane	C ₇ H ₁₆	0.0005	100.205	80.6	C ₇
Cyclohexane	C ₆ H ₁₂	0.0624	82.146	83.0	C ₇
3,3-Dimethylpentane	C ₇ H ₁₆	0.0005	100.205	86.1	C ₇
1,1-Dimethylcyclopentane	C ₇ H ₁₄	0.0025	98.189	87.9	C ₇
2,3-Dimethylpentane	C ₇ H ₁₆	0.0045	100.205	89.8	C ₇
2-Methylhexane	C ₇ H ₁₆	0.0145	100.205	90.1	C ₇
3-Methylhexane	C ₇ H ₁₆	0.0125	100.205	91.9	C ₇
1, <i>cis</i> -3-Dimethylcyclopentane	C ₇ H ₁₄	0.0060	98.189	—	C ₇
1- <i>trans</i> -3-Dimethylcyclopentane	C ₇ H ₁₄	0.0060	98.189	—	C ₇

Tabel 3.9. (Lanjutan)*Composition of Gas Sample Determined from Gas Chromatographic analysis*

(Osjord, E.H. and Malthe-Sørenssen, D., 1983)

Component	Formula	Weight%	M (g/mol)	TB (°C)	Fraction
1- <i>trans</i> -2-Dimethylcyclopentane	C7H14	0.0094	98.189	91.9	C7
<i>n</i> -Heptane	C7H16	0.0290	100.205	98.5	C7
Methylcyclohexane	C7H14	0.0565	98.189	101.0	C8
Ethylcyclopentane	C7H14	0.0035	98.189	103.5	C8
1- <i>trans</i> -2, <i>cis</i> -4-Tri-methylcyclopentane	C8H16	0.0004	112.216	—	C8
1- <i>trans</i> -2, <i>cis</i> -3-Tri-methylcyclopentane	C8H16	0.0002	112.216	—	C8
Toluene	C7H8	0.0436	92.141	110.7	C8
2-Methylheptane	C8H18	0.0039	114.232	117.7	C8
3-Methylheptane	C8H18	0.0025	114.232	119.0	C8
1- <i>trans</i> -4-Dimethylcyclohexane	C8H16	0.0022	112.216	119.4	C8
1- <i>cis</i> -3-Dimethylcyclohexane	C8H16	0.0044	112.216	123.5	C8
<i>n</i> -Octane	C8H18	0.0099	114.232	125.7	C8
<i>m</i> + <i>p</i> -Xylene	C8H10	0.0029	106.168	138.8	C9
<i>o</i> -Xylene	C8H10	0.0029	106.168	144.5	C9
<i>n</i> -Nonane	C9H20	0.0137	128.259	150.9	C9
Unidentified decanes	(C10H22)	0.0081	(142.286)	(174.2)	(C10)

*Note: M stands for molecular weight and TB***Tabel 3.10***Molar Composition of Gas Sample in Table 3.9 with Individual C5+ Components**Grouped into Carbon Number Fractions*

(Pedersen dkk., 2015)

Component/Fraction	Mol% Percentage
N2	1.229

Tabel 3.10 (Lanjutan)*Molar Composition of Gas Sample in Table 3.9 with Individual C5+ Components**Grouped into Carbon Number Fractions**(Pedersen dkk., 2015)*

Component/Fraction	Mol% Percentage
CO2	1.090
C1	78.588
C2	10.75
C3	5.844
iC4	0.738
nC4	1.150
iC5	0.224
nC5	0.190
C6	0.098
C7	0.068
C8	0.027
C9	0.003
C10	0.001

Tabel 3.11.*Gas Chromatographic Analysis of Liquid Sample**(Osjord, E.H., et al, 1985)*

Component	Weight%	Molecular Weight (g/mol)	Liquid Density (g/cm3)	Fraction
C2	0.007	30.070	0.3580	C2
C3	0.072	44.097	0.5076	C3
iC4	0.051	58.124	0.5633	iC4

Tabel 3.11. (Lanjutan)
Gas Chromatographic Analysis of Liquid Sample
(Osjord, E.H., et al, 1985)

Component	Weight%	Molecular Weight (g/mol)	Liquid Density (g/cm³)	Fraction
nC4	0.189	58.124	0.5847	nC4
iC5	0.188	72.151	0.6246	iC5
nC5	0.285	72.151	0.6309	nC5
2,2-DM-C4	0.012	86.178	0.6539	C6
Cy-C5	0.052	70.135	0.7502	C6
2,3-DM-C4	0.028	86.178	0.6662	C6
2-M-C5	0.165	86.178	0.6577	C6
3-M-C5	0.102	86.178	0.6688	C6
nC6	0.341	86.178	0.6638	C6
M-Cy-C5	0.231	84.162	0.7534	C7
2,4-DM-C5	0.015	100.205	0.6771	C7
Benzene	0.355	78.114	0.8842	C7
Cy-C6	0.483	84.162	0.7831	C7
1,1-DM-Cy-C5	0.116	98.189	0.7590	C7
3-M-C6	0.122	100.205	0.6915	C7
1-trans-3-DM-Cy-C5	0.052	98.189	0.7532	C7
1-trans-2-DM-Cy-C5	0.048	98.189	0.7559	C7
nC7	0.405	100.205	0.6880	C7
Unspecified C7	0.171	100.205	0.6800	C7
M-Cy-C6	0.918	98.189	0.7737	C8
1,1,3-TM-Cy-C5	0.027	112.216	0.7526	C8
2,2,3-TM-Cy-C5	0.042	114.232	0.7200	C8
2,5-DM-C6	0.018	114.232	0.6977	C8
3,3-DM-C6	0.026	114.232	0.7141	C8
1-trans-2-cis-3-TM-Cy-C5	0.025	112.216	0.7579	C8
Toluene	0.958	92.143	0.8714	C8

Tabel 3.11. (Lanjutan)
Gas Chromatographic Analysis of Liquid Sample
(Osjord, E.H., et al, 1985)

Component	Weight%	Molecular Weight (g/mol)	Liquid Density (g/cm³)	Fraction
2,3-DM-C6	0.033	114.232	0.7163	C8
2-M-C7	0.137	114.232	0.7019	C8
3-M-C7	0.094	114.232	0.7099	C8
1- <i>cis</i> -3-DM-Cy-C6	0.190	112.216	0.7701	C8
1- <i>trans</i> -4-DM-Cy-C6	0.072	112.216	0.7668	C8
Unspecified naphthene	0.028	112.216	0.7700	C8
Unspecified naphthene	0.013	112.216	0.7700	C8
Unspecified naphthene	0.011	112.216	0.7700	C8
DM-Cy-C6	0.031	112.216	0.7700	C8
1- <i>trans</i> -2-DM-Cy-C6	0.089	112.216	0.7799	C8
nC8	0.434	114.232	0.7065	C8
Unspecified C8	0.086	114.232	0.7000	C8
Unspecified naphthene	0.047	126.243	0.7900	C9
2,2-DM-C7	0.009	128.259	0.7144	C9
2,4-DM-C7	0.017	128.259	0.7192	C9
1- <i>cis</i> -2-DM-Cy-C6	0.024	112.216	0.8003	C9
E-Cy-C6 + 1,1,3-TM-Cy-C6	0.281	118.000	0.7900	C9
Unspecified naphthene	0.047	126.243	0.7900	C9
3,5-DM-C7	0.017	128.259	0.7262	C9
2,5-DM-C7	0.003	128.259	0.7208	C9
Ethyl benzene	0.114	106.168	0.8714	C9
Unspecified naphthene	0.027	126.243	0.7900	C9
<i>m</i> - + <i>p</i> -Xylene	0.697	106.168	0.8683	C9

Tabel 3.11. (Lanjutan)*Gas Chromatographic Analysis of Liquid Sample*

(Osjord, E.H., et al, 1985)

Component	Weight%	Molecular Weight (g/mol)	Liquid Density (g/cm³)	Fraction
4-M-C8	0.020	128.259	0.7242	C9
2-M-C8	0.054	128.259	0.7173	C9
Unspecified naphthene	0.009	126.243	0.7900	C9
Unspecified naphthene	0.082	126.243	0.7900	C9
Unspecified naphthene	0.007	126.243	0.7900	C9
<i>Ortho</i> -Xylene	0.230	106.168	0.8844	C9
3-M-C8	0.023	128.259	0.7242	C9
1-M, 3-E-Cy-C6	0.078	126.243	0.8000	C9
1-M, 4-E-Cy-C6	0.034	126.243	0.7900	C9
Unspecified naphthene	0.006	126.243	0.7900	C9
Unspecified naphthene	0.004	126.243	0.7900	C9
nC9	0.471	128.259	0.7214	C9
Unspecified C9	0.124	128.259	0.7200	C9
C10+	90.853	—	—	C10+

*Note: The liquid density is at 1.01 bar and 15°C.***Tabel 3.12.***Liquid Phase Analysis of Table 3.10 Grouped into carbon Number**Fraction and Recalculated to Molar Composition*

(Pedersen dkk., 2015)

Component	Weight%	Mol%	Molecular Weight
C2	0.007	0.058	30.1
C3	0.072	0.410	44.1

Tabel 3.12. (Lanjutan)

*Liquid Phase Analysis of Table 3.10 Grouped into carbon Number
Fraction and Recalculated to Molar Composition*

(Pedersen dkk., 2015)

Component	Weight%	Mol%	Molecular Weight
iC4	0.051	0.220	58.1
nC4	0.189	0.817	58.1
iC5	0.188	0.654	72.2
nC5	0.285	0.992	72.2
C6	0.706	2.074	84.7
C7	1.998	5.611	89.4
C8	3.232	7.958	102.0
C9	2.425	5.237	116.3
C10+	90.853	75.969	^a 300.3

a from true boiling point distillation.

Tabel 3.13

*Typical Gas Chromatography Analysis to C36+. The C7+ Molecular
Weight is 276 and the C7+ Density 0.8651 g/cm³*

(Pedersen dkk., 2015)

Formula	Component	Weight%	Mol%
N2	Nitrogen	0.080	0.338
CO2	Carbon dioxide	0.210	0.565
C1	Methane	4.715	34.788
C2	Ethane	2.042	8.039
C3	Propane	2.453	6.583
iC4	<i>i</i> -Butane	0.601	1.223
nC4	<i>n</i> -Butane	1.852	3.771
C5	Neo-pentane	0.001	0.002
iC5	<i>i</i> -Pentane	0.991	1.626

Tabel 3.13. (Lanjutan)*Typical Gas Chromatography Analysis to C36+. The C7+ Molecular**Weight is 276 and the C7+ Density 0.8651 g/cm³**(Pedersen dkk., 2015)*

Formula	Component	Weight%	Mol%
C6	Hexanes	2.433	3.341
	M-C-Pentane	0.310	0.436
	Benzene	0.070	0.106
	Cyclohexane	0.240	0.338
C7	Heptane	2.142	2.641
	M-C-Hexane	0.380	0.459
	Toluene	0.280	0.360
C8	Octanes	2.433	2.691
	E-Benzene	0.190	0.212
	<i>m/p</i> -Xylene	0.390	0.435
	<i>o</i> -Xylene	0.190	0.212
C9	Nonane	2.353	2.301
	1,2,4-TMB	0.230	0.227
C10	Decane	2.843	2.511
C11	Undecane	2.793	2.249
C12	Dodecane	2.573	1.891
C13	Tridecane	2.513	1.700
C14	Tetradecane	2.312	1.441
C15	Pentadecane	2.322	1.334
C16	Hexadecane	2.212	1.180
C17	Heptadecane	2.032	1.015
C18	Octadecane	1.962	0.925
C19	Nonadecane	1.992	0.897
C20	Eicosane	1.812	0.780
C21	Heneicosane	1.722	0.700
C22	Docosane	1.662	0.645
C23	Tricosane	1.552	0.578
C24	Tetracosane	1.472	0.526
C25	Pentacosane	1.401	0.481
C26	Hexacosane	1.321	0.436

Tabel 3.13. (Lanjutan)*Typical Gas Chromatography Analysis to C36+. The C7+ Molecular**Weight is 276 and the C7+ Density 0.8651 g/cm³**(Pedersen dkk., 2015)*

Formula	Component	Weight%	Mol%
C27	Heptacosane	1.281	0.406
C28	Octacosane	1.261	0.385
C29	Nonacosane	1.241	0.365
C30	triacontane	1.221	0.348
C31	Hentriacontane	1.221	0.336
C32	Dotriacontane	1.131	0.302
C33	Tritriacontane	1.091	0.282
C34	Tetratriacontane	1.031	0.259
C35	Pentatriacontane	1.021	0.249
C36+	Hexatriacontane plus	29.074	4.885

3.8 Persamaan Keadaan

Mayoritas perhitungan hubungan tekanan-volume-suhu (PVT) yang dilakukan untuk campuran minyak dan gas didasarkan pada persamaan keadaan kubik. Persamaan kubik sudah ada sejak lebih dari 100 tahun yang lalu sejak persamaan van der Waals yang terkenal (van der Waals 1873). Persamaan yang paling umum digunakan dalam industri perminyakan saat ini mirip dengan persamaan van der Waals, namun butuh waktu hampir satu abad bagi industri perminyakan untuk menerima persamaan jenis ini sebagai alat teknik yang berharga. Persamaan kubik keadaan pertama yang digunakan secara luas adalah persamaan yang dikemukakan oleh Redlich dan Kwong (1949). Soave (1972) dan Peng dan Robinson (1976 dan 1978) mengembangkan lebih lanjut persamaan ini pada tahun 1970an. Pada tahun 1982, Peneloux dkk. (1982) menyajikan konsep pergeseran volume yang meningkatkan prediksi kepadatan cairan dari dua persamaan sebelumnya. Teknologi computer memungkinkan dalam hitungan detik untuk melakukan jutaan kesetimbangan fasa multikomponen dan perhitungan sifat fisik

dengan persamaan keadaan sebagai dasar termodinamika

3.8.1 Persamaan Van Der Waals

Saat menurunkan persamaan keadaan kubik yang pertama, van der Waals menggunakan perilaku fase komponen murni sebagai titik awal. Gambar 3.15 menunjukkan secara skematis kurva tekanan (P) versus volume molar (V) untuk komponen murni pada berbagai temperatur. Pada suhu jauh di atas suhu kritis (T, pada Gambar 3.15), kurva tekanan-volume (PV) menunjukkan bentuk hiperbolik yang menunjukkan bahwa tekanan berbanding terbalik dengan volume molar. Perilaku ini diketahui dari hukum gas ideal:

$$P = \frac{RT}{V} \quad (3.5)$$

di mana R sama dengan konstanta gas dan T adalah suhu absolut. Volume molar suatu komponen yang berperilaku seperti gas ideal juga pada tekanan tinggi akan mendekati nol secara *asymptotical* untuk tekanan yang menuju tak terhingga. Seperti terlihat pada Gambar 3.15, kenyataannya tidak demikian. Dengan meningkatnya tekanan, volume molar mendekati nilai batas, yang oleh van der Waals disebut b. Penataan ulang Persamaan 3.15 menjadi

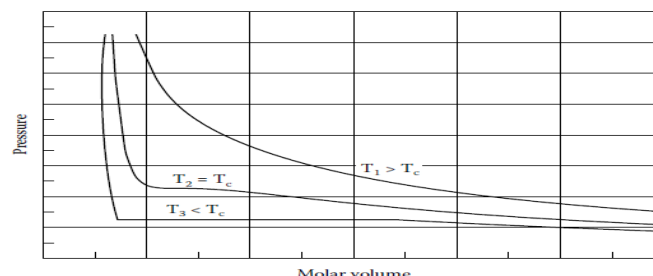
$$V = \frac{RT}{P} \quad (3.6)$$

menunjukkan bahwa parameter b harus dimasukkan persamaan sebagai berikut:

$$V = \frac{RT}{P} + b \quad (3.7)$$

yang akan memberikan ekspresi sebagai berikut untuk P:

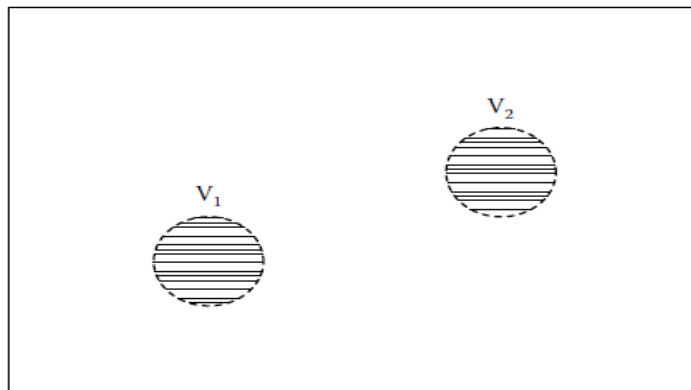
$$P = \frac{RT}{V-b} \quad (3.8)$$



Gambar 3.15

Kurva *Pressure – Volume* Untuk Komponen Murni.

(Pedersen dkk., 2015)



Gambar 3.16

Interaksi Antara Dua *Volume Elements* di Dalam Wadah yang Diisi Dengan Gas.

(Pedersen dkk., 2015)

Pada suhu di bawah suhu kritis (T_3 pada Gambar 3.15), transisi fase uap ke cair dapat terjadi. Pertimbangkan komponen pada suhu T_3 , awalnya pada tekanan rendah dan dalam bentuk uap. Dengan memperkecil volume sambil mempertahankan suhu konstan T_3 , tekanan akan meningkat dan pada tahap tertentu fase cair akan mulai terbentuk yang menunjukkan bahwa tekanan titik embun telah tercapai. Penurunan volume lebih lanjut akan terjadi pada tekanan konstan sampai semua uap berubah menjadi cair. Karena zat cair hampir tidak dapat dimampatkan, pengurangan volume lebih lanjut akan dikaitkan dengan peningkatan tekanan yang tajam, seperti yang juga diilustrasikan pada Gambar 3.15. Fakta bahwa suatu zat dapat mengalami transisi dari bentuk gas dengan jarak molekul-molekulnya berjauhan ke bentuk cair dengan jarak molekul-molekulnya lebih berdekatan menunjukkan adanya gaya tarik menarik yang bekerja di antara molekul-molekul tersebut. Gaya tarik-menarik ini tidak diperhitungkan dalam Persamaan 3.8, sehingga tidak mampu menggambarkan transisi fasa uap-ke-cair.

Gambar 3.16 menunjukkan sebuah wadah berisi gas. Dua unsur bervolume kecil, v_1 dan v_2 , awalnya masing-masing mengandung satu molekul. Misalkan gaya antara dua elemen volume adalah f . Jika molekul lain ditambahkan ke v_2 sehingga satu molekul tetap berada di v_1 , gaya yang bekerja antara kedua unsur adalah $2f$. Penambahan molekul ketiga pada v_2 akan meningkatkan gaya menjadi $3f$, dan

seterusnya. Oleh karena itu, gaya tarik menarik antara dua unsur volume sebanding dengan c_2 , yaitu konsentrasi molekul dalam v_2 . Jika molekul kedua, ketiga, dan seterusnya ditambahkan ke v_1 , sehingga jumlah molekul dalam v_2 tetap konstan maka gayanya akan berlipat ganda, tiga kali lipat, dan seterusnya. Oleh karena itu gaya juga sebanding dengan c_1 , konsentrasi molekul dalam v_1 . Jadi, gaya yang bekerja antara dua elemen volume sebanding dengan $c_1 \times c_2$. Pada kenyataannya konsentrasi gas di semua tempat sama, yaitu $c = c_1 = c_2$, dimana c adalah konsentrasi molekul dalam wadah. Konsentrasi c berbanding terbalik dengan volume molar, V , yang berarti bahwa gaya tarik menarik sebanding dengan $1/V^2$. Berdasarkan pertimbangan tersebut, van der Waals menemukan berupa konstanta $1/V^2$ yang menghasilkan:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V^2} \quad (3.9)$$

yang merupakan bentuk akhir dari persamaan van der Waals. Konstanta a dan b adalah persamaan parameter keadaan, yang nilainya diperoleh dengan mengevaluasi kurva PV untuk suhu kritis. Kurva ini disebut juga isoterm kritis. Seperti diilustrasikan pada Gambar 3.15, kurva ini memiliki titik belok tepat pada titik kritisnya, yang berarti

$$\left(\frac{\partial P}{\partial V}\right)_{T=T_c, P=P_c} = \left(\frac{\partial^2 P}{\partial V^2}\right)_{T=T_c, P=P_c} = 0 \quad (3.10)$$

Pada titik kritis, V sama dengan volume kritis molar V_c , yang berhubungan dengan T_c dan P_c melalui Persamaan 3.9 dan 3.10. Sebanyak lima konstanta (T_c , P_c , V_c , a , dan b) dimasukkan ke dalam Persamaan 3.9 dan 3.10 (total tiga persamaan). Satu persamaan digunakan untuk menghilangkan V_c . Dua persamaan sisanya disusun ulang untuk menghasilkan ekspresi berikut untuk a dan b :

$$a = \frac{27R^2T_c^2}{64P_c} \quad (3.11)$$

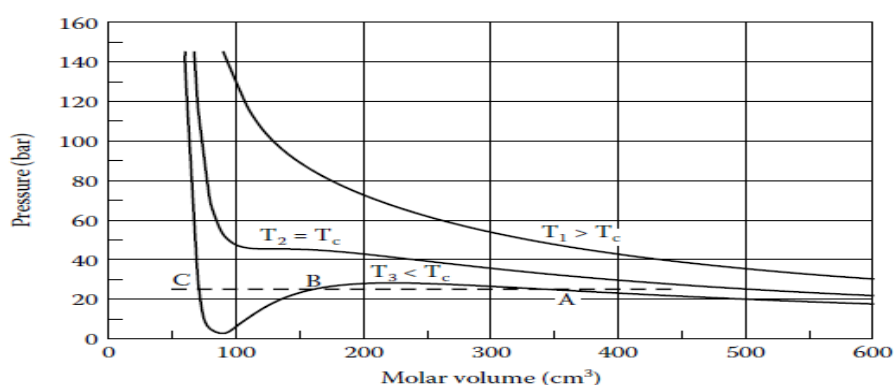
$$b = \frac{RT_c}{8P_c} \quad (3.12)$$

Persamaan 3.9 dapat digunakan untuk zat murni apa pun yang diketahui T_c dan P_c . Dengan mengatur ulang persamaan menjadi

$$V^3 - \left(b + \frac{RT}{P}\right)V^2 + \frac{a}{P}V - \frac{ab}{P} = 0 \quad (3.13)$$

terlihat persamaan van der Waals berbentuk kubik dalam V , yang menjelaskan mengapa persamaan van der Waals dan persamaan terkait disebut kubik. Gambar 3.17 menunjukkan kurva PV untuk metana yang dihitung menggunakan persamaan van der Waals. Pada suhu $T_1 > T_c$ dan $T_2 = T_c$, kurva secara kualitatif sesuai dengan pengamatan eksperimental seperti yang digambarkan pada Gambar 3.15. Pada $T_3 < T_c$, transisi fasa uap-ke-cair tidak seperti pada Gambar 3.15 yang diwakili oleh garis konstan di P . Mulai dari sisi volume tinggi (uap), kurva PV memotong kurva tekanan uap percobaan di titik A setelah itu melewati maksimum, melintasi garis tekanan uap untuk kedua kalinya di titik B, melewati minimum, dan akhirnya melintasi garis tekanan uap untuk ketiga kalinya di titik C. Volume molar di titik A sama dengan fase uap volume molar pada titik jenuh. Volume molar di titik C sama dengan volume molar fase cair pada titik jenuh. Volume molar di titik B tidak mempunyai arti penting secara fisik, dan seluruh bagian kurva PV antara A dan C dapat diabaikan. Oleh karena itu, persamaan van der Waals terlihat menggambarkan secara kualitatif perilaku fasa komponen murni pada suhu di atas, sama dengan, dan di bawah suhu kritis.

Perkembangan selanjutnya dari persamaan keadaan kubik terutama berfungsi untuk meningkatkan prediksi kuantitatif baik tekanan uap atau sifat fasa. Selain itu, banyak upaya telah dilakukan untuk memperluas penerapan persamaan keadaan kubik dari komponen murni ke campuran.



Gambar 3.17

Kurva *pressure-volume methane* pada $T_1=248\text{ K}$ ($>T_c$), $T_2=190.6\text{ K}$ ($=T_c$), dan $T_3=162\text{ K}$ ($<T_c$) dihitung menggunakan persamaan van der Waals. Garis putus-putus menunjukkan letak tekanan uap pada $T=T_3$. (Pedersen dkk., 2015)

3.8.2 Persamaan Redlich-Kwong

Persamaan Redlich dan Kwong (1949), oleh banyak orang, dianggap sebagai persamaan keadaan modern pertama dan berbentuk

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{\sqrt{TV(V+b)}} \quad (3.14)$$

Dengan membandingkan persamaan ini dengan persamaan van der Waals (Persamaan 3.9), terlihat bahwa suku atraktif memiliki ketergantungan suhu yang lebih rumit. Modifikasi suhu ini berfungsi untuk meningkatkan prediksi tekanan uap. Untuk meningkatkan prediksi volume molar fasa cair, suku V^2 pada penyebut suku atraktif dalam persamaan van der Waals, dalam persamaan Redlich-Kwong, telah diganti dengan $V(V + b)$. Parameter a dan b ditemukan dengan menerapkan kriteria titik kritis yang dinyatakan dalam Persamaan 3.10. Hal ini mengarah pada ekspresi berikut:

$$a = \frac{0.42748R^2T_c^{2.5}}{P_c} \quad (3.15)$$

$$b = \frac{0.08664RT_c}{P_c} \quad (3.16)$$

Untuk campuran komponen-N, parameter a dan b pada Persamaan 3.14 ditentukan dengan menggunakan aturan pencampuran berikut:

$$a = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N z_i z_j a_{ij} \quad (3.17)$$

$$b = \sum_{i=1}^N z_i b_i \quad (3.18)$$

dimana z_i , dan z_j , berturut-turut adalah fraksi mol komponen i dan j . Suku b_i adalah parameter b dari komponen i yang diperoleh dari Persamaan 3.16. Suku a_{ij} ditentukan dari:

$$a_{ij} = \frac{0.42748R^2T_{cij}^{2.5}}{P_{cij}} \quad (3.19)$$

yang sesuai dengan Persamaan 3.15, namun T dan P dari komponen murni, dalam Persamaan 3.19, digantikan oleh suku silang T_{cij} dan P_{cij} . T_{cij} berkaitan dengan suhu kritis komponen murni T_{ci} dan T_{cj} komponen i dan j sebagai berikut:

$$T_{cij} = \sqrt{T_{ci}T_{cj}}(1 - k_{ij}) \quad (3.20)$$

Dalam ekspresi ini, k_{ij} , adalah parameter interaksi biner untuk komponen i

dan j. Untuk dua komponen yang identik, k_{ij} menurut definisinya adalah nol. Untuk dua senyawa nonpolar yang berbeda, k_{ij} sama dengan atau mendekati nol. Untuk pasangan biner yang memiliki setidaknya satu komponen polar, k_{ij} s bukan nol sering kali sesuai. Dengan k_{ij} yang bukan nol, gaya tarik-menarik yang disimulasikan antara komponen i dan j akan berkurang dibandingkan dengan k_{ij} yang bernilai nol. Aturan pencampuran pada Persamaan 3.20 didasarkan pada pertimbangan mengenai energi Tarik menarik yang bekerja antara dua molekul atau dua benda. P_{cij} ditemukan dari:

$$P_{cij} = \frac{Z_{cij}RT_{cij}}{V_{cij}} \quad (3.21)$$

Di mana

$$Z_{cij} = \frac{Z_{ci} + Z_{cj}}{2} \quad (3.22)$$

Dan

$$V_{cij} = \left[\frac{\frac{1}{V_{ci}^3} + \frac{1}{V_{cj}^3}}{2} \right]^{-3} \quad (3.23)$$

Z_{ci} dan Z_{cj} adalah faktor kompresibilitas komponen i dan j pada titik kritis komponen murni. Aturan pencampuran yang digunakan untuk volume kritis didasarkan pada gagasan bahwa molekul komponen i dan j masing-masing mempunyai dimensi linier yang sebanding dengan akar pangkat tiga V_{ci} dan V_{cj} . Suku dalam tanda kurung pada Persamaan 3.23 sebanding dengan panjang linier rata-rata molekul i dan j.

3.8.3 Persamaan Soave-Redlich-Kwong

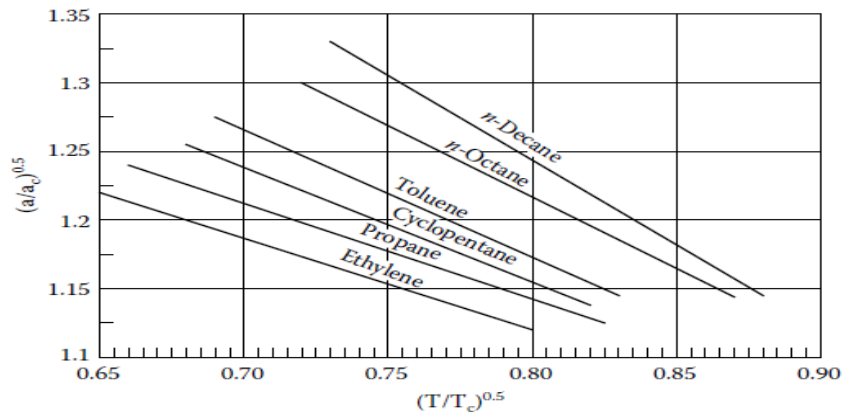
Soave (1972) menemukan tekanan uap komponen murni yang dihitung dari persamaan Redlich-Kwong (RK) agak tidak akurat. Dia menyarankan untuk mengganti suku $\frac{a}{\sqrt{T}}$ dalam persamaan RK dengan suku T yang lebih umum bergantung pada suhu, $a(T)$, sehingga menghasilkan persamaan keadaan dalam bentuk:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a(T)}{V(V+b)} \quad (3.24)$$

Persamaan ini biasa disebut dengan persamaan Soave-Redlich-Kwong atau

persamaan SRK saja. Soave memplot $\sqrt{\frac{a}{a_c}}$ versus $\sqrt{\frac{T}{T_c}}$ sejumlah hidrokarbon murni.

Istilah $\sqrt{\frac{a}{a_c}}$ ditentukan dari data tekanan uap. Jenis plot yang dibuat oleh



Gambar 3.18

Hubungan antara $\left(\frac{a}{a_c}\right)^{0.5}$ dan $\left(\frac{T}{T_c}\right)^{0.5}$ yang Diamati oleh Soave (1972).

(Pedersen dkk., 2015)

Soave menunjukkan secara skematis pada Gambar 3.18. Dia mengamati hubungan yang hampir linier yang menunjukkan bahwa ketergantungan linier harus dipilih untuk akar kuadrat dari rasio parameter a sebelumnya versus akar kuadrat dari penurunan suhu $T = T/T_c$. Soave mengusulkan ketergantungan suhu berikut:

$$a(T) = a_c \alpha(T) \quad (3.25)$$

$$a_c = \frac{0.42747R^2T_c^2}{P_c} \quad (3.26)$$

$$b = \frac{0.8664RT_c}{P_c} \quad (3.27)$$

$$\alpha(T) = \left[1 + m \left[1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}} \right] \right]^2 \quad (3.28)$$

$$m = 0.480 + 1.574\omega - 0.176\omega^2 \quad (3.29)$$

Pada Persamaan 3.29, ω adalah faktor asentris. Persamaan 3.25 dan 3.28 dapat digabungkan untuk menghasilkan:

$$\sqrt{\frac{a(T)}{a_c}} = (1 + m) - m \sqrt{\frac{T}{T_c}} \quad (3.30)$$

yang sesuai dengan pengamatan Soave dan menyatakan hubungan linier antara $\sqrt{\frac{a}{a_c}}$ dan $\sqrt{\frac{T}{T_c}}$

Koefisien dalam ekspresi m (Persamaan 3.29) ditentukan oleh data yang sesuai dengan data tekanan uap eksperimental untuk sembilan hidrokarbon murni.

Dengan ketergantungan suhu Soave, $\alpha(T) = 1$ pada suhu kritis, dimana $a(T)$ menjadi sama dengan a . Suku a dan b pada Persamaan 3.26 dan 3.27 diperoleh dengan menggunakan kriteria titik kritis yang dinyatakan pada Persamaan 3.10. Konstanta 0,42747 dan 0,08664 sering disebut sebagai Ω_a dan Ω_b .

Graboski dan Daubert (1978) menyesuaikan kembali ketiga koefisien pada Persamaan 3.29 menjadi 0.48508, 1.55171, dan -0.15613 berdasarkan data tekanan uap untuk lebih banyak komponen termasuk *aromatic* dan *iso-paraffin*, namun koefisien ini belum digunakan secara luas seperti yang diusulkan oleh Soave.

Mathias dan Copeman (1983) telah menyajikan ketergantungan suhu yang lebih fleksibel untuk α :

$$\alpha(T) = \left[1 + C_1(1 - \sqrt{T_r}) + C_2(1 - \sqrt{T_r})^2 + C_3(1 - \sqrt{T_r})^3 \right]^2 \quad T_r < 1 \quad (3.31)$$

$$\alpha(T) = \left[1 + C_1(1 - \sqrt{T_r}) \right]^2 \quad T_r \geq 1 \quad (3.32)$$

Terlihat bahwa ekspresi Mathias-Copeman tereduksi menjadi Persamaan 4.28 untuk $C_1 = m$ dan $C_2 = C_3 = 0$. Khashayar dan Moshfeghian (1998) telah menyajikan koefisien Mathias-Copeman untuk C_1 - C_4 , hidrokarbon untuk digunakan dengan persamaan SRK seperti yang ditunjukkan pada Tabel 3.14. Tabel 3.14 juga menunjukkan koefisien Mathias-Copeman untuk air dan metanol (Dahl dan Michelsen 1990). Secara umum, ketergantungan suhu Mathias dan Copeman lebih banyak digunakan untuk senyawa polar seperti air dan metanol dibandingkan dengan hidrokarbon.

Mengingat faktor kompresibilitas Z didefinisikan sebagai berikut:

$$Z = \frac{PV}{RT} \quad (3.32)$$

Persamaan 3.24 dapat ditulis ulang dalam bentuk

$$Z^3 - Z^2 + (A - B + B^2)Z - AB = 0 \quad (3.33)$$

dimana A dan B diberikan oleh ekspresi berikut:

$$A = \frac{a(T)P}{R^2T^2} \quad (3.34)$$

$$B = \frac{bP}{RT} \quad (3.35)$$

Tabel 3.14

Mathias and Copeman Coefficients (Equations 3.27 and 3.28) for use with the Soave-Redlich-Kwong Equation
(Pedersen dkk., 2015)

Component	C1	C2	C3	Reference
Methane	0.5857	- 0.7206	1.2899	Khashayar and Moshfeghian (1998)
Ethane	0.7178	- 0.7644	1.6396	Khashayar and Moshfeghian (1998)
Propane	0.7863	- 0.7459	1.8454	Khashayar and Moshfeghian (1998)
Iso-butane	0.8284	- 0.8285	2.3201	Khashayar and Moshfeghian (1998)
n-Butane	0.8787	- 0.9399	2.2666	Khashayar and Moshfeghian (1998)
Water	1.0873	- 0.6377	0.6345	Dahl and Michelsen (1990)
Methanol	1.4450	- 0.8150	0.2486	Dahl and Michelsen (1990)

Dengan persamaan SRK maka faktor kompresibilitas suatu komponen murni pada titik kritisnya akan selalu sama dengan 0,333.

Untuk campuran komponen N, Soave menyarankan untuk mencari a dan b dari

$$a = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N Z_i Z_j a_{ij} \quad (3.36)$$

$$b = \sum_{i=1}^N Z_i b_i \quad (3.37)$$

dimana z adalah fraksi mol, i dan j adalah indeks komponen, dan

$$a_{ij} = \sqrt{a_i a_j} (1 - k_{ij}) \quad (3.38)$$

Parameter k_{ij} adalah koefisien interaksi biner yang serupa dengan yang

dimasukkan ke dalam aturan pencampuran RK pada Persamaan 3.20. Contoh parameter interaksi biner yang direkomendasikan untuk persamaan SRK diberikan pada Tabel 3.15. Terlihat bahwa parameter interaksi antara N₂ dan CO₂ adalah negatif, yang menunjukkan bahwa gaya tarik-menarik antara N₂ dan CO₂ lebih tinggi daripada yang disimulasikan dengan parameter interaksi nol. Aturan pencampuran yang digunakan untuk b menyatakan bahwa volume molar komponen murni pada tekanan tinggi bersifat aditif.

Tabel 3.15

Nonzero binary Interaction Coefficients for Petroleum Reservoir Fluid Constituents for Use with the Soave–Redlich–Kwong Equation of State
(Pedersen dkk., 2015)

Component	N2	CO2	H2S
Soave–Redlich–Kwong			
N2	0.0000	-0.0315	0.1696
CO2	-0.0315	0.0000	0.0989
H2S	0.1696	0.0989	0.0000
C1	0.0278	0.1200	0.0800
C2	0.0407	0.1200	0.0852
C3	0.0763	0.1200	0.0885
iC4	0.0944	0.1200	0.0511
nC4	0.0700	0.1200	0.0600
iC5	0.0867	0.1200	0.0600
nC5	0.0878	0.1200	0.0689
C6	0.0800	0.1200	0.0500
C7+	0.0800	0.0100	0.0000
Peng–Robinson			
N2	0.0000	0.0170	0.1767
CO2	0.0170	0.0000	0.0974
H2S	0.1767	0.0974	0.0000
C1	0.0311	0.1200	0.0800
C2	0.0515	0.1200	0.0833

Tabel 3.15. (Lanjutan)

Nonzero binary Interaction Coefficients for Petroleum Reservoir Fluid Constituents for Use with the Soave–Redlich–Kwong Equation of State
(Pedersen dkk., 2015)

Component	N2	CO2	H2S
C3	0.0852	0.1200	0.0878
iC4	0.1033	0.1200	0.0474
nC4	0.0800	0.1200	0.0600
iC5	0.0922	0.1200	0.0600
nC5	0.1000	0.1200	0.0630
C6	0.0800	0.1200	0.0500
C7+	0.0800	0.0100	0.0000

3.8.4 Persamaan Peng-Robinson

Kepadatan fase cair yang diprediksi menggunakan persamaan SRK secara umum terlalu rendah. Peng dan Robinson (1976) menelusuri kekurangan ini pada fakta bahwa persamaan SRK memperkirakan faktor kompresibilitas kritis komponen murni adalah 0,333. Tabel 4.16 menyajikan faktor kompresibilitas kritis eksperimental untuk *n-paraffin* C₁-C₁₀. Faktor kompresibilitas kritis umumnya berkisar antara 0,25-0,29, yaitu agak lebih rendah dibandingkan yang disimulasikan menggunakan persamaan SRK. Peng dan Robinson menyarankan persamaan dalam bentuk:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a(T)}{V(V+b)+b(V-b)} \quad (3.39)$$

Di mana

$$a(T) = a_c \alpha(T) \quad (3.40)$$

Tabel 3.16

Critical Compressibility Factors of C1–C10 n-Paraffins
(Poling, B.E, Prausnitz, J.M., and O’Connell, J.P., 2000)

Compound	Z _c
C1	0.288
C2	0.285

Tabel 3.16. (Lanjutan)*Critical Compressibility Factors of C1–C10 n-Paraffins*

(Poling, B.E, Prausnitz, J.M., and O'Connell, J.P., 2000)

Compound	Z _c
C3	0.281
nC4	0.274
nC5	0.251
nC6	0.260
nC7	0.263
nC8	0.259
nC9	0.260
nC10	0.247

$$a_c = 0.45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad (3.41)$$

$$\alpha(T) = \left[1 + m \left[1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}} \right] \right]^2 \quad (3.42)$$

$$m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2 \quad (3.43)$$

$$b = \frac{0.07780RT_c}{P_c} \quad (3.44)$$

Persamaan 3.39 memberikan faktor kompresibilitas kritis universal sebesar 0,307 untuk zat murni, yang lebih rendah dari 0,333 seperti yang ditemukan pada persamaan SRK namun masih tinggi dibandingkan dengan faktor kompresibilitas kritis eksperimental yang disajikan pada Tabel 3.16. Untuk campuran, Peng dan Robinson merekomendasikan untuk menghitung a dan b menggunakan aturan pencampuran yang ditunjukkan pada Persamaan 3.36 dan 3.37, yang sama dengan SRK.

Dua tahun kemudian, Peng dan Robinson (1978) menyajikan modifikasi Persamaan 3.43 yang digunakan untuk $\omega > 0.49$:

$$m = 0.379642 + 1.48503\omega - 0.164423\omega^2 + 0.016666\omega^3 \quad (3.45)$$

3.8.5 Koreksi Volum Peneloux

Hingga tahun 1982, penerapan persamaan SRK pada dasarnya terbatas pada kesetimbangan fasa dan perhitungan kepadatan fasa gas. Karena prediksi massa jenis cairan yang buruk, persamaan SRK sering diterapkan dengan korelasi massa jenis cairan eksternal. Hal ini menyebabkan masalah, misalnya, pada sistem yang hampir kritis sehingga sulit membedakan antara fasa gas dan fasa cair. Pada tahun 1982, Peneloux dkk. (1982) menyajikan modifikasi SRK dengan parameter *translation volume*. Persamaan Peneloux (SRK-Peneloux) berbentuk:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a(T)}{(V+c)(V+b+2c)} \quad (3.46)$$

Parameter c disebut parameter translasi volume atau perpindahan volume. Hal ini memungkinkan untuk menghubungkan volume molar dan parameter b yang dimasukkan ke dalam persamaan SRK dan SRK-Peneloux dapat dihubungkan sebagai berikut:

$$V_{Pen} = V_{SRK} - c \quad (3.47)$$

$$b_{Pen} = b_{SRK} - c \quad (3.48)$$

dimana subindex SRK adalah singkatan dari persamaan SRK dan Pen untuk persamaan SRK-Peneloux.

Parameter c tidak berpengaruh terhadap hasil perhitungan kesetimbangan fasa gas-cair. Persamaan SRK-Peneloux, misalnya, akan memberikan tekanan uap komponen murni yang sama serta tekanan titik embun dan titik gelembung campuran yang sama seperti persamaan SRK klasik, seperti disajikan pada Persamaan 3.24. Inilah sebabnya mengapa istilah translasi volume atau parameter pergeseran volume juga digunakan untuk c . Ini adalah parameter yang mempengaruhi volume molar dan kepadatan fasa tanpa mempengaruhi kesetimbangan fasa. Hal ini mempunyai implikasi menarik bahwa parameter c dapat diberi nilai yang membuat perhitungan volume molar sesuai dengan pengamatan eksperimental. Peneloux dkk. (1982) merekomendasikan ungkapan berikut untuk digunakan untuk c nonhidrokarbon dan hidrokarbon yang lebih ringan dari C_7

$$c = \frac{0.40768 R T_c (0.29441 - Z_{RA})}{P_c} \quad (3.49)$$

dimana Z_{RA} adalah faktor kompresibilitas Rackett (Rackett 1970; Spencer dan Danner 1973):

$$Z_{RA} = 0.29056 - 0.08775\omega \quad (3.50)$$

Konstanta pada Persamaan 3.49 diperoleh dari kesesuaian densitas hidrokarbon cair jenuh $C_1 - C_6$ pada tekanan atmosfer.

Konsep *translation volume* Peneloux tidak terbatas pada persamaan SRK, namun juga berlaku pada persamaan Peng-Robinson (PR) (Jhaveri dan Youngren 1988). Dengan koreksi volume Peneloux, persamaan PR menjadi (PR-Peneloux):

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a(T)}{(V+c)(V+2c+b)+(b+c)(V-b)} \quad (3.51)$$

Untuk nonhidrokarbon dan hidrokarbon yang lebih ringan dari C_7+ , parameter *volume – shift* dapat diperoleh dari:

$$c = \frac{0.50033 R T_c}{P_c} (0.25969 - Z_{RA}) \quad (3.52)$$

dimana Z_{RA} adalah faktor kompresibilitas Rackett yang didefinisikan pada Persamaan 3.50.

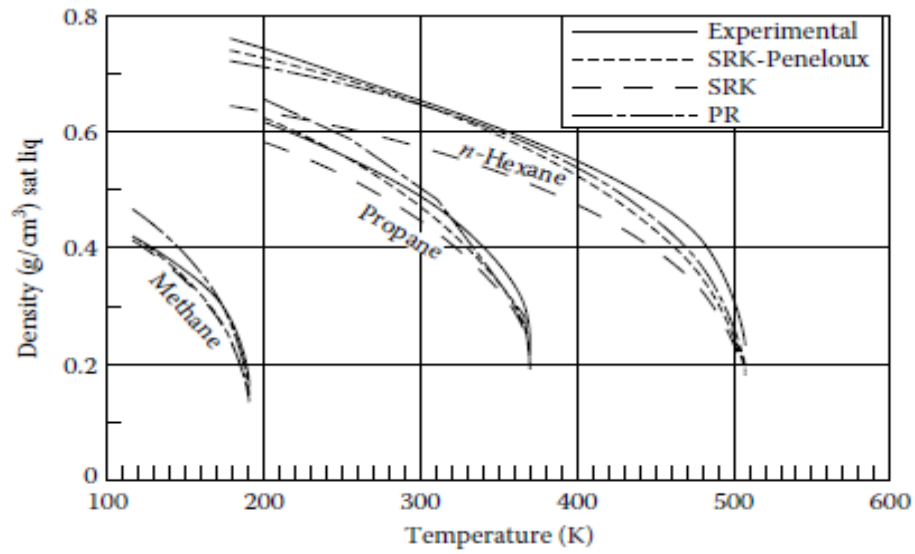
Sedangkan untuk persamaan SRK-Peneloux, konstanta dalam persamaan ini ditentukan oleh kesesuaian dengan massa jenis cairan jenuh C_1-C_6 , hidrokarbon pada tekanan atmosfer.

Meskipun secara umum diakui bahwa koreksi volume massa jenis cairan SRK perlu dilakukan, masih kurang jelas apakah koreksi tersebut diperlukan untuk persamaan PR karena persamaan PR dikembangkan dengan lebih fokus pada prediksi massa jenis cairan. Gambar 3.19 menunjukkan densitas cairan eksperimental dan perhitungan dari tiga *n-paraffins* pada titik jenuhnya pada tiga suhu berbeda. Density telah dihitung menggunakan persamaan SRK, PR, dan SRK-Peneloux. Suhu tertinggi yang hasilnya ditampilkan adalah suhu kritis. Kesesuaian terbaik secara keseluruhan dengan data eksperimen diperoleh dengan persamaan SRK-Peneloux. Persamaan SRK tanpa koreksi volume umumnya memperkirakan kepadatan cairan terlalu rendah. Hal ini lebih nyata untuk propana dan n-heksana dibandingkan untuk metana. Untuk metana dan propana, persamaan PR memperkirakan density cairan terlalu tinggi pada suhu terendah. Hasil yang diperoleh dengan persamaan PR untuk n-heksana mempunyai kualitas yang lebih tinggi namun masih belum sebaik yang diperoleh dengan persamaan SRK-Peneloux.

Hasil kesetimbangan fasa yang diperoleh dengan persamaan SRK dan PR yang dikoreksi volume Peneloux identik dengan yang diperoleh dengan persamaan

asli tanpa koreksi volume. Ini berasal dari fakta bahwa (dengan mengambil persamaan SRK sebagai contoh) koefisien fugasitas SRK dan SRK-Peneloux komponen i saling berhubungan melalui:

$$\ln \phi_{i,SRK} = \ln \phi_{i,Pen} + \frac{c_i P}{RT} \quad (3.53)$$



Gambar 3.19

Densitas Cairan Jenuh Secara Eksperimental dan Perhitungan

(Pedersen dkk., 2015)

Kesetimbangan antara fasa uap (V) dan fase cair (L) berlaku hubungan berikut untuk komponen i:

$$\frac{y_i}{x_i} = \frac{\phi_{i,SRK}^L}{\phi_{i,SRK}^V} \quad (3.54)$$

y_i adalah fraksi mol komponen i pada fasa uap dan x_i adalah fraksi mol komponen i pada fasa cair.

Dengan menggunakan Persamaan 3.53, hubungan kesetimbangan ini dapat ditulis ulang menjadi:

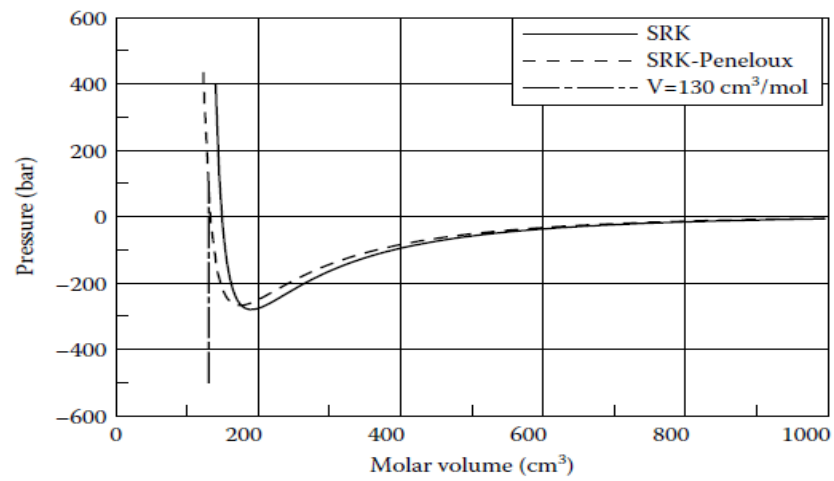
$$\frac{y_i}{x_i} = \frac{\phi_{i,Pen}^L \exp\left(\frac{c_i P}{RT}\right)}{\phi_{i,Pen}^V \exp\left(\frac{c_i P}{RT}\right)} = \frac{\phi_{i,Pen}^L}{\phi_{i,Pen}^V} \quad (3.55)$$

menunjukkan bahwa persamaan SRK dan SRK-Peneloux akan memberikan

hasil yang persis sama untuk komposisi fasa dan juga untuk jumlah fasa. Hanya volume molar (kepadatan fasa) dan hal yang sama juga berlaku untuk persamaan PR dan PR-Peneloux (Persamaan 3.39 dan 3.51). Persamaan Peneloux tidak hanya mengoreksi kepadatan fasa cair tetapi juga kepadatan fasa uap. Hal ini diilustrasikan pada Gambar 3.20, yang menunjukkan kurva PV untuk n-heksana pada 15°C yang dihitung menggunakan persamaan SRK (Persamaan 3.24) dan menggunakan persamaan SRK-Peneloux (Persamaan 3.46). Pada 1 bar volume molar SRK diketahui sebesar 148 cm³, sedangkan volume molar n-heksana pada kondisi tersebut sebenarnya adalah 130 cm³. Dengan menetapkan parameter pergeseran volume Peneloux (c pada Persamaan 3.46) dengan nilai $148-130 = 18$ cm³/mol, yang memungkinkan volume cairan n-heksana dapat dicocokkan pada 15°C dan 1 bar. Kurva PV yang dihitung menggunakan SRK-Peneloux juga ditunjukkan pada Gambar 3.20. SRK-Peneloux volume molar secara konsisten mempunyai konstanta c (18 cm³/mol pada Gambar 3.20) lebih rendah dari volume SRK. Karena volume molar fasa gas tinggi, koreksi volume hanya mempunyai pengaruh yang kecil terhadap volume gas, namun mempunyai pengaruh yang signifikan terhadap volume cairan. Inilah keseluruhan gagasan koreksi.

Density SRK yang dihitung untuk komponen murni yang mendekati titik kritis tidaklah akurat. Akurasinya meningkat jika koreksi volume Peneloux diterapkan, namun kepadatan yang dihitung mungkin masih menyimpang hingga 15% dari kepadatan komponen murni eksperimental di dekat titik kritis. Masalah ini dapat diatasi dengan memperkenalkan parameter Peneloux yang bergantung pada suhu. Namun, ketidakakuratan dalam kepadatan yang terlihat pada komponen murni di dekat titik kritis hanya menjadi perhatian kecil pada campuran multikomponen.

Parameter Volume - shift Telah Disesuaikan dengan Volume Molar 130 cm³ pada 1 bar.



Gambar 3.20

Volume Molar n-heksana pada 15°C Dihitung Menggunakan Persamaan Soave-Redlich-Kwong (SRK) dan Persamaan SRK – Peneloux.
(Pedersen dkk., 2015)

BAB IV

PENGOLAHAN DAN ANALISA DATA

4.1 Preparasi Data *Reservoir* dan Komposisi Sample

Pada penelitian ini didapatkan data reservoir dan komposisi sebagai berikut:

Tabel 4.1

Data Reservoir

Data Reservoir	Value	Unit
Gas Oil Rasio (GOR)	177.6	Scf/STB
Tekanan reservoir	2192	Psig
Temperatur reservoir	210.4	°F

Nilai GOR akan berubah karena adanya kontaminasi OBM, berikut GOR pada setiap nilai kontaminasi OBM.

Tabel 4.2

GOR Berdasarkan Nilai Kontaminasi OBM

Kontaminasi OBM	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%
GOR (Scf/STB)	161.4	148	136.6	126.8	118.4	111	104.5	98.7

Tabel 4.3

Komposisi *Sample Gas*

Komponen	% mol
N2	0.330

Tabel 4.3. (Lanjutan)Komposisi *Sample Gas*

Komponen	% mol
CO2	0.457
C1	66.575
C2	6.257
C3	11.962
iC4	3.001
nC4	4.880
iC5	2.098
nC5	1.553
C6	0.484
C7	1.468
C8	0.812
C9	0.109
C10	0.016
C11	0.000
C12+	0.000

Tabel 4.4Komposisi *Sample Minyak dan OBM*

Komponen	% mol					
	BTM	KTT	PPJ	PPS	SEM	OBM
C1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
C2	0.0163	0.0051	0.0000	0.0075	0.0669	0.0314
C3	0.4637	0.0051	0.0546	0.2155	1.2226	0.0103
iC4	0.4463	0.0416	0.1303	0.3158	0.7228	0.0043
nC4	1.3443	0.0374	0.3850	0.7455	1.6808	0.0083
iC5	1.5736	0.1569	0.8400	1.2603	1.4686	0.0000
nC5	1.6358	0.0687	0.8423	1.1491	1.3903	0.0176
C6	3.1272	1.0526	3.4224	3.4404	1.0854	0.0196
C7	4.0121	1.2177	6.0510	9.6753	8.8943	0.0000

Tabel 4.4. (Lanjutan)
Komposisi *Sample* Minyak dan OBM

Komponen	% mol					
	BTM	KTT	PPJ	PPS	SEM	OBM
C8	10.1197	2.3131	9.9828	14.2469	13.1586	0.1517
C9	7.5453	1.9442	10.3682	9.9615	9.9069	0.3745
C10	6.5292	3.1446	11.9612	8.3546	9.6003	2.2058
C11	6.3451	4.2162	11.0263	7.8836	7.7203	5.8051
C12	5.6521	5.4968	8.4581	5.9476	5.8299	7.7416
C13	5.4975	6.9462	8.3723	6.0012	5.6092	7.9393
C14	4.8773	8.8650	6.2968	5.2693	5.9142	8.5163
C15	5.6796	11.2059	5.2961	5.4509	6.4500	8.6560
C16	4.0983	6.4060	3.6006	3.3754	3.1200	8.6715
C17	4.0338	5.6843	2.7938	2.7532	2.3136	9.0944
C18	4.1958	5.8450	2.4939	2.6454	2.1897	8.4275
C19	3.2348	4.7631	1.6604	1.7217	1.4377	7.2920
C20	2.8381	3.8311	1.2745	1.2861	1.0878	6.2097
C21	2.2754	3.2296	0.9205	1.1063	0.9316	5.5631
C22	2.1120	2.8702	0.7636	0.9645	0.8243	4.7981
C23	1.7480	2.4028	0.5817	0.8201	0.7051	3.7454
C24	1.5617	2.0587	0.4801	0.7276	0.6388	2.5390
C25	1.3411	1.8889	0.3940	0.6653	0.5559	1.3699
C26	1.2075	1.6928	0.3079	0.5868	0.5358	0.5676
C27	1.0394	1.7002	0.2181	0.5448	0.5638	0.1755
C28	0.9092	1.7776	0.2106	0.5341	0.6803	0.0423
C29	0.8173	1.9503	0.1736	0.5427	0.9053	0.0108
C30	0.6767	1.9638	0.1556	0.4710	0.8369	0.0056
C31	0.6194	1.2515	0.2149	0.4005	0.6081	0.0045
C32	0.5064	1.0019	0.0143	0.2942	0.4224	0.0008
C33	0.4143	0.7328	0.0740	0.2304	0.2791	0.0005
C34	0.3794	0.5903	0.0623	0.1419	0.1837	0.0000
C35	0.2867	0.4151	0.0454	0.1031	0.1247	0.0000
C36+	0.8396	1.2269	0.0728	0.1599	0.3343	0.0000
Density gr/cc @ 60 °F	0.8166	0.8500	0.7911	0.7964	0.7987	0.8430

4.2 Analisa *Sample* Kontaminasi OBM

Pada tahap ini sampel minyak dicampur OBM dengan kadar 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80% serta dilakukan Analisa komposisi sehingga didapatkan data seperti pada table-tabel berikut:

Tabel 4.5
Komposisi *Sample* Minyak BTM Terkontaminasi OBM

Komponen	% mol							
	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
C1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
C2	0.0305	0.0279	0.0189	0.0228	0.0136	0.0109	0.0071	0.0438
C3	0.4300	0.4629	0.3341	0.3000	0.1754	0.2044	0.1402	0.0903
iC4	0.3953	0.3914	0.3091	0.2718	0.1838	0.1847	0.1284	0.0826
nC4	1.2138	1.1689	0.9518	0.8323	0.5880	0.5657	0.3979	0.2695
iC5	1.4030	1.2968	1.1016	0.9542	0.7191	0.6398	0.4534	0.3027
nC5	1.4679	1.3426	1.1571	1.0069	0.7697	0.6758	0.4818	0.3207
C6	3.8783	3.5009	3.1531	2.9343	2.0612	1.7464	1.5987	1.2703
C7	4.8365	4.7758	4.7565	4.2086	3.3035	2.8455	1.9155	1.3745
C8	9.2357	8.2013	7.2588	6.6012	5.3528	4.1869	3.1044	2.1713
C9	7.3566	6.6090	5.7498	4.6861	3.7458	3.6775	2.8104	2.1461
C10	6.4299	6.1430	6.1593	5.7119	5.4542	5.0067	4.9835	3.9913
C11	6.1971	6.0360	6.3220	5.8965	5.8423	6.2829	6.1696	7.4456
C12	5.5579	5.5226	5.9940	6.2132	6.4681	6.8508	7.8524	7.4159
C13	5.6581	5.9207	6.0203	6.6749	6.7653	7.4532	7.7160	8.1271
C14	5.3492	5.4701	5.7383	6.1437	6.7255	6.8610	7.2535	7.5162
C15	5.4296	5.7155	6.2128	6.4609	6.9695	7.0910	7.2516	7.5876
C16	4.3518	4.7070	4.9865	5.6034	6.0809	6.5855	6.8341	7.4150
C17	4.0965	4.7449	5.2378	5.8164	6.0319	6.5192	7.1241	7.5457
C18	4.6005	4.7664	5.1828	5.4732	6.1167	6.4022	6.6692	6.9381
C19	3.4703	3.9506	4.2390	4.6047	5.0898	5.3584	5.6317	6.1630
C20	2.7824	3.2157	3.4169	3.9312	4.0680	4.4330	4.7062	5.0215
C21	2.4989	2.7695	3.0656	3.1723	3.6686	3.9871	4.1895	4.5558
C22	2.1312	2.4517	2.6475	2.9202	3.2818	3.3937	3.5444	3.8105
C23	1.9292	2.0429	2.3453	2.3948	2.6752	2.7455	2.8963	3.1042
C24	1.5796	1.6326	1.5568	1.7663	1.9889	1.9726	2.0506	2.1629
C25	1.2975	1.2993	1.2620	1.2354	1.3657	1.2736	1.2732	1.2474
C26	1.0594	1.0264	0.8965	0.8620	0.9213	0.7620	0.7247	0.6505

Tabel 4.5. (Lanjutan)**Komposisi *Sample* Minyak BTM Terkontaminasi OBM**

Komponen	% mol							
	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
C27	0.9026	0.8442	0.7367	0.6409	0.6150	0.4905	0.4599	0.3398
C28	0.8010	0.7168	0.6043	0.5335	0.5316	0.3669	0.3275	0.2230
C29	0.7169	0.6419	0.5182	0.4560	0.4348	0.3063	0.2583	0.1579
C30	0.5994	0.5515	0.4401	0.3770	0.3627	0.2613	0.2144	0.1291
C31	0.5158	0.4594	0.3845	0.3155	0.2959	0.2129	0.1641	0.1039
C32	0.4253	0.3857	0.3006	0.2605	0.2524	0.1779	0.1449	0.0794
C33	0.3563	0.3143	0.2523	0.2128	0.2134	0.1357	0.1152	0.0628
C34	0.4965	0.4426	0.3231	0.1719	0.1876	0.1150	0.0996	0.0494
C35	0.0380	0.0319	0.0263	0.1121	0.1476	0.0767	0.1315	0.0369
C36+	0.4815	0.4193	0.3397	0.2206	0.5324	0.1408	0.1762	0.0477
Density gr/cc @ 60 °F	0.8149	0.8194	0.8193	0.8228	0.8302	0.8308	0.8328	0.8357

Tabel 4.6**Komposisi Minyak KTT Terkontaminasi OBM**

Komponen	% mol							
	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
C1	0.0000	0.0015	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
C2	0.0000	0.0006	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
C3	0.0123	0.0034	0.0022	0.0029	0.0031	0.0031	0.0014	0.0072
iC4	0.0334	0.0282	0.0237	0.0214	0.0168	0.0138	0.0088	0.0067
nC4	0.0296	0.0263	0.0199	0.0186	0.0146	0.0131	0.0079	0.0076
iC5	0.1334	0.1144	0.0972	0.0862	0.0661	0.0537	0.0364	0.0278
nC5	0.0615	0.0543	0.0453	0.0394	0.0319	0.0233	0.0186	0.0137
C6	1.1228	1.2189	1.0931	0.9755	0.8862	0.3095	0.2561	0.2541
C7	1.1299	0.9888	0.8540	0.6665	0.6150	0.3174	0.2587	0.1713
C8	2.2708	1.9422	1.7143	1.4299	1.2606	0.7898	0.6181	0.4168
C9	1.9236	2.0068	1.8477	1.3774	1.4800	1.0449	0.8333	0.7215
C10	3.3690	3.6036	3.5884	3.6407	3.6224	3.2264	2.9325	2.9403
C11	4.8053	5.5365	5.4703	5.6856	5.7343	6.6233	6.2235	6.4069
C12	5.9133	6.2341	6.6135	7.0052	7.1145	6.9036	7.5923	8.0205
C13	7.4613	7.2751	7.5123	7.9070	8.2583	8.3695	8.3418	8.4862

Tabel 4.6. (Lanjutan)**Komposisi Minyak KTT Terkontaminasi OBM**

Komponen	% mol							
	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
C14	9.3405	8.8114	8.9252	8.4253	8.6908	8.4351	8.3394	8.2758
C15	10.0108	10.0295	9.5373	9.8078	8.8072	9.2191	9.0597	8.9327
C16	6.5379	6.7565	7.0389	7.3908	7.6107	7.7486	8.0008	8.3240
C17	6.1749	6.3518	6.6448	7.1277	7.1015	7.4492	7.8843	7.9679
C18	5.9926	6.0871	6.3962	6.6432	6.7550	7.2707	7.3983	7.5072
C19	4.8531	4.9555	5.3667	5.5991	5.8591	5.9233	6.3170	6.5180
C20	3.9530	4.1234	4.3108	4.8244	4.8250	5.0697	5.3682	5.4892
C21	3.3608	3.5977	3.8299	3.9792	4.1243	4.5436	4.8149	4.8711
C22	2.8025	3.0454	3.1424	3.4390	3.6240	3.9201	3.9606	4.1977
C23	2.4532	2.5906	2.6782	2.8710	2.9161	3.0904	3.3003	3.3222
C24	2.0877	2.0701	2.1569	2.1654	2.1713	2.3003	2.3368	2.4016
C25	1.8353	1.7387	1.7191	1.5318	1.6238	1.6014	1.4840	1.3853
C26	1.5278	1.3843	1.2493	1.1295	1.0889	0.9625	0.8474	0.7609
C27	1.4022	1.3113	1.1481	0.9562	0.8489	0.7566	0.5979	0.4492
C28	1.5441	1.2959	1.1863	0.9350	0.8674	0.6685	0.5108	0.3753
C29	1.7595	1.4925	1.1417	1.0422	0.8366	0.7227	0.5279	0.3465
C30	1.7131	1.4371	1.3249	1.0592	0.9232	0.7085	0.5372	0.3791
C31	1.1845	0.9561	0.8370	0.6508	0.5741	0.4503	0.3669	0.2262
C32	0.9115	0.7408	0.6111	0.4613	0.4019	0.3406	0.2712	0.1907
C33	0.6216	0.5944	0.4965	0.3537	0.3434	0.2907	0.2036	0.1500
C34	0.5233	0.3995	0.3310	0.2197	0.2345	0.2159	0.1771	0.1204
C35	0.5490	0.3637	0.5514	0.3123	0.3564	0.1811	0.1435	0.0949
C36+	0.5949	0.8320	0.4944	0.2191	0.3121	0.4397	0.4228	0.2335
Density gr/cc @ 60 °F	0.8475	0.8459	0.8446	0.8447	0.8445	0.8444	0.8440	0.8427

Tabel 4.7**Komposisi *Sample* Minyak PPJ Terkontaminasi OBM**

Komponen	% mol							
	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
C1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
C2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
C3	0.0448	0.0549	0.0616	0.0540	0.0416	0.0245	0.0245	0.0455

Tabel 4.7. (Lanjutan)**Komposisi *Sample* Minyak PPJ Terkontaminasi OBM**

Komponen	% mol							
	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
iC4	0.1245	0.1163	0.1063	0.0981	0.0787	0.0592	0.0470	0.0297
nC4	0.3697	0.3423	0.0000	0.2799	0.2331	0.1789	0.1437	0.0914
iC5	0.8130	0.7197	0.8851	0.5722	0.4903	0.3913	0.2956	0.2029
nC5	0.8234	0.7262	0.6416	0.5748	0.4953	0.3990	0.3034	0.2162
C6	2.8326	2.9796	2.6852	2.6252	2.2286	2.1858	1.7140	1.8683
C7	5.2394	5.0443	4.2538	4.0958	3.3879	2.3496	1.8069	1.3823
C8	9.8905	8.9014	7.9048	6.5703	5.7580	4.5888	3.5161	2.5850
C9	9.7892	8.2945	7.5830	6.8773	5.1341	4.5881	3.5578	2.3746
C10	11.3481	10.6626	9.8648	8.8172	9.3258	7.9574	6.4387	5.9006
C11	10.7865	9.9179	9.8666	9.7950	9.1897	8.9987	8.4494	6.8828
C12	8.8937	8.7116	8.7609	8.3944	8.4979	8.3653	8.4417	9.3153
C13	8.2200	8.2243	8.3393	8.3884	8.3338	8.5151	8.3949	8.3985
C14	6.4140	6.7626	6.8223	7.2140	7.1413	7.4727	7.8908	7.8782
C15	5.3359	5.8583	5.9800	6.3815	6.7296	6.9752	7.3063	7.6064
C16	4.0092	4.3048	4.7674	5.1746	5.7343	6.1366	6.6815	7.2296
C17	3.2595	3.7505	4.2207	4.6896	5.1739	5.9167	6.4575	6.9210
C18	2.9051	3.3668	3.8030	4.2854	4.7407	5.4689	6.1257	6.6940
C19	2.0647	2.5547	2.9207	3.3504	4.0253	4.3328	4.8855	5.4016
C20	1.5808	1.9527	2.4527	2.7971	3.2009	3.6415	4.1868	4.6661
C21	1.2418	1.6931	1.9722	2.3353	2.6952	3.1403	3.7651	4.1557
C22	0.9877	1.3635	1.6974	1.9502	2.3285	2.7061	3.0957	3.4499
C23	0.7698	1.0364	1.3548	1.5720	1.8766	2.0879	2.5391	2.8002
C24	0.5790	0.7934	0.9399	1.1042	1.2512	1.4869	1.6991	1.8852
C25	0.4107	0.5206	0.6378	0.6904	0.7716	0.8619	0.9997	1.0611
C26	0.2988	0.3372	0.3875	0.3934	0.3873	0.4462	0.5031	0.4867
C27	0.2152	0.2305	0.2683	0.2376	0.2324	0.2310	0.2632	0.2082
C28	0.1763	0.2022	0.1893	0.1620	0.1465	0.1410	0.1383	0.1123
C29	0.1448	0.1522	0.1521	0.1413	0.1135	0.1081	0.0978	0.0719
C30	0.1282	0.1265	0.1394	0.1113	0.0846	0.0821	0.0744	0.0410
C31	0.1107	0.1082	0.1068	0.0905	0.0733	0.0657	0.0576	0.0268
C32	0.0710	0.0717	0.0827	0.0656	0.0400	0.0397	0.0343	0.0110
C33	0.0546	0.0521	0.0708	0.0491	0.0309	0.0244	0.0259	0.0000
C34	0.0355	0.0335	0.0444	0.0364	0.0181	0.0125	0.0171	0.0000
C35	0.0215	0.0205	0.0367	0.0255	0.0095	0.0201	0.0218	0.0000
C36+	0.0098	0.0124	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Density gr/cc @ 60 °F	0.7973	0.8014	0.8042	0.8118	0.8155	0.8193	0.8255	0.8325

Tabel 4.8**Komposisi *Sample* Minyak PPS Terkontaminasi OBM**

Komponen	% mol							
	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
C1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
C2	0.0098	0.0062	0.0051	0.0049	0.0049	0.0033	0.0032	0.0027
C3	0.2188	0.1983	0.1726	0.1508	0.1230	0.1002	0.0757	0.0428
iC4	0.3092	0.2798	0.2424	0.2141	0.1747	0.1394	0.1066	0.0638
nC4	0.7178	0.6435	0.5466	0.4846	0.3996	0.3215	0.2467	0.1509
iC5	1.1863	1.0773	0.9256	0.8132	0.6725	0.5295	0.4072	0.2534
nC5	1.0727	0.9750	0.8370	0.7306	0.6136	0.4808	0.3731	0.2334
C6	3.2154	2.9080	2.5196	2.2094	1.7961	1.4987	1.1396	0.7303
C7	8.9756	8.1739	7.0956	6.2652	5.1704	4.0889	3.0543	1.9913
C8	13.2191	12.0340	10.5593	9.3406	7.8357	6.1724	4.5560	3.2613
C9	8.8655	8.1545	7.3080	6.7469	5.5840	5.1406	4.3892	3.6285
C10	8.2177	7.8078	7.0564	6.5863	6.1159	6.1525	5.5645	5.2152
C11	7.6458	7.4020	7.2323	7.1719	7.3961	7.5285	7.1870	7.3664
C12	6.0776	6.5395	6.7383	7.0205	7.2902	7.5689	7.8241	8.0014
C13	6.0086	6.2743	6.7391	6.7931	7.1718	7.4117	7.7973	8.0836
C14	5.7002	5.9373	6.1904	6.4227	6.7330	7.0263	7.1836	7.6247
C15	5.5697	5.7539	6.2227	6.3416	6.7342	6.9956	7.4140	7.6537
C16	3.7228	4.1950	4.6600	5.1272	5.7007	6.0744	6.6164	7.1229
C17	3.1705	3.6615	4.2937	4.7612	5.3521	5.8396	6.4014	6.9941
C18	3.0695	3.5596	4.0953	4.5598	5.1050	5.5436	6.1076	6.5606
C19	2.1222	2.4971	3.0743	3.4862	3.9723	4.3813	4.9109	5.3792
C20	1.6537	2.0334	2.4827	2.8989	3.3644	3.7480	4.2095	4.6296
C21	1.4417	1.7698	2.1915	2.5263	2.9218	3.3034	3.7283	4.0980
C22	1.2134	1.5089	1.8783	2.1715	2.5359	2.8509	3.2302	3.5593
C23	1.0382	1.2566	1.5517	1.7729	2.0264	2.2813	2.5721	2.8083
C24	0.8692	0.9878	1.1758	1.3157	1.4868	1.6293	1.8137	1.9490
C25	0.7284	0.7600	0.8508	0.8961	0.9609	0.9944	1.0758	1.1155
C26	0.6033	0.5722	0.5834	0.5739	0.5758	0.5516	0.5689	0.5491
C27	0.5283	0.4729	0.4627	0.4326	0.3949	0.3406	0.3212	0.2672
C28	0.5061	0.4495	0.4237	0.3822	0.3270	0.2614	0.2285	0.1598
C29	0.5278	0.4724	0.4242	0.3793	0.3217	0.2471	0.2057	0.1324
C30	0.4385	0.3876	0.3768	0.3375	0.2716	0.2058	0.1711	0.1015
C31	0.3803	0.3452	0.3170	0.2851	0.2330	0.1735	0.1457	0.0864
C32	0.2954	0.2625	0.2413	0.2167	0.1778	0.1252	0.1079	0.0614
C33	0.2216	0.2038	0.1832	0.1721	0.1400	0.0974	0.0881	0.0460
C34	0.1357	0.1232	0.1099	0.1115	0.0889	0.0511	0.0567	0.0286
C35	0.1045	0.1008	0.0831	0.0906	0.0702	0.0363	0.0368	0.0140
C36+	0.2191	0.2149	0.1496	0.2063	0.1571	0.1050	0.0814	0.0337

Tabel 4.8. (Lanjutan)Komposisi *Sample* Minyak PPS Terkontaminasi OBM

Komponen	% mol							
	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
Density gr/cc @ 60 °F	0.8006	0.8055	0.8110	0.8152	0.8203	0.8231	0.8285	0.8313

Tabel 4.9Komposisi *Sample* Minyak SEM Terkontaminasi OBM

Komponen	% mol							
	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
C1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
C2	0.0057	0.0093	0.0087	0.0086	0.0104	0.0380	0.0040	0.0114
C3	0.3681	0.5070	0.4683	0.3999	0.3141	0.3471	0.1834	0.1281
iC4	0.3814	0.4384	0.3990	0.3491	0.2853	0.2626	0.1659	0.1125
nC4	1.0217	1.1122	1.0107	0.9045	0.7302	0.6504	0.4346	0.2996
iC5	1.1352	1.1221	1.0121	0.9265	0.7594	0.6206	0.4542	0.3067
nC5	1.1123	1.0819	0.9782	0.9050	0.7375	0.5948	0.4559	0.2988
C6	3.1182	1.5071	2.5847	3.2247	2.0206	1.6733	1.1668	0.8598
C7	7.9294	7.3108	6.5309	5.6906	4.3051	3.4554	3.0004	1.8540
C8	12.0092	10.9841	9.7882	8.2713	7.5019	5.7244	4.3363	3.1949
C9	9.3048	8.8375	7.1578	6.1015	5.7324	4.4613	3.1581	2.7503
C10	9.4591	9.0208	7.2382	6.4760	5.9726	5.8857	4.7330	4.4831
C11	7.7528	7.8275	6.9403	6.6351	7.0402	6.6028	6.8017	7.3013
C12	5.8723	6.4792	6.3038	6.6835	7.0229	7.1789	7.2078	7.8221
C13	5.8884	6.0885	6.5019	6.7101	7.1176	7.3568	7.8176	8.2162
C14	6.1900	6.3530	6.6337	6.9403	7.3508	7.5732	7.7277	7.9984
C15	6.4917	6.8253	7.0090	7.3795	7.5136	7.6312	7.7120	7.8270
C16	3.5052	3.9368	4.5523	4.9145	5.5137	6.0597	6.7833	7.3153
C17	2.7801	3.2686	4.0616	4.6142	5.3402	6.0154	6.6127	7.0105
C18	2.6278	3.0805	3.8179	4.4315	4.9357	5.4975	6.4015	6.7283
C19	1.7912	2.2789	2.9353	3.4792	4.0016	4.5794	5.0871	5.6463
C20	1.4459	1.8156	2.3593	2.8490	3.2716	3.8004	4.4569	4.6248
C21	1.2421	1.5842	2.1046	2.5315	2.9192	3.4243	3.8548	4.1480
C22	1.0806	1.3719	1.8009	2.1573	2.4705	2.8955	3.3097	3.5229
C23	0.9072	1.1315	1.4665	1.7128	1.9938	2.3338	2.6515	2.9273
C24	0.7415	0.8689	1.1025	1.2728	1.3994	1.6507	1.9068	1.9353
C25	0.5886	0.6271	0.7909	0.8185	0.8653	0.9821	1.1102	1.0478
C26	0.5131	0.4651	0.5260	0.4891	0.4672	0.5278	0.5173	0.5335

Tabel 4.9. (Lanjutan)**Komposisi *Sample* Minyak SEM Terkontaminasi OBM**

Komponen	% mol							
	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
C27	0.5118	0.4336	0.4865	0.4188	0.3480	0.3510	0.3377	0.2438
C28	0.6053	0.5199	0.5131	0.4372	0.3438	0.3193	0.2536	0.1620
C29	0.8566	0.7259	0.6963	0.6051	0.4861	0.4224	0.3255	0.2129
C30	0.7261	0.6899	0.5871	0.5301	0.4179	0.3568	0.3338	0.1888
C31	0.5644	0.5019	0.4371	0.3955	0.3066	0.2554	0.1844	0.1084
C32	0.4019	0.3504	0.3029	0.2491	0.1934	0.1743	0.1413	0.0634
C33	0.2625	0.2275	0.2003	0.1675	0.1171	0.1051	0.0685	0.0326
C34	0.1789	0.1446	0.1362	0.1070	0.0640	0.0683	0.0543	0.0345
C35	0.1365	0.1012	0.1089	0.0785	0.0454	0.0850	0.0446	0.0198
C36+	0.4924	0.3713	0.4483	0.1346	0.0849	0.0393	0.2051	0.0296
Density gr/cc @ 60 °F	0.8028	0.8064	0.8125	0.8154	0.8196	0.8256	0.8318	0.8327

4.3 Analisa Sample Rekombinasi

Sample yang telah dicampur OBM dengan beberapa variasi kita rekombinasi dengan sample gas berdasarkan GOR dan density minyak yang terkontaminasi OBM dengan menggunakan software PVTsim, sehingga didapatkan komposisi, bubble point dan faktor formasi oil (Bo) seperti pada table-table berikut:

Tabel 4.10**Komposisi Rekombinasi BTM**

Komponen	% mol								
	0% OBM	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
N2	0.080	0.073	0.069	0.065	0.062	0.060	0.057	0.055	0.053
CO2	0.110	0.102	0.096	0.091	0.086	0.084	0.079	0.077	0.074
C1	16.043	14.803	13.942	13.187	12.559	12.200	11.551	11.154	10.722
C2	1.520	1.415	1.332	1.255	1.199	1.158	1.095	1.054	1.044
C3	3.234	2.994	2.871	2.637	2.500	2.335	2.244	2.121	2.002
iC4	1.062	0.975	0.938	0.842	0.787	0.700	0.673	0.610	0.553
nC4	2.196	2.029	1.946	1.730	1.596	1.375	1.314	1.149	1.012
iC5	1.700	1.557	1.465	1.299	1.170	0.972	0.893	0.729	0.592
nC5	1.616	1.487	1.387	1.236	1.110	0.913	0.828	0.661	0.519
C6	2.490	3.124	2.869	2.624	2.472	1.772	1.527	1.412	1.144

Tabel 4.10. (Lanjutan)
Komposisi Rekombinasi BTM

Komponen	% mol								
	0% OBM	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
C7	3.399	4.087	4.083	4.105	3.692	2.967	2.606	1.840	1.390
C8	7.877	7.363	6.654	5.982	5.509	4.521	3.601	2.720	1.952
C9	5.753	5.745	5.248	4.632	3.823	3.079	3.058	2.358	1.818
C10	4.960	5.004	4.860	4.942	4.637	4.458	4.141	4.151	3.351
C11	4.816	4.819	4.772	5.070	4.784	4.772	5.193	5.136	6.247
C12	4.290	4.322	4.366	4.807	5.041	5.283	5.662	6.537	6.222
C13	4.173	4.400	4.681	4.828	5.416	5.526	6.160	6.423	6.818
C14	3.702	4.160	4.325	4.602	4.985	5.493	5.671	6.038	6.306
C15	4.311	4.222	4.519	4.982	5.242	5.692	5.861	6.037	6.366
C16	3.111	3.384	3.721	3.999	4.546	4.967	5.443	5.689	6.221
C17	3.062	3.186	3.751	4.200	4.719	4.927	5.388	5.931	6.331
C18	3.185	3.578	3.768	4.156	4.441	4.996	5.291	5.552	5.821
C19	2.455	2.699	3.123	3.399	3.736	4.157	4.429	4.688	5.170
C20	2.154	2.164	2.542	2.740	3.190	3.323	3.664	3.918	4.213
C21	1.727	1.943	2.190	2.458	2.574	2.996	3.295	3.488	3.822
C22	1.603	1.657	1.938	2.123	2.369	2.680	2.805	2.951	3.197
C23	1.327	1.500	1.615	1.881	1.943	2.185	2.269	2.411	2.604
C24	1.185	1.228	1.291	1.248	1.433	1.624	1.630	1.707	1.815
C25	1.018	1.009	1.027	1.012	1.002	1.115	1.053	1.060	1.047
C26	0.917	0.824	0.811	0.719	0.699	0.752	0.630	0.603	0.546
C27	0.789	0.702	0.667	0.591	0.520	0.502	0.405	0.383	0.285
C28	0.690	0.623	0.567	0.485	0.433	0.434	0.303	0.273	0.187
C29	0.620	0.557	0.507	0.416	0.370	0.355	0.253	0.215	0.132
C30	0.514	0.466	0.436	0.353	0.306	0.296	0.216	0.178	0.108
C31	0.470	0.401	0.363	0.308	0.256	0.242	0.176	0.137	0.087
C32	0.384	0.331	0.305	0.241	0.211	0.206	0.147	0.121	0.067
C33	0.314	0.277	0.248	0.202	0.173	0.174	0.112	0.096	0.053
C34	0.288	0.386	0.350	0.259	0.139	0.153	0.095	0.083	0.041
C35	0.218	0.030	0.025	0.021	0.091	0.121	0.063	0.109	0.031
C36+	0.637	0.374	0.331	0.272	0.179	0.435	0.116	0.147	0.040

Tabel 4.11
Komposisi Rekombinasi KTT

Komponen	% mol								
	0% OBM	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
N2	0.091	0.084	0.078	0.073	0.068	0.065	0.062	0.059	0.056
CO2	0.126	0.116	0.108	0.101	0.095	0.090	0.085	0.081	0.077
C1	18.389	16.938	15.753	14.754	13.794	13.046	12.435	11.818	11.199
C2	1.732	1.592	1.481	1.387	1.296	1.226	1.169	1.111	1.053
C3	3.308	3.052	2.833	2.653	2.481	2.347	2.237	2.124	2.018
iC4	0.859	0.788	0.731	0.683	0.639	0.601	0.572	0.540	0.510
nC4	1.375	1.264	1.175	1.097	1.026	0.968	0.922	0.873	0.827
iC5	0.693	0.633	0.584	0.541	0.503	0.464	0.435	0.402	0.376
nC5	0.479	0.441	0.409	0.379	0.353	0.330	0.309	0.291	0.273
C6	0.895	0.960	1.045	0.958	0.874	0.807	0.342	0.297	0.293
C7	1.287	1.216	1.102	0.990	0.833	0.782	0.532	0.473	0.389
C8	1.898	1.900	1.675	1.514	1.302	1.173	0.794	0.653	0.483
C9	1.437	1.462	1.558	1.462	1.115	1.211	0.870	0.705	0.618
C10	2.280	2.516	2.755	2.797	2.890	2.916	2.627	2.415	2.448
C11	3.052	3.583	4.227	4.258	4.508	4.611	5.386	5.119	5.329
C12	3.979	4.409	4.759	5.148	5.554	5.720	5.614	6.245	6.671
C13	5.028	5.563	5.554	5.847	6.269	6.640	6.806	6.861	7.059
C14	6.416	6.964	6.727	6.947	6.680	6.988	6.860	6.859	6.884
C15	8.111	7.464	7.657	7.424	7.776	7.081	7.497	7.452	7.430
C16	4.637	4.875	5.158	5.479	5.859	6.119	6.301	6.581	6.924
C17	4.114	4.604	4.849	5.172	5.651	5.710	6.058	6.485	6.628
C18	4.231	4.468	4.647	4.979	5.267	5.431	5.913	6.085	6.244
C19	3.447	3.618	3.783	4.177	4.439	4.711	4.817	5.196	5.422
C20	2.773	2.947	3.148	3.355	3.825	3.879	4.123	4.415	4.566
C21	2.338	2.506	2.747	2.981	3.155	3.316	3.695	3.960	4.052
C22	2.077	2.089	2.325	2.446	2.726	2.914	3.188	3.258	3.492
C23	1.739	1.829	1.978	2.085	2.276	2.345	2.513	2.714	2.763
C24	1.490	1.557	1.580	1.679	1.717	1.746	1.871	1.922	1.998
C25	1.367	1.368	1.327	1.338	1.214	1.306	1.302	1.221	1.152
C26	1.225	1.139	1.057	0.972	0.895	0.876	0.783	0.697	0.633
C27	1.231	1.045	1.001	0.894	0.758	0.683	0.615	0.492	0.374
C28	1.287	1.151	0.989	0.923	0.741	0.697	0.544	0.420	0.312
C29	1.412	1.312	1.139	0.889	0.826	0.673	0.588	0.434	0.288
C30	1.421	1.277	1.097	1.031	0.840	0.742	0.576	0.442	0.315
C31	0.906	0.883	0.730	0.652	0.516	0.462	0.366	0.302	0.188
C32	0.725	0.680	0.566	0.476	0.366	0.323	0.277	0.223	0.159
C33	0.530	0.463	0.454	0.386	0.280	0.276	0.236	0.167	0.125
C34	0.427	0.390	0.305	0.258	0.174	0.189	0.176	0.146	0.100

Tabel 4.11. (Lanjutan)
Komposisi Rekombinasi KTT

Komponen	% mol								
	0% OBM	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
C35	0.300	0.409	0.278	0.429	0.248	0.287	0.147	0.118	0.079
C36+	0.888	0.444	0.635	0.385	0.174	0.251	0.358	0.348	0.194

Tabel 4.12
Komposisi Rekombinasi PPJ

Komponen	% mol								
	0% OBM	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
N2	0.071	0.067	0.064	0.061	0.058	0.056	0.055	0.054	0.052
CO2	0.098	0.092	0.088	0.085	0.081	0.078	0.076	0.074	0.072
C1	14.298	13.420	12.831	12.343	11.785	11.381	11.067	10.813	10.455
C2	1.344	1.261	1.206	1.160	1.108	1.070	1.040	1.016	0.983
C3	2.612	2.447	2.350	2.268	2.162	2.079	2.009	1.963	1.917
iC4	0.747	0.704	0.672	0.643	0.612	0.578	0.548	0.527	0.496
nC4	1.350	1.279	1.217	0.905	1.094	1.027	0.960	0.913	0.843
iC5	1.110	1.072	0.985	1.110	0.842	0.765	0.675	0.588	0.500
nC5	0.995	0.970	0.886	0.811	0.748	0.676	0.591	0.506	0.426
C6	2.791	2.359	2.499	2.277	2.246	1.930	1.903	1.514	1.651
C7	5.067	4.479	4.355	3.737	3.631	3.060	2.203	1.752	1.396
C8	8.013	8.060	7.342	6.590	5.551	4.912	3.961	3.077	2.307
C9	8.165	7.838	6.717	6.197	5.679	4.275	3.843	2.998	2.019
C10	9.396	9.064	8.611	8.039	7.259	7.734	6.637	5.396	4.976
C11	8.658	8.612	8.006	8.037	8.061	7.619	7.503	7.077	5.802
C12	6.642	7.101	7.033	7.137	6.908	7.045	6.975	7.071	7.852
C13	6.574	6.563	6.639	6.793	6.903	6.909	7.100	7.031	7.080
C14	4.944	5.121	5.459	5.557	5.937	5.920	6.230	6.609	6.641
C15	4.159	4.260	4.729	4.871	5.252	5.579	5.816	6.120	6.412
C16	2.827	3.201	3.475	3.884	4.259	4.754	5.116	5.596	6.094
C17	2.194	2.602	3.028	3.438	3.859	4.289	4.933	5.409	5.834
C18	1.958	2.320	2.718	3.098	3.527	3.930	4.560	5.131	5.643
C19	1.304	1.649	2.062	2.379	2.757	3.337	3.613	4.092	4.553
C20	1.001	1.262	1.576	1.998	2.302	2.654	3.036	3.507	3.933
C21	0.723	0.991	1.367	1.607	1.922	2.234	2.618	3.154	3.503
C22	0.600	0.789	1.101	1.383	1.605	1.930	2.256	2.593	2.908
C23	0.457	0.615	0.837	1.104	1.294	1.556	1.741	2.127	2.360
C24	0.377	0.462	0.640	0.766	0.909	1.037	1.240	1.423	1.589

Tabel 4.12. (Lanjutan)
Komposisi Rekombinasi PPJ

Komponen	% mol								
	0% OBM	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
C25	0.309	0.328	0.420	0.520	0.568	0.640	0.719	0.837	0.894
C26	0.242	0.239	0.272	0.316	0.324	0.321	0.372	0.421	0.410
C27	0.171	0.172	0.186	0.219	0.196	0.193	0.193	0.220	0.176
C28	0.165	0.141	0.163	0.154	0.133	0.121	0.118	0.116	0.095
C29	0.136	0.116	0.123	0.124	0.116	0.094	0.090	0.082	0.061
C30	0.122	0.102	0.102	0.114	0.092	0.070	0.068	0.062	0.035
C31	0.169	0.088	0.087	0.087	0.074	0.061	0.055	0.048	0.023
C32	0.011	0.057	0.058	0.067	0.054	0.033	0.033	0.029	0.009
C33	0.058	0.044	0.042	0.058	0.040	0.026	0.020	0.022	
C34	0.049	0.028	0.027	0.036	0.030	0.015	0.010	0.014	
C35	0.036	0.017	0.017	0.030	0.021	0.008	0.017	0.018	
C36+	0.057	0.008	0.010	0.000					

Tabel 4.13
Komposisi Rekombinasi PPS

Komponen	% mol								
	0% OBM	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
N2	0.072	0.068	0.064	0.062	0.059	0.057	0.055	0.054	0.052
CO2	0.099	0.094	0.089	0.086	0.082	0.079	0.076	0.074	0.072
C1	14.428	13.660	12.964	12.461	11.966	11.545	11.128	10.826	10.507
C2	1.362	1.292	1.223	1.175	1.129	1.089	1.049	1.020	0.990
C3	2.761	2.628	2.489	2.379	2.274	2.176	2.083	2.009	1.924
iC4	0.898	0.861	0.810	0.759	0.715	0.665	0.618	0.577	0.527
nC4	1.641	1.572	1.468	1.358	1.275	1.177	1.083	1.000	0.897
iC5	1.442	1.373	1.276	1.145	1.044	0.920	0.792	0.682	0.544
nC5	1.237	1.171	1.088	0.971	0.878	0.777	0.660	0.565	0.442
C6	2.800	2.655	2.436	2.139	1.899	1.569	1.329	1.033	0.691
C7	7.897	7.435	6.868	6.042	5.403	4.528	3.651	2.796	1.909
C8	11.335	10.673	9.849	8.735	7.808	6.618	5.276	3.947	2.875
C9	7.826	7.069	6.588	5.960	5.554	4.634	4.300	3.693	3.073
C10	6.547	6.535	6.291	5.739	5.405	5.058	5.127	4.662	4.395
C11	6.175	6.077	5.961	5.879	5.883	6.113	6.270	6.018	6.204
C12	4.659	4.831	5.266	5.477	5.759	6.026	6.304	6.552	6.739
C13	4.701	4.776	5.053	5.478	5.572	5.928	6.173	6.529	6.808
C14	4.127	4.531	4.781	5.032	5.268	5.565	5.852	6.015	6.421

Tabel 4.13. (Lanjutan)
Komposisi Rekombinasi PPS

Komponen	% mol								
	0% OBM	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
C15	4.270	4.427	4.633	5.058	5.202	5.566	5.826	6.208	6.446
C16	2.644	2.959	3.378	3.788	4.206	4.712	5.059	5.540	5.999
C17	2.157	2.520	2.949	3.490	3.905	4.424	4.864	5.360	5.890
C18	2.072	2.440	2.866	3.329	3.740	4.220	4.617	5.114	5.525
C19	1.349	1.687	2.011	2.499	2.860	3.283	3.649	4.112	4.530
C20	1.007	1.314	1.637	2.018	2.378	2.781	3.122	3.525	3.899
C21	0.867	1.146	1.425	1.781	2.072	2.415	2.751	3.122	3.451
C22	0.755	0.964	1.215	1.527	1.781	2.096	2.374	2.705	2.998
C23	0.642	0.825	1.012	1.261	1.454	1.675	1.900	2.154	2.365
C24	0.570	0.691	0.795	0.956	1.079	1.229	1.357	1.519	1.641
C25	0.521	0.579	0.612	0.692	0.735	0.794	0.828	0.901	0.939
C26	0.460	0.480	0.461	0.474	0.471	0.476	0.459	0.476	0.462
C27	0.427	0.420	0.381	0.376	0.355	0.326	0.284	0.269	0.225
C28	0.418	0.402	0.362	0.344	0.314	0.270	0.218	0.191	0.135
C29	0.425	0.420	0.380	0.345	0.311	0.266	0.206	0.172	0.112
C30	0.369	0.349	0.312	0.306	0.277	0.224	0.171	0.143	0.085
C31	0.314	0.302	0.278	0.258	0.234	0.193	0.144	0.122	0.073
C32	0.230	0.235	0.211	0.196	0.178	0.147	0.104	0.090	0.052
C33	0.180	0.176	0.164	0.149	0.141	0.116	0.081	0.074	0.039
C34	0.111	0.108	0.099	0.089	0.091	0.073	0.043	0.047	0.024
C35	0.081	0.083	0.081	0.068	0.074	0.058	0.030	0.031	0.012
C36+	0.125	0.174	0.173	0.122	0.169	0.130	0.087	0.068	0.028

Tabel 4.14
Komposisi Rekombinasi SEM

Komponen	% mol								
	0% OBM	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
N2	0.072	0.068	0.065	0.062	0.059	0.057	0.056	0.054	0.052
CO2	0.100	0.094	0.089	0.086	0.082	0.079	0.077	0.075	0.072
C1	14.510	13.755	13.017	12.539	11.981	11.538	11.212	10.948	10.549
C2	1.416	1.297	1.231	1.186	1.133	1.093	1.085	1.032	1.001
C3	3.563	2.764	2.747	2.633	2.481	2.333	2.303	2.120	2.003
iC4	1.219	0.923	0.939	0.889	0.826	0.756	0.724	0.632	0.570
nC4	2.378	1.819	1.849	1.739	1.620	1.449	1.363	1.166	1.025
iC5	1.606	1.334	1.313	1.217	1.137	0.991	0.869	0.724	0.590

Tabel 4.14. (Lanjutan)
Komposisi Rekombinasi SEM

Komponen	% mol								
	0% OBM	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
nC5	1.426	1.203	1.174	1.086	1.022	0.879	0.756	0.636	0.498
C6	0.954	2.574	1.307	2.189	2.731	1.754	1.473	1.054	0.800
C7	7.276	6.594	6.168	5.577	4.931	3.813	3.121	2.748	1.793
C8	10.468	9.696	8.995	8.098	6.929	6.342	4.897	3.757	2.817
C9	7.771	7.405	7.131	5.830	5.023	4.758	3.728	2.657	2.332
C10	7.511	7.508	7.260	5.878	5.313	4.940	4.897	3.957	3.775
C11	6.038	6.151	6.297	5.633	5.441	5.820	5.491	5.683	6.144
C12	4.559	4.659	5.212	5.117	5.481	5.806	5.970	6.022	6.583
C13	4.387	4.672	4.898	5.277	5.503	5.884	6.118	6.532	6.914
C14	4.625	4.911	5.111	5.384	5.691	6.077	6.298	6.457	6.731
C15	5.044	5.150	5.491	5.689	6.052	6.211	6.346	6.444	6.587
C16	2.440	2.781	3.167	3.695	4.030	4.558	5.039	5.668	6.156
C17	1.809	2.206	2.629	3.297	3.784	4.415	5.002	5.525	5.900
C18	1.712	2.085	2.478	3.099	3.634	4.080	4.572	5.349	5.662
C19	1.124	1.421	1.833	2.382	2.853	3.308	3.808	4.251	4.752
C20	0.851	1.147	1.461	1.915	2.336	2.705	3.160	3.724	3.892
C21	0.729	0.985	1.274	1.708	2.076	2.413	2.848	3.221	3.491
C22	0.645	0.857	1.104	1.462	1.769	2.042	2.408	2.765	2.965
C23	0.551	0.720	0.910	1.190	1.405	1.648	1.941	2.215	2.463
C24	0.500	0.588	0.699	0.895	1.044	1.157	1.373	1.593	1.629
C25	0.435	0.467	0.504	0.642	0.671	0.715	0.817	0.928	0.882
C26	0.419	0.407	0.374	0.427	0.401	0.386	0.439	0.432	0.449
C27	0.441	0.406	0.349	0.395	0.343	0.288	0.292	0.282	0.205
C28	0.532	0.480	0.418	0.416	0.359	0.284	0.266	0.212	0.136
C29	0.708	0.680	0.584	0.565	0.496	0.402	0.351	0.272	0.179
C30	0.655	0.576	0.555	0.477	0.435	0.345	0.297	0.279	0.159
C31	0.476	0.448	0.404	0.355	0.324	0.253	0.212	0.154	0.091
C32	0.330	0.319	0.282	0.246	0.204	0.160	0.145	0.118	0.053
C33	0.218	0.208	0.183	0.163	0.137	0.097	0.087	0.057	0.027
C34	0.144	0.142	0.116	0.111	0.088	0.053	0.057	0.045	0.029
C35	0.098	0.108	0.081	0.088	0.064	0.038	0.071	0.037	0.017
C36+	0.261	0.391	0.299	0.364	0.110	0.070	0.033	0.171	0.025

4.4 Analisa Pb dan Bo

Dari komposisi rekombinasi dari tiap sample didapatkan Pb dan Bo pada pressure 2192 psig dan temperature 210.4 °F yang bisa dilihat pada table-tabel

berikut:

Tabel 4.15

Pb Sample BTM

	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
Pb @210.4 F	722.28	674.19	629.47	594.09	575.08	537.44	515.22	490.92
Pb 0% OBM @210.4 F	796.16	796.16	796.16	796.16	796.16	796.16	796.16	796.16
Std Dev	52.24	86.25	117.87	142.89	156.33	182.94	198.65	215.84
Average	759.22	735.18	712.82	695.13	685.62	666.80	655.69	643.54
% RSD	6.88	11.73	16.54	20.56	22.80	27.44	30.30	33.54

Tabel 4.16

Bo Sample BTM

	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
Bo @2192 psig	1.11	1.11	1.10	1.09	1.09	1.08	1.08	1.07
Bo 0% OBM @2192 psig	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12
Std Dev	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03
Average	1.12	1.11	1.11	1.11	1.10	1.10	1.10	1.10
% RSD	0.51	1.02	1.53	1.92	2.31	2.57	2.83	3.09

Tabel 4.17

Pb Sample KTT

	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
Pb @210.4 F	850.34	778.14	718.34	660.15	619.19	584.75	550.28	515.79
Pb 0% OBM @210.4 F	944.00	944.00	944.00	944.00	944.00	944.00	944.00	944.00
Std Dev	66.23	117.28	159.57	200.71	229.68	254.03	278.40	302.79
Average	897.17	861.07	831.17	802.08	781.60	764.38	747.14	729.90
% RSD	7.38	13.62	19.20	25.02	29.39	33.23	37.26	41.48

Tabel 4.18**Bo Sample KTT**

	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
Bo @2192 psig	1.10	1.09	1.09	1.08	1.08	1.08	1.07	1.07
Bo 0% OBM @2192 psig	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11
Std Dev	0.00	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03
Average	1.10	1.10	1.10	1.10	1.09	1.09	1.09	1.09
% RSD	0.45	0.90	1.22	1.48	1.75	2.01	2.14	2.34

Tabel 4.19**Pb Sample PPJ**

	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
Pb @210.4 F	620.09	591.63	567.53	539.74	519.39	503.74	491.66	473.54
Pb 0% OBM @210.4 F	665.31	665.31	665.31	665.31	665.31	665.31	665.31	665.31
Std Dev	31.98	52.10	69.14	88.79	103.18	114.25	122.79	135.60
Average	642.70	628.47	616.42	602.53	592.35	584.53	578.49	569.43
% RSD	4.98	8.29	11.22	14.74	17.42	19.55	21.23	23.81

Tabel 4.20**Bo Sample PPJ**

	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
Bo @2192 psig	1.12	1.11	1.10	1.09	1.09	1.08	1.08	1.08
Bo 0% OBM @2192 psig	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13
Std Dev	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.04
Average	1.12	1.12	1.11	1.11	1.11	1.10	1.10	1.10
% RSD	0.57	1.14	1.59	1.98	2.36	2.69	2.95	3.21

Tabel 4.21**Pb Sample PPS**

	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
Pb @210.4 F	648.07	610.77	583.92	557.99	534.93	511.83	495.82	477.95
Pb 0% OBM @210.4 F	687.79	687.79	687.79	687.79	687.79	687.79	687.79	687.79
Std Dev	28.09	54.46	73.45	91.78	108.09	124.42	135.74	148.38
Average	667.93	649.28	635.86	622.89	611.36	599.81	591.81	582.87
% RSD	4.20	8.39	11.55	14.73	17.68	20.74	22.94	25.46

Tabel 4.22**Bo Sample PPS**

	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
Bo @2192 psig	1.12	1.11	1.10	1.09	1.09	1.08	1.08	1.08
Bo 0% OBM @2192 psig	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13
Std Dev	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.04
Average	1.12	1.12	1.11	1.11	1.11	1.10	1.10	1.10
% RSD	0.63	1.14	1.65	2.04	2.43	2.75	3.01	3.28

Tabel 4.23**Pb Sample SEM**

	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
Pb @210.4 F	657.84	618.51	593.58	561.58	536.26	519.76	504.37	481.26
Pb 0% OBM @210.4 F	705.66	705.66	705.66	705.66	705.66	705.66	705.66	705.66
Std Dev	33.81	61.62	79.25	101.88	119.78	131.45	142.33	158.67
Average	681.75	662.09	649.62	633.62	620.96	612.71	605.02	593.46
% RSD	4.96	9.31	12.20	16.08	19.29	21.45	23.53	26.74

Tabel 4.24**Bo Sample SEM**

	10% OBM	20% OBM	30% OBM	40% OBM	50% OBM	60% OBM	70% OBM	80% OBM
Bo @2192 psig	1.12	1.11	1.10	1.10	1.09	1.08	1.08	1.08
Bo 0% OBM @2192 psig	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13
Std Dev	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04
Average	1.12	1.12	1.12	1.11	1.11	1.11	1.11	1.10
% RSD	0.94	1.45	1.96	2.35	2.74	3.06	3.46	3.65

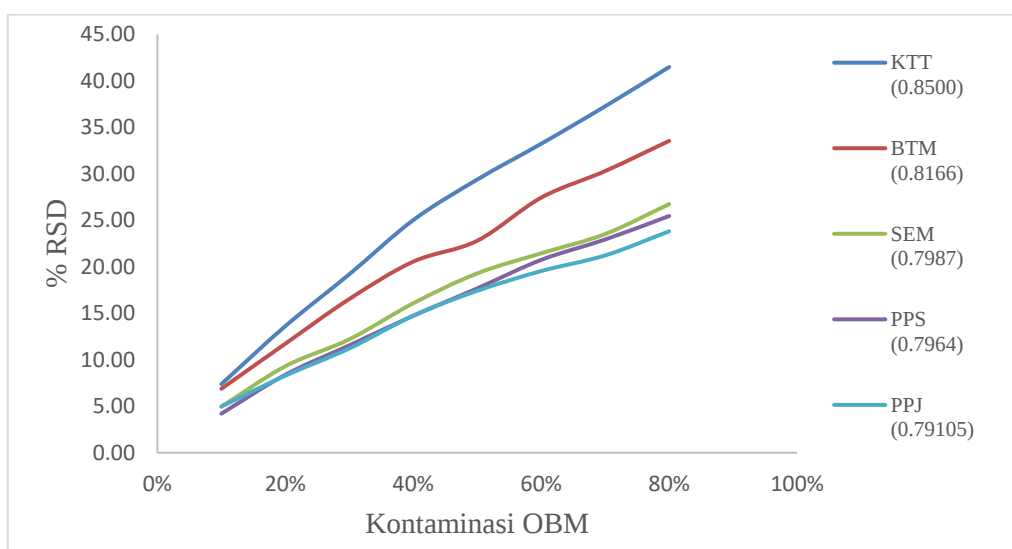
Tabel 4.25**Density Vs %RSD Bpt**

Kontaminasi OBM	%RSD				
	KT (0.8500)	BT (0.8166)	SEM (0.7987)	PPS (0.7964)	PPJ (0.79105)
10%	7.38	6.88	4.96	4.20	4.98
20%	13.62	11.73	9.31	8.39	8.29
30%	19.20	16.54	12.20	11.55	11.22

Tabel 4.25. (Lanjutan)

Density Vs %RSD Bpt

Kontaminasi OBM	%RSD				
	KTT (0.8500)	BTM (0.8166)	SEM (0.7987)	PPS (0.7964)	PPJ (0.79105)
40%	25.02	20.56	16.08	14.73	14.74
50%	29.39	22.80	19.29	17.68	17.42
60%	33.23	27.44	21.45	20.74	19.55
70%	37.26	30.30	23.53	22.94	21.23
80%	41.48	33.54	26.74	25.46	23.81

**Gambar 4.1**

Grafik Kontaminasi OBM Vs % RSD Bpt

Tabel 4.26

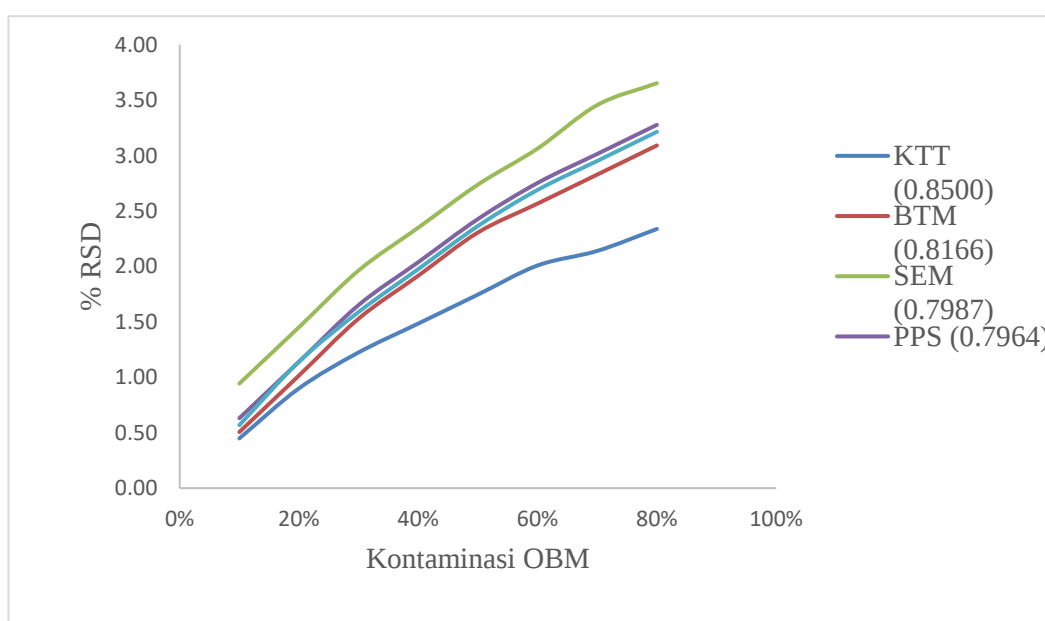
Density Vs %RSD Bo

Kontaminasi OBM	%RSD				
	KTT (0.8500)	BTM (0.8166)	SEM (0.7987)	PPS (0.7964)	PPJ (0.79105)
10%	0.45	0.51	0.94	0.63	0.57
20%	0.90	1.02	1.45	1.14	1.14
30%	1.22	1.53	1.96	1.65	1.59
40%	1.48	1.92	2.35	2.04	1.98

Tabel 4.26. (Lanjutan)

Density Vs %RSD Bo

Kontaminasi OBM	%RSD				
	KTT (0.8500)	BTM (0.8166)	SEM (0.7987)	PPS (0.7964)	PPJ (0.79105)
50%	1.75	2.31	2.74	2.43	2.36
60%	2.01	2.57	3.06	2.75	2.69
70%	2.14	2.83	3.46	3.01	2.95
80%	2.34	3.09	3.65	3.28	3.21

**Gambar 4.2**

Grafik Kontaminasi OBM Vs % RSD Bo

4.5 Analisa Persamaan Linier dan Polynomial

Dari data Pb, OBM dan density dapat ditentukan persamaan hubungan antara ketiga variabel tersebut menggunakan software SPSS sehingga didapatkan persamaan linier dan polynomial, berdasarkan nilai Rsquare dapat dilihat persamaan yang paling sesuai yaitu Rsquare mendekati 1.

Table 4.27
Pb, OBM dan Density

No	Y Pb	X %OBM	Z Density	No	Y Pb	X %OBM	Z Density
1	944	0	0.85	24	536.26	50	0.7987
2	850.34	10	0.85	25	519.76	60	0.7987
3	778.14	20	0.85	26	504.37	70	0.7987
4	718.34	30	0.85	27	481.26	80	0.7987
5	660.15	40	0.85	28	687.79	0	0.7964
6	619.19	50	0.85	29	648.07	10	0.7964
7	584.75	60	0.85	30	610.77	20	0.7964
8	550.28	70	0.85	31	583.92	30	0.7964
9	515.79	80	0.85	32	557.99	40	0.7964
10	796.16	0	0.8166	33	534.93	50	0.7964
11	722.28	10	0.8166	34	511.83	60	0.7964
12	674.19	20	0.8166	35	495.82	70	0.7964
13	629.47	30	0.8166	36	477.95	80	0.7964
14	594.09	40	0.8166	37	665.31	0	0.7911
15	575.08	50	0.8166	38	620.09	10	0.7911
16	537.44	60	0.8166	39	591.63	20	0.7911
17	515.22	70	0.8166	40	567.53	30	0.7911
18	490.92	80	0.8166	41	539.74	40	0.7911
19	705.66	0	0.7987	42	519.39	50	0.7911
20	657.84	10	0.7987	43	503.74	60	0.7911
21	618.51	20	0.7987	44	491.66	70	0.7911
22	593.58	30	0.7987	45	473.54	80	0.7911
23	561.58	40	0.7987				

4.5.1 Perasamaan Linier

Persamaan linear adalah ekspresi matematika yang derajat (atau pangkat) tertinggi dari variabelnya adalah 1. Persamaan ini disebut "linear" karena menggambarkan garis lurus saat digambarkan.

Tabel 4.28*RSquare Persamaan Linier*

ANOVA^a			
<i>Source</i>	<i>Sum of Squares</i>	<i>df</i>	<i>Mean Squares</i>
<i>Regression</i>	16651735.490	3	5550578.497
<i>Residual</i>	44818.825	42	1067.115
<i>Uncorrected Total</i>	16696554.316	45	
<i>Corrected Total</i>	476928.375	44	

Dependent variable: Pb

a. $R \text{ squared} = 1 - (\text{Residual Sum of Squares}) / (\text{Corrected Sum of Squares}) = 0.906$.

Tabel 4.29*Koefisien Persamaan Linier*

Parameter Estimates				
<i>Parameter</i>	<i>Estimate</i>	<i>Std. Error</i>	<i>95% Confidence Interval</i>	
			<i>Lower Bound</i>	<i>Upper Bound</i>
a	-1148.748	183.784	-1519.640	-777.856
b	-3.267	.189	-3.648	-2.886
c	2319.128	226.467	1862.100	2776.156

Dari data table di atas didapatkan persamaan liner.

$$Y = -1148.748 - 3.267X + 2319.128Z \quad (4.1)$$

Dimana:

$Y = Pb$

$X = OBM$

$Z = \text{Density}$

4.5.2 Persamaan Polynomial Derajat 2 (kuadrat)

Persamaan polinomial derajat dua adalah persamaan polinomial yang pangkat variabel tertingginya adalah 2. Jenis persamaan ini juga disebut persamaan kuadrat, dan grafiknya berbentuk parabola.

Tabel 4.30Rsquare Persamaan *Polynomial* Derajat 2

ANOVA^a			
<i>Source</i>	<i>Sum of Squares</i>	<i>df</i>	<i>Mean Squares</i>
<i>Regression</i>	16694119.876	6	2782353.313
<i>Residual</i>	2434.439	39	62.422
<i>Uncorrected Total</i>	16696554.316	45	
<i>Corrected Total</i>	476928.375	44	

Dependent variable: Pb

a. $R \text{ squared} = 1 - (\text{Residual Sum of Squares}) / (\text{Corrected Sum of Squares}) = 0.995$.

Tabel 4.31Koefisien *Polynomial* Derajat 2

Parameter Estimates				
<i>Parameter</i>	<i>Estimate</i>	<i>Std. Error</i>	<i>95% Confidence Interval</i>	
			<i>Lower Bound</i>	<i>Upper Bound</i>
a	-4869.253	2544.048	-10015.075	276.569
b	34.239	1.728	30.744	37.733
c	9542.307	6198.035	-2994.403	22079.017
d	.025	.002	.021	.029
e	-3211.138	3772.772	-10842.290	4420.014
f	-48.713	2.121	-53.004	-44.422

Dari table di atas didapatkan persamaan *Polynomial* derajat 2 (kuadrat).

$$Y = -4869.253 + 34.239X + 9542.307Z + 0.025X^2 - 3211.138Z^2 - 48.713XZ \quad (4.2)$$

Dimana:

Y = Pb

X = OBM

Z = Density

4.5.3 Persamaan Polynomial Derajat 3 (kubik)

Persamaan polinomial derajat tiga adalah persamaan polinomial yang eksponen tertinggi variabelnya adalah 3. Persamaan ini juga dikenal sebagai persamaan kubik, dan grafiknya biasanya membentuk kurva yang dapat memiliki satu atau dua titik balik dan dapat melintasi sumbu x hingga tiga kali.

Tabel 4.32

Rsquare Polynomial Derajat 3

ANOVA^a			
<i>Source</i>	<i>Sum of Squares</i>	<i>df</i>	<i>Mean Squares</i>
<i>Regression</i>	16696126.310	10	1669612.631
<i>Residual</i>	428.006	35	12.229
<i>Uncorrected Total</i>	16696554.316	45	
<i>Corrected Total</i>	476928.375	44	

Dependent variable: Pb

a. $R \text{ squared} = 1 - (\text{Residual Sum of Squares}) / (\text{Corrected Sum of Squares}) = 0.999$.

Tabel 4.33

Koefisien Polynomial derajat 3

Parameter Estimates				
<i>Parameter</i>	<i>Estimate</i>	<i>Std. Error</i>	<i>95% Confidence Interval</i>	
			<i>Lower Bound</i>	<i>Upper Bound</i>
a0	-271676.915	104221.439	-483257.684	-60096.146
a1	123.852	43.711	35.115	212.589
a2	983684.990	381983.396	208217.469	1759152.512
a3	-.293	.034	-.362	-.224
a4	-235.723	106.369	-451.662	-19.783
a5	-1188771.184	466508.806	-2135834.409	-241707.958
a6	.000	.000	.000	.000
a7	.434	.041	.350	.518
a8	92.709	64.721	-38.681	224.098
a9	480966.374	189845.197	95560.134	866372.614

Dari table di atas didapatkan persamaan Polynomial derajat 3 (kubik).

$$Y = -271676.915 + 123.852X + 983684.990Z - 0.293X^2 - 235.723XZ - 1188771.184Z^2 + 0.434X^2Z + 92.709XZ^2 + 480966.374Z^3 \quad (4.3)$$

Dimana:

Y = Pb

X = OBM

Z = Density

BAB V

PEMBAHASAN

5.1 Ringkasan Penelitian

Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui pengaruh kontaminasi OBM pada sample minyak pada hasil analisa PVT terutama terhadap perubahan nilai Pb, Bo serta pengaruh densitas minyak terhadap nilai Pb dan Bo pada minyak yang terkontaminasi OBM. Berdasarkan proses analisa yang telah dibahas pada bab sebelumnya.

Analisa dilakukan menggunakan lima sample minyak, *sample* gas, OBM dan data *reservoir*. Hasil komposisi sample dihasilkan dari GC (*gas chromatography*) yang ada di PT. Geoservices, sedangkan data Pb dan Bo dihasilkan dari perhitungan software PVTsim menggunakan EOS Soave-Redlich-Kwong.

5.2 Pengaruh OBM terhadap nilai Pb

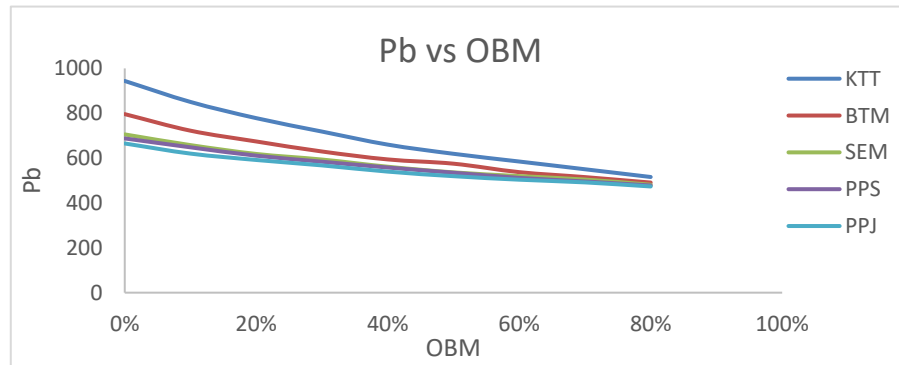
Dari hasil analisa, penambahan OBM mengakibatkan penurunan nilai bubble point. Tren ini konsisten di seluruh sampel, walaupun besar penurunannya berbeda tergantung pada karakteristik minyak.

Contoh:

- Sample BTM (API 41.71): Pb menurun dari 796.16 psig (tanpa OBM) menjadi 490.92 psig (dengan 80% OBM).
- Sample PPS (API 46.10): Pb menurun dari 687.79 psig menjadi 477.95 psig.
- Penurunan nilai Pb rata-rata dari 5 (lima) sample pada kontaminasi 10% OBM adalah 7,9 %.

Penurunan Pb ini disebabkan oleh masuknya fraksi hidrokarbon menengah-berat dari OBM (seperti C11–C18) yang menggantikan fraksi ringan dalam minyak, sehingga menaikkan berat molekul dan menurunkan tekanan uapnya. Akibatnya,

tekanan dimana gas pertama kali terbentuk (Pb) menjadi lebih rendah.



Gambar 5.1

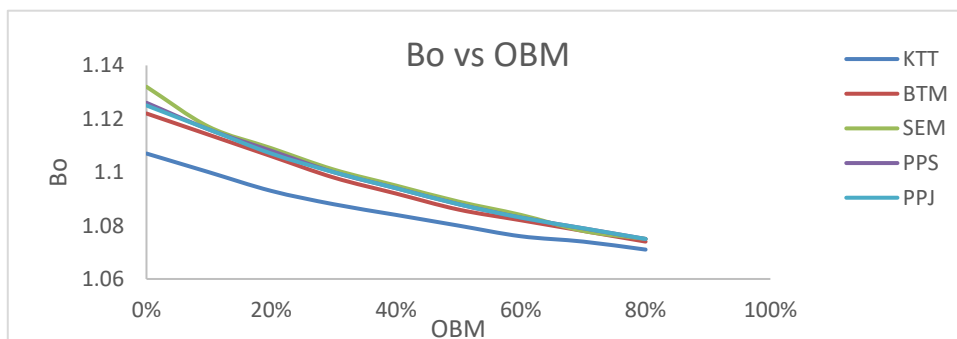
Grafik Pb Vs OBM

5.3 Pengaruh OBM terhadap nilai Bo

Nilai *formation volume factor* (Bo) juga menunjukkan tren penurunan dengan meningkatnya konsentrasi OBM. Namun, penurunan Bo cenderung lebih kecil dan tidak sekuat efek pada Pb.

Contoh :

- Sample PPJ: Bo menurun dari 1.13 menjadi 1.08 pada 80% OBM.
- Sample SEM: Bo turun dari 1.13 menjadi 1.08..
- Penurunan nilai Bo rata-rata dari 5 (sample) pada kontaminasi OBM 10% adalah 0,8%



Gambar 5.2

Grafik Bo Vs OBM

5.4 Pengaruh nilai densitas sample terhadap nilai Bp dan Bo pada penambahan OBM.

Penelitian juga mengungkap bahwa densitas minyak (atau API gravity) memengaruhi sensitivitas terhadap kontaminasi OBM.

- Minyak berat (API rendah) seperti KTT (API 34.90) menunjukkan penurunan Pb yang lebih drastis.
- Sebaliknya, minyak ringan (API tinggi) seperti PPJ (API 47.30) menunjukkan penurunan yang tidak signifikan.

Namun untuk Bo, perubahan bersifat tidak menentu (acak) terhadap densitas. Hal ini diduga karena pengaruh OBM pada volume formasi minyak dipengaruhi lebih oleh sifat termodinamika keseluruhan dibanding hanya densitas awal minyak.

5.5 Nilai rata-rata %RSD Bp dan %RSD Bo

Nilai % RSD adalah nilai yang biasa digunakan di laboratorium untuk mengetahui data yang didapatkan bagus atau tidak bagus. Pada penelitian ini % RSD digunakan untuk mengetahui berapa besar kontaminasi OBM yang bisa diterima untuk mendapatkan data PVT (Bp dan Bo) yang *representative*. Didapatkan data dari analisa pada kontaminasi OBM 10% nilai rata-rata %RSD dari lima sample minyak adalah 5.68 %, Penulis berpendapat jika nilai %RSD > 5% tada tersebut kurang bagus, sehingga untuk mendapatkan data yang bagus nilai %RSD kurang dari 5 %, ini berarti besarnya kontaminasi harus kurang dari 10%. Penentuan besarnya %RSD ini bersifat subyektif.

5.6 Persamaan Linier dan Polynomial

Hubungan antara Pb, OBM, dan densitas dimodelkan menggunakan pendekatan regresi:

- Persamaan Linier:

$$Y = -1148.748 - 3.267X + 2319.128Z$$

Dengan $R\text{ squared} = 0.906$.

- Persamaan Polynomial Derajat 2:

$$Y = -4869.253 + 34.239X + 9542.307Z + 0.025X^2 - 3211.138Z^2 - 48.713XZ$$

Dengan $R^2 = 0.995$.

- Persamaan Polynomial Derajat 3:

$$Y = -271676.915 + 123.852X + 983684.990Z - 0.293X^2 - 235.723XZ - 1188771.184Z^2 + 0.434X^2Z + 92.709XZ^2 + 480966.374Z^3$$

Dengan $R^2 = 0.999$ (akurasi terbaik).

Model polynomial kubik inilah yang akhirnya dipilih sebagai model terbaik untuk memprediksi nilai Pb berdasarkan tingkat kontaminasi OBM dan densitas minyak.

5.7 Pengaruh Penambahan OBM Terhadap Komposisi Minyak

Pada penelitian ini terlihat bahwa penambahan OBM akan mempengaruhi komposisi minyak, yaitu terjadi penambahan fraksi berat sesuai dengan komposisi OBM. Sedangkan komposisi yang tidak ada pada OBM akan mengalami penurunan.

BAB VI

KESIMPULAN

Adapun beberapa kesimpulan yang didapatkan pada penelitian ini yaitu sebagai berikut:

1. Besarnya kontaminasi OBM mempengaruhi nilai *bubble point* sekitar 7,9% (menurunkan nilai Bp) pada kontaminasi 10% OBM.
2. Besarnya kontaminasi OBM mempengaruhi nilai faktor *volume* formasi sekitar 0,8% (menurunkan nilai Bo) pada kontaminasi 10% OBM.
3. Semakin besar density sample minyak semakin besar juga pengaruh OBM terhadap nilai Bp, dari penelitian ini bisa menjadi peringatan atau panduan jika akan menggunakan OBM pada minyak berat, tetapi pengaruhnya terhadap Bo belum bisa dipastikan karena dari penelitian menunjukkan hasil yang tidak menentu atau acak.
4. Nilai rata-rata %RSD bubble point pada nilai kontaminasi OBM 10% dari 5 sample yang berbeda adalah 5,68 persen, nilai tersebut cukup tinggi sehingga untuk mendapatkan data PVT yang bagus nilai kontaminasi OBM sebaiknya kurang dari 10%.
5. Evaluasi / analisis dilakukan pada nilai Pb, Bo dan OBM, didapatkan persamaan yang paling sesuai untuk menggambarkan hubungan antara ketiganya adalah persamaan polynomial derajat 3 (kubik) dengan R square = 0.999, tetapi persamaan ini cukup rumit atau terlalu panjang sehingga jika ingin menggunakan persamaan yang lebih sederhana, dapat menggunakan persamaan derajat 2 (kuadrat) dengan nilai R square = 0,995.

DAFTAR PUSTAKA

- Adachi, Y., Lu, B.C.-Y., and Sugie, H., A four-parameter equation of state, *Fluid Phase Equilib.* 11, 29–48, 1983.
- American Petroleum Institute, *Technical Data Book—Petroleum Refining*, API, New York, 1982.
- American Petroleum Institute, *Technical Data Book—Petroleum Refining*, API, New York, 1982.
- ASTM D6869-03 Standard Test Method for Coulometric and Volumetric Determination of Moisture in Plastics Using the Karl Fischer Reaction (the Reaction of Iodine with Water), 2011.
- Benedict, M., Webb, G.R., and Rubin, L.C., An empirical equation for thermodynamic properties of light hydrocarbons and their mixtures. I. Methane, ethane, propane and butane, *J. Chem. Phys.* 8, 334–345, 1940.
- Bergman, D.F., Tek, M.R., and Katz, D.L., *Retrograde Condensation in Natural Gas Pipelines*, Monograph Series, American Gas Association, New York, 1975.
- Chapman, W.G., Gubbins, K.E., Jackson, G., and Radosz, M., New reference equation of state for associating liquids, *Ind. Eng. Chem. Res.* 29, 1709–1721, 1990.
- Chapman, W.G., Jackson, G., and Gubbins, K.E., Phase equilibria of associating fluids: Chain molecules with multiple bonding sites, *Mol. Phys.* 65, 1057–1079, 1988.
- Curvers, J. and van den Engel, P., Gas chromatographic method for simulated distillation up to a boiling point of 750°C using temperature programmed injection and high temperature fused silica wide-bore columns, *J. High Resolution Chromatogr.* 20, 16–22, 1989.
- Dahl, S. and Michelsen, M.L., High-pressure vapor-liquid equilibrium with a

- UNIFAC-based equation of state, *AIChE J.* 36, 1829–1836, 1990.
- Donohue, M.D. and Vimalchand, P., The perturbed-hard-chain theory. Extensions and applications, *Fluid Phase Equilib.* 40, 185–211, 1988.
- Gozalpour, F., Danesh, A., Tehrani, D.H., Todd, A.C., and Tohidi, B., Predicting reservoir fluid phase and volumetric behavior from samples contaminated with oil-based mud, *SPE 78130, SPE Reservoir Eval. Eng.* 197–205, June 2002.
- Graboski, M.S. and Daubert T.E., A modified Soave equation of state for phase equilibrium calculations. 1. Hydrocarbon systems, *Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev.* 17, 443–448, 1978.
- Gross, J. and Sadowski, G., Perturbed-chain SAFT: An equation of state based on perturbation theory for chain molecules, *Ind. Eng. Chem. Res.* 40, 1244–1260, 2001.
- Hadsbjerg, C., Christensen, A.A., and Tybjerg, P.C.V., A study of the perturbed chain statistical associating fluid theory, Mid-Term Project, The Technical University of Denmark, 2005.
- Hoffmann, A.E., Crump, J.S., and Hocott, C.R., Equilibrium constants for a gas condensate system, *Petroleum Transactions, AIME* 198, 1–10, 1953.
- Jhaveri, B.S. and Youngren, G.K., Three-parameter modification of the Peng-Robinson equation of state to improve volumetric predictions, *SPE Res. Eng.* 1033–1040, August 1988.
- Katz, D.L. and Firoozabadi, A., Predicting phase behavior of condensate/crude-oil systems using methane interaction coefficients, *J. Petroleum Technol.* 20, 1649–1655, 1978.
- Khashayar, N. and Moshfeghian, M., A saturated density equation in conjunction with the Predictive-Soave-Redlich-Kwong equation of state for pure refrigerants on LNG multicomponent systems, *Fluid Phase Equilib.* 153, 231–242, 1998.
- Knapp, H.R., Doring, R., Oellrich, L., Plocker, U., and Prausnitz, J.M., Vapor-

- liquid equilibria for mixtures of low boiling substances, Chem. Data Ser. Vol. VI, DECHEMA, 1982.
- Kunz, O. and Wagner, W., The GERG-2008 Wide-range equation of state for natural gases and other mixtures: An expansion of GERG-2004, J. Chem. Eng. Data 57, 3032–3091, 2012.
- Lin, H.-M., Kim, H., Guo, T.M., and Chao, K.C., Cubic chain-of-rotators equation of state and VLE calculations, Fluid Phase Equilib. 13, 143–152, 1983.
- Mathias, P.M. and Copeman, T.W., Extension of the Peng-Robinson equation of state to complex mixtures: Evaluation of the various forms of the local composition concept, Fluid Phase Equilib. 13, 91–108, 1983.
- Osjord, E.H. and Malthe-Sørenssen, D., Quantitative analysis of natural gas in a single run by the use of packed and capillary columns, J. Chromatogr. 297, 219–224, 1983.
- Osjord, E.H., Rønningsen, H.P., and Tau, L., Distribution of weight, density, and molecular weight in crude oil derived from computerized capillary GC analysis, J. High Resolution Chromatogr. Chromatogr. Commun. 8, 683–690, 1985.
- Pedersen, K.S., Blilie, A.L., and Meisingset, K.K., PVT calculations on petroleum reservoir fluids using measured and estimated compositional data for the plus fraction, Ind. Eng. Chem. Res. 31, 1379–1384, 1992.
- Peneloux, A., Rauzy, E., and Fréze, R., A consistent correction for Redlich-Kwong-Soave volumes, Fluid Phase Equilib. 8, 7–23, 1982,
- Peng, D.-Y. and Robinson, D.B., A new two-constant equation of state, Ind. Eng. Chem. Fundam. 15, 59–64, 1976.
- Peng, D.-Y. and Robinson, D.B., The characterization of the heptanes and heavier fractions for the GPA Peng-Robinson Programs, GPA Research Report RR-28, 1978.
- Pitzer, K.S., Volumetric and thermodynamic properties of fluids. I. Theoretical basis and virial coefficients, J. Am. Chem. Soc. 77, 3427–3433, 1955.

- Poling, B.E, Prausnitz, J.M., and O'Connell, J.P., *The Properties of Gases and Liquids*, McGraw-Hill, New York, 2000.
- Rackett, H.G., Equation of state for saturated liquids, *J. Chem. Eng. Data* 15, 514–517, 1970.
- Redlich, O. and Kwong, J.N.S., The thermodynamics of solutions. V. An equation of state. Fugacities of gaseous solutions, *Chem. Rev.* 44, 233–244, 1949.
- Reid, R.C., Prausnitz, J.M., and Sherwood, T.K., *The Properties of Gases and Liquids*, McGraw-Hill, New York, 1977.
- Sah, P., Gurdial, G., Pedersen, K.S., Izwan, H., and Ramli, F., Equation-of-state modeling for reservoir fluid samples contaminated by oil-based drilling mud using contaminated fluid PVT Data, *SPE Reservoir Eval. Eng.* 15, 139–149, 2012.
- Soave, G., Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state, *Chem. Eng. Sci.* 27, 1197–1203, 1972.
- Spencer, C.F. and Danner, R.P., Prediction of bubble-point density of mixtures, *J. Chem. Eng. Data* 18, 230–234, 1973.
- Van der Waals, J.D., *Doctoral Dissertation, Over de Continuïteit van der Gas- en Vloeistofoestand* Leiden, University, The Netherlands, 1873 (In Dutch).
- Wei, Y.S. and Sadus R.J., Equations of state for the calculation of fluid-phase equilibria. *AIChE J.* 46, 169–196, 2000.
- Yang, T., Chen, W.-D., and Guo, T. Phase behavior of near-critical reservoir fluid mixture, *Fluid Phase Equilib.* 128, 183–197, 1997.

LAMPIRAN

Lampiran A.
Data Sample Minyak dan Klasifikasi Minyak

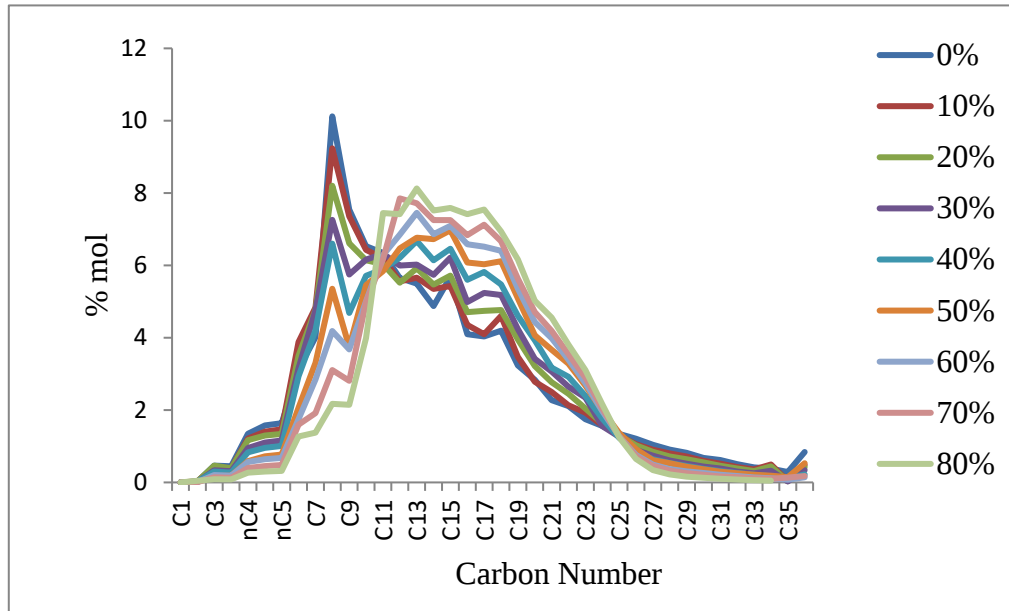
Data Sample Minyak

Nama Sample	Densitas (gr/cc)	API
KTT	0,8500	34,90
BTM	0,8166	41.71
SEM	0,7987	45.59
PPS	0,7964	46.10
PPJ	0,7910	47.30

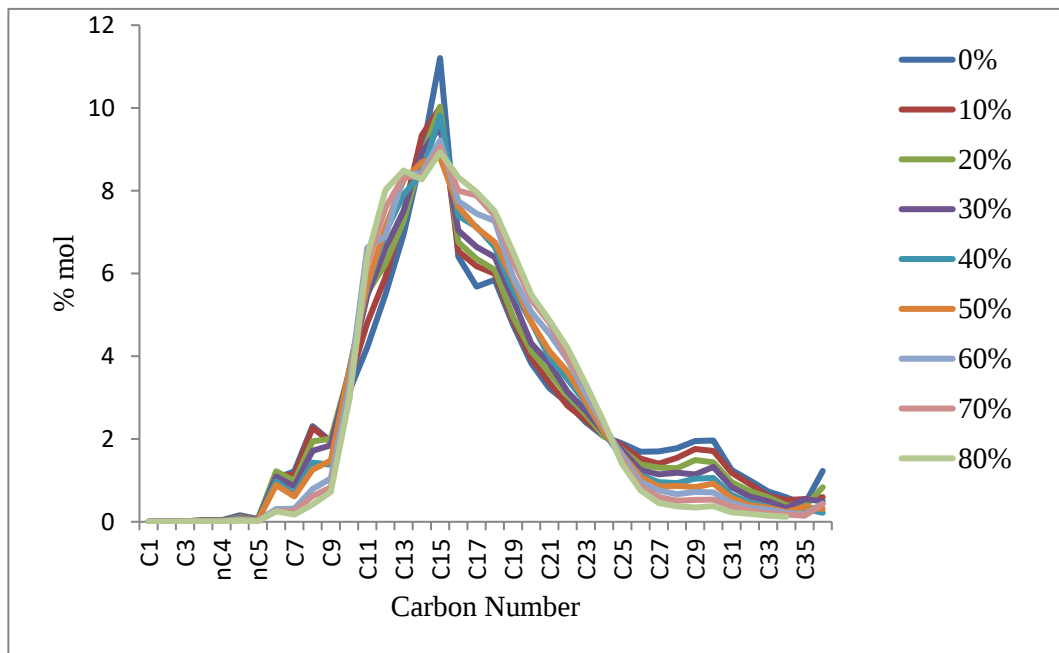
Klasifikasi Minyak

Jenis Minyak	API
Minyak Ringan (Light Crude)	>31.1
Minyak Sedang (Medium Crude)	22,3 – 31.1
Minyak Berat (Heavy Crude)	10,0 – 22,3
Minyak Ekstra Berat (Extra Heavy Crude)	< 10,0

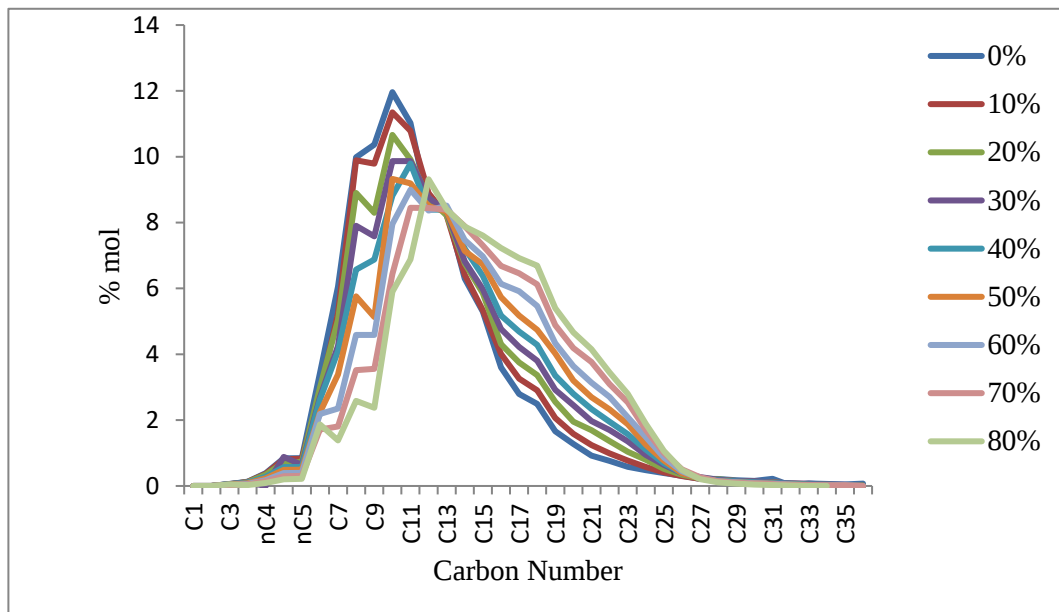
Lampiran B.
Grafik Komposisi Minyak dan Kontaminasi OBM



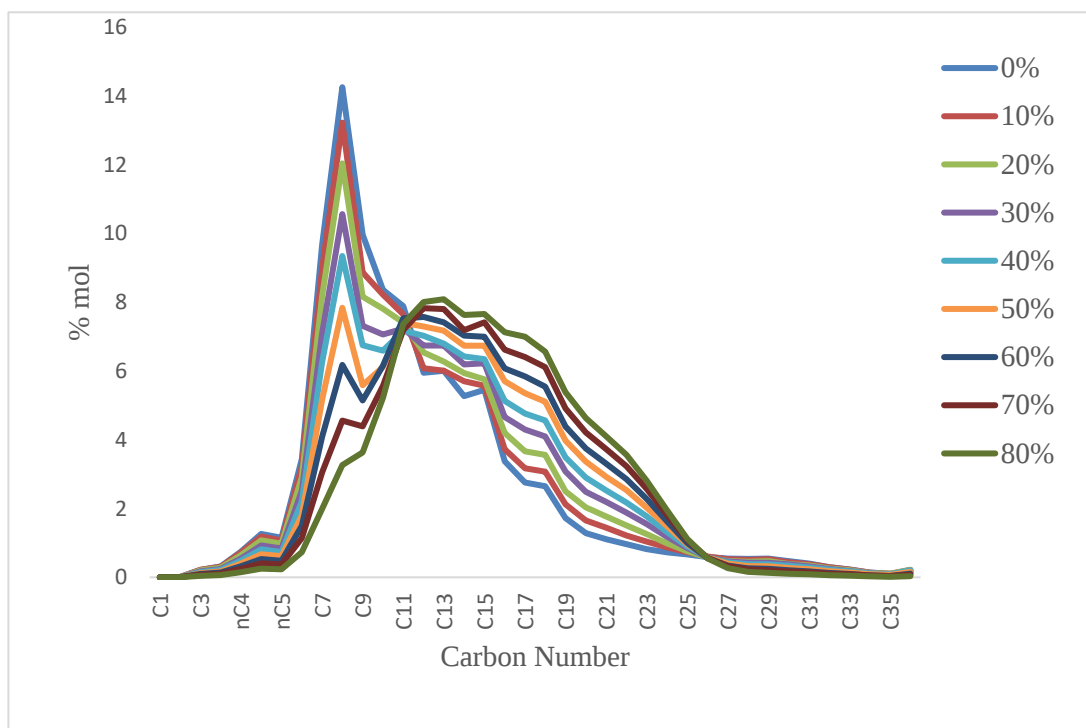
Grafik Komposisi *Sample* BTM dengan Variasi Kontaminasi



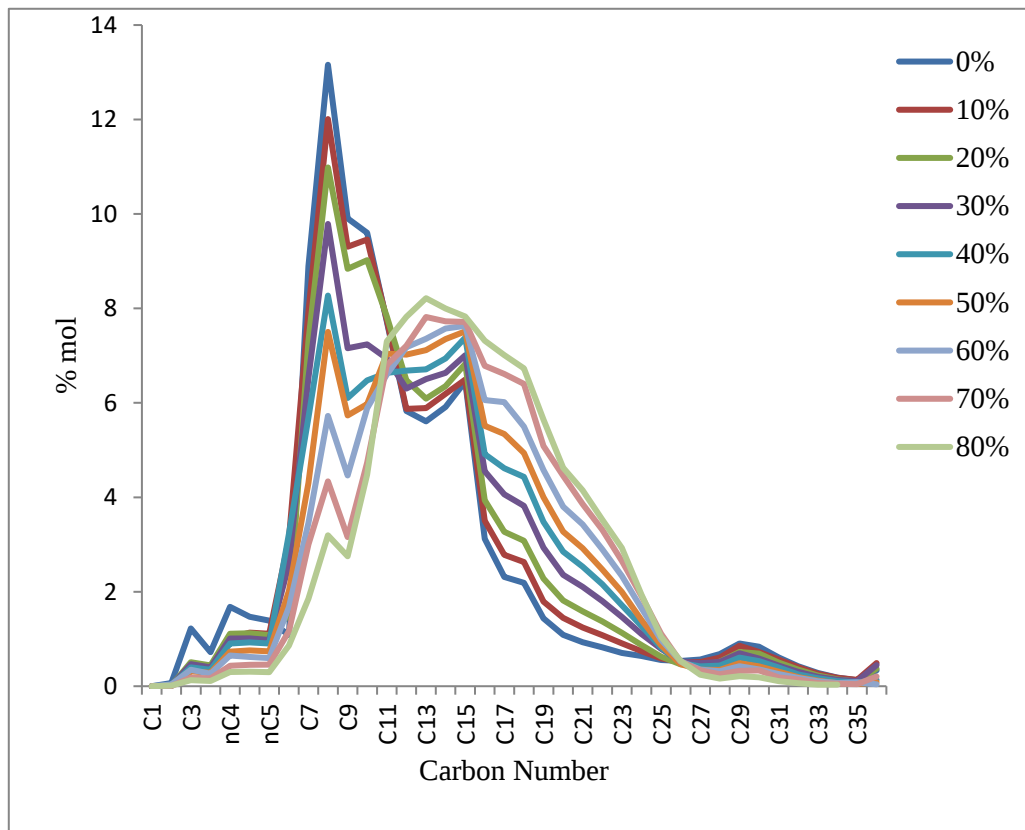
Grafik Komposisi *Sample* KTT dengan Variasi Kontaminasi



Grafik Komposisi *Sample PPJ* dengan Variasi Kontaminasi



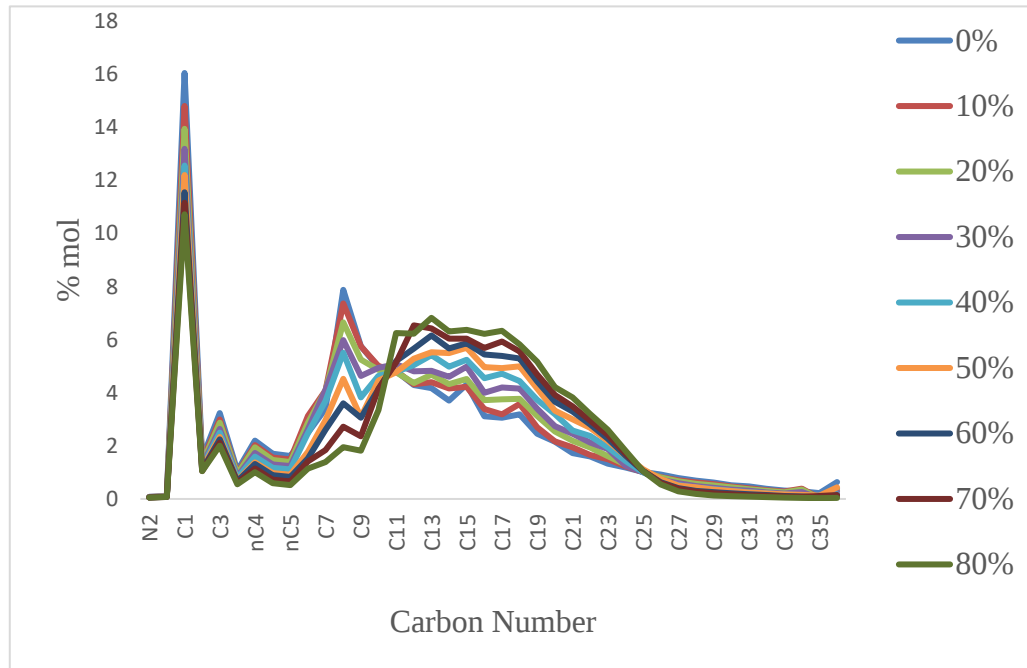
Grafik Komposisi *Sample PPS* dengan Variasi Kontaminasi



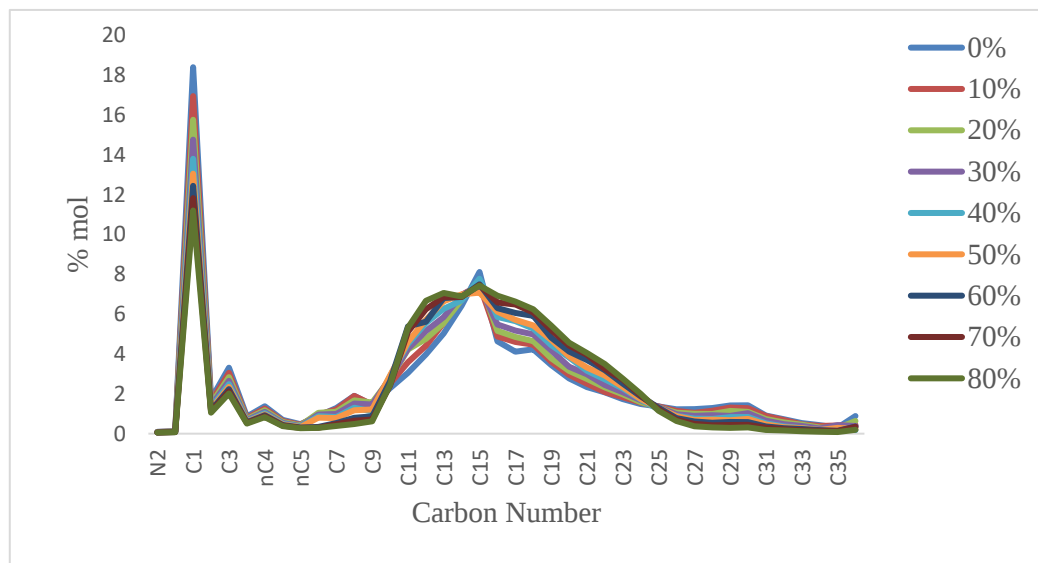
Grafik Komposisi Sampel SEM dengan Variasi Kontaminasi

Lampiran C.

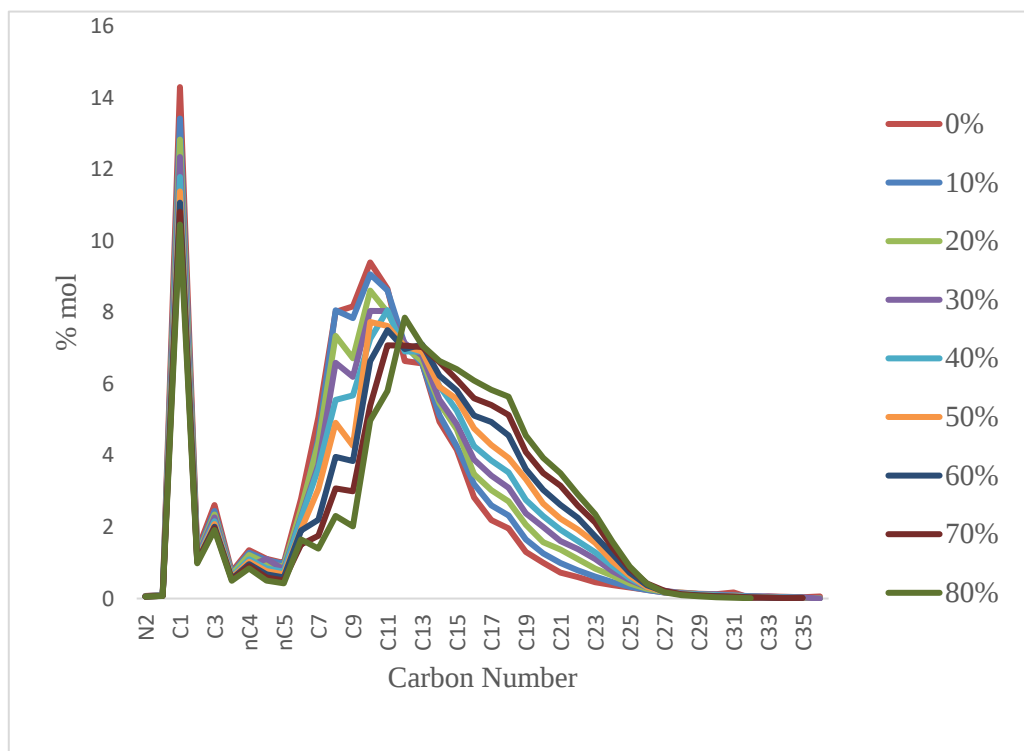
Grafik Komposisi Rekombinasi



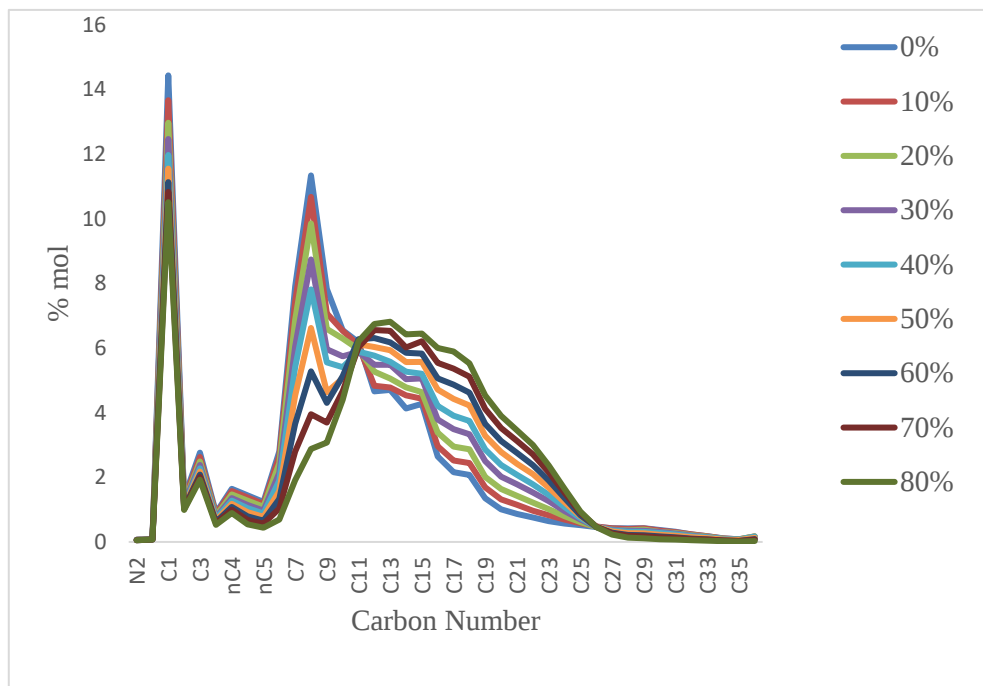
Grafik Komposisi Rekombinasi *Sample BTM*



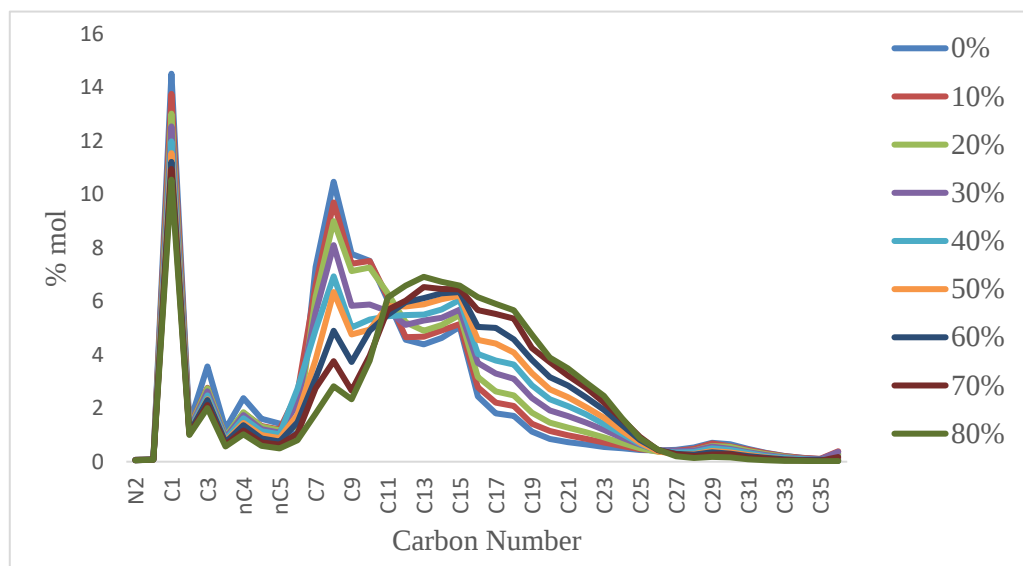
Grafik Komposisi Rekombinasi *Sample KTT*



Grafik Komposisi Rekombinasi *Sample PPJ*



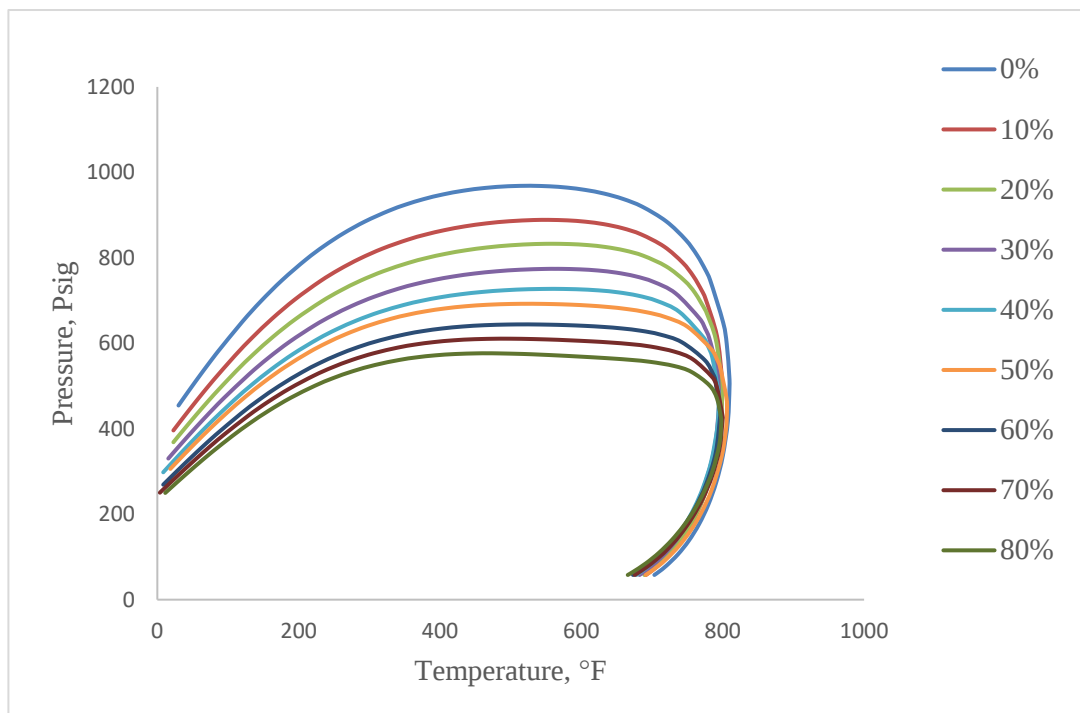
Grafik Komposisi Rekombinasi *Sample PPS*



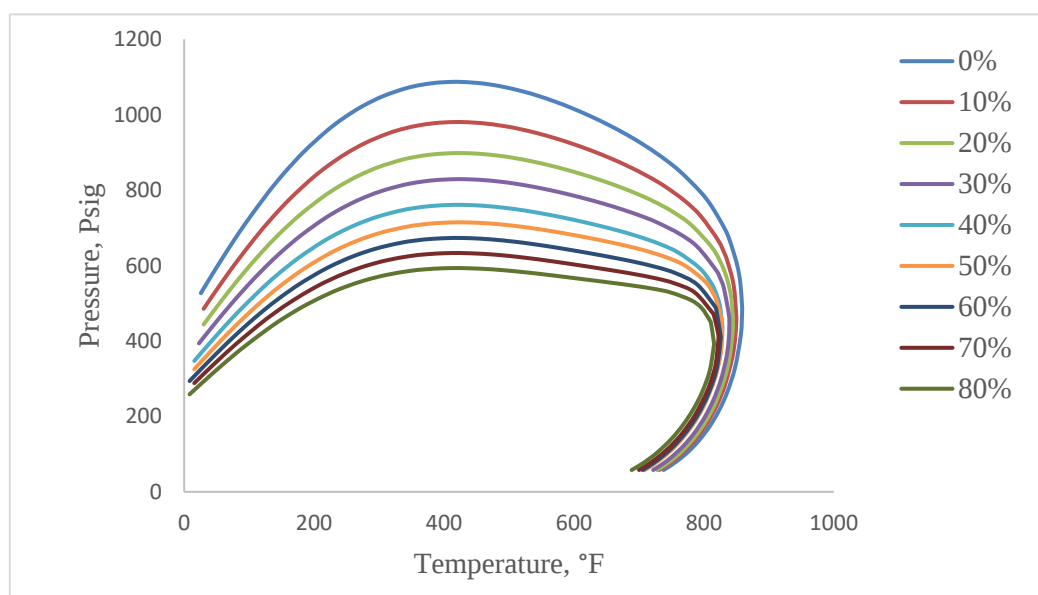
Grafik Komposisi Rekombinasi *Sample SEM*

Lampiran D.

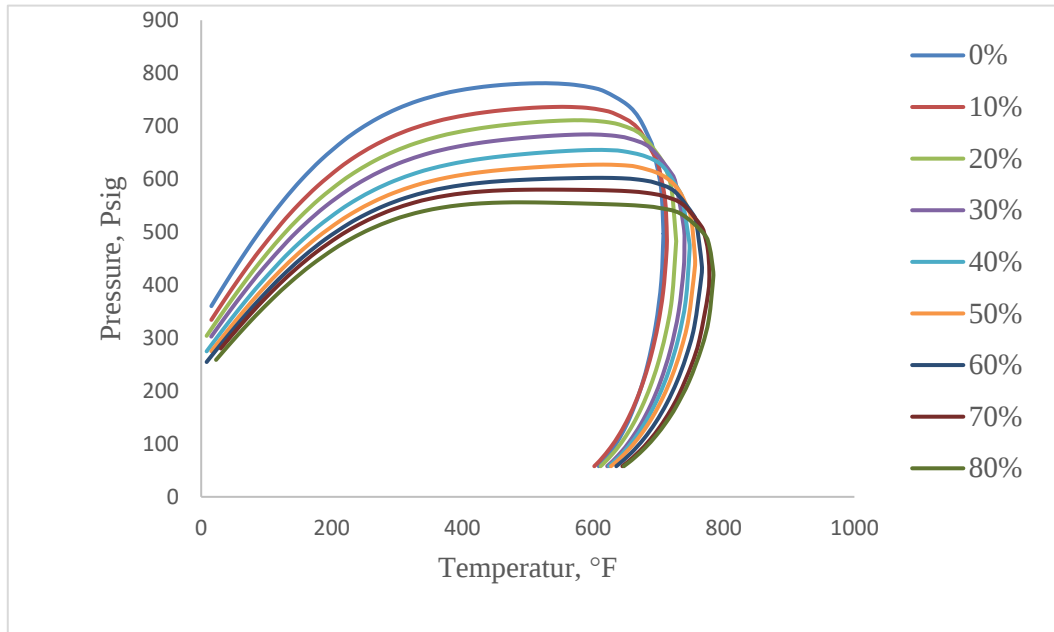
Grafik Phase Envelope



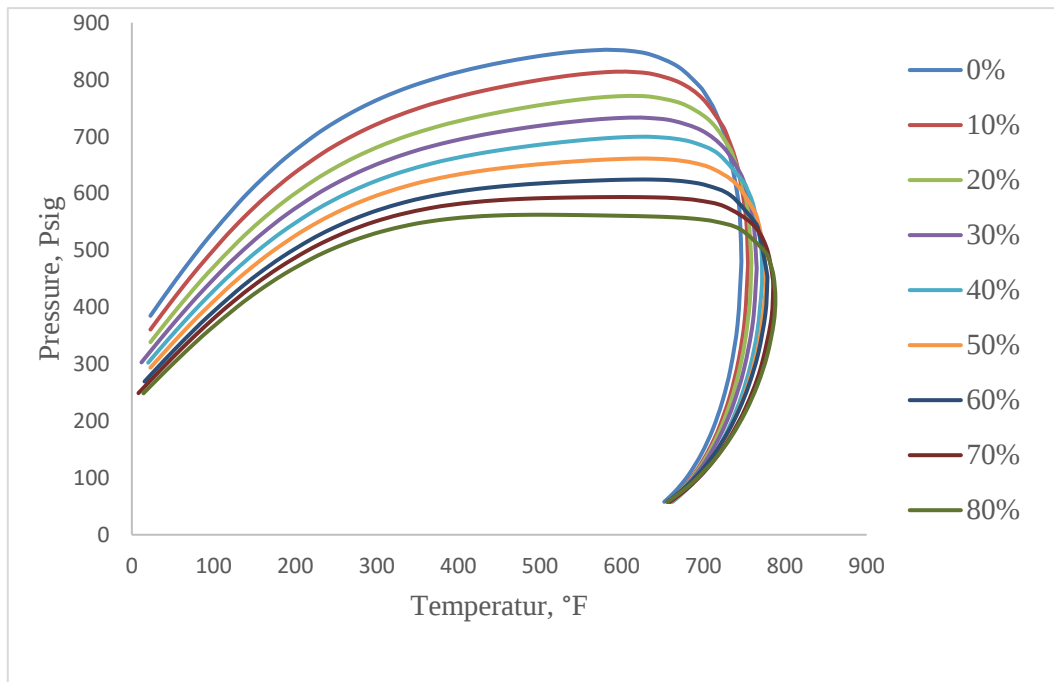
Grafik *Phase Envelope* BTM



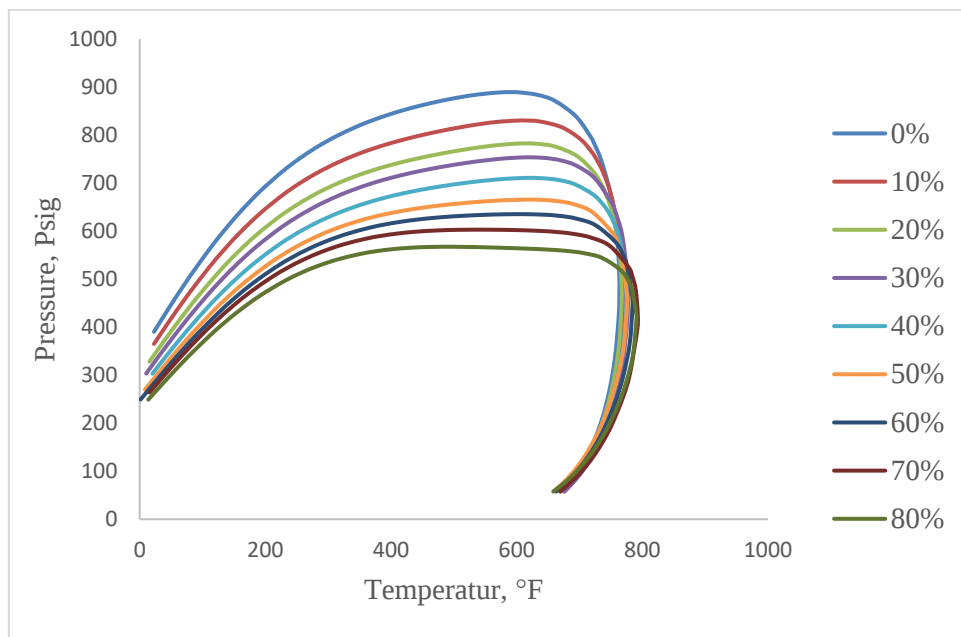
Grafik *Phase Envelope* KTT



Grafik *Phase Envelope* PPJ



Grafik *Phase Envelope* PPS



Grafik *Phase Envelope* SEM