

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN.....	iii
BUKTI PELAKSANAAN PROGRAM TUGAS AKHIR.....	iv
PRAKATA.....	vi
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR TABEL.....	xiii
DAFTAR GAMBAR.....	xv
INTISARI.....	xix
ABSTRACT.....	xx

BAB I PENDAHULUAN

I.1. Latar Belakang Penelitian.....	1
I.2. Maksud dan Tujuan.....	2
I.3. Lokasi dan Waktu Penelitian.....	3
I.4. Batasan Masalah.....	4
I.5. Manfaat Penelitian.....	5
I.6. Peneliti Terdahulu.....	5

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

II.1. Geologi Regional.....	7
II.1.1. Konfigurasi dan Fisiografi Cekungan Sumatera Tengah.....	7
II.1.2. Tektonik Cekungan Sumatera Tengah.....	9
II.1.3. Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah.....	11
II.1.3.1. Batuan Dasar.....	11
II.1.3.2. Kelompok Pematang.....	11
II.1.3.3. Kelompok Sihapas.....	14

II.1.3.4. Formasi Petani.....	15
II.1.3.5. Endapan Kuartar.....	16
II.1.4. Struktur Geologi Cekungan Sumatera Tengah.....	17
II.1.5. Sistem Minyak dan Gas Bumi daerah Penelitian.....	19
II.1.5.1. Batuan Induk.....	19
II.1.5.2. Reservoir.....	20
II.1.5.3. Batuan Tudung.....	20
II.1.5.4. Pemerangkapan, Ekspulsi, dan Migrasi.....	21
II.2. Dasar Teori.....	22
II.2.1. Batuan Induk.....	22
II.2.2. Material Organik.....	25
II.2.3. Kerogen.....	26
II.2.3.1. Pembentukan Kerogen.....	27
II.2.3.2. Komposisi Kerogen.....	28
II.2.3.3. Klasifikasi Kerogen.....	29
II.2.4. Asal dan Pematangan Minyak dan Gas Bumi.....	31
II.2.4.1. Diagenesis.....	32
II.2.4.2. Katagenesis.....	32
II.2.4.3. Metagenesis.....	33
II.2.5. Komposisi Kimia Minyak dan Gas Bumi.....	33
II.2.5.1. Variasi Ukuran Molekul.....	34
II.2.5.2. Variasi Jenis Molekul.....	34
II.2.6. Analisis Batuan Induk.....	36
II.2.6.1. <i>Total Organic Carbon</i> (TOC).....	37
II.2.6.2. <i>Rock Eval Pyrolysis</i> (REP).....	37
II.2.6.3. Pemantulan Vitrit (%Ro).....	40
II.2.6.4. Gas Chromatography (GC).....	41
II.2.6.5. Gas Chromatography-Mass Spectrometry (GC-MS).....	42
II.2.7. Biomarker.....	44
II.2.7.1. n-Parafin.....	44
II.2.7.2. Isoprenoid asiklik (C ₅ – C ₂₀).....	46

II.2.7.3. Triterpana atau Isoprenoid Siklik.....	47
II.2.7.4. Sterana (C ₁₉ -C ₃₀).....	49
II.2.8. Korelasi Geokimia Batuan Induk dan Minyak Bumi.....	49
II.2.9. Hipotesis Penelitian.....	54

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

III.1. Keterdapatan Data.....	55
III.1.1. Data Geokimia Batuan Induk.....	55
III.1.2. Data Geokimia Minyak.....	55
III.2. Metode Penelitian.....	56
III.2.1. Karakteristik Sampel Batuan Induk.....	57
III.2.1.1. Kuantitas Material Organik.....	57
III.2.1.2. Kualitas Material Organik.....	57
III.2.1.3. Kematangan Material Organik.....	58
III.2.1.4. Sumber Material Organik dan Lingkungan Pengendapan.....	58
III.2.2. Karakterisasi Sampel Minyak Bumi.....	58
III.2.2.1. Analisis Komposisi <i>Whole Oil</i>	58
III.2.2.2. Analisis Kromatografi Gas.....	59
III.2.2.3. Analisis Kromatografi Gas – Spektometri Massa	59
III.2.3. Korelasi Batuan Induk dan Minyak Bumi.....	60
III.2.4. Korelasi Geokimia dan Kondisi Geologi.....	60
III.3. Tahapan Penelitian.....	61
III.3.1. Tahap Pendahuluan.....	61
III.3.2. Tahap Pengumpulan Data.....	61
III.3.3. Tahap Pengolahan dan Analisis Data.....	62
III.3.4. Tahap Penyusunan Laporan.....	63

BAB IV ANALISIS DATA

IV.1. Sumur SS-1.....	65
IV.1.1. Hasil Anaisis Nilai TOC.....	65
IV.1.2. Hasil Analisis REP (<i>Rock Eval Pyrolysis</i>).....	66

IV.1.3. Hasil Analisis Nilai Reflektansi Vitrit (%Ro).....	67
IV.1.4. Hasil Analisis n-Parafin dan Isoprenoid Batu Inti.....	68
IV.1.5. Hasil Analisis Minyak Bumi.....	70
IV.1.6. Hasil Analisis Biomarker Minyak Bumi.....	71
IV.2. Sumur SS-2.....	74
IV.2.1. Hasil Analisis Nilai TOC.....	74
IV.2.2. Hasil Analisis REP (<i>Rock Eval Pyrolysis</i>).....	74
IV.2.3. Hasil Analisis Nilai Reflektansi Vitrit (%Ro).....	75
IV.2.4. Hasil Analisis n-Parafin dan Isoprenoid Batu Inti.....	76
IV.3. Sumur SS-3.....	77
IV.3.1. Hasil Analisis Nilai TOC.....	78
IV.3.2. Hasil Analisis REP (<i>Rock Eval Pyrolysis</i>).....	78
IV.3.3. Hasil Analisis Nilai Reflektansi Vitrit (%Ro).....	79
IV.3.4. Hasil Analisis n-Parafin dan Isoprenoid Batu Inti.....	80
IV.4. Sumur SS-4.....	82
IV.4.1. Hasil Analisis Nilai TOC.....	83
IV.4.2. Hasil Analisis REP (<i>Rock Eval Pyrolysis</i>).....	84
IV.4.3. Hasil Analisis Nilai Reflektansi Vitrit (%Ro).....	85
IV.4.4. Hasil Analisis n-Parafin dan Isoprenoid Batu Inti.....	86
IV.5. Sumur SS-5.....	88
IV.5.1. Hasil Analisis Nilai TOC.....	88
IV.5.2. Hasil Analisis REP (<i>Rock Eval Pyrolysis</i>).....	89
IV.5.3. Hasil Analisis Minyak Bumi.....	90
IV.5.4. Hasil Analisis Biomarker Minyak Bumi.....	91
IV.6. Sumur SS-6.....	93
IV.3.1. Hasil Analisis Nilai TOC.....	93
IV.3.2. Hasil Analisis REP (<i>Rock Eval Pyrolysis</i>).....	94
IV.3.3. Hasil Analisis Nilai Reflektansi Vitrit (%Ro).....	94
IV.3.4. Hasil Analisis n-Parafin dan Isoprenoid Batu Inti.....	95

BAB V PEMBAHASAN

V.1. Karakteristik Batuan Induk.....	97
V.1.1. Formasi Telisa.....	97
V.1.1.1. Kuantitas Material Organik.....	97
V.1.1.2. Kualitas Material Organik.....	98
V.1.1.3. Kematangan Material Organik.....	100
V.1.1.4. Sumber Material Organik dan Lingkungan Pengendapan.	102
V.1.2. Formasi Sihapas.....	104
V.1.2.1. Kuantitas Material Organik.....	104
V.1.2.2. Kualitas Material Organik.....	105
V.1.2.3. Kematangan Material Organik.....	107
V.1.2.4. Sumber Material Organik dan Lingkungan Pengendapan.	109
V.1.3. Formasi Pematang.....	110
V.1.3.1. Kuantitas Material Organik.....	111
V.1.3.2. Kualitas Material Organik.....	112
V.1.3.3. Kematangan Material Organik.....	114
V.1.3.4. Sumber Material Organik dan Lingkungan Pengendapan.	116
V.1.4. Penentuan Batuan Induk di Lapangan Sukowati.....	117
V.2. Karakterisasi Minyak Bumi.....	118
V.2.1. Komposisi <i>Whole Oil</i>	118
V.2.2. Kromatografi Gas (GC).....	119
V.2.3. Kromatografi Gas – Spektometri Massa (GC-MS).....	122
V.3. Korelasi Batuan Induk dan Minyak Bumi.....	125
V.4. Korelasi Geokimia dan Kondisi Geologi.....	126
VI. KESIMPULAN.....	135
DAFTAR PUSTAKA.....	137
LAMPIRAN.....	140

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1. Waktu pelaksanaan penelitian.....	4
Tabel 2.1. Klasifikasi kadungan TOC (Peters dan Cassa, 1994).....	23
Tabel 2.2. Klasifikasi kandungan hidrogen beserta produk utamanya (Waples, 1985 dalam Subroto, 1993).....	24
Tabel 2.3. Klasifikasi berbagai analisis kematangan kerogen (Peters dan Cassa, 1994).....	25
Tabel 2.4. Perubahan komposisi pada tiga tipe kerogen utama akibat Penambahan kematangan (<i>after</i> Behar dan Vandembroucke, 1987 dalam Killops dan Killops, 2005).....	29
Tabel 2.5. Klasifikasi dan komposisi kerogen (Waples, 1985 dalam Subroto, 1993).....	30
Tabel 2.6. Klasifikasi minyak bumi berdasarkan API / <i>American Petroleum Institute</i> (Hunt, 1996).....	33
Tabel 4.1. Data n-parafin batu inti pada sumur SS-1.....	69
Tabel 4.2. Data isoprenoid batu inti pada sumur SS-1.....	70
Tabel 4.3. Sifat fisik minyak bumi pada sumur SS-1.....	70
Tabel 4.4. Data hasil analisis GC minyak bumi pada sumur SS-1.....	72
Tabel 4.5. Data terpana minyak bumi pada sumur SS-1.....	73
Tabel 4.6. Data sterana minyak bumi pada sumur SS-1.....	73
Tabel 4.7. Data hasil analisis GC batu inti pada sumur SS-2.....	77
Tabel 4.8. Data n-parafin batu inti pada sumur SS-3.....	81
Tabel 4.9. Data isoprenoid batu inti pada sumur SS-3.....	82
Tabel 4.10. Data n-parafin batu inti pada sumur SS-4.....	87
Tabel 4.11. Data isoprenoid batu inti pada sumur SS-4.....	88
Tabel 4.12. Sifat fisik minyak bumi pada sumur SS-5.....	91

Tabel 4.13. Data hasil analisis GC batu inti pada sumur SS-5.....	92
Tabel 4.14. Data hasil analisis GC batu inti pada sumur SS-6.....	96
Tabel 5.1. Sifat fisik minyak bumi pada Lapangan Sukowati.....	119
Tabel 5.2. Data hasil analisis GC minyak bumi.....	119
Tabel 5.3. Rangkuman data biomarker minyak bumi sumur SS-1.....	123

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1.	Lokasi objek penelitian (PT. Energi Mega Persada, 2007).....	3
Gambar 2.1.	Konfigurasi dan fisiografi Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993).....	7
Gambar 2.2.	Diapirisme magma yang menyebabkan tingginya <i>heat flow</i> (Carvalho <i>et al</i> , 1980., Kay 1980 dan Ringwood, 1977 dalam Eubank dan Makki, 1981).....	8
Gambar 2.3.	Peta geologi daerah penelitian (Aspden, <i>et al.</i> , 1982).....	16
Gambar 2.4.	Kolom Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah (PT. Energi Mega Persada, 2007 <i>modified from</i> Heidrick dan Aulia, 1993).....	17
Gambar 2.5.	Peta kerangka struktural Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993).....	19
Gambar 2.6.	Model <i>burial history</i> pada daerah penelitian berdasarkan data sumur SS-1 (PT. Energi Mega Persada, 2007).....	20
Gambar 2.7.	Perangkap antiklin tersesarkan (A) dan ketidakselarasan (B) di Lapangan Sukowati (PT. Energi Mega Persada, 2007).....	21
Gambar 2.8.	Diagram skematis yang memperlihatkan migrasi vertikal (A) dan migrasi lateral (B) di Lapangan Sukowati (PT. Energi Mega Persada, 2007).....	22
Gambar 2.9.	Lingkungan pengendapan tempat terbentuknya deposit kaya material organik (Brooks <i>et al.</i> , 1987 dalam Killops dan Killops, 2005).....	26
Gambar 2.10.	Model pembentukan kerogen (Killops dan Killops, 2005).....	28
Gambar 2.11.	Skema asal dan proses pembentukan minyak dan gas bumi (Hunt, 1996).....	31
Gambar 2.12.	Diagram skematik penganalisis karbon Leco (Subroto, 1993)...	37
Gambar 2.13.	Diagram Skematik Rock-Eval (Subroto, 1993).....	38
Gambar 2.14.	(A) Diagram Pseudo Van Krevelen (Espitalie <i>et al</i> , 1977 dalam Waples, 1981) dan (B) Diagram HI vs Tmax (Hunt, 1996).....	39

Gambar 2.15. Perubahan pemantulan pada minyak (Ro) untuk A. Inertinite; B. Vitrinite dan C. Liptinite (Murchison, 1969 dalam Hunt, 1996).....	40
Gambar 2.16. Perubahan struktur molekul kerogen tipe I; A) awal diagenesis dan B) akhir katagenesis (Behar dan Vandenbroucke, 1987 dalam Hunt, 1996).....	41
Gambar 2.17. Diagram skematik kromatografi gas (Subroto, 1993).....	42
Gambar 2.18. Diagram skematik kombinasi kromatografi gas-spektrometri massa (Subroto, 1993).....	43
Gambar 2.19. Pola kromatogram fraksi hidrokarbon jenuh C ¹⁰⁺ penciri tipe karakteristik <i>crude oil</i> di Indonesia (Robinson, 1987).....	45
Gambar 2.20. Diagram segitiga regular sterana (Hunt, 1996).....	53
Gambar 2.21. A. Grafik Pr/nC ₁₇ vs Ph/nC ₁₈ (Moldowan <i>et al</i> , 1995) dan B. Grafik Pr/nC ₁₇ vs Pr/Ph (Hwang <i>et al.</i> , 1998).....	53
Gambar 3.1. Peta persebaran lokasi sumur.....	56
Gambar 3.2. Bagan alir penelitian.....	64
Gambar 4.1. Log geokimia sumur SS-1.....	68
Gambar 4.2. Log geokimia sumur SS-2.....	76
Gambar 4.3. Log geokimia sumur SS-3.....	80
Gambar 4.4. Log geokimia sumur SS-4.....	86
Gambar 4.5. Log geokimia sumur SS-5.....	90
Gambar 4.6. Log geokimia sumur SS-6.....	95
Gambar 5.1. Plotting PY vs TOC pada Formasi Telisa.....	98
Gambar 5.2. Plotting HI vs OI pada diagram Pseudo Van Krevelen menunjukkan Formasi Telisa mempunyai tipe kerogen II dan III.....	99
Gambar 5.3. Plotting HI vs Tmax menunjukkan Formasi Telisa mempunyai tipe kerogen II dan III.....	100

Gambar 5.4. Ploting Tmax vs PI Formasi Telisa menunjukkan pada zona <i>immature</i>	101
Gambar 5.5. Ploting Pr/nC ₁₇ vs Pr/Ph pada Formasi Telisa.....	103
Gambar 5.6. Ploting Pr/nC ₁₇ vs Ph/nC ₁₈ pada Formasi Telisa.....	103
Gambar 5.7. Ploting PY vs TOC pada Formasi Sihapas.....	105
Gambar 5.8. Ploting HI vs OI pada diagram Pseudo Van Krevelen menunjukkan Formasi Sihapas mempunyai tipe kerogen II	106
Gambar 5.9. Ploting HI vs Tmax menunjukkan Formasi Sihapas mempunyai tipe kerogen II dan III.....	107
Gambar 5.10. Ploting Tmax vs PI Formasi Sihapas menunjukkan pada zona <i>immature</i>	108
Gambar 5.11. Ploting Pr/nC ₁₇ vs Pr/Ph pada Formasi Sihapas.....	109
Gambar 5.12. Ploting Pr/nC ₁₇ vs Ph/nC ₁₈ pada Formasi Sihapas.....	110
Gambar 5.13. Ploting PY vs TOC pada Formasi Pematang.....	111
Gambar 5.14. Ploting HI vs OI pada diagram Pseudo Van Krevelen menunjukkan Formasi Pematang mempunyai tipe kerogen II dan III.....	112
Gambar 5.15. Ploting HI vs Tmax menunjukkan Formasi Pematang mempunyai tipe kerogen II dan III.....	113
Gambar 5.16. Ploting Tmax vs PI Formasi Pematang menunjukkan pada zona <i>mature</i>	115
Gambar 5.17. Ploting Pr/nC ₁₇ vs Pr/Ph pada Formasi Pematang.....	116
Gambar 5.18. Ploting Pr/nC ₁₇ vs Ph/nC ₁₈ pada Formasi Pematang.....	117
Gambar 5.19. Kromatogram gas fraksi hidrokarbon jenuh C ¹⁰⁺ pada kedalaman 5238-5177 kaki pada sumur SS-1.....	120
Gambar 5.20. Ploting Pr/nC ₁₇ vs Pr/Ph dari sampel minyak bumi.....	121
Gambar 5.21. Ploting Pr/nC ₁₇ vs Ph/nC ₁₈ dari sampel minyak bumi.....	122

Gambar 5.22. Fragmetogram terpana pada kedalaman 5238-5277 kaki sumur SS-1.....	124
Gambar 5.23. Fragmetogram sterana pada kedalaman 5238 – 5277 kaki sumur SS-1.....	124
Gambar 5.24. Korelasi batuan induk – minyak bumi menggunakan Pr/nC_{17} vs Pr/Ph	125
Gambar 5.25. Korelasi batuan induk – minyak bumi menggunakan Pr/nC_{17} vs Ph/nC_{18}	126
Gambar 5.26. Lingkungan <i>estuary</i> terbentuknya Formasi Sihapas (Napitupulu, 2014).....	130
Gambar 5.27. Peta <i>basement</i> (PT. Energi Mega Persada, 2007) vs persebaran sumur dan perkiraan pola penyebaran nilai $Ro = 0.6\%$ yang menunjukkan batas <i>top oil window</i> pada Lapangan Sukowati..	134