

## DAFTAR ISI

Halaman Judul .....	i
Lembar Pengesahan .....	ii
Lembar Pernyataan .....	iii
Halaman Izin Penggunaan Data .....	iv
Kata Pengantar .....	vi
Sari .....	viii
<i>Abstract</i> .....	ix
Daftar Isi .....	x
Daftar Gambar .....	xiii
Daftar Tabel .....	xx

### **BAB I. PENDAHULUAN**

I.1. Latar Belakang Penelitian .....	1
I.2. Rumusan Masalah .....	2
I.3. Tujuan Penelitian .....	3
I.4. Lokasi Penelitian .....	4
I.5. Batasan Penelitian.....	4
I.6. Luaran Penelitian .....	5
I.7. Penelitian Terdahulu .....	5
I.8. Manfaat Dan Keaslian Penelitian .....	19

### **BAB II. TINJAUAN PUSTAKA**

II.1. Geologi Regional .....	22
II.1.1. Konfigurasi dan Sejarah Cekungan .....	22
II.1.2. Tektonostratigrafi .....	26
II.1.3. Petroleum System.....	29

II.2. Dasar Teori .....	36
II.2.1. Analisis Karbon Organik (TOC) .....	39
II.2.2. Rock Eval Pyrolysis .....	39
II.2.3. Konsentrasi Kerogen .....	40
II.2.4. Evaluasi Kematangan .....	42
II.2.5. Analisis Gas Chromatography .....	46
II.2.6. Analisis Gas Chromatography-Mass Spectrometry .....	48
II.2.7. Analisis Karbon Isotop .....	49
II.2.8. Kekerbatan Minyak .....	51
II.2.9. Karakterisasi Minyak .....	53
II.2.10. Kelompok Biomarker Saturat .....	56
II.2.11. Kelompok Biomarker Aromat .....	65
II.2.12. Karakterisasi Gas .....	67

### **BAB III. HIPOTESIS DAN METODE PENELITIAN**

III.1. Hipotesis .....	70
III.2. Data dan Alat .....	70
III.2.1. Data .....	70
III.2.2. Alat .....	71
III.3. Tahapan Penelitian .....	71
III.4. Prosedur Penelitian .....	73
III.4.1. Tahapan Pendahuluan dan Pengecekan Data .....	73
III.4.2. Analisis Data .....	74
III.4.3. Metoda Penelitian .....	74
A. Evaluasi data hasil Geologi dan Seismik yang sudah ada .....	75
B. Evaluasi data biomarker untuk mendapatkan informasi lingkungan pengendapan .....	75
C. Metode <i>oil grouping</i> .....	75
D. Metode perbandingan nilai biomarker terpana.....	76
E. Karakterisasi Gas .....	76

## **BAB IV. ANALISIS DATA**

IV.1. Data Geokimia dan Biomarker Sampel Minyak Dari Sumur .....	80
IV.1.1. Sumur Tiaka .....	80
IV.1.2. Sumur Tiaka-1 .....	81
IV.1.3. Sumur Tiaka-5 .....	82
IV.1.4. Sumur Senoro-1 .....	84
IV.1.5. Sumur Senoro-2.....	85
IV.1.6. Sumur Minahaki-1 .....	86
IV.1.7. Sumur Maleo Raja-1 .....	87
IV.1.8. Sumur Dongkala-1 .....	88
IV.1.9. Sumur Matindok-3 .....	89
IV.2. Data Geokimia dan Biomarker Sampel Oilseep .....	90
IV.2.1. <i>Oilseep</i> .....	90
IV.3. Data Geokimia dan Biomarker Sampel Kondensat .....	93
IV.3.1. Sumur Tiaka-7 ST .....	93
IV.3.2. Sumur Minahaki-1 .....	94
IV.4. Analisis Data Karakterisasi Gas .....	95

## **BAB V. PEMBAHASAN** ..... 105

V.1. Kekerabatan Minyak .....	105
V.I.1. Kekerabatan Minyak A.....	120
V.I.2. Kekerabatan Minyak B.....	121
V.2. Karakterisasi Gas di Daerah Penelitian .....	124
V.3. Pola Migrasi Di Daerah Penelitian .....	131
V.4. Penentuan Umur Batuan Induk Penghasil Hidrokarbon ... ..	132
V.5. Faktor Geologi Yang Mempengaruhi Hubungan Kelompok Kekerabatan Minyak Dan Genetik Tipe Gas Di Daerah Penelitian .....	136

## **BAB VI. KESIMPULAN DAN REKOMENDASI**..... 141

VI.1. Kesimpulan .....	141
VI.2. Rekomendasi .....	142

<b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....	143
<b>LAMPIRAN</b>	
Lampiran 1: <i>Oil Grouping</i> .....	147

## DAFTAR GAMBAR

- Gambar 1.1.** Blok Matindok (dioperasikan oleh Pertamina EP ) dan Blok Senoro-Toili yang dioperasikan oleh JOB Pertamina-Medco (JOB Pertamina Medco EP Tomori Sulawesi – LAPI ITB, 2008) ..... 3
- Gambar 1.2.** Plot data isotop karbon yang memperlihatkan (DST-1) mengandung mengandung karbon isotop berat. (Geoservices, 2001 dalam Subroto, 2008) ..... 7
- Gambar 1.3.** Korelasi batuan induk dengan minyak menggunakan biomarker triterpane ( $m/z$ 191). *Crude oil* cenderung berkorelasi dengan sedimen dari Formasi Tomori (Geoservices, 2001 dalam Subroto, 2008) ..... 8
- Gambar 1.4.** Lokasi kumpulan sampel hidrokarbon cair dan sampel sedimen (GRDC, 2003 dalam Subroto, 2008 ) ..... 9
- Gambar 1.5.** Mass fragmentogram yang memperlihatkan penyebaran  $m/z$  191 untuk sampel *crude oil* (atas) menunjukkan kehadiran oleanana yang merupakan biomarker penunjuk adanya kontribusi tanaman tingkat tinggi (angiosperm) pada waktu akhir Cretaceous. Sampel sedimen Mesozoic (bawah) memperlihatkan ketidakhadiran oleanana (GRDC, 2003 dalam Subroto, 2008 ) ..... 11
- Gambar 1.6.** Mass fragmentogram yang memperlihatkan penyebaran sterane  $m/z$  217 untuk sampel *crude oil* (atas) dan sampel sedimen Mesozoic (bawah). Kedua sampel mengandung diasterans yang relatif tinggi (GRDC, 2003 dalam Subroto, 2008 ) ..... 11
- Gambar 1.7.** Mass fragmentogram yang memperlihatkan penyebaran sterane  $m/z$  217 untuk sampel *crude oil* (atas) dan sampel sedimen Lalengan Tersier (bawah). Terdapat Perbedaan konsentrasi diasteran pada kedua sampel (GRDC, 2003 dalam Subroto, 2008) ..... 12
- Gambar 1.8.** Mass fragmentogram yang memperlihatkan penyebaran terpane  $m/z$  191 untuk sampel *crude oil* (atas) dan sampel sedimen Lalengan Tersier (bawah). Kedua sampel mengandung oleanana (GRDC, 2003 dalam Subroto, 2008) ..... 12
- Gambar 1.9.** Hasil model *pseudo-well* No. 1 dan 2 menunjukkan bahwa sedimen Formasi Tomori telah matang juga beberapa formasi di atasnya (LPPM-ITB, 2004 dalam Subroto, 2008 ) ..... 14

<b>Gambar 1.10.</b> Hasil model menunjukkan bahwa minyak terbentuk sekitar 3.4 mya (LPPM-ITB, 2004 dalam Subroto, 2008) .....	14
<b>Gambar 1.11.</b> Model migrasi menunjukkan bahwa semua sesar di lokasi ini bocor/ <i>leaking</i> LPPM-ITB, 2004 dalam Subroto, 2008) .....	14
<b>Gambar 1.12.</b> Penyebaran biomarker untuk lima sampel <i>crude oil</i> , kelima sampel tersebut mengandung oleanana/ ditunjukkan dengan label OL dalam fragmentogram triterpane (Widiarto, 2007 dalam Subroto, 2008) .....	16
<b>Gambar 1.13.</b> Mass fragmentogram m/z 191 yang memperlihatkan penyebaran biomarker triterpane pada <i>crude oil</i> dari Tiaka-1 dan Minahaki-1 serta ekstrak batuan dari sumur Minahaki-1. Adanya oleanana hadir pada semua sampel (Davies, 1990) .....	19
<b>Gambar 2.1.</b> Tektonik Regional Cekungan Banggai (Hasanusi dkk., 2004)	22
<b>Gambar 2.2.</b> Stratigrafi Regional Cekungan Banggai. Stratigrafi Pre-Tersier pada dasarnya berdasarkan singkapan dari Pulau-Pulau Banggai (Hasanusi dkk., 2004; Koesumadinata, 2006) .....	25
<b>Gambar 2.3.</b> Evolusi, drifting dan tumbukan Banggai-Sula Lengan Timur Sulawesi (Satyana, 2013) .....	27
<b>Gambar 2.4</b> Elemen struktur utama wilayah Tomori / Matindok yang terdapat di daerah penelitian (Davies, 1990) .....	28
<b>Gambar 2.5.</b> Korelasi Struktural Sumur di Wilayah Donggi (Internal Pertamina EP, 2010) .....	32
<b>Gambar 2.6.</b> Oil Show pada interval 2417 -2433 m, Formasi Tomori (Internal Pertamina EP, 2010) .....	33
<b>Gambar 2.7.</b> Korelasi Seismik Donggi 2 – Kampung Bali 1 – Donggi 1 yang menunjukkan perangkat stratigrafi <i>Miocene Carbonate Builds-up</i> (Data Internal Pertamina EP, 2010) .....	35

- Gambar 2.8.** Interpretasi seismic dari Tiaka-2 yang menunjukkan adanya perangkap struktur patahan di daerah penelitian (Data Internal BPMIGAS & JOB - Medco Tomori Sulawesi, 2008) ..... 36
- Gambar 2.9.** Proses akumulasi hidrokarbon yang terjadi secara alamiah (Clayton and Fleet, 1991 dalam Satyana, 2011) ..... 37
- Gambar 2.10.A** (A) Atom H/C berbanding O/C atau diagram Van Krevelen berdasarkan analisis elemen kerogen dan (B) diagram HI berbanding OI berdasarkan *Rock-Eval Pyrolysis* dari batuan yang dapat digunakan untuk menggambarkan tipe material organik dalam batuan induk. (Peters, 1986) ..... 42
- Gambar 2.11.** Perbandingan kematangan dan korelasinya pada pembentukan minyak dan gas (Merills, 1993 dalam Satyana, 2014)..... 45
- Gambar 2.12.** *Gas chromatograph* yang digunakan untuk memisahkan senyawa campuran. Bagian bawah memperlihatkan senyawa yang terpisah selama pergerakan ke bawah pada kolom kromatograph sebagai hasil pengulangan pemisahan antara fase mobil dan stasioner. (Poole&Schuettes, 1984; Kitson, 1996; Beesley&Scott, 1998 dalam Peters *et al.*, 2005)..... 47
- Gambar 2.13.** Diagram skematis dari gabungan *gas chromatograph/ mass spectrometer* yang memperlihatkan respon detektor ketika sistem di set ke monitor m/z 217, ion dihasilkan terutama dari sterane. (Waples, 1985) ..... 48
- Gambar 2.14.** *Gas chromatograph/ mass spectrometer* yang menunjukkan 6 fungsi dari kiri kekanan (McFadden, 1973 dan Watson, 1997 dalam Peters *et al.*, 2005)..... 49
- Gambar 2.15.** Perbandingan konfigurasi proton, neutron dan elektron dalam isotop karbon stabil. Atom  $^{12}\text{C}$  mengandung 6 proton dan 6 neutron dalam inti (ditunjukkan dengan lingkaran bagian dalam) dan berjumlah 98,89% karbon. Atom  $^{13}\text{C}$  mengandung neutron tambahan dibandingkan dengan  $^{12}\text{C}$  (Coplen, 1996; Hoefs, 1997 dalam Peters *et al.*, 2005) ..... 50
- Gambar 2.16.** *Flow Chart for Oil Classification/ grouping* (BP Research, dalam Satyana, 2013) ..... 52
- Gambar 2.17.** Beberapa struktur kimia dari biomarker (Bissada *et al.*, 1992 dalam Satyana, 2014) ..... 54

- Gambar 2.18.** *Whole-oil gas chromatogram* (Nomor=*n*-alkana, Pr=*pristana*, Killops and Killops, 1953) ..... 57
- Gambar 2.19.** *Gas chromatogram saturate fraction*, *Pristana=ip19*, *phytana=ip2* (Peters and Moldowan, 1993)..... 58
- Gambar 2.20.** Senyawa kimia pada *pristana* dan *phytane* (Peters and Moldowan, 1993) ..... 59
- Gambar 2.21.** Plot *Pristana/nC17* dan *Phytana/nC18* yang dapat digunakan untuk menunjukkan daerah redoks dan tipe material organik dalam Lingkungan pengendapan batuan induk (Peters *et al.*, 1999) ..... 59
- Gambar 2.22.** *Terpana* merupakan polycyclic-hidrokarbon biomarker yang diukur dengan GC/MS saturat fraksi (Peters and Moldowan, 1993) ..... 60
- Gambar 2.23.** Identifikasi Peak triterpana (Satyana, 2014)..... 62
- Gambar 2.24.** Contoh terpane *fingerprints* (*m/z* 191) dari berbagai tipe lingkungan pengendapan: a. minyak mempunyai tipe chromatogram untuk batuan induk yang diendapkan pada lingkungan *marine shelf*, ketidakhadiran oleanana menunjukkan bahwa batuan induk berumur lebih tua dari Cretaceous akhir, b. Minyak berasal dari batuan induk karbonat yang terendapkan dalam cekungan *anoxic*, ditunjukkan oleh preservasi yg baik C35 hopane. Adanya oleanane menunjukkan umur Cretaceous akhir-Tersier, c. Minyak berasal dari batuan induk yang terendapkan pada kondisi *anoxic suboxic* ke *suboxic*, dicirikan adanya gammacerane dan C-34 homohopanes (Moldowan, 1992), d. Minyak Miosen yang menunjukkan sedikit respon terpane C27-C35, diperkirakan dari batuan induk yang berasal dari batubara, e. Minyak *offshore* yang berasal dari batuan induk *lacustrine* yang berumur Lower Cretaceous. Gammacerane merupakan penciri tapi bukan penentu dari endapan danau yang *saline* s/d *hypersaline*. Juga ada C28 – C30 tricyclic terpanes (cheilanthanes) juga hadir dalam fingerprint *m/z* 191 ini. (Peters and Moldowan, 1993) ..... 62
- Gambar 2.25.** Perbandingan Oleanana dan Sterana. (24-*n*-propylcholestane) yang memisahkan kelompok minyak dibagian Timur Indonesia (Peters *et al.*, 1999). Jika Rasio oleanana untuk minyak lebih besar dari 0,2 menunjukkan batuan induk Tersier (kelompok 2 dan 3), namun jika perbandingannya kurang dari 0,2

menunjukkan bahwa batuan induk berasal dari Jurassic atau sumber yang lebih tua. (Peters and Moldowan, 2005) ..... 63

- Gambar 2.26.** Komponen jumlah relatif C27, C28 dan C29 dan hubungannya dengan material asal dan lingkungan pengendapannya. (Huang and Meinschein, 1979 dalam Killops and Killops, 2005) ..... 64
- Gambar 2.27.** *Monoaromatic Steroid* dalam minyak mentah yang memberikan informasi mengenai karakteristik batuan induk. Diagram Ternary memperlihatkan kelimpahan C27, C28 dan C29 *monoaromatic steroid* dalam fraksi aromatic minyak yang ditentukan oleh *gas chromatography/ mass spectrometry* (GCMS). Lokasi yang berlabel merupakan gabungan data minyak dengan batuan induk yang menunjukkan lingkungan pengendapan. (Moldowan, 1985 dalam Peters *et al.*, 2005) ..... 66
- Gambar 3.1.** *Genetic Gas Characterization*, B= biogenic, B(m)= biogenic (marine), B (t)= biogenic terrestrial, T= associated gas, To/Tc = Oil/ Condensate associated, TT (m) = Non-associated dry (marine), TT (h) = Non-associated dry (humic), M= mixed gas. (School, 1983) ..... 77
- Gambar 3.2.** *Genetic Gas Characterization*, B= biogenic, T= associated gas, To/Tc = Oil/ Condensate associated, TT (m) = Non-associated dry (marine), TT (h) = Non-associated dry (humic), M= mixed gas, Ms = shallow mixing, Md = deep mixing. (School, 1983) ..... 77
- Gambar 3.3.** Hubungan antara rasio C2/C3 dan perbedaan isotop karbon stabil dari ethane dan propan yang digunakan untuk memperlihatkan apakah gas dihasilkan dari *primary* atau *secondary c racking*. Gas diplot dari Sumatra Tengah (bundar), Carnavon (persegi) dan Bonaparte (segitiga). (Lorant, 1998).. 78
- Gambar 3.4.** Bagan Alir Penelitian ..... 79
- Gambar 4.1.** Genetik tipe yang mewakili lapangan- lapangan gas di Cekungan Banggai berdasarkan *crossplot* nilai  $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$  dan C2+ (Satyana, dkk., 2007)..... 104
- Gambar 5.1.** Diagram terner yang menunjukkan hubungan antara sterana C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub> dan C<sub>29</sub> yang menunjukkan lingkungan pengendapan dari sampel minyak dan kondensat pada sejumlah sumur di lokasi

	penelitian menurut klasifikasi Huang and Meinshein, 1979 dalam Killops and Killops, 2005 .....	107
<b>Gambar 5.2.</b>	Analisis terpana pada sampel minyak dari Sumur Tiaka-1, DST-3 .....	108
<b>Gambar 5.3.</b>	Analisis terpana pada sampel minyak dari Sumur Tiaka-1, DST-2 .....	109
<b>Gambar 5.4.</b>	Analisis terpana pada sampel minyak dari Sumur Tiaka-5 .....	109
<b>Gambar 5.5.</b>	Analisis terpana pada sampel kondensat dari Sumur Tiaka-7ST.....	110
<b>Gambar 5.6.</b>	Analisis terpana pada sampel minyak dari Sumur Senoro-1.	110
<b>Gambar 5.7.</b>	Analisis terpana pada sampel minyak dari Sumur Senoro-2.	111
<b>Gambar 5.8.</b>	Analisis terpana pada sampel kondensat dari Sumur Minahaki-1, DST-2A, API=50.2, kedalaman 6230– 6270 ....	111
<b>Gambar 5.9</b>	Analisis terpana pada sampel minyak dari Sumur Minahaki-1, DST-2 .....	112
<b>Gambar 5.10</b>	Analisis terpana pada sampel minyak dari Sumur Minahaki-1, DST-2A(API=60.2) .....	112
<b>Gambar 5.11</b>	Analisis terpana pada sampel minyak Dongkala.....	113
<b>Gambar 5.12</b>	Analisis terpana pada sampel Toili Oil Seep A.....	113
<b>Gambar 5.13</b>	Analisis terpana pada sampel oilseep Kolo Bay.....	114
<b>Gambar 5.14</b>	Analisis terpana pada sampel oilseep KTD-2B.....	114
<b>Gambar 5.15</b>	Analisis terpana pada sampel oilseep TOS-19.....	115
<b>Gambar 5.16</b>	Analisis terpana pada sampel oilseep TOS-20 .....	115
<b>Gambar 5.17</b>	Analisis terpana pada sampel oilseep TOS-21A .....	116
<b>Gambar 5.18.</b>	Analisis terpana pada sampel minyak Maleo Raja-1 .....	116
<b>Gambar 5.19.</b>	Analisis terpana pada sampel minyak Tiaka .....	117
<b>Gambar 5.20.</b>	<i>Oil Show</i> pada interval 2417 - 2433 m, Formasi Tomori (Pertamina EP, 2010).....	118
<b>Gambar 5.21.</b>	Identifikasi <i>fracture</i> berdasarkan data log dan core dari Tiaka-2.....	119

<b>Gambar 5.22.</b> Identifikasi <i>fracture</i> berdasarkan data log dan <i>core</i> dari sumur Tiaka-4 .....	119
<b>Gambar 5.23.</b> Peta Kekerbatan Minyak ( <i>Oil Grouping</i> ) di Daerah Penelitian .....	124
<b>Gambar 5.24.</b> Hasil pengeplotan genetik tipe gas Schoell (1983) yang mewakili di Lapangan Senoro dan Matindok pada Cekungan Banggai Sulawesi Tengah .....	126
<b>Gambar 5.25.</b> Hubungan rasio C2/C3 dan perbedaan isotop karbon stabil ethane dan propane (Lorant <i>et al.</i> , 1998 dalam Katz, 2006) dari sampel gas dari sumur Senoro-1 .....	127
<b>Gambar 5.26.</b> Hasil pengeplotan data $\delta^{13}\text{C}_{\text{ethane}}$ dan $\delta^{13}\text{C}_{\text{propane}}$ pada “Faber Plots” di daerah penelitian yang menunjukkan kematangan <i>thermal</i> dari batuan induk penghasil gas (Faber, Stahl, 1984) .....	129
<b>Gambar 5.27.</b> Korelasi antara pembentukan hidrokarbon, temperature dan beberapa paleothermometers (Selley, 1985) .....	130
<b>Gambar 5.28.</b> Peta Genetic Gas Di Daerah Penelitian .....	130
<b>Gambar 5.29.</b> Batuan induk pembentukan kekerabatan minyak pada daerah Penelitian di Cekungan Banggai Sulawesi Timur (Stratigrafi menurut Hasanusi dkk., 2004; Koesumadinata, 2006) .....	140

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 1.1.</b>	Kandungan Maksimum Karbon Organik Batuan <i>Subsurface</i> Tomori Psc .....	17
<b>Tabel 1.2.</b>	Prosentase Kerogen Dari Kandungan Maksimum Karbon Organik .....	18
<b>Tabel 2.1.</b>	Type Kerogen, Asalnya dan Potensi Hidrokarbon (Merrill, 1991; Comford, 1990 dalam Amijaya, 2012).....	41
<b>Tabel 2.2.</b>	Parameter Geokimia yang menggambarkan tingkat kematangan (Peters and Cassa, 1991) .....	43
<b>Tabel 2.3.</b>	Parameter geokimia untuk mendeskripsikan tipe kerogen (kualitas) dan karakter produk yang dikeluarkan (Peters and Cassa, 1994)	44
<b>Tabel 2.4.</b>	Parameter klasifikasi kematangan batuan induk berdasarkan nilai Reflektansi Vitrinit, TAI dan Tmax (Waples, 1985) .....	45
<b>Tabel 2.5.</b>	<i>Oil Classification (grouping)</i> berdasarkan beberapa parameter yang dapat menentukan lingkungan pengendapan dari batuan induknya. (BP Research, 1991 dalam Satyana, 2013) .....	52
<b>Tabel 2.6.</b>	Sifat fisik kimia yang membedakan minyak yang berasal <i>marine carbonate, marine shale</i> dan <i>deltaic marine shale</i> (Peters et al., 2005) .....	65
<b>Tabel 4.1.</b>	Data Geokimia & Biomarker Sampel Minyak Sumur Tiaka .....	80
<b>Tabel 4.2.</b>	Data Geokimia & Biomarker Sampel Minyak Sumur Tiaka-1 .....	81
<b>Tabel 4.3.</b>	Data Geokimia & Biomarker Sampel Minyak Sumur Tiaka-5 .....	83
<b>Tabel 4.4.</b>	Data Geokimia & Biomarker Sampel Kondensat Sumur Senoro-1 .....	84
<b>Tabel 4.5.</b>	Data Geokimia & Biomarker Sampel Minyak Sumur Senoro-2 .....	85

<b>Tabel 4.6.</b> Data Geokimia & Biomarker Sampel Minyak Sumur Minahaki-1 .....	86
<b>Tabel 4.7.</b> Data Geokimia & Biomarker Sampel Minyak Maleo Raja-1 ....	87
<b>Tabel 4.8.</b> Data Geokimia & Biomarker Sampel Dongkala-1 .....	88
<b>Tabel 4.9.</b> Data Geokimia & Biomarker Sampel Minyak .....	89
<b>Tabel 4.10.</b> Data Biomarker Sampel <i>Oilseep</i> .....	91
<b>Tabel 4.11.</b> Data Geokimia dan Biomarker Sampel Minyak Pada Sumur Tiaka 7ST .....	93
<b>Tabel 4.12.</b> Data Geokimia & Biomarker Sampel Kondensat Sumur Minahaki .....	94
<b>Tabel 4.13.</b> Data Komposisi Gas Sumur Senoro-1 .....	95
<b>Tabel 4.14.</b> Data Komposisi Gas Sumur Senoro-1 .....	96
<b>Tabel 4.15.</b> Data Komposisi Gas Sumur Senoro-1 .....	97
<b>Tabel 4.16.</b> Data Komposisi Gas Sumur Senoro-1.....	98
<b>Tabel 4.17.</b> Data Komposisi Gas Sumur Senoro-1.....	99
<b>Tabel 4.18.</b> Data Komposisi Gas Sumur Senoro-1 .....	100
<b>Tabel 4.19.</b> Data Komposisi Gas Sumur Senoro-2 .....	101
<b>Tabel 4.20.</b> Data Komposisi Gas Sumur Matindok-1 .....	102
<b>Tabel 4.21.</b> Analisis Gas <i>Onshore</i> di Sulawesi Timur (Satyana, dkk., 2007).	103
<b>Tabel 5.1.</b> <i>Oil Classification (Oil Grouping)</i> dari Sampel Minyak, <i>Oilseep</i> dan Kondensat di Daerah Penelitian .....	122
<b>Tabel 5.2.</b> Komposisi Gas di Daerah Penelitian.....	125
<b>Tabel 5.3.</b> Data Perhitungan Rasio Oleanana/(Oleanana+Hopana) dari Sampel Minyak Menjadi Indikasi Dalam Penentuan Umur .....	133
<b>Tabel 5.4.</b> Data Perhitungan Rasio Oleanana/(Oleanana+Hopana) dari Sampel <i>Oilseep</i> Yang Menjadi Indikasi Dalam Penentuan Umur .....	133
<b>Tabel 5.5.</b> Data Perhitungan Rasio Oleanana/(Oleanana+Hopana) dari Sampel Kondensat Yang Menjadi Indikasi Dalam Penentuan Umur .....	134