

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
SARI	vi
ABSTRACT	vii
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xv
DAFTAR LAMPIRAN	xvi
BAB I. PENDAHULUAN	1
I.1. Latar Belakang	1
I.2. Rumusan Masalah	4
I.3. Tujuan Penelitian	4
I.4. Lokasi Penelitian.....	5
I.5. Batasan Masalah	6
I.6. Peneliti Terdahulu	6
I.7. Keaslian Penelitian	10
I.8. Manfaat Penelitian	11
BAB II. GEOLOGI REGIONAL DAERAH PENELITIAN	12
II.1. Struktur Geologi Regional.....	12
II.1.1. Batuan dasar tersesarkan normal.....	12
II.1.2. Struktur inversi.....	13
II.1.3. Pengangkatan Bukit Barisan	14
II.1.4. Struktur <i>detached</i>	15
II.1.5. Rayeu <i>hinge</i>	16
II.2. Tektonik dan Stratigrafi Regional	17
II.3. Sistem <i>Petroleum</i>	25
II.3.1. Batuan induk	26
II.3.2. Batuan reservoir	29
II.3.3. Batuan penyekat	30
II.3.4. Mekanisme penjebakan.....	30
II.3.5. <i>Hydrocarbon charge</i>	31
II.3.6. Jalur migrasi	31
BAB III. DASAR TEORI	33
III.1 Batuan Induk	33
III.1.1. Kuantitas material organik.....	35
III.1.2. Kualitas batuan induk	36
III.1.3. Tingkat kematangan batuan induk.....	38
III.2. <i>Rock-Eval Pyrolysis</i>	41
III.3. Analisis Log Sumur.....	46
III.3.1. Log petrofisik.....	46
III.3.2. Teknik DLogR	50
III.4. Korelasi Penampang dan Pemetaan Bawah Permukaan	51

III.5. Sejarah Pemendaman (<i>Burial History</i>)	54
III.6. Sejarah Termal (<i>Thermal History</i>)	56
III.7. Prospektivitas Hidrokarbon Serpih	58
III.8. Generasi dan Ekspulsi Hidrokarbon.....	60
BAB IV. HIPOTESIS DAN METODE PENELITIAN	62
IV.1. Hipotesis	62
IV.2. Metode Penelitian	63
IV.2.1. Data.....	63
IV.2.2. Tahapan penelitian.....	63
IV.2.3. Jadwal penelitian	71
BAB V. ANALISIS DATA	72
V.1. Analisis Log Sumur	73
V.1.1. Penentuan sikuen stratigrafi.....	73
V.1.2. Penentuan fasies serpih.....	76
V.2. Interpretasi Seismik.....	79
V.2.1. Peta struktur waktu	82
V.2.2. Peta struktur kedalaman.....	85
V.2.2. Peta <i>isopach</i>	89
V.3. Analisis Biostratigrafi	90
V.4. Analisis Lingkungan Pengendapan dan Paleogeografi	95
V.5. Analisis Geokimia.....	99
V.5.1. Kuantitas material organik (TOC)	99
V.5.2. Tipe kerogen	102
V.5.3. Reflektansi Vitrinit	106
V.6. Pemodelan 1D Sejarah Pemendaman.....	107
BAB VI. PEMBAHASAN DAN INTERPRETASI	127
VI.1. Kuantitas, Kualitas, dan Tingkat Kematangan Batuan Induk.....	127
VI.1.1. Kuantitas material organik (TOC).....	127
VI.1.2. Kualitas batuan induk	129
VI.1.3. Tingkat kematangan batuan induk.....	132
VI.2. Model Sejarah Pemendaman dan Peta Kematangan Batuan Induk	133
VI.2.1. Model sejarah pemendaman	133
VI.2.2. Peta kematangan	147
VI.3. Letak Kedalaman Potensi Hidrokarbon Serpih.....	151
VI.3.1. Sumur WWP-1	151
VI.3.2. Sumur BSR-1.....	151
VI.3.3. Sumur RSY-1	151
VI.3.4. Sumur DNC-1.....	153
VI.3.5. Sumur TB-1	153
VI.3.6. Sumur DW-1	154
VI.3.7. Sumur TP-1	155
VI.3.8. Sumur PseudoRSY-1	155
VI.3.9. Sumur PseudoRSY-2.....	155
VI.3.10. Generasi dan ekspulsi hidrokarbon serpih.....	157
VI.3.11. Prospektivitas eksplorasi hidrokarbon serpih.....	160

BAB VII. KESIMPULAN DAN SARAN	163
VII.1. Kesimpulan.....	163
VII.2. Saran.....	164
DAFTAR PUSTAKA	165
LAMPIRAN	169

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1.	Perbandingan produksi dan konsumsi minyak dan gas global berdasarkan wilayah (BP <i>Statistical Review of World Energy</i> , 2006)	2
Gambar 1.2.	Perbedaan konsep eksplorasi secara konvensional dan non-konvensional (U.S. <i>Energy Information Administration</i> , 2010 dalam Cook dkk., 2013)	2
Gambar 1.3.	Lokasi Penelitian (dimodifikasi dari Bahesti dkk., 2013).....	5
Gambar 2.1.	Pembentukan cekungan <i>pull-apart</i> lokal dan struktur kompresional (Pertamina BPPKA, 1995:37)	14
Gambar 2.2.	Profil geologi Bukit Barisan berdasarkan penampang seismik (Pertamina BPPKA, 1995:40)	17
Gambar 2.3.	Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Utara (Barber dkk., 2005)	18
Gambar 2.4.	Profil geologi blok "A" Cekungan Sumatera Utara (Wicaksono dkk., 2009)	25
Gambar 2.5.	Stratigrafi regional dan sistem <i>petroleum</i> Cekungan Sumatera Utara (Barber dkk., 2005)	26
Gambar 3.1.	Transformasi termal kerogen (McCarthy dkk., 2011)	41
Gambar 3.2.	Hasil pirolisis terprogram (McCarthy dkk., 2011).....	43
Gambar 3.3.	Contoh plot HI vs T_{max} dan tipe kerogennya (Makeen dkk., 2016)	45
Gambar 3.4.	Ringkasan respon log terhadap berbagai jenis litologi (Reeves Oilfield Services Ltd. dalam Rogers dkk., 2007).....	49
Gambar 3.5.	Contoh analisis log (Rogers dkk., 2007).....	49
Gambar 3.6.	(a.) Nilai <i>Level of Maturity</i> (LOM) yang diketahui dari reflektansi vitrinit (Crain, 2010) atau (b.) berdasarkan data TOC dan S ₂ hasil laboratorium (Passey dkk., 1990).....	51
Gambar 3.7.	Korelasi kronostratigrafi berdasarkan kenampakan ciri sikuen stratigrafinya (Slatt, 2013)	52
Gambar 3.8.	Peta struktur kedalaman dari <i>top T5 marker</i> , Frlo Formation, Brazio County, Texas (Bebout dkk., 1978 dalam AAPG Wiki, 2016)	53
Gambar 3.9.	Kalibrasi model termal dengan menggunakan suhu dasar lubang bor (BHT) dan reflektansi vitrinit (%Ro)	58
Gambar 3.10.	Contoh model sejarah pемendaman dan sejarah termal (Makeen dkk., 2016)	58
Gambar 3.11.	Penentuan generasi minyak, gas, dan ekspulsi minyak dari grafik plot antara BI (S ₁ /TOC) terhadap T _{max} dari sampel batubara di New Zealand (Sykes dan Snowdon, 2002)	61
Gambar 4.1.	Lokasi sumur penelitian	65
Gambar 4.2.	Diagram alir penelitian.....	66
Gambar 4.3.	Jadwal penelitian.....	71

Gambar 5.1.	Penentuan parasikuen dan <i>system tract</i> berdasarkan karakteristik log GR dan <i>resistivity</i>	74
Gambar 5.2.	Korelasi antar sumur pada datum MFS yang menunjukkan cekungan berada di sebelah barat laut daerah penelitian (tanda tanya menunjukkan korelasi yang dilakukan dengan bantuan horizon seismik karena keterbatasan data sumur).....	75
Gambar 5.3.	Penentuan fasies serpih Formasi Belumai dan Baong Bawah dari data serbuk bor dan log sumur	77
Gambar 5.4.	Hubungan litofasies serpih dengan kandungan material organik (Slatt, 2011).....	79
Gambar 5.5.	<i>Picking</i> horizon dan struktur geologi untuk seismik stratigrafi	81
Gambar 5.6.	Seismik stratigrafi untuk interpretasi tatanan tektonik daerah penelitian	81
Gambar 5.7.	Peta struktur waktu <i>base</i> PS-2 (Formasi Belumai)	83
Gambar 5.8.	Peta struktur waktu <i>top</i> PS-2 (Formasi Belumai)	84
Gambar 5.9.	Peta struktur waktu <i>top</i> PS-3 (Formasi Belumai)	84
Gambar 5.10.	Peta struktur waktu <i>top</i> PS-4 (<i>Near Top</i> Formasi Belumai)	85
Gambar 5.11.	Peta struktur waktu <i>top</i> PS-5 (<i>Near Top</i> Formasi Baong Bawah)	85
Gambar 5.12.	Peta struktur kedalaman <i>base</i> PS-2 (Formasi Belumai).....	86
Gambar 5.13.	Peta struktur kedalaman <i>top</i> PS-2 (Formasi Belumai).....	87
Gambar 5.14.	Peta struktur waktu <i>top</i> PS-3 (<i>Near Top</i> Formasi Belumai)	87
Gambar 5.15.	Peta struktur waktu <i>top</i> PS-4 (<i>Near Top</i> Formasi Belumai)	88
Gambar 5.16.	Peta struktur kedalaman <i>top</i> PS-5 (<i>Near Top</i> Formasi Baong Bawah)	88
Gambar 5.17.	Peta <i>isopach</i> HST Formasi Belumai	90
Gambar 5.18.	Peta <i>isopach</i> TST Formasi Baong Bawah.....	90
Gambar 5.19.	Lingkungan pengendapan dan paleogeografi saat terbentuknya Formasi Belumai pada Kala Miosen Tengah (adaptasi dari Bahesti dkk, 2013)	97
Gambar 5.20.	Lingkungan pengendapan dan paleogeografi saat transgresi maksimum terbentuknya Formasi Baong Bawah pada Kala Miosen Tengah (adaptasi dari Bahesti dkk, 2013).....	98
Gambar 5.21.	TOC kalkulasi menggunakan metode DLogR (Passey, 2006) pada sumur RSY-1	101
Gambar 5.22.	Penentuan <i>Level of Maturity</i> dan hasil dari TOC kalkulasi pada HST Formasi Belumai dari sumur yang tidak memiliki data TOC laboratorium	102
Gambar 5.23.	Penentuan <i>Level of Maturity</i> dan hasil dari TOC kalkulasi pada TST Formasi Baong Bawah dari sumur yang tidak memiliki data TOC laboratorium	102
Gambar 5.24.	Data utama untuk pemodelan sejarah pemendaman pada sumur RSY-1 (kotak merah menunjukkan target formasi batuan induk)	110
Gambar 5.25.	Penentuan erosi menggunakan trend reflektansi vitrinit pada sumur RSY-1.....	111

Gambar 5.26.	Data kalibrasi kondisi batas pada sumur RSY-1	112
Gambar 5.27.	Data kalibrasi <i>SWI-T</i> pada sumur RSY-1 dengan kondisi baku lintang 47 N di Asia Tenggara	113
Gambar 5.28.	Data kalibrasi <i>Heatflow</i> pada sumur RSY-1 dengan kondisi tektonik cekungan sesuai geologi regional cekungan Sumatera Utara.....	114
Gambar 5.29.	Kalibrasi data suhu lubang bor (BHT) pada sumur RSY-1	115
Gambar 5.30.	Kalibrasi data reflektansi vitrinit (%Ro) pada sumur RSY-1 ..	116
Gambar 5.31.	Peta gradien geotermal daerah penelitian (lingkaran merah: PseudoRSY-1, lingkaran hitam: PseudoRSY-2).....	126
Gambar 6.1.	Peta distribusi TOC pada HST Formasi Belumai	128
Gambar 6.2.	Peta distribusi TOC pada TST Formasi Baong Bawah.....	128
Gambar 6.3.	Analisis tipe kerogen HST Formasi Belumai menggunakan Tmax dan HI.....	129
Gambar 6.4.	Peta distribusi tipe kerogen HST Formasi Belumai.....	130
Gambar 6.5.	Analisis tipe kerogen TST Formasi Baong Bawah menggunakan Tmax dan HI	131
Gambar 6.6.	Peta distribusi tipe kerogen TST Formasi Baong Bawah	132
Gambar 6.7.	Model sejarah pemendaman untuk identifikasi pembentukan hidrokarbon pada sumur WWP-1	134
Gambar 6.8.	Model sejarah pemendaman untuk identifikasi pembentukan hidrokarbon pada sumur BSR-1	136
Gambar 6.9.	Model sejarah pemendaman untuk identifikasi pembentukan hidrokarbon pada sumur RSY-1	137
Gambar 6.10.	Model sejarah pemendaman untuk identifikasi pembentukan hidrokarbon pada sumur RSY-1	139
Gambar 6.11.	Model sejarah pemendaman untuk identifikasi pembentukan hidrokarbon pada sumur TB-1	140
Gambar 6.12.	Model sejarah pemendaman untuk identifikasi pembentukan hidrokarbon pada sumur DW-1.....	142
Gambar 6.13.	Model sejarah pemendaman untuk identifikasi pembentukan hidrokarbon pada sumur TP-1.....	143
Gambar 6.14.	Model sejarah pemendaman untuk identifikasi pembentukan hidrokarbon pada sumur PseudoRSY-1	145
Gambar 6.15.	Model sejarah pemendaman untuk identifikasi pembentukan hidrokarbon pada sumur PseudoRSY-2.....	146
Gambar 6.16.	Peta kematangan MFS Formasi Baong Bawah.....	149
Gambar 6.17.	Peta kematangan Top PS-4 Formasi Belumai.....	149
Gambar 6.18.	Peta kematangan Top PS-3 Formasi Belumai.....	150
Gambar 6.19.	Peta kematangan Top PS-2 Formasi Belumai.....	150
Gambar 6.20.	Letak kedalaman potensi hidrokarbon serpih pada sumur WWP-1.....	152
Gambar 6.21.	Letak kedalaman potensi hidrokarbon serpih pada sumur BSR-1	152
Gambar 6.22.	Letak kedalaman potensi hidrokarbon serpih pada sumur RSY-1.....	153

Gambar 6.23. Letak kedalaman potensi hidrokarbon serpih pada sumur DNC-1	154
Gambar 6.24. Letak kedalaman potensi hidrokarbon serpih pada sumur TB-1	154
Gambar 6.25. Letak kedalaman potensi hidrokarbon serpih pada sumur DW-1	155
Gambar 6.26. Letak kedalaman potensi hidrokarbon serpih pada sumur TP-1	156
Gambar 6.27. Letak kedalaman potensi hidrokarbon serpih pada sumur PseudoRSY-1	156
Gambar 6.28. Letak kedalaman potensi hidrokarbon serpih pada sumur PseudoRSY-2	157
Gambar 6.29. Generasi dan ekspulsi minyak di tiap sumur pada HST Formasi Belumai	158
Gambar 6.30. Generasi dan ekspulsi minyak di tiap sumur pada TST Formasi Baong Bawah	160
Gambar 6.31. Peta prospektivitas eksplorasi hidrokarbon serpih pada HST Formasi Belumai	161
Gambar 6.32. Peta prospektivitas eksplorasi hidrokarbon serpih pada HST Formasi Belumai	162

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1.	Klasifikasi kandungan TOC (McCarthy dkk., 2011).....	36
Tabel 3.2.	Tipe kerogen dan lingkungan pengendapannya (McCarthy dkk., 2011)	38
Tabel 3.3.	Kriteria evaluasi batuan induk (McCarthy dkk., 2011)	45
Tabel 3.4.	Parameter geologi optimum hidrokarbon serpih pada beberapa jenis serpih di Amerika Serikat (GCA dan Baker Hughes, 2011 dalam Bahesti dkk., 2013)	59
Tabel 4.1.	Ketersediaan data sumur	64
Tabel 5.1.	Fasies serpih Formasi Belumai dan Baong Bawah.....	77
Tabel 5.2.	Data biostratigrafi yang menunjukkan umur dan paleobathimetri sumur tertentu pada TST Formasi Baong Bawah.....	94
Tabel 5.3.	Data biostratigrafi yang menunjukkan umur dan paleobathimetri sumur tertentu pada HST Formasi Baong Bawah	95
Tabel 5.4.	Ringkasan data sumur pada HST Formasi Belumai yang menunjukkan lingkungan pengendapannya.....	96
Tabel 5.5.	Ringkasan data sumur pada TST Formasi Baong Bawah yang menunjukkan lingkungan pengendapannya.....	97
Tabel 5.6.	Nilai rerata TOC pengukuran tiap sumur pada TST Formasi Baong Bawah	99
Tabel 5.7.	Nilai rerata TOC pengukuran tiap sumur pada HST Formasi Belumai	100
Tabel 5.8.	Data <i>Rock-Eval Pyrolysis</i> tiap sumur pada HST Formasi Belumai	104
Tabel 5.9.	Data <i>Rock-Eval Pyrolysis</i> tiap sumur pada TST Formasi Baong Bawah.....	105
Tabel 5.10.	Nilai rerata reflektansi vitrinit (Ro) tiap sumur pada TST Formasi Baong Bawah.....	106
Tabel 5.11.	Nilai rerata reflektansi vitrinit (Ro) tiap sumur pada HST Formasi Belumai	106
Tabel 6.1.	Data Ro (%) yang diperoleh dari model sejarah pемendaman	147

DAFTAR LAMPIRAN

	Halaman
Lampiran 1A (L1A). Penentuan Sikuen Stratigrafi	170
Lampiran 1B (L1B). Penentuan Fasies Serpih	186
Lampiran 1C (L1C). Analisis TOC Kalkulasi	193
Lampiran 2 (L2). Pemodelan 1D Sejarah Pemendaman	199
Lampiran 3 (L3). Tabel Konversi Data Biostratigrafi.....	233