

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	iii
HALAMAN PERNYATAAN	iv
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR GAMBAR	viii
DAFTAR TABEL	xvi
SARI	xviii
ABSTRACT	xix
BAB I PENDAHULUAN	20
I.1. Latar Belakang	20
I.2. Rumusan Masalah	22
I.3. Tujuan Penelitian	22
I.4. Lokasi Penelitian.....	22
I.5. Batasan Penelitian	23
I.6. Peneliti Terdahulu	24
I.7. Keaslian Penelitian.....	30
I.8. Manfaat Penelitian	30
BAB II GEOLOGI REGIONAL	32
II.1. Struktur Geologi Cekungan Sumatra Utara <i>Offshore</i>	33
II.2. Tektonik dan Stratigrafi Cekungan Sumatra Utara <i>Offshore</i>	37
II.3. Sistem Minyak Bumi Cekungan Sumatra Utara <i>Offshore</i>	42
BAB III DASAR TEORI	50
III.1. Geokimia Batuan Induk.....	50
III.1.1. Pembentukan Kerogen.....	50
III.1.2. Pembentukan Hidrokarbon	55
III.1.3. Karakteristik Geokimia Batuan Induk	58
III.1.4. Tingkat Kematangan Batuan Induk	63
III.2. Pemodelan Kematangan Batuan Induk	71
III.2.1. Sejarah Penimbunan (<i>Burial History</i>)	73
III.2.2. Sejarah Termal (<i>Temperature History</i>).....	74

III.2.3.Kalibrasi Pemodelan	79
III.2.4.Model Kinetik untuk Prediksi Kematangan	80
BAB IV HIPOTESIS DAN METODE PENELITIAN	82
IV.1. Hipotesis.....	82
IV.2. Metode Penelitian.....	82
IV.2.1.Ketersediaan data.....	82
IV.2.2.Alat dan Bahan	85
IV.2.3.Tahapan Penelitian	86
IV.2.4.Diagram Alir Penelitian.....	90
IV.3. Waktu Penelitian	90
BAB V GEOKIMIA BATUAN INDUK.....	93
V.1. Analisis Karbon Organik Total (TOC).....	93
V.2. Analisis Pirolisis	98
V.3. Analisis Reflektansi Vitrinit	108
V.4. Analisis Kualitas dan Tingkat Kematangan Batuan Induk.....	110
V.4.1.Formasi Bampo	111
V.4.2.Formasi Belumai	114
V.4.3.Formasi Baong.....	116
BAB VI SEJARAH PENIMBUNAN DAN TERMAL.....	121
VI.1. Penentuan Parameter Pemodelan	121
VI.1.1.Penentuan Litofasies.....	121
VI.1.2.Analisis Biostratigrafi.....	126
VI.1.3.Penentuan Deposisi, Hiatus, dan Erosi	134
VI.1.4.Kalibrasi Kondisi Batas dan Kondisi Sumur.....	141
VI.2. Model Sejarah Penimbunan dan Termal Daerah Penelitian.....	148
VI.3. Penentuan <i>Oil</i> dan <i>Gas Window</i>	168
BAB VII KESIMPULAN DAN SARAN	176
VII.1. Kesimpulan	176
VII.2. Saran	176
DAFTAR PUSTAKA	178
LAMPIRAN.....	1812

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Lokasi penelitian ditunjukkan oleh kotak berwarna merah pada gambar di sebelah kanan. Sebagian lokasi penelitian merupakan wilayah kerja PT PHE NSO yang ditunjukkan oleh garis berwarna hitam.	23
Gambar 2.1.	Peta Indeks Cekungan Sumatera Offshore yang menunjukkan elemen tektonik dari cekungan ini serta batas-batas geografisnya. Area berarsir tebal merupakan tinggian dari batuan dasar (<i>basement high</i>) sementara area berarsir tipis merupakan deposenter (Fuse dkk., 1996).....	32
Gambar 2.2.	Komponen tektonik regional dari area studi. Ditunjukkan pada gambar sesar-sesar yang terbentuk pada Cekungan Sumatra Utara <i>Offshore</i> yang menunjukkan arah <i>NW-SE</i> dan <i>N-S</i> (Davies, 1984).	35
Gambar 2.3.	Ilustrasi yang menggambarkan kondisi Cekungan Sumatra <i>Offshore</i> mulai dari <i>initial extension phase, wrench tectonism</i> hingga <i>compressional tectonism</i> (Davies, 1984).....	36
Gambar 2.4.	Kolom Stratigrafi pada Cekungan Sumatra Utara <i>Offshore</i> (ditunjukkan oleh kotak berwarna merah) (Anderson dkk., 1993).....	42
Gambar 2.5.	Penampang melintang dari Cekungan Sumatra Utara <i>Offshore</i> (bagian berkotak merah putus-putus), menunjukkan formasi dan <i>play concept</i> dari cekungan (Pertamina BPPKA, 1995) dengan modifikasi.	43
Gambar 2. 6.	Penghitungan total karbon organik dari 101 sampel baik singkapan ataupun <i>core</i> dan <i>cutting</i> dari serpih Bampo dan Peutu. Sampel yang memiliki nilai TOC tinggi umumnya	

terletak pada dalaman (Buck dan McCulloh, 1994).....	46
Gambar 2.7. <i>Event Chart</i> dari sistem minyak bumi Bampo-Peutu. Br: Formasi Bruksah; Bp: Formasi Bampo; P: Formasi Peutu; Bg: Formasi Baong; K: Formasi Keutapang; JR-S: Formasi Julu Rayeu-Seurula (Buck dan McCulloh, 1996).	49
Gambar 3.1. Proses pembentukan kerogen (kotak merah). Berawal dari pemecahan rantai kimia dari organisme menghasilkan lignin, karbohidrat, protein dan lipid hingga proses sedimentasi yang meningkatkan diagenesis sehingga menghasilkan kerogen (Tissot dan Welte, 1978)	52
Gambar 3.2. Modifikasi diagram Van Kravelen yang menunjukkan nilai perbandingan atom dari H/C dan O/C. Berdasarkan nilai perbandingan tersebut, kerogen dapat dikelompokkan menjadi beberapa tipe (Waples, 1984 dalam McCarthy dkk., 2011).....	54
Gambar 3.3. Model struktur kimia dari kerogen tipe II pada kondisi kematangan termal yang rendah (gambar atas) dan kematangan termal yang tinggi (bawah). Teramati perubahan berupa penambahan hidrokarbon aromatik pada tingkat kematangan termal tinggi (Waples, 1985).....	56
Gambar 3.4. Perubahan termal dari kerogen. Pelepasan hidrokarbon dikontrol oleh temperatur. Pada awal diagenesis, gas biogenik terbentuk. Proses beralih menjadi katagenesis yang mana minyak dan gas termogenik dapat terbentuk. Fase terakhir yakni metagenesis, dimana minyak yang tersisa akan berubah menjadi <i>dry gas</i> (McCarthy, 2011 modifikasi dari Tissot dkk., 1974).....	58
Gambar 3.5. Grafik yang menunjukkan hasil <i>pyrolysis</i> . Hidrokarbon bebas	

ditunjukkan oleh puncak S1, hidrokarbon sisa ditunjukkan oleh puncak S2, komponen karbondioksida ditunjukkan oleh S3. REP merupakan analisis yang dapat digunakan untuk mengetahui kualitas batuan induk dengan melihat tipe kerogen yang dihasilkan serta penentuan kematangan batuan (McCarthy dkk., 2011)	61
Gambar 3.6. <i>Cross Plot</i> antara Tmax dan HI yang dapat digunakan dalam menentukan tipe kerogen (Espitalié dkk., 1984 dalam Dembicki, 2016)	65
Gambar 3.7. <i>Trend</i> reflektansi vitrinit yang ideal, menunjukkan hubungan linier dengan kedalaman. Apabila kedalaman meningkat maka nilai reflektansi vitrinit juga meningkat (Dembicki, 2016).	66
Gambar 3.8. <i>Trend</i> reflektansi vitrinit yang menunjukkan adanya anomali berupa caving dimana terdapat hasil plotting reflektansi vitrinit yang menyimpang dari <i>trend</i> (Dembicki, 2016).	67
Gambar 3.9. <i>Trend</i> reflektansi vitrinit yang menunjukkan adanya anomali berupa sesar normal dimana terdapat 2 <i>trend</i> yang berbeda (Dembicki, 2016).	68
Gambar 3.10. <i>Trend</i> reflektansi vitrinit yang menunjukkan adanya anomali berupa sesar naik dimana terdapat 2 <i>trend</i> yang berbeda (Dembicki, 2016).	68
Gambar 3.11. <i>Trend</i> reflektansi vitrinit yang menunjukkan adanya anomali berupa <i>overpressure</i> yang ditunjukkan oleh adanya pembelokan atau <i>dogleg</i> dari <i>trend</i> (Dembicki, 2016).	69
Gambar 3.12. <i>Trend</i> reflektansi vitrinit yang menunjukkan adanya anomali berupa intrusi batuan dimana terdapat nilai VR yang berbeda	

jauh secara horizontal (Dembicki, 2016).....	70
Gambar 3.13. <i>Trend</i> reflektansi vitrinit yang menunjukkan adanya anomali berupa <i>suppression</i> dimana terdapat nilai yang lebih rendah daripada nilai lain (Dembicki, 2016).....	71
Gambar 3.14. Sejarah penimbunan dengan <i>overlay</i> dari <i>heatflow</i> menunjukkan periode sedimentasi normal, hiatus, dan erosi (b), (c), dan (d) merupakan kurva-kurva yang berkaitan (Kauerauf dan Hantschel, 2009).....	74
Gambar 3.15. Gambaran <i>boundary</i> berupa SWIT dan <i>basal heat flow</i> pada (a) kerak bumi (b) sedimen (Kauerauf dan Hantschel, 2009)..	75
Gambar 3.16. Peta temperatur rata-rata yang digabungkan dengan grafik termperatur dan umur berdasarkan perubahan <i>latitude</i> (Wygrala, 1989).....	76
Gambar 3.17. Contoh dari Cekungan <i>North Campos</i> dimana nilai <i>heatflow</i> menunjukkan peningkatan pada saat awal pembentukan cekungan (<i>stretching</i>) dan mengalami pendinginan (<i>cooling</i>) (Kauerauf dan Hantschel, 2009).....	77
Gambar 3.18. Fungsi konduktivitas termal terhadap massa batuan (a) dan terhadap fluida (b) (Kaureauf dan Hantschel, 2009).....	78
Gambar 3.19. Kurva Sejarah Temperatur yang menunjukkan kedalaman dari ekspulsi pertama minyak dan gas bumi (Adda dkk., 2015).	79
Gambar 3.20. Distribusi energi aktivasi dari VITRIMIAT (EASY %Ro) yang merupakan model dari Burnham dan Sweeney (1989)	81
Gambar 4.1. Lokasi kelima sumur pada Lapangan NSI (kotak berwarna merah) yang digunakan sebagai data untuk pemodelan 1-	

	Dimensi.....	85
Gambar 4.2.	Diagram Alir Penelitian.....	91
Gambar 5.1.	Hasil <i>plotting</i> TOC dan HI. Terlihat pada grafik bahwa ketiga formasi yakni Formasi Baong, Formasi Belumai, dan Formasi Bampo memiliki nilai TOC sedang (<i>fair</i>) hingga baik (<i>good</i>). Berdasarkan nilai HI-nya, ketiga formasi tersebut mampu menghasilkan hidrokarbon.	111
Gambar 5.2.	Hasil <i>plotting</i> Tmax vs HI untuk mengetahui tipe kerogen pada Formasi Bampo. Terlihat bahwa Formasi Bampo memiliki kerogen tipe II (<i>oil prone</i>) dan kerogen tipe III (<i>gas prone</i>). ...	113
Gambar 5.3.	Analisis reflektansi vitrinit pada Formasi Bampo. Nilai reflektansi vitrinit secara umum meningkat seiring dengan meningkatnya kedalaman. Namun terlihat bahwa sumur yang ada rata-rata masih bersifat <i>immature</i>	114
Gambar 5.4.	Hasil <i>plotting</i> Tmax vs HI untuk mengetahui tipe kerogen pada Formasi Belumai. Terlihat bahwa Formasi Baong memiliki tipe kerogen yang beragam, mulai dari tipe II/III dan tipe III. Oleh karena itu, Formasi Belumai cenderung bersifat <i>gas prone</i>	115
Gambar 5.5.	Analisis reflektansi vitrinit pada Formasi Belumai. Nilai reflektansi vitrinit secara umum meningkat seiring dengan meningkatnya kedalaman. Namun terlihat bahwa sumur yang ada rata-rata masih bersifat <i>immature</i> kecuali Sumur U-1 yang sudah memasuki zona oil zone.	116
Gambar 5.6.	Hasil <i>plotting</i> Tmax vs HI untuk mengetahui tipe kerogen pada Formasi Baong. Terlihat bahwa Formasi Baong memiliki tipe kerogen yang beragam, mulai dari tipe II, tipe II/III, dan tipe	

III.	118
Gambar 5.7. Analisis reflektansi vitrinit pada Formasi Baong. Nilai reflektansi vitrinit secara umum meningkat seiring dengan meningkatnya kedalaman. Terlihat bahwa untuk Sumur P-1, J-2, J-1 dan sebagian E-1 masih bersifat <i>immature</i> . Berbeda dengan Sumur U-1 dan sebagian Sumur E-1 lainnya yang bersifat <i>oil zone</i> (diperkirakan mampu menghasilkan minyak)	119
Gambar 6.1. Laporan <i>core/cutting</i> pada kedalaman 4114,8 m – 4236,7 m pada Sumur E-1 yang menunjukkan bahwa litologi pada kedalaman tersebut tersusun atas 95% <i>shale</i> dan 5% <i>limestone</i>	122
Gambar 6.2. <i>Trend</i> reflektansi vitrinit pada Sumur J-1. Terdapat erosi yang ditunjukkan oleh nilai R_o yang bertambah signifikan dan mengubah <i>trend</i> yang ada. Erosi memiliki tebal 305 m.	136
Gambar 6.3. <i>Trend</i> reflektansi vitrinit pada Sumur E-1. Perubahan <i>trend</i> yang secara tiba-tiba menurun pada Sumur E-1 tidak menunjukkan adanya erosi melainkan adanya sesar naik.	136
Gambar 6.4. <i>Trend</i> reflektansi vitrinit pada Sumur P-1. Terdapat erosi yang ditunjukkan oleh nilai R_o yang berkurang signifikan dan mengubah <i>trend</i> , memiliki tebal erosi 180 m.	137
Gambar 6.5. <i>Trend</i> reflektansi vitrinit pada Sumur J-2. Terdapat erosi yang ditunjukkan oleh nilai R_o yang bertambah signifikan dan mengubah <i>trend</i> , memiliki tebal 300 m.	137
Gambar 6.6. <i>Trend</i> reflektansi vitrinit pada Sumur U-1. Terdapat erosi yang ditunjukkan oleh nilai R_o yang bertambah signifikan dan mengubah <i>trend</i> , memiliki tebal 180 m.	138

Gambar 6.7. Nilai SWIT (<i>Sediment Water Interface Temperature</i>) dari daerah penelitian yang didapat dari memasukkan nilai derajat lintang pada daerah penelitian. <i>Software</i> akan mendeteksi SWIT secara otomatis.....	142
Gambar 6.8. Grafik <i>heat flow</i> pada Cekungan Sumatra Utara <i>Offshore</i> yang akan digunakan sebagai parameter input. Terdapat 2 peristiwa tektonik yang mempengaruhi <i>heat flow</i> yakni rifting Laut Andaman dan inversi <i>rift basin</i> akibat puncak pengangkatan Bukit Barisan.....	143
Gambar 6.9. Nilai kalibrasi sumur yakni temperatur pada Sumur J-1. Terdapat 4 titik yang diukur pada Sumur J-1.....	144
Gambar 6.10. Nilai kalibrasi sumur yakni reflektansi vitrinit pada Sumur J-1. Terdapat 17 titik yang diukur pada Sumur J-1.....	145
Gambar 6.11. Hasil kalibrasi antara temperatur dan reflektansi vitrinit. Terlihat titik-titiknya sudah berimpit dengan garis, menandakan bahwa modeling sudah terkalibrasi dengan baik.	145
Gambar 6.12. Sejarah penimbunan pada Sumur E-1	151
Gambar 6.13. Sejarah termal Sumur E-1	152
Gambar 6.14. Sejarah penimbunan Sumur P-1	155
Gambar 6.15. Sejarah termal Sumur P-1	156
Gambar 6.16. Sejarah penimbunan Sumur J-1.....	159
Gambar 6.17. Sejarah termal Sumur J-1	160
Gambar 6.18. Sejarah penimbunan Sumur J-2.....	162
Gambar 6.19. Sejarah termal Sumur J-2	163

Gambar 6.20. Sejarah penimbunan Sumur U-1	166
Gambar 6.21. Sejarah termal Sumur U-1	167
Gambar 6.22. Letak kedalaman potensi hidrokarbon Sumur E-1 berdasarkan pertampalan sejarah penimbunan dengan $EASY\%Ro$	171
Gambar 6.23. Letak kedalaman potensi hidrokarbon Sumur P-1 berdasarkan pertampalan sejarah penimbunan dengan $EASY\%Ro$	172
Gambar 6. 24. Letak kedalaman potensi hidrokarbon Sumur J-1 berdasarkan pertampalan sejarah penimbunan dengan $EASY\%Ro$	173
Gambar 6.25. Letak kedalaman potensi hidrokarbon Sumur J-2 berdasarkan pertampalan sejarah penimbunan dengan $EASY\%Ro$	174
Gambar 6. 26. Letak kedalaman potensi hidrokarbon Sumur U-1 berdasarkan pertampalan sejarah penimbunan dengan $EASY\%Ro$	175

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1.	Empat tipe kerogen beserta maseral yang dikandung oleh masing-masing tipe kerogen, serta organisme asalnya (Waples, 1984)	54
Tabel 3.2.	Parameter geokimia yang menunjukkan kuantitas dari source rock. Setelah nilai TOC didapat, dapat dicocokkan dengan 5 klasifikasi yang ada untuk mengetahui bagaimana potensi minyak bumi dari <i>source rock</i> (Peter dan Cassa, 1994)	60
Tabel 3.3.	Parameter geokimia yang menunjukkan kualitas kerogen dan karakteristik dari produk yang dihasilkan (Peter dan Cassa, 1994).	63
Tabel 3.4.	Interpretasi standar tahapan <i>hydrocarbon generation</i> yang dilihat berdasarkan nilai reflektansi vitrinit (Dembicki, 2009)...	64
Tabel 3.5.	Massa jenis dan karakteristik termal dari beberapa mineral dan batuan (Kaureauf dan Hantschel, 2009).	78
Tabel 4.1.	Kelengkapan data penelitian	83
Tabel 4.2.	Pembagian data dan kegunaannya pada penelitian.	85
Tabel 4.3.	Jadwal Penelitian.....	92
Tabel 5.1.	Analisis nilai TOC Formasi Bampo beserta reratanya	94
Tabel 5.2.	Analisis Nilai TOC Formasi Belumai beserta reratanya.	95
Tabel 5.3.	Analisis nilai TOC Formasi Baong beserta reratanya	96
Tabel 5.4.	Hasil analisis karbon organik total dan klasifikasinya oleh Peter dan Cassa (1994).....	98
Tabel 5.5.	Hasil perhitungan pirolisis dari Sumur E-1 yang meliputi tabel kedalaman, formasi, Tmax, HI, SI, S2, PY, dan PI	101

Tabel 5.6.	Hasil perhitungan pirolisis dari Sumur P-1 yang meliputi tabel kedalaman, formasi, Tmax, HI, SI, S2, PY, dan PI	104
Tabel 5.7.	Hasil perhitungan pirolisis dari Sumur J-1 yang meliputi tabel kedalaman, formasi, Tmax, HI, SI, S2, PY, dan PI	104
Tabel 5.8.	Hasil perhitungan pirolisis dari Sumur J-2 yang meliputi tabel kedalaman, formasi, Tmax, HI, SI, S2, PY, dan PI	106
Tabel 5.9.	Hasil perhitungan pirolisis dari Sumur U-1 yang meliputi tabel kedalaman, formasi, Tmax, HI, SI, S2, PY, dan PI	107
Tabel 5.10.	Nilai reflektansi vitrinit beserta reratanya pada Formasi Baong, Belumai, dan Bampo pada semua sumur.....	109
Tabel 5. 11.	Rangkuman dari hasil analisis geokimia mulai dari nilai TOC, tipe kerogen beserta lingkungan pengendapannya serta tingkat kematangan dari batuan induk tersebut.	120
Tabel 6. 1.	Pembagian litofasies dari masing-masing sumur yang didasarkan pada <i>final well report</i> dan data <i>log</i>	124
Tabel 6.2.	Analisis biostratigrafi yang meliputi foraminifera plangtonik dan bentonik pada Sumur E-1.....	127
Tabel 6.3.	Analisis biostratigrafi yang meliputi foraminifera plangtonik dan bentonik pada Sumur P-1	129
Tabel 6.4.	Analisis biostratigrafi foraminifera plangtonik dan bentonik pada Sumur J-1.	130
Tabel 6.5.	Analisis biostratigrafi foraminifera plangtonik dan bentonik pada Sumur J-2.	131
Tabel 6.6.	Analisis biostratigrafi foraminifera plangtonik dan bentonik pada Sumur J-2.	133
Tabel 6.7.	Detail kedalaman pengendapan, umur pengendapan, serta umur erosi pada masing-masing sumur.....	140