

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	ii
SURAT KETERANGAN PENGGUNAAN DATA	iii
PERNYATAAN BEBAS PLAGIASI	iv
KATA PENGANTAR	v
SARI.....	vii
<i>ABSTRACT</i>	viii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR TABEL	xii
DAFTAR GAMBAR	xiii
BAB I PENDAHULUAN	1
I.1 Latar Belakang	1
I.2 Rumusan Masalah	3
I.3 Tujuan Penelitian	3
I.4 Batasan Penelitian	3
I.5 Lokasi	5
I.6 Peneliti Terdahulu	5
I.7 Keaslian Penelitian.....	8
BAB II GEOLOGI WILAYAH BANGGAI SULA	10
II.1 Tektonik Regional.....	10
II.2 Struktur Geologi Regional	16
II.3 Stratigrafi Regional dan Elemen <i>Petroleum</i>	18
II.4 <i>Petroleum Play</i> Regional	23
BAB III LANDASAN TEORI.....	26
III.1 Batuan Induk dan Analisis Geokimia	26
III.1.1 Definisi dan Karakterisasi Batuan Induk	26
III.1.2 Korelasi Geokimia	32

III.2	Interpretasi Bawah Permukaan	47
III.2.1	Interpretasi Seismik.....	47
III.2.2	<i>Well Seismic Tie</i>	48
III.2.3	Peta Bawah Permukaan.....	49
III.3	Integrasi Geokimia Permukaan dan Interpretasi Bawah Permukaan.....	50
BAB IV	HIPOTESIS DAN METODE PENELITIAN.....	53
IV.1	Hipotesis.....	53
IV.2	Data dan Peralatan.....	53
IV.3	Tahapan Penelitian	54
IV.3.1	Persiapan	55
IV.3.2	Pengolahan Data	56
IV.3.3	Analisis Data.....	59
IV.3.4	Pembuatan Laporan	60
IV.4	Prosedur Penelitian.....	61
IV.4.1	Interpretasi Geologi Bawah Permukaan	61
IV.4.2	Interpretasi Geokimia.....	62
IV.4.3	Integrasi.....	65
IV.5	Tata Waktu Penelitian	67
BAB V	KONTROL KUALITAS DAN INTERPRETASI BAWAH PERMUKAAN.....	68
V.1	Kontrol Kualitas Data.....	68
V.1.1	Kontrol Kualitas Data Sumur.....	68
V.1.2	Kontrol Kualitas Data Seismik.....	72
V.1.3	Kontrol Kualitas Data Geokimia.....	81
V.2	Interpretasi Bawah Permukaan	83
V.2.1	Interpretasi Horison dan Struktur.....	83

V.2.2 Pemetaan Bawah Permukaan	89
V.2.3 Identifikasi Potensi <i>Closure</i>	90
BAB VI INTERPRETASI GEOKIMIA BATUAN INDUK DAN ZONA AKUMULASI HIDROKARBON.....	102
VI.1 Interpretasi Geokimia Batuan Induk	102
V.1.1 Potensi Batuan Induk	102
V.1.2 Identifikasi Asal Hidrokarbon.....	108
VI.2 Interpretasi Geokimia Batuan Induk	133
VI.2.1 Penentuan Zona Prospektif Hidrokarbon.....	133
VI.2.2 Penentuan Kemungkinan Zona Akumulasi Hidrokarbon	139
BAB VII KESIMPULAN	143
DAFTAR PUSTAKA	144
LAMPIRAN 1. DATA SUMUR	145
LAMPIRAN 2. DATA GEOKIMIA.....	152

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1	Rangkuman dari para peneliti sebelumnya	9
Tabel 3.1	Klasifikasi potensi <i>petroleum</i> (kuantitas) dari batuan induk yang belum matang (Peters dan Cassa, 1994, dengan modifikasi).....	28
Tabel 3.2	Klasifikasi tipe kerogen (kualitas) dari batuan induk yang belum matang (Peters dan Cassa, 1994, dengan modifikasi).....	29
Tabel 3.3	Klasifikasi kematangan termal kerogen berdasarkan nilai Ro dan TMax (Peters dan Cassa, 1994, dengan modifikasi).....	31
Tabel 3.4	Variasi isotop Karbon-13 pada material alamiah (Hunt, 1996).....	38
Tabel 3.5	Rentang nilai Karbon-13 untuk perbedaan genetik tipe gas (Hunt, 1996)	45
Tabel 4.1	Data Penelitian	54
Tabel 4.2	Perangkat lunak yang digunakan dalam penelitian ini.....	55
Tabel 4.3	Ringkasan tahapan penelitian.....	58
Tabel 4.4	Tata Waktu Penelitian	67
Tabel 6.1	Ringkasan karakteristik batuan induk hasil evaluasi geokimia sampel-sampel dari sumur Alpha-1 dan Loku-1	108
Tabel 6.2	Nilai <i>Carbon Preference Index</i> (CPI) dari setiap sampel batuan induk dan rembesan.....	116
Tabel 6.3	Data sterana C ₂₇ , C ₂₈ , C ₂₉ sampel batuan induk dan rembesan yang telah dinormalisasi.....	117
Tabel 6.4	Nilai rasio Pr/n-C ₁₇ dan Ph/n-C ₁₈ dari setiap sampel batuan induk dan rembesan.....	121
Tabel 6.5	Data isotop karbon (¹³ C) untuk fraksi saturat dan aromatik sampel batuan induk dan sampel rembesan.....	122
Tabel 6.6	Ringkasan karakteristik geokimia hidrokarbon dari sampel sumur dan rembesan untuk Formasi Buya dan Bobong.....	131

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Lokasi penelitian merupakan Cekungan Sula yang berada di lepas pantai bagian utara wilayah Banggai Sula	5
Gambar 2.1	Tatanan tektonik regional Indonesia bagian timur (Barber dkk, 2003)	11
Gambar 2.2	Konfigurasi cekungan dan elemen struktural wilayah Banggai Sula. (IHS Markit, 2018, dengan modifikasi)	11
Gambar 2.3	Rekonstruksi wilayah Indonesia timur pada umur: a. Miosen Awal; b. Miosen Tengah (Hall, 2011)	13
Gambar 2.4	Tumbukan mikrokontinen Banggai Sula dan Kompleks Ofiolit Sulawesi Timur selama Mio-Pliosen (Garrard dkk, 1988, dalam Satyana dan Purwaningsih, 2011)	15
Gambar 2.5	Sayatan melintang berarah utara selatan di bagian utara dari Pulau Mangole dan Taliabu	18
Gambar 2.6	Zona struktur permukaan wilayah Banggai Sula yang dibagi dengan menggunakan peta multibeam (Ferdian dkk, 2010)	19
Gambar 2.7	Stratigrafi Banggai Sula dan wilayah sekitarnya (dimodifikasi setelah Garrard dkk, 1998, dalam Ferdian dkk, 2010).....	21
Gambar 2.8	<i>Play</i> potensial dan terbukti di Cekungan Banggai beserta analog dari Cekungan Sula (Satyana dan Purwaningsih, 2011) .	25
Gambar 3.1	Tampilan pirogram hasil pirolisis yang menunjukkan beberapa puncak. (McCarthy dkk, 2011)	28
Gambar 3.2	Diagram pseudo Van Krevelen yang menunjukkan klasifikasi tipe kerogen (McCarthy dkk, 2011).....	30
Gambar 3.3	Diagram HI vs Tmax yang menunjukkan klasifikasi tipe kerogen dan kematangan batuan induk (Mukhopadhyay dkk, 1995).....	31

Gambar 3.4	Asal usul molekul n-alkana berantai ganjil yang dijumpai pada sedimen (Hunt, 1996).....	34
Gambar 3.5	Konversi fitol menjadi pristan dan fitan karena pengaruh kondisi lingkungan (Peters dkk, 2005)	36
Gambar 3.6	Struktur biomarker sterana C ₂₇ – C ₃₀ (Waples dan Machihara, 1990)	37
Gambar 3.7	Rentang nilai kandungan Karbon-13 pada reservoir karbon. Nilai Karbon-13 juga mewakili asal usul pengendapan materialnya.....	38
Gambar 3.8	Perbandingan hasil analisis GC-MS dari tiga sampel minyak (Dembicky, 2017)	40
Gambar 3.9	Plot Pr/n-C ₁₇ vs Ph/n-C ₁₈ sebagai parameter korelasi dan indikator fasies organik, kematangan dan biodegradasi (Waples, 1985).....	42
Gambar 3.10	Plot diagram ternary sterana C ₂₇ , C ₂₈ , C ₂₉ sampel minyak. Setiap kelompok data menunjukkan kesamaan genetik (Dembicky, 2017)	42
Gambar 3.11	Plot Pr/n-C ₁₇ vs Ph/n-C ₁₈ sebagai parameter korelasi dan indikator biodegradasi kematangan dan fasies organik (Waples, 1985)	43
Gambar 3.12	Plot rasio isotop karbon dari fraksi kromatograf saturat dan aromatik yang menunjukkan tiga kelompok yang berbeda (Sofer, 1984, dalam Dembicky, 2017)......	44
Gambar 3.13	Contoh diagram Galimov yang menunjukkan kesamaan nilai isotop pada sampel-sampel yang ada (pengecualian untuk sampel berwarna merah dan merah muda) (Esquinas dkk, 2018)	44

Gambar 3.14	Plot Bernard yang dimodifikasi oleh Claypool dan Kvenvolden (1983) menunjukkan perbandingan dari <i>gas wetness</i> terhadap $\delta^{13}\text{C}$ metana untuk menentukan tipe gas (Hunt, 1996)	46
Gambar 3.15	Perbedaan karakter dari seismik refleksi yang meliputi kontinuitas, frekuensi dan amplitudo (Veeken, 2007)	48
Gambar 3.16	Tipe-tipe batas sekuen, yang meliputi <i>erosional truncation</i> , <i>toplap</i> , <i>downlap</i> dan <i>onlap</i> (Veeken, 2007)	49
Gambar 3.17	Contoh plot data geokimia rembesan di permukaan (Baum dkk, 1997)	51
Gambar 3.18	Contoh distribusi anomali permukaan di wilayah North Sea, Belanda (Baum dkk, 1997)	52
Gambar 3.19	Contoh integrasi anomali permukaan dan interpretasi bawah permukaan (Baum dkk, 1997)	52
Gambar 4.1	Lokasi dan ketersediaan data-data seismik 2D, data sumur (Alpha-1 dan Loku-1), dan sampel geokimia rembesan dalam area penelitian	56
Gambar 4.2	Bagan alir penelitian	57
Gambar 4.3	Contoh data-data geokimia batuan induk yang diperoleh dalam laporan sumur Loku-1, meliputi hasil analisis TOC, REP (S1, S3 dan Tmax), dan reflektansi vitrinit (Ro)	63
Gambar 4.4	Contoh data-data hasil analisis biomarker (a) dan isotop karbon (b) batuan induk yang diperoleh dalam laporan sumur Loku-1	66
Gambar 4.5	Contoh data-data hasil analisis biomarker (a) dan isotop karbon (b) rembesan yang diperoleh dalam laporan analisis geokimia batuan inti dasar laut	66
Gambar 5.1	Log sumur Loku-1 dengan data serbuk pemboran dan umur relatif berdasarkan biostratigrafi	70

Gambar 5.2	Log sumur Alpha-1 dengan data serbuk pemboran dan umur relatif berdasarkan biostratigrafi	71
Gambar 5.3	Kenampakan penampang seismik 2D berarah utara-selatan (lintasan RV07-09).....	73
Gambar 5.4	Kenampakan penampang seismik 2D berarah relatif barat-timur (lintasan RV07-01)	74
Gambar 5.5	Koreksi navigasi yang dilakukan pada data seismik RV07	74
Gambar 5.6	Perbandingan kenampakan antara lintasan seismik RV07-05 dengan RV07-01 yang saling memotong.....	76
Gambar 5.7	Perbandingan kenampakan antara lintasan seismik RV07-07 dengan RV07-01 yang saling memotong.	77
Gambar 5.8	<i>Well seismic tie</i> pada sumur Alpha-1 dengan lintasan seismik RV07-05 yang menunjukkan korelasi yang baik ($r=0,66$).....	79
Gambar 5.9	<i>Well seismic tie</i> pada sumur Loku-1 dengan lintasan seismik RV07-14 yang menunjukkan korelasi yang cukup baik ($r=0,46$).	80
Gambar 5.10	Hasil analisis TOC dan REP pada interval batuan dasar granit pada sumur Loku-1	82
Gambar 5.11	Interpretasi horison pada lintasan seismik RV07-05 yang dilakukan berdasarkan marker top formasi sumur Alpha-1 dan perbedaan karakter seismik refleksi	84
Gambar 5.12	Interpretasi horison pada lintasan seismik RV07-14 yang dilakukan berdasarkan marker top formasi sumur Loku-1 dan perbedaan karakter seismik refleksi	85
Gambar 5.13	Interpretasi fasies seismik pada lintasan RV07-05 pada masing-masing horison top Formasi	86
Gambar 5.14	Interpretasi fasies seismik pada lintasan RV07-14 pada masing-masing horison top Formasi	87
Gambar 5.15	Peta struktur waktu dari Top Formasi Bobong	91

Gambar 5.16	Peta struktur kedalaman dari Top Formasi Bobong.....	92
Gambar 5.17	<i>Closure-closure</i> pada interval Formasi Bobong yang teridentifikasi pada wilayah penelitian.....	94
Gambar 5.18	Informasi <i>Closure</i> BB-1 beserta kenampakannya pada seismik.	95
Gambar 5.19	Informasi <i>Closure</i> BB-2 beserta kenampakannya pada seismik.	96
Gambar 5.20	Informasi <i>Closure</i> BB-3 beserta kenampakannya pada seismik.	97
Gambar 5.21	Informasi <i>Closure</i> BB-4 beserta kenampakannya pada seismik.	98
Gambar 5.22	Informasi <i>Closure</i> BB-5 beserta kenampakannya pada seismik.	99
Gambar 5.23	Informasi <i>Closure</i> BB-6 beserta kenampakannya pada seismik.	100
Gambar 6.1	Plot TOC terhadap PY dari hasil analisis geokimia sampel batuan sumur Alpha-1 dan Loku-1	104
Gambar 6.2	Plot HI terhadap Tmax dari hasil analisis geokimia sampel batuan sumur Alpha-1 dan Loku-1	105
Gambar 6.3	Histogram reflektansi vitrinit dari Laporan Geokimia Sumur Alpha-1 yang menunjukkan sampel interval Bobong pada kedalaman 715 m	107
Gambar 6.4	Distribusi persentase n-alkana pada sampel sumur Alpha-1 dan Loku-1	110
Gambar 6.5	Distribusi persentase n-alkana pada sampel rembesan hidrokarbon	113
Gambar 6.6	Peta distribusi pola n-alkana pada daerah penelitian	114
Gambar 6.7	Diagram <i>ternary</i> distribusi sterana C ₂₇ , C ₂₈ , C ₂₉ yang menunjukkan asal dan sumber material organik (modifikasi dari Huang dan Meinschein, 1979, dalam Killops dan Killops 2005).	118
Gambar 6.8	<i>Cross plot</i> Pr/n-C ₁₇ vs Ph/n-C ₁₈ yang menunjukkan asal material organik dari sampel batuan induk dan rembesan hidrokarbon daerah penelitian.....	120

Gambar 6.9	<i>Cross plot</i> isotop fraksi saturat dan fraksi aromatik yang menunjukkan asal material organik (dimodifikasi dari Peters dkk, 1999 dalam Peters dkk, 2005).....	123
Gambar 6.10	Plot diagram bintang dari sampel batuan induk dan rembesan TGS896/03.	126
Gambar 6.11	Plot diagram bintang sampel rembesan.....	128
Gambar 6.12	Distribusi sumber batuan induk dari rembesan hidrokarbon pada wilayah penelitian.	129
Gambar 6.13	Perkiraan lingkungan pembentukan Formasi Bobong dan Formasi Buya berdasarkan karakteristik geokimia.	132
Gambar 6.14	Rekonstruksi Lempeng Tektonik pada Akhir Jura dan Akhir Kapur wilayah Indonesia Timur yang merupakan bagian dari Benua Australia dan Nugini. dari Wakita dan Metcalfe (2005) dalam Hall dkk (2009).	133
Gambar 6.15	Peta distribusi kandungan total gas tertinggi dari setiap titik sampel rembesan hidrokarbon.....	136
Gambar 6.16	Peta tampilan distribusi kandungan total gas dengan peta batimetri multibeam.	137
Gambar 6.17	Peta tampilan distribusi kandungan total gas dengan nilai gravitasi anomali residual	138
Gambar 6.18	Peta tampilan distribusi <i>closure</i> pada Formasi Bobong dengan zona prospektif hidrokarbon.	140
Gambar 6.19	Profil sayatan melintang pada <i>Closure</i> BB-1 yang menunjukkan kehadiran potensi akumulasi hidrokarbon yang berasosiasi dengan rembesan gas di sekitarnya.	141
Gambar 6.20	Profil sayatan melintang pada <i>Closure</i> BB-3 yang menunjukkan kehadiran potensi akumulasi hidrokarbon yang berasosiasi dengan rembesan gas di sekitarnya.	142