

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	ii
LEMBAR PERNYATAAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
SARI	vi
ABSTRACT	vii
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR	xii
DAFTAR TABEL	xvii
DAFTAR LAMPIRAN	xviii
 BAB I PENDAHULUAN	 1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Perumusan Masalah	3
1.3. Tujuan Penelitian	4
1.4. Lokasi Penelitian	4
1.5. Batasan Masalah	7
1.6. Penelitian Terdahulu dan Keaslian Penelitian	8
1.7. Manfaat Penelitian	9
 BAB II TINJAUAN PUSTAKA	 11
2.1. Kerangka Tektonik Regional Cekungan Sumatera Selatan	11
2.2. Fisiografi Cekungan Sumatera Selatan	15
2.3. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan	16
2.3.1. Kelompok Pra-Tersier	17
2.3.2. Formasi Kikim Tuff dan <i>older</i> Lemat atau Lahat (LAF)	18
2.3.3. Formasi Lemat Muda (Lahat Muda)	18
2.3.4. Formasi Talangakar (TAF)	19
2.3.5. Formasi Baturaja (BRF)	20

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1.	Tabel penelitian terdahulu di sekitar Lapangan TEP	7
Tabel 4.1.	Kelengkapan Data Sumur Lapangan TEP	40
Tabel 4.2.	Tata waktu penelitian	54
Tabel 5.1.	Hasil uji optimasi parameter <i>Lambda</i> pada zona target Lapangan TEP	60
Tabel 5.2.	<i>Top</i> formasi yang dihasilkan dari data <i>checkshot</i> Sumur TEP-01, Lapangan TEP	68
Tabel 5.3.	Batas atas dan batas bawah <i>picking</i> horizon seismik pada Sumur TEP-01	72
Tabel 5.4.	Kecepatan rata-rata (kecepatan formasi) hasil perhitungan dan koreksi data <i>checkshot</i> pada Sumur TEP-01	78
Tabel 6.1.	Uji kandungan lapisan (UKL) pada tujuh zona yang Mengindikasikan hidrokarbon struktur TEP, dari laporan Sumur TEP-01	93
Tabel 6.2.	Hasil perhitungan cadangan hidrokarbon pada tujuh zona UKL dari laporan sumur TEP-01	93
Tabel 6.3.	Koreksi horizon <i>picking</i> reservoir 5 terhadap data top formasi TAF-GRM dan UKL-5 sumur TEP-01	94
Tabel 6.4.	Hasil perhitungan <i>gross rock volume</i> (GRV) pada reservoir 5, Lapangan TEP-01	104
Tabel 6.5.	Hasil perhitungan volumetrik cadangan hidrokarbon pada reservoir 5, Lapangan TEP-01	105
Tabel 6.6.	Perbandingan hasil total perhitungan volumetrik cadangan hidrokarbon antara hasil UKL Sumur TEP-01 terhadap hasil perhitungan volumetrik hasil survey seismik 1993/1994 daerah TEP	107

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1.	Lokasi daerah penelitian Lapangan TEP, ditunjukkan Dengan blok warna merah (dimodifikasi dari <i>Inameta Platinum Lite Edition</i> , “Lapangan dan WK Konvensional Sumatera”, direkam tanggal 15 Februari 2017)	5
Gambar 1.2.	Peta lokasi Lapangan TEP terhadap elemen tektonik Cekungan Sumatera Selatan	6
Gambar 2.1.	Peta lokasi dan pola struktur Cekungan Sumatera Selatan (Bhishop, 2001)	12
Gambar 2.2.	Kerangka Tektonik Paleogene Cekungan Sumatera Selatan (Pulunggono, 1986)	13
Gambar 2.3.	Posisi Cekungan Sumatera Selatan sebagai Cekungan Busur Belakang (Blake, 1989)	16
Gambar 2.4.	Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Selatan (De Coaster, 1974)	17
Gambar 3.1.	Setiap reflektor merupakan penjumlahan pasangan genap dan ganjil (Zhang, 2010)	30
Gambar 3.2.	Model genap dan ganjil <i>wedge</i> dan respon seismiknya (Zhang, 2010)	31
Gambar 3.3.	Ilustrasi dekomposisi sinyal dengan 100 sampel. setiap deret reflektifitas adalah hasil penjumlahan pasangan genap (Zhang, 2010)	33
Gambar 3.4.	Ilustrasi dekomposisi sinyal dengan 100 sampel. setiap <i>trace</i> seismik adalah penjumlahan pasangan genap dan ganjil seismik responnya (Zhang, 2010)	33
Gambar 3.5.	Reflektivitas adalah hasil perkalian pasangan genap dan ganjil dengan suatu koefisien (Zhang, 2010)	36
Gambar 3.6.	Kurva korelasi <i>true</i> reflektivitas dengan reflektivitas hasil BPI vs <i>Lambda</i> (Zhang, 2010)	37
Gambar 3.7.	Kurva perbandingan <i>corkum</i> dan $\text{abs}(\text{corkum}^2) + \text{corkum}^3$ terhadap <i>Lambda</i>	38

Gambar 4.1.	Diagram alir penelitian	43
Gambar 4.2.	Diagram elemen yang digunakan dalam perhitungan <i>Hydrocarbon Initial in Place</i> atau HCIIP (Exploration and Production Geology, 2014)	51
Gambar 5.1.	Diagram alir proses pengolahan data seismik dengan menggunakan metode BPI	55
Gambar 5.2.	Peta luasan dan <i>time slice</i> pada kedalaman 1993 ms data seismik 3D <i>post-stack time migration</i> Lapangan TEP dan lintasan yang berpotongan dengan Sumur TEP-01 dan Sumur TEP-02	56
Gambar 5.3.	Data seismik 3D <i>post-stack time migration</i> pada Lapangan TEP sebagai <i>input</i> dalam pengolahan seismik dengan metode BPI	57
Gambar 5.4.	Uji parameter dengan <i>sampling</i> data 3D seismik IL 1011-1120, XL 10450-10560 dengan <i>window</i> 1 (atas) pada kedalaman 720 ms–800 ms dan <i>window</i> 2 (bawah) pada kedalaman 1400 ms–2000 ms	58
Gambar 5.5.	Ekstraksi <i>wavelet</i> dari data seismik 3D, dimana; (A). <i>Window</i> 1 spektrum amplitudo <i>wavelet</i> kedalaman 720 ms – 800 ms, (B). <i>Window</i> 2 spektrum amplitudo <i>wavelet</i> kedalaman 1400 ms – 2000 ms	59
Gambar 5.6.	Optimasi parameter <i>Lambda</i> pada <i>window</i> bagian atas, kedalaman <i>window</i> 720 ms – 800 ms adalah 0.1251	61
Gambar 5.7.	Optimasi parameter <i>Lambda</i> pada zona target bagian bawah, kedalaman <i>window</i> 1400 ms – 2000 ms adalah 0.49995, pola diatas mendekati <i>corkum</i> pada bab teori sebelumnya	61
Gambar 5.8.	<i>Cross-section</i> seismik konvensional terhadap reflektifitas BPI yang berpotongan dengan Sumur TEP-01 pada <i>inline</i> 1159 dan <i>crossline</i> 10524, dengan zona target Formasi Talangakar, kedalaman 1881 ms - 2299 ms (<i>window</i> warna kuning)	63

Gambar 5.9.	<i>Cross-section</i> seismik konvensional terhadap reflektifitas BPI yang berpotongan dengan Sumur TEP-02 pada <i>inline</i> 1143 dan <i>crossline</i> 10486, dengan zona target Formasi Talangakar kedalaman 1881 ms - 2299 ms (<i>window</i> warna kuning)	64
Gambar 5.10.	<i>Time slice</i> seismik pada kedalaman 1674 ms (<i>Top</i> TAF-TRM) dimana; (A). <i>Time slice</i> seismik konvensional, dan (B). <i>Time slice</i> reflektifitas BPI dengan resolusi seismik yang lebih meningkat ditandai bidang reflektor yang terseparasi menjadi dua atau lebih	65
Gambar 5.11.	Kurva hubungan kawasan kedalaman terhadap waktu Sumur TEP-01 yang sudah terkoreksi	67
Gambar 5.12.	Data log <i>density</i> , log <i>gamma ray</i> , log impedansi dan log <i>P-wave</i> pada Sumur TEP-01 yang dikorelasikan terhadap data seismik konvensional dan reflektifitas BPI. Blok warna kuning adalah zona target reservoir 5	68
Gambar 5.13.	<i>Top</i> formasi Sumur TEP-01 yang sudah terkoreksi pada penampang seismik konvensional dan reflektifitas BPI, <i>inline</i> 1159	70
Gambar 5.14.	<i>Top</i> formasi Sumur TEP-01 yang sudah terkoreksi pada penampang seismik konvensional dan reflektifitas BPI, <i>crossline</i> 10524	70
Gambar 5.15.	(A). <i>Picking</i> horizon ditunjukkan dengan garis warna hitam sedangkan <i>picking fault</i> ditunjukkan dengan garis warna kuning terputus-putus pada penampang seismik konvensional, (B). <i>Picking</i> horizon/ <i>fault</i> pada penampang reflektifitas BPI menggunakan warna <i>marker</i> yang sama dengan A. <i>Picking</i> horizon/ <i>fault</i> dilakukan pada lintasan <i>crossline</i> 10524, Lapangan TEP	74

Gambar 5.16.	(A). <i>Picking</i> horizon ditunjukkan dengan garis warna hitam sedangkan <i>picking fault</i> ditunjukkan dengan garis warna kuning terputus-putus pada penampang seismik konvensional, (B). <i>Picking</i> horizon/ <i>fault</i> pada penampang reflektifitas BPI menggunakan warna <i>marker</i> yang sama dengan A. <i>Picking</i> horizon/ <i>fault</i> dilakukan pada lintasan <i>inline</i> 1159, Lapangan TEP	71
Gambar 5.17.	(A). Peta struktur kawasan waktu (ms) reservoir 5 hasil interpretasi dan <i>picking</i> data seismik konvensional, dan (B). Peta struktur kawasan kedalaman (m) reservoir 5 hasil konversi dari peta struktur kawasan waktu pada data seismik konvensional	78
Gambar 6.1.	Penampang seismik <i>crossline</i> 10524, dimana (A). Spektrum frekuensi versus amplitudo pada data seismik konvensional yang menunjukkan atenuasi frekuensi, dan (B). Spektrum frekuensi versus amplitudo pada reflektifitas BPI	84
Gambar 6.2.	Penampang seismik <i>Inline</i> 1159 , dimana (A). Spektrum frekuensi versus amplitudo pada data seismik konvensional yang menunjukkan atenuasi keduanya, dan (B). Spektrum frekuensi versus amplitudo pada reflektifitas BPI	85
Gambar 6.3.	<i>Time slice</i> seismik pada kedalaman 1934 ms, zona target reservoir 5 dimana; (A). <i>Time slice</i> seismik konvensional, dan (B). <i>Time slice</i> seismik hasil proses BPI	87
Gambar 6.4.	<i>Variance cube</i> seismik pada zona target reservoir 5 kedalaman 1930 ms Lapangan TEP, dimana; (A). Atribut varian pada seismik konvensional, (B). Penampang seismik XL 1532 yang memotong melintang varian cube seismik konvensional (garis kuning), (C). Atribut varian reflektifitas BPI, dan (D). Penampang seismik XL 1532 yang memotong melintang area <i>variance cube</i> (garis kuning)	88
Gambar 6.5.	Korelasi seismogram sintetik Sumur TEP-01 terhadap data seismik konvensional, koefisien korelasi = 0.68	91
Gambar 6.6.	Korelasi seismogram sintetik Sumur TEP-01 terhadap data reflektifitas BPI, koefisien korelasi = 0.68	91

Gambar 6.7.	<i>Cross section</i> IL-1159 seismik konvensional dan reflektifitas BPI, kedalaman 1860-1980 ms terhadap log <i>gamma ray</i> sumur TEP-01	95
Gambar 6.8.	<i>Cross section</i> XL-10524 seismik konvensional dan Reflektifitas BPI, kedalaman 1860-1980 ms terhadap log <i>gamma ray</i> Sumur TEP-01	96
Gambar 6.9.	<i>Cross section</i> XL-10524 (A). Seismik konvensional dan (B). Reflektifitas BPI, pada kedalaman 1868-1920 ms terhadap log <i>gamma ray</i> Sumur TEP-01	97
Gambar 6.10.	(A). Peta struktur kawasan waktu (ms) reservoir 5, seismik konvensional, dan (B). Peta struktur kawasan waktu (ms) reservoir 5, Reflektifitas BPI Lapangan TEP	99
Gambar 6.11.	(A). Peta struktur kedalaman (m) atau <i>isopach</i> reservoir 5, seismik konvensional, dan (B). Peta struktur kedalaman (m) atau <i>isopach</i> reservoir 5, Reflektifitas BPI Lapangan TEP	100
Gambar 6.12.	(A). <i>Spill point</i> pada peta struktur reservoir 5, (B). <i>difference</i> (selisih) peta struktur reservoir 5 antara Seismik konvensional dan reflektifitas BPI dalam domain waktu (<i>ms</i>)	101
Gambar 6.13.	<i>Cross-section</i> perubahan dan perbedaan <i>structural spill point</i> pada data reflektifitas BPI terhadap data seismik konvensional dalam kawasan kedalaman (m)	102
Gambar 6.14.	Sistem perangkat struktur dengan dua buah antiklin yang terisi hidrokarbon (Abdullah, 2008)	104
Gambar 6.15.	Peta ketebalan prospek hidrokarbon horizon reservoir 5 di area Sumur TEP-01, dimana; (A). Peta ketebalan di area <i>spill point</i> data seismik konvensional yang relatif datar dan tidak variatif, (B). Peta ketebalan di area <i>spill point</i> data reflektifitas BPI yang lebih variatif dengan adanya peningkatan resolusi seismik	108

2.3.6. Formasi Gumai atau Telisa (GUF)	21
2.3.7. Formasi <i>Lower</i> Palembang atau Airbenakat (ABF)	22
2.3.8. Formasi <i>Middle</i> Palembang atau Muaraenim MEF)	23
2.3.9. Formasi <i>Upper</i> Palembang atau Kasai (KAF)	23
2.4. <i>Petroleum System</i> Cekungan Sumatera Selatan	24
2.4.1. Batuan Induk (<i>Source Rock</i>)	24
2.4.2. Batuan Reservoir	25
2.4.3. Batuan Penutup (<i>Seal</i>)	26
2.4.4. Perangkap (<i>Trap</i>)	26
2.4.5. Migrasi	27
BAB III DASAR TEORI	28
3.1. Metode <i>Basis Pursuit Inversion</i> (BPI)	28
3.2. <i>Algoritma Linear Program Primal-Dual log-Barrier</i>	34
3.3. Metode Optimalisasi Parameter BPI: <i>Quadratic Equatio</i> <i>Interpolation</i>	36
BAB IV HIPOTESIS DAN METODOLOGI PENELITIAN	39
4.1. Hipotesis	39
4.2. Metodologi Penelitian	39
4.2.1. Data dan Alat	39
4.2.1.1. Data Premier	40
4.2.1.2. Data Sekunder	41
4.2.1.3. Peralatan	41
4.2.2. Tahapan Penelitian	42
4.2.2.1. Analisis Data Seismik	43
4.2.2.2. Analisis Data <i>Well Log</i>	44
4.2.2.3. Data Reflektivitas BPI	45
4.2.2.4. Interpretasi Data Seismik	46
4.2.2.5. Pengikatan Data Sumur dengan Data Seismik	49

4.2.2.6. Konversi Data Seismik dari kawasan Waktu terhadap Kedalaman	50
4.2.2.7. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon	51
4.2.3. Jadwal Penelitian	54
BAB V PENGOLAHAN DAN ANALISIS DATA	55
5.1. Reflektifitas BPI	55
5.1.1. Analisis Data Seismik 3D	56
5.1.2. Ekstraksi <i>Wavelet</i> Seismik	57
5.1.3. Optimasi Parameter <i>Lambda</i>	60
5.1.4. Proses <i>Basis Pursuit Inverion</i> (BPI)	62
5.2. Interpretasi Data Seismik	66
5.2.1. <i>Well Seismic Tie</i>	66
5.2.2. Menentukan <i>Marker</i> Seismik	69
5.2.3. <i>Picking</i> Horizon dan Fault Seismik	71
5.2.4. Peta Struktur Kawasan Waktu	76
5.2.5. Konversi dari Waktu terhadap Kedalaman	76
BAB VI HASIL DAN PEMBAHASAN	79
6.1. Hubungan Formasi Talangakar Terhadap Metode BPI	79
6.2. Peningkatan Resolusi Seismik dengan Metode BPI	81
6.2.1. Kandungan Frekuensi dan Amplitudo	83
6.2.1.1. Spektrum Frekuensi dan Amplitudo Seismik	83
6.2.1.2. Atribut <i>Variance Cube</i>	86
6.2.2. Korelasi Silang Data Seismik dan Data Sumur	90
6.3. Perhitungan Volumetrik Hidrokarbon	92
6.3.1. Koreksi Horizon <i>Picking</i> terhadap Data <i>Checkshot</i>	94
6.3.2. Perhitungan Volumetrik Cadangan Hidrokarbon	98
BAB VII KESIMPULAN DAN SARAN	111
7.1. Kesimpulan	111
7.2. Saran	112

DAFTAR PUSTAKA	113
LAMPIRAN	116