

DAFTAR ISI

	Hal.
HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
LEMBAR PERNYATAAN	iii
SURAT KETERANGAN TUGAS AKHIR	iv
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xxii
DAFTAR RUMUS	xxiii
SARI	xxiv
ABSTRACT	xxv
 BAB I PENDAHULUAN	 1
I.1 Latar Belakang	1
I.2 Rumusan Masalah	3
I.3 Maksud dan Tujuan	4
I.4 Lokasi Penelitian	5
I.5 Ruang Lingkup dan Batasan Masalah	5
I.6 Peneliti Terdahulu.....	7
I.4 Keaslian Penelitian	18
I.5 Manfaat Penelitian	19
 BAB II TINJAUAN PUSTAKA	 20
II.1 Geologi Regional Cekungan Jawa Barat Utara	20
II.1.1 Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara	21
II.1.2 Tektonik Regional Cekungan Jawa Barat Utara	28
II.1.3 <i>Petroleum System</i>	31
II.2 Batuan Karbonat	35
II.2.1 Komponen Penyusun Batuan Karbonat	36
II.2.2 Klasifikasi Batuan Karbonat	40
II.2.3 Paparan Karbonat (<i>Carbonate Platform</i>)	42
II.2.4 Terumbu Karang.....	45

II.2.5	Sekuen Stratigrafi Batuan Karbonat	46
II.2.5.1	<i>Higstand System Tract</i> (HST)	46
II.2.5.2	<i>Lowstand System Tract</i> (LST).....	48
II.2.5.3	<i>Transgressive System Tract</i> (TST).....	49
II.2.6	Pengertian Fasies Batuan	50
II.2.7	Lingkungan Pengendapan Batuan Karbonat	51
II.2.8	Diagenesis Batuan Karbonat	55
II.2.9	Lingkungan Diagenesis Batuan Karbonat	57
II.2.10	Klasifikasi Porositas Batuan Karbonat	62
II.3	Log Sumur	63
II.3.1	Log <i>Gamma Ray</i>	64
II.3.2	Log Resistivitas	65
II.3.3	Log Porositas.....	67
II.3.4	Log Densitas.....	67
II.3.5	Log Netron	68
II.3.6	Log Sonik.....	69
II.4	Petrofisik	69
II.4.1	Volume Serpih (<i>Vshale</i>).....	70
II.4.2	Porositas.....	71
II.4.3	Saturasi Air.....	72
II.4.4	Permeabilitas	73
II.5	Perhitungan Cadangan Hidrokarbon	74
II.6	Inversi Seismik	77
II.7	Estimasi Geostatistik dan Pemodelan 3D	80
II.7.1	Penentuan Variogram	81
II.7.2	Proses Estimasi Menggunakan Metode <i>Krigging</i>	84
II.7.2.1	<i>Ordinary Krigging</i>	84
II.7.2.2	<i>Krigging with External Drift</i>	84
II.7.2.3	<i>Co-Krigging</i>	85
II.8	Konversi Waktu Menjadi Kedalaman.....	85
BAB III	HIPOTESIS DAN METODE PENELITIAN	87
III.1	Hipotesis.....	87
III.2	Perangkat Penunjang Penelitian	88

III.3	Data Penelitian.....	88
III.4	Cara Penelitian.....	90
III.5	Langkah Kerja	91
III.2.1	Studi Pustaka	91
III.5.2	Pengumpulan Data	92
III.5.3	Interpretasi Data	93
III.5.4	Pembuatan Kerangka Model 3D	97
III.5.5	Pembuatan Model Statik 3D	98
III.5.6	Perhitungan Cadangan Hidrokarbon	99
III.6	Bagan Alir	99
III.1	Rencana Waktu Penelitian.....	101
 BAB IV ANALISIS SEISMIK, LITOFASIES, LINGKUNGAN PENGENDAPAN, PROSES DIAGENESIS DAN LINGKUNGAN DIAGENESIS		
IV.1	Pengikatan Data Sumur dan Data Seismik (<i>Well Seismic Tie</i>).....	102
IV.2	Analisis Data Seismik	103
IV.2.1	Pembagian Horizon pada Data Seismik.....	104
IV.2.2	Kenampakan <i>Reef</i> Sabi pada Data Seismik	104
IV.2.3	Peta <i>Time Structure</i>	106
IV.2.4	Peta Struktur Kedalaman (<i>Depth Structure Map</i>)	109
IV.3	Penentuan Posisi <i>Reef</i> Sabi di Kedua Sumur Eksplorasi	114
IV.4	Penentuan Litofasies dan Proses Diagenesis	115
IV.5	Lingkungan Pengendapan <i>Reef</i> Sabi.....	137
IV.6	Lingkungan Diagenesis	145
 BAB V PETROFISIK, INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK, PEMBUATAN MODEL STATIK 3D DAN PERHITUNGAN CADANGAN HIDROKARBON		
V.1	Petrofisik	150
V.1.1	Volume Serpih (<i>V_{shale}</i>).....	153
V.1.2	Porositas	155
V.1.3	Saturasi Air.....	156

V.1	Impedansi Akutik	161
V.2	Analisis Inversi Impedansi Akustik Seismik.....	164
V.2.1	Pembuatan <i>Background Model</i>	164
V.2.2	Analisis Inversi Seismik	165
V.3	Penentuan Zona Hidrokarbon.....	167
V.4	Pembuatan Kerangka Model 3D.....	169
V.4.1	<i>Simple Grid</i>	172
V.4.2	<i>Make Horizon</i>	172
V.4.3	<i>Make Zones dan Layering</i>	173
V.4.4	<i>Global Grid Refinement</i>	174
V.5	Pembuatan Model Statik 3D.....	175
V.5.1	<i>Scale-Up Well Logs</i>	176
V.5.2	<i>Make Geometrical Model</i>	176
V.5.3	Persebaran Porositas, Saturasi Air dan Impedansi Akustik ke dalam Model Statik 3D	177
V.5.3.1	Model 3D Persebaran Impedansi Akustik	180
V.5.3.2	Model 3D Persebaran Porositas	184
V.5.3.3	Model 3D Persebaran Saturasi Air	190
V.6	Perhitungan Cadangan Hidrokarbon pada <i>Reef Sabi</i>	195
V.6.1	Penentuan Kontak Fluida pada Model 3D	195
V.6.2	Perhitungan Cadangan Hidrokarbon dari Model 3D.....	198
BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN		202
VI.1	Kesimpulan.....	202
VI.2	Saran	203
DAFTAR PUSTAKA		205
LAMPIRAN		209

DAFTAR GAMBAR

Gambar I.1.	Lokasi penelitian yang berada pada kotak berwarna ungu, yaitu Lapangan CBA-01 yang terletak pada Subcekungan Jatibarang	5
Gambar 2.1.	Penampang Barat-Timur Jawa Barat Utara berdasarkan seismik (Martodjojo, 2003).....	21
Gambar 2.2.	Penampang Utara-Selatan Cekungan Jawa Barat (Martodjojo, 2003)	23
Gambar 2.3.	Stratigrafi Cekungan Jawa Barat bagian Utara (Noble dkk, 1997).....	28
Gambar 2.4.	Struktur Utama Cekungan Jawa Barat bagian Utara (Reminton & Pranyoto, 1985).....	30
Gambar 2.5.	Stratigrafi secara umum pada Cekungan Jawa Barat Utara yang menunjukkan keberadaan dari minyak bumi dan gas bumi (Bishop, 2000).	32
Gambar 2.6.	Mineralogi dari gruporganisme mayor dalam karbonat (After Scholle, 1978 dalam Scoffin, 1987).....	38
Gambar 2.7.	Kenampakan petrografi material penyusun batuan karbonat; a) Litoklast, b) Litoklast yang meruncing, c) Campuran butiran skeletal, d) Ooid, e) Ooid radial dan f) pelet (Boggs, Jr., 2006)	39
Gambar 2.8.	Kenampakan mikrit dan sparit pada sayatan tipis (Scholle dan Ulmer-Scholle, 2003).....	40
Gambar 2.9.	Klasifikasi batuan karbonat (Dunham, 1962)	41
Gambar 2.10.	Klasifikasi batuan karbonat (Embry & Klovan, 1971).....	42
Gambar 2.11.	Klasifikasi paparan karbonat (James dan Kendall, 1992 serta Wright dan Burchette, 1996 dalam Boggs, Jr., 2006).....	44
Gambar 2.12.	Model dari paparan karbonat <i>ramp</i> hasil modifikasi model Bruchette dan Wright, 1992 (Flugel, 2010).	44
Gambar 2.13.	Klasifikasi terumbu karang (Tucker dan Wright, 1990 dalam Boggs, Jr., 2006)	46

Gambar 2.14.	Respon pembentukkan batuan karbonat terhadap perubahan muka air laut (Kendall dan Schlager, 1981)	47
Gambar 2.15.	Skema diagram yang menunjukkan geometri lingkungan pengendapan asosiasi dengan awal dan akhir pengendapan (HST). Awal pengendapan (HST) dicirikan oleh agradasi hingga progradasi sigmoidal, dan akhir (HST) dicirikan oleh kenampakan <i>mounded</i> hingga progradasi (Sarg, 1994).....	49
Gambar 2.16.	Skema diagram yang menunjukkan penurunan air laut secara lambat yang membentuk LST tipe 2 (sarg, 1994) ..	50
Gambar 2.17.	Ilustrasi lingkungan pegendapan dan karakter fasies batuan karbonat (modifikasi Wilson, 1975, oleh Nassir Alnaji, 2002)	52
Gambar 2.18.	Kenampakan sayatan petrografi berbagai proses diagenesis (a) Proses mikritisasi terlihat mikrit mengelilingi grain, (b) Proses Sementasi pada <i>oolitic limestone</i> dengan semen <i>blocky</i> , (c) Proses pelarutan <i>oolitic colianite</i> pada diagenesis <i>meteoric</i> , (d) Proses rekristalisasi yang menunjukkan transisi mikrit menjadi mikrosparit dan psuodopar (berbentuk <i>bladed</i>), (e) inversi aragonit dimana pori-pori terisi oleh semen <i>non-feroan</i> (pink pucat) kemudian <i>feroan calcite</i> (bercak ungu-biru), (f) pelarutan kimia pada kondisi burial, (g) euhedral, <i>feroan dolomite</i> menggantikan kristal pada batu gamping, (h) dolomit semen (berwarna jernih) yang terbentuk dari proses dolomitisasi pada lingkungan <i>mixzone</i> . (Scholle & Ulmer, 2003)	58
Gambar 2.19.	Lingkungan diagenesis (Flugel, 2004)	60
Gambar 2.20.	Lingkungan diagenesis batuan karbonat berdasarkan tipe semen kalsitnya (Moore, 2001, dengan modifikasi)...	61
Gambar 2.21.	Klasifikasi porositas <i>vuggy</i> berdasarkan interkoneksi antara lubang (<i>vug</i>) (Lucia, 1995).....	63
Gambar 2.22.	Kondisi lubang bor ketika fluida yang dimasukkan ke dalam lubang bor menginvasi batuan disekitarnya (Schlumberger, 1989).....	66
Gambar 2.23.	Perbedaan antara <i>forward modeling</i> dan <i>reversed modeling</i> atau inversi (Barclay dkk., 2008).....	78

Gambar 2.24.	Perbandingan antara <i>relative acoustic impedance</i> (kiri) dan <i>absolute relative impedance</i> (kanan) (Barclay dkk., 2008).....	80
Gambar 2.25.	Bagian-bagian dari suatu variogram yang terdiri dari <i>sill</i> , <i>range</i> dan <i>nugget</i> (Dubrule, 2003)	82
Gambar 2.26.	Model standar dari semivariogram, dengan <i>nugget</i> dinormalisasikan menjadi satu (Redrawn, 2002, dalam Ringrose, P., dan Bantley, M., 2015)	83
Gambar 2.27.	Prinsip dasar persamaan grafik kurva linier pada metode Vo-KT	86
Gambae 3.1.	<i>Basemap</i> data <i>travers</i> seismik 2D	89
Gambar 3.2.	Bagan alir penelitian.....	100
Gambar 4.1.	Hasil ekstraksi wavelet pada proses <i>well seismic tie</i> pada sumur SABI-02; (a) nilai parameter <i>well seismic tie</i> ; (b) <i>wavelet</i> hasil ekstraksi; (c) spektrum amplitudo seismogram sintetik terhadap seismik; (d) <i>crossmudloglation</i> data sumur dengan data seismik; (e) spektrum fase	103
Gambar 4.2.	Contoh proses <i>stretch and squeeze</i> yang dilakukan untuk mencocokkan data sumur dengan data seismik pada Sumur SABI-02	104
Gambar 4.3.	Kenampakan bawah permukaan pada daerah penelitian yang tersusun atas empat formasi, yaitu Formasi Parigi, Formasi Cibulakan Atas, Formasi Baturaja dan Formasi Talang Akar. Fokus penelitian adalah pada interval reservoir Z14 (biru - oranye) dan interval Z14a (oranye – cokelat) pada Formasi Cibulakan Atas	105
Gambar 4.4.	Kenampakan <i>Reef Sabi</i> pada data seismik yang menunjukkan pola refleksi yang positif	106
Gambar 4.5.	Peta <i>Time Structure</i> dari <i>Top</i> resrvoar Z14.....	107
Gambar 4.6.	Peta <i>Time Structure</i> dari <i>Top</i> resrvoar Z14a.....	108
Gambar 4.7.	Peta <i>Time Structure</i> dari <i>Bottom</i> resrvoar Z14	108
Gambar 4.8.	Peta <i>error corection</i> dari <i>Top</i> reservoir Z14 yang menunjukkan nilai rata-rata kesalahan konversi sebesar 0.0016 meter	110

Gambar 4.9.	Peta <i>error corection</i> dari <i>Top</i> reservoir Z14a yang menunjukkan nilai rata-rata kesalahan konversi sebesar 2.38 meter	110
Gambar 4.10.	Peta <i>error corection</i> dari <i>Bottom</i> reservoir Z14 yang menunjukkan nilai rata-rata kesalahan konversi sebesar 0.40 meter	111
Gambar 4.11.	Peta struktur kedalaman dari <i>top</i> reservoir Z14, dimana kotak merah menunjukkan lokasi dari <i>Reef SABI</i> pada kedalaman tersebut	112
Gambar 4.12.	Peta struktur kedalaman dari <i>top</i> reservoir Z14a, dimana kotak merah menunjukkan lokasi dari <i>Reef SABI</i> pada kedalaman tersebut	112
Gambar 4.13.	Peta struktur kedalaman dari <i>bottom</i> reservoir Z14, , dimana kotak merah menunjukkan lokasi dari <i>Reef SABI</i> pada kedalaman tersebut	113
Gambar 4.14.	Kenampakan <i>Reef SABI</i> pada <i>top</i> reservoir Z14	113
Gambar 4.15.	Posisi reservoir Z14 dan reservoir Z14a sebagai fokus penelitian, yang terletak antara litologi serpih pada Formasi Cibulakan Atas. Secara umum Sumur SABI-01 memiliki posisi relatif lebih atas dibandingkan Sumur SABI-02	116
Gambar 4.16.	Pertumbuhan <i>Reef SABI</i> yang tercermin dari perubahan log <i>gamma ray</i> , porositas dan impedansi akustik. Pada <i>Reef SABI</i> terdapat dua sekuen yaitu <i>Transgressive System Tract</i> (TST) dan <i>Highstand System Tract</i> (HST) yang dicerminkan oleh perubahan pola parasekuen <i>flooding surface</i> (fs)	118
Gambar 4.17.	Terdapat empat jenis litofasies yang ditemukan pada <i>Reef SABI</i> , yaitu litofasies <i>Boundstone</i> , litofasies <i>Packstone</i> , litofasies <i>Wackstone</i> dan litofasies <i>Mudstone</i>	120
Gambar 4.18.	Kenampakan nikol sejajar pada sayatan petrografi nomor P.06 (1892 MD) pada Sumur SABI-02, dengan nama litofasies <i>Boundstone</i> . Dapat terlihat kenampakan koral dengan porositas bertipe intrapratikel	121

Gambar 4.19.	Kenampakan <i>core</i> litofasies <i>Boundstone</i> pada kedalaman 1890,15 – 1890, 45 MD di Sumur SABI-02, dapat terlihat bahwa komposisi utama pada litofasies ini merupakan koral dengan tipe porositas yang ditemukan adalah porositas interpartikel dan juga porositas <i>vuggy</i>	122
Gambar 4.20.	Lokasi pengambilan data <i>core</i> (merah) pada litoasies <i>Boundstone</i> di Sumur SABI-01 pada kedalaman 1785 – 1790 MD.....	123
Gambar 4.21.	Lokasi pengambilan data <i>Side Wall Core</i> (kuning) pada litofasies <i>Boundstone</i> di Sumur SABI-01 di kedalaman 1889 – 1908 MD	124
Gambar 4.22.	Kenampakan <i>core</i> litofasies <i>Packstone</i> pada kedalaman 1886,35 – 1886,65 MD di Sumur SABI-02, dapat terlihat bahwa terdapat kelimpahan fosil foraminifera besar yang sangat melimpah dan dijumpainya proses diagenesis mikritisasi (cokelat tua) yang mengelilingi ruang diantara butiran foraminifera besar tersebut	127
Gambar 4.23.	Kenampakan nikol bersilang sayatan petrografi nomor P.01 (1884,06 MD) pada Sumur SABI-02, dengan nama litofasies <i>Packstone</i> . Dapat terlihat kelimpahan foraminifera besar yang sangat melimpah.....	128
Gambar 4.24.	Kenampakan nikol sejajar pada sayatan petrografi nomor P.02 (1885,80 MD) pada Sumur SABI-02, dengan nama <i>packstone</i> . Dapat terlihat bahwa fragmen Koral dan <i>Ostracod</i> sangat melimpah.....	129
Gambar 4.25.	Kenampakan nikol sejajar pada sayatan petrografi nomor P.03 (1887,04 MD) pada Sumur SABI-02, dengan nama <i>packstone</i> . Dapat terlihat kelimpahan foraminifera besar yang sangat melimpah.....	131
Gambar 4.26.	Kenampakan nikol sejajar pada sayatan petrografi nomor P.04 (1891,37 MD) pada Sumur SABI-02, dengan nama <i>packstone</i> . Dapat terlihat kelimpahan foraminifera besar dan alga merah yang melimpah	133
Gambar 4.27.	Kenampakan nikol sejajar pada sayatan petrografi nomor P.05 (1892,33 MD) pada Sumur SABI-02, dengan nama <i>packstone</i> . Dapat terlihat bahwa jenis porositas <i>vuggy</i> sangat banyak ditemukan.....	134

Gambar 4.28.	Lokasi pengambilan data <i>core</i> (merah) pada kedalaman 1781 – 1784 MD, dan lokasi pengambilan data <i>side wall core</i> (kuning) pada kedalaman 1804, 1812, 1823, 1875 dan 1879 MD pada litofasies <i>Packstone</i> di Sumur SABI-01	135
Gambar 4.29.	Lokasi pengambilan data <i>side wall core</i> (kuning) pada litofasies <i>Wackstone</i> pada kedalaman 1828 dan 1854 MD di Sumur SABI-01	137
Gambar 4.30.	Lokasi pengambilan data <i>side wall core</i> (kuning) pada litofasies <i>Mudstone</i> pada kedalaman 1819 dan 1863 MD di Sumur SABI-01	139
Gambar 4.31.	Penentuan lingkungan pengendapan <i>Reef</i> SABI berdasarkan pola <i>gamma ray</i> , dimana memiliki pola <i>cylindrical</i> dan memiliki lingkungan pengendapan paparan karbonat (Emery, 1996, dalam Kendall, 2015)....	140
Gambar 4.32.	Terdapat empat jenis litofasies yang ditemukan pada <i>Reef</i> Sabi, yaitu litofasies <i>Boundstone</i> , litofasies <i>Packstone</i> , litofasies <i>Wackstone</i> dan litofasies <i>Mudstone</i> . Secara umum, litofasies <i>Boundstone</i> memiliki pola perubahan log <i>gamma ray</i> yang cenderung mengkasar keatas, sedangkan pada litofasies <i>Packstone</i> dan litofasies <i>Wackstone</i> memiliki pola perubahan log <i>gamma ray</i> yang cenderung menghalus keatas. Pada litofasies <i>Mudstone</i> dicirikan oleh nilai <i>gamma ray</i> yang relatif besar.....	142
Gambar 4.33.	Jenis terumbu karang pada <i>Reef</i> SABI termasuk kedalam <i>patch reef</i> jika menggunakan klasifikasi Tucker dan Wright (1990) dalam Boggs, Jr. (2006).	141
Gambar 4.34.	Morfologi <i>ramp</i> yang terlihat pada kenampakan seismik 2D menggunakan metode inversi impedansi akustik, dimana <i>Reef</i> SABI termasuk kedalam <i>organic build-up</i> ataupun <i>mound</i>	144
Gambar 4.35.	Model lingkungan pengendapan <i>Ramp</i> menurut Wilson, 1975. Lingkungan pengendapan pada <i>Reef</i> Sabi termasuk kedalam sub-lingkungan pengendapan <i>Organic Build-up</i> dan <i>Foreslope</i>	146
Gambar 4.36.	Model lingkungan pengendapan <i>Ramp</i> menurut Wilson, 1975. Lingkungan pengendapan pada <i>Reef</i> Sabi	

termasuk kedalam sub-lingkungan pengendapan *Organic Build-up* pada bagian bawah dari sekuen TST. Pada bagian atas sekuen TST hingga bagian bawah sekuen HST, lingkungan pengendapan *Reef Sabi* termasuk kedalam sub-lingkungan pengendapan *Foreslope*. Sedangkan pada bagian atas sekuen HST, lingkungan pengendapan *Reef Sabi* termasuk kedalam sub-lingkungan pengendapan *Organic Build-up* 149

Gambar 4.37. Kenampakan sayatan petrografi pada sampel nomer P.04 di medan pandang kedua. Dapat terlihat adanya kehadiran porositas *vuggy* dan hasil dari proses mikritisasi yang mengelilingi fragmen foram bentonik (H-K; 6-8). 150

Gambar 4.38. Kenampakan sayatan petrografi pada sampel nomer P.06 pada medan pandang ke dua. Dapat terlihat adanya kehadiran semen kalsit dengan tipe *blocky* (A-G; 1-10)... 150

Gambar 4.39. Lingkungan diagenesis pada *Reef Sabi* termasuk kedalam lingkungan *meteoric vadose zone*. Pada zona ini proses diagenesis yang umum terjadi adalah pelarutan mineral karbonat menghasilkan porositas *vuggy*, sementasi mineral kalsit dengan tipe semen *miniscus and pendant* dan tidak terjadi proses diagenesis dolomitisasi 151

Gambar 5.1. Log *Vshale* pada *Reef Sabi* yang menunjukkan kenaikan kandungan serpih seiring dengan bertambahnya kedalaman. Pada Sumur SABI-01, Zona A memiliki rata-rata nilai *Vshale* sebesar 0,27 dan pada Zona B memiliki rata-rata nilai *Vshale* sebesar 0,34. Pada Sumur SABI-02, Zona A memiliki rata-rata nilai *Vshale* sebesar 0,33 dan pada Zona B memiliki rata-rata nilai *Vshale* sebesar 0,38 158

Gambar 5.2. Perhitungan porositas pada *Reef Sabi*. Pada Sumur SABI-01 Zona A, memiliki rata-rata nilai porositas sebesar 0,21 dan pada Zona B memiliki rata-rata nilai porositas sebesar 0,18. Pada Sumur SABI-02 Zona A, memiliki rata-rata nilai porositas sebesar 0,19 dan pada Zona B memiliki rata-rata nilai porositas sebesar 0,17 159

Gambar 5.3. Perhitungan saturasi air pada *Reef Sabi*. Pada Sumur SABI-01 Zona A, memiliki rata-rata nilai saturasi sebesar 0,77 dan pada Zona B memiliki rata-rata nilai

	porositas sebesar 0,82. Pada Sumur SABI-02 Zona A, memiliki rata-rata nilai porositas sebesar 0,92 dan pada Zona B memiliki rata-rata nilai porositas sebesar 0,93. Hal tersebut menandakan bahwa semakin kearah tepi dari <i>Reef Sabi</i> , maka akan semakin tinggi saturasi airnya	160
Gambar 5.4.	Hasil <i>crossplot</i> antara log impedansi akustik dan log porositas total, dimana koefisien korelasi antara kedua log tersebut kurang baik yaitu 6.5. Sehingga pemisahan zona <i>porous</i> dan zona <i>tight</i> sulit dilakukan	162
Gambar 5.5.	Hasil <i>crossplot</i> antara log impedansi akustik dan log porositas total, dimana koefisien korelasi antara kedua log tersebut sangat baik yaitu 9.5. Sehingga pemisahan zona <i>porous</i> dan zona <i>tight</i> mudah dilakukan	162
Gambar 5.6.	Tampilan data zona <i>porous</i> dan <i>non-porous</i> berdasarkan hasil <i>cross plot</i> antara data log impedansi akustik dan log porositas pada kedua sumur	163
Gambar 5.7.	<i>Background model</i> yang dihasilkan setelah dilakukannya proses <i>volume smoothing</i> dan <i>lateral filtering</i> . <i>Background model</i> tersebut merupakan data masukan awal sebelum dilakukannya inversi seismik	165
Gambar 5.8.	Hasil inversi seismik impedansi akustik pada penampang seismik 2D. Dapat terlihat bahwa secara umum Zona A memiliki nilai impedansi akustik yang lebih rendah dibandingkan dengan Zona B. Hal tersebut menunjukkan bahwa pada Zona A cenderung memiliki batuan yang <i>porous</i> dibandingkan dengan Zona B	166
Gambar 5.9.	Zona potensial hidrokarbon pada <i>Reef SABI</i> yang ditunjukkan oleh Zona Minyak. Pada Zona A, kontak antara minyak dan air terletak pada kedalaman 1793,61 SSTVD, sedangkan pada Zona B terletak pada kedalaman 1861,95 SSTVD	171
Gambar 5.10.	<i>Skeleton grid</i> merupakan hasil awal dari proses <i>simple grid</i> . Pada data ini belum memiliki nilai Z (ketebalan) dari pada setiap horizon marker. <i>Skeleton grid</i> bertujuan untuk mengikat data peta kedalaman dalam proses pembuatan horizon selanjutnya	172

- Gambar 5.11.** Proses *Make Horizon* merupakan proses pembuatan horizon dengan menggunakan data peta kedalaman dari setiap marker, dimana horizon ini mengikat data pada *skeleton grid*. Pada proses ini, horizon akan disesuaikan dengan *well top* dari setiap marker pada data sumur 173
- Gambar 5.12.** Hasil dari proses *Make Zone* adalah zona diantara tiap horizon. Sedangkan hasil dari proses *Make Layering* adalah pembagian *layer* pada setiap zona, dimana pada zona pertama terbagi menjadi 124 *layer*, sedangkan pada zona kedua terbagi menjadi 126 *layer* 175
- Gambar 5.13.** Hasil dari proses *Global Grid Refinement* dimana pada proses ini menggunakan *refinement* pada sumbu K sebanyak 10. Hasil yang didapat berupa volume dari model 3D 176
- Gambar 5.14.** Perbandingan antara data log porositas, saturasi air dan impedansi akustik sebelum dan sesudah dilakukannya proses *scale-up well logs* pada Sumur SABI-01. Proses ini mengubah data log yang kontinyu menjadi data log dengan nilai tertentu (diskrit). Nilai-nilai tersebut diperoleh dari rata-rata pada ketebalan tiap *layer*. Log yang telah di *scale-up* digunakan untuk membuat model statik 3D 178
- Gambar 5.15.** Salah satu contoh variogram pada Sumur SABI-01 pada arah vertikal, di mana jumlah data log yang minim mengakibatkan proses penentuan variogram menjadi sulit untuk dilakukan 179
- Gambar 5.16.** Persebaran nilai impedansi akustik batuan *Reef SABI* pada Zona A, dimana pada bagian tengah *reef* memiliki nilai impedansi akustik yang cukup rendah sedangkan pada sekitar *reef* memiliki nilai impedansi akustik batuan yang tinggi 181
- Gambar 5.17.** Kenampakan *Reef SABI* pada Zona A dimana batuan yang memiliki nilai impedansi akustik yang rendah memiliki persebaran dari Timur Laut hingga Barat Daya..... 181
- Gambar 5.18.** Persebaran nilai impedansi akustik batuan *Reef SABI* pada Zona B, dimana pada bagian tengah *reef* memiliki nilai impedansi akustik yang cukup rendah dengan

	persebaran yang relatif lebih sempit jika dibandingkan dengan Zona A	182
Gambar 5.19.	Kenampakan <i>Reef</i> SABI pada Zona B dimana batuan yang memiliki nilai impedansi akustik yang rendah memiliki persebaran dari Timur Laut hingga Barat Daya.....	183
Gambar 5.20.	Sayatan vertikal pada <i>Reef</i> SABI dimana pada Zona B cenderung memiliki nilai impedansi akustik yang lebih tinggi jika dibandingkan dengan nilai impedansi akustik pada Zona A. Hal tersebut mengindikasikan bahwa pada Zona B terjadi proses kompaksi yang lebih besar dari pada Zona A.....	184
Gambar 5.21.	Contoh hasil <i>crossplot</i> antara log impedansi akustik dan log porositas total pada Sumur SABI-02, dimana semakin besar nilai impedansi akustik maka porositas akan semakin berkurang	185
Gambar 5.22.	Model statik 3D dari porositas pada <i>Reef</i> SABI pada Zona A (a) tanpa menggunakan data AI dan (b) menggunakan data AI. Terlihat bahwa model 3D dengan menggunakan data AI memiliki nilai porositas yang lebih baik jika dibandingkan dengan model 3D tanpa menggunakan data AI	187
Gambar 5.23.	Model statik 3D dari porositas pada <i>Reef</i> SABI pada Zona B (a) tanpa menggunakan data AI dan (b) menggunakan data AI. Terlihat bahwa model 3D dengan menggunakan data AI memiliki nilai porositas yang lebih baik jika dibandingkan dengan model 3D tanpa menggunakan data AI	187
Gambar 5.24.	Sayatan vertikal pada <i>Reef</i> SABI tanpa menggunakan data AI (a) dan menggunakan data AI (b), dimana pada Zona B cenderung memiliki nilai porositas yang lebih rendah jika dibandingkan dengan nilai porositas pada Zona A. Sehingga pada Zona B cenderung tersusun dari batuan yang bersifat <i>tight</i> , sedangkan pada Zona A cenderung tersusun dari batuan yang bersifat <i>porous</i>	189
Gambar 5.25.	Histogram yang menunjukkan presentase porositas pada kisaran nilai tertentu pada <i>Reef</i> SABI tanpa menggunakan AI (atas) dan dengan menggunakan AI (bawah), dimana secara umum perbandingan distribusi	

	nilai pada data sumur dan model statik 3D kurang dari 5%.....	190
Gambar 5.26.	Model saturasi air pada Zona A <i>Reef</i> SABI (a) tanpa menggunakan data AI dan (b) dengan menggunakan data AI	192
Gambar 5.27.	Model saturasi air pada Zona B <i>Reef</i> SABI (a) tanpa menggunakan data AI dan (b) dengan menggunakan data AI	192
Gambar 5.28.	Sayatan vertikal pada <i>Reef</i> Sabi (atas) tanpa menggunakan data AI dan (bawah) dengan menggunakan data AI, dimana pada Zona B cenderung memiliki nilai saturasi air yang lebih rendah jika dibandingkan dengan nilai saturasi air pada Zona A	193
Gambar 5.29.	Histogram yang menunjukkan persebaran nilai pada model 3D dari saturasi air baik tanpa menggunakan impedansi akustik (atas), maupun menggunakan impedansi akustik (bawah). Saturasi air dengan kisaran nilai 0,6 hingga 1,0 memiliki presentase yang sangat tinggi.....	194
Gambar 5.30.	Batas Zona Minyak dan Zona Air (OWC) pada <i>Reef</i> SABI; Pada Zona A batas OWC terletak pada kedalaman -1793,61 meter SSTVD dan pada Zona B batas OWC terletak pada kedalaman -1861,95 meter SSTVD.....	197
Gambar 5.31.	Penampang <i>Reef</i> SABI yang menunjukkan kontak antara Zona Minyak dan Zona Air di kedua zona, baik Zona A dan Zona B	198
Gambar 5.32.	Penentuan batas terluar (<i>boundary</i>) dari daerah yang akan dihitung cadangan hidrokarbon berdasarkan data impedansi akustik. Dimana batuan yang memiliki nilai impedansi akustik rendah dengan sifat <i>porous</i> merupakan target dari perhitungan cadangan hidrokarbon.....	198
Gambar 5.33.	Zona Hidrokarbon pada <i>Reef</i> Sabi terletak pada litofasies <i>Boundstone</i> dan <i>Packstone</i> pada Zona A (<i>Top</i> Reservoir Z14 – <i>Top</i> Reservoir Z14a), dan pada litofasies <i>Wackstone</i> dan <i>Mudstone</i> pada Zona B (<i>Top</i> Reservoir Z14a – <i>Bottom</i> Reservoir Z14)	201

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1	Peneliti terdahulu	16
Tabel 2.1.	Proses-proses yang terjadi pada lingkungan diagenesis secara umum (Flugel, 2004)	59
Tabel 2.2.	Nilai a, m, dan n yang umum digunakan untuk perhitungan saturasi air pada batuan	73
Tabel 3.1.	Ketersediaan data log sumur	90
Tabel 3.2.	Rencana waktu penelitian.....	101
Tabel 4.1.	Data <i>core</i> pada Sumur SABI-01 di litofasies <i>Boundstone</i>	124
Tabel 4.2.	Data <i>side wall core</i> pada Sumur SABI-01 di litofasies <i>Boundstone</i>	124
Tabel 4.3.	Data <i>core</i> pada Sumur SABI-01 di litofasies <i>Packstone</i>	134
Tabel 4.4.	Data <i>Side Wall Core</i> pada Sumur SABI-01 di litofasies <i>Packstone</i>	135
Tabel 4.5.	Data <i>Side Wall Core</i> pada Sumur SABI-01 di litofasies <i>Wackstone</i>	136
Tabel 4.6.	Data <i>Side Wall Core</i> pada Sumur SABI-01 di litofasies <i>Mudstone</i>	137
Tabel 5.1.	Hasil Pengukuran DST pada Sumur SABI-01	168
Tabel 5.2.	Hasil analisis variogram dengan metode <i>spherical</i> pada <i>Reef Sabi</i>	179
Tabel 5.3.	Persamaan yang digunakan dalam perhitungan cadangan hidrokarbon	199
Tabel 5.4.	Hasil perhitungan cadangan hidrokarbon pada <i>Reef Sabi</i>	199

DAFTAR RUMUS

Persamaan 1.	Volume Serpih (<i>V_{shale}</i>)	70
Persamaan 2.	Porositas dari Log Densitas	71
Persamaan 3.	Porositas Netron-Densitas	71
Persamaan 4.	Porositas dari Log Sonik	72
Persamaan 5.	Saturasi Air dari Persamaan Archie	72
Persamaan 6.	Permeabilitas (<i>medium-gravity oil</i>).....	74
Persamaan 7.	Permeabilitas (<i>dry gas</i>).....	74
Persamaan 8.	Perhitungan Cadangan Hidrokarbon (Minyak)	76
Persamaan 9.	Perhitungan Cadangan Hidrokarbon (Gas)	76
Persamaan 10.	Koefisien <i>Reflectancy</i>	78
Persamaan 11.	Rumus perhitungan nilai variogram.....	81
Persamaan 12.	Rumus standar semivariogram	82
Persamaan 13.	Perhitungan Kedalaman Vo-KT	86