

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL .....</b>	<b>i</b>
<b>HALAMAN PENGESAHAN .....</b>	<b>ii</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>iii</b>
<b>PERNYATAAN BEBAS PLAGIASI .....</b>	<b>iv</b>
<b>SURAT KETERANGAN PSG.....</b>	<b>v</b>
<b>SARI .....</b>	<b>vi</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>vii</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>viii</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>x</b>
<b>DAFTAR TABEL.....</b>	<b>xvi</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	4
1.3 Maksud dan Tujuan .....	4
1.4 Lokasi Penelitian.....	4
1.5 Batasan Masalah .....	5
1.6 Peneliti Terdahulu.....	6
1.7 Keaslian Penelitian .....	8
1.8 Manfaat Penelitian .....	8
<b>BAB II GEOLOGI REGIONAL .....</b>	<b>10</b>
2.1 Tektonostratigrafi Cekungan Akimeugah.....	11
2.1.1 Fase <i>Pre-rift</i> (Kambrium – Devon) .....	12
2.1.2 Fase <i>Syn-rift</i> (Karbon – Jura) .....	13
2.1.3 Fase <i>Post-rift</i> Mesozoik/ <i>Passive Margin</i> (Kapur).....	16
2.1.4 Fase <i>Passive Margin</i> Tersier (Paleosen – Oligosen Awal) ...	18
2.1.5 Fase Konvergen (Oligosen Akhir – Miosen Tengah) .....	19
2.1.6 Fase Kompresi/ Orogenesis Melanesia (Miosen Akhir- Sekarang).....	19
<b>BAB III DASAR TEORI .....</b>	<b>22</b>
3.1 <i>Shale</i> Hidrokarbon .....	22
3.2 Petrofisika Hidrokarbon Shale.....	24
3.2.1 Porositas .....	24
3.2.2 <i>Brittleness Index</i> .....	27
3.2.3 <i>Total Organic Carbon (TOC)</i> .....	30
3.2.3.1 Metode DeltalogR.....	31
3.3 Lingkungan Pengendapan Laut Dangkal .....	34
3.4 Stratigrafi Sikuen .....	39
3.5 Seismik Inversi .....	41
3.5.1 <i>Inversi Model Based</i> .....	43
3.5.2 <i>P-Impedance</i> .....	44
3.5.3 <i>Poisson's Ratio</i> dan <i>Young's Modulus</i> .....	49

<b>BAB IV HIPOTESIS DAN METODE PENELITIAN .....</b>	<b>50</b>
4.1 Hipotesis .....	50
4.2 Alat Penelitian .....	50
4.3 Data Penelitian.....	51
4.4 Tahapan Penelitian .....	55
4.4.1 Tahap Pendahuluan dan Studi Pustaka.....	55
4.4.2 Tahap Pengumpulan Data.....	55
4.4.3 Tahap Analisis Data dan Interpretasi.....	55
4.4.4 Tahap Penyusunan Laporan.....	56
4.4.5 Diagram Alir Penelitian.....	57
4.5 Jadwal Rencana Penelitian .....	58
 <b>BAB V HASIL ANALISIS DAN PEMBAHASAN .....</b>	 <b>59</b>
5.1 Analisis <i>Marker</i> Formasi Piniya .....	59
5.2 Analisis Petrofisika Hidrokarbon <i>Shale</i> .....	64
5.2.1 Analisis Porositas.....	64
5.2.1.1 Analisis <i>Crossplot</i> AI dan Porositas.....	67
5.2.2 Analisis <i>Total Organic Carbon</i> (TOC).....	71
5.2.2.1 Analisis <i>Crossplot</i> AI dan TOC .....	82
5.2.3 Analisis <i>Brittleness Index</i> .....	85
5.2.3.1 Analisis <i>Crossplot</i> AI dan BI .....	91
5.2.4 Analisis Potensi Hidrokarbon <i>Shale</i> Secara Vertikal.....	93
5.3 Analisis Seismik.....	95
5.3.1 Koreksi <i>Miss-Tie</i> .....	96
5.3.2 <i>Well Seismic Tie</i> .....	98
5.3.3 Interpretasi Seismik.....	100
5.3.4 Seismik Inversi .....	106
5.3.4.1 Pembuatan Model Awal.....	106
5.3.4.2 Analisis Pra Inversi .....	107
5.3.4.3 Hasil Inversi .....	109
5.4 Persebaran Petrofisika Hidrokarbon <i>Shale</i> .....	112
5.4.1 Persebaran Porositas Total .....	112
5.4.2 Persebaran <i>Total Organic Carbon</i> .....	115
5.4.3 Persebaran <i>Brittleness Index</i> .....	116
5.5 Penentuan Zona Potensi Hidrokarbon <i>Shale</i> .....	120
 <b>BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN.....</b>	 <b>124</b>
6.1 Kesimpulan .....	124
6.2 Saran .....	125
 <b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	 <b>126</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>	<b>130</b>

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1.1</b>	Peta Lokasi Penelitian Blok “JAN”, Cekungan Akimeugah, Papua .....	5
<b>Gambar 2.1</b>	Peta Tektonik Regional bagian timur Indonesia.....	11
<b>Gambar 2.2</b>	Diagram Fase Tektonostratigrafi Papua Bagian Selatan dan Laut Arafura (Harahap, 2012) .....	15
<b>Gambar 3.1</b>	Porositas pada <i>Shale</i> .....	24
<b>Gambar 3.2</b>	Plot silang antara <i>Poisson’s Ratio</i> dengan <i>Young’s Modulus</i> yang secara empiris menunjukkan daerah <i>brittle-ductile</i> dan geometri rekahan yang diharapkan.....	29
<b>Gambar 3.3</b>	Hubungan antara tingkat kematangan ( $R_o$ ) dengan <i>Level of Organic Metamorphism</i> (LOM) .....	33
<b>Gambar 3.4</b>	Transformasi $\Delta \log R$ menjadi <i>Total Organic Carbon</i> .....	34
<b>Gambar 3.5</b>	Pembagian Fasies pada lingkungan pengendapan laut dangkal ( <i>shallow marine</i> ) (Nichols, 2009) .....	35
<b>Gambar 3.6</b>	Pola pengendapan dalam sebuah cekungan dan respon log pada suatu batas sikuen .....	40
<b>Gambar 3.7</b>	Ilustrasi diagram yang menunjukkan proses inversi dari data seismik .....	42
<b>Gambar 3.8</b>	Perbedaan antara penampang seismik yang memperlihatkan reflektivitas batas antar lapisan (gambar atas) dengan penampang impedansi akustik yang menggambarkan lapisan batuan (gambar bawah) .....	43
<b>Gambar 3.9</b>	Proses inversi berbasis model.....	45
<b>Gambar 3.10</b>	A: Plot TOC (wt%) vs impedansi akustik pada Kimmeridge Clay di sumur Metherhills Quarry. B: plot yang sama pada Formasi Hekkingen .....	46
<b>Gambar 3.11</b>	A: Formasi Spekk di Norwegian Sea. B: Formasi Hekkingen di Barrent Sea. Pola kurva TOC memiliki korelasi dengan nilai densitas dan respon data seismik, nilai TOC yang lebih tinggi memiliki nilai densitas yang lebih rendah dan nilai amplitudo yang tinggi.....	47

<b>Gambar 3.12</b>	A: Penampang seismik. B: penampang impedansi akustik yang diperoleh dari inversi data seismik. C: penampang TOC yang diperoleh dari konversi nilai impedansi akustik .....	48
<b>Gambar 3.13</b>	Hubungan empiris antara <i>P-Impedance</i> (AI) dan porositas total, diberi kode warna dengan volume <i>shale</i> . Saat nilai <i>P-Impedance</i> meningkat, nilai porositas total berkurang.....	49
<b>Gambar 4.1</b>	<i>Basemap</i> penampang seismik di blok “JAN”.....	54
<b>Gambar 4.2</b>	Penampang seismik R00-24 yang melintasi sumur A-01 berarah NW-SE .....	54
<b>Gambar 4.3</b>	Bagan alir penelitian.....	57
<b>Gambar 5.1</b>	Sekuen Kembelangan pada sumur A-01 .....	61
<b>Gambar 5.2</b>	Sikuen Kembelangan pada sumur A-02.....	62
<b>Gambar 5.3</b>	Sikuen Kembelangan pada sumur A-03.....	63
<b>Gambar 5.4</b>	A. Log Neutron dan Densitas pada wireline log sumur A-01 pada formasi Piniya. B. <i>Crossplot</i> log Neutron dan log Densitas dengan keterangan warna gamma ray dengan skala warna biru hingga merah.....	65
<b>Gambar 5.5</b>	Hasil perhitungan porositas total pada formasi Piniya sumur A-01. Nilai porositas total minimal adalah 0.08 dan porositas total maksimal adalah 0.24, sedangkan rata-rata porositas total adalah sebesar 0.16.....	66
<b>Gambar 5.6</b>	Hasil perhitungan porositas total pada formasi Piniya sumur A-02. Nilai porositas total minimal adalah 0.06 dan porositas total maksimal adalah 0.3, sedangkan rata-rata porositas total adalah sebesar 0.17.....	67
<b>Gambar 5.7</b>	Hasil perhitungan porositas total pada formasi Piniya sumur A-03. Nilai porositas total minimal adalah 0.03 dan porositas total maksimal adalah 0.3, sedangkan rata-rata porositas total adalah sebesar 0.17.....	68
<b>Gambar 5.8</b>	<i>Crossplot</i> AI terhadap porositas total pada A. sumur A-01, B. sumur A-02 dan C. Sumur A-03, menunjukkan trend garis yang linier.....	69

<b>Gambar 5.9</b>	<i>Crossplot</i> AI terhadap porositas total dengan data gabungan dari ketiga sumur .....	70
<b>Gambar 5.10</b>	<i>Overlay</i> log DT dan log resistivitas pada sumur A-01 untuk menentukan parameter baseline. Terlihat bahwa pada kedalaman 7350ft log DT dan log resistivitas berhimpitan dan memberikan nilai parameter baseline .....	73
<b>Gambar 5.11</b>	Konversi nilai Ro menjadi LOM pada sumur A-01, nilai Ro 0.4% akan memberikan nilai LOM 6 .....	74
<b>Gambar 5.12</b>	Hasil log TOC dengan metode $\Delta\log R$ pada sumur A-01 .....	75
<b>Gambar 5.13</b>	<i>Crossplot</i> antara TOC hasil analisis laboratorium dengan TOC prediksi metode Passey .....	76
<b>Gambar 5.14</b>	<i>Overlay</i> log DT dan log resistivitas pada sumur A-02 memberikan nilai parameter baseline pada kedalaman 11248.6 ft.....	76
<b>Gambar 5.15</b>	Konversi nilai Ro menjadi LOM pada sumur A-02 menggunakan grafik Crain (2010). Nilai Ro 0.68% memberikan nilai LOM sebesar 8.8 .....	77
<b>Gambar 5.16</b>	Hasil perhitungan prediksi log TOC dengan metode $\Delta\log R$ pada sumur A-02 .....	78
<b>Gambar 5.17</b>	<i>Crossplot</i> antara TOC hasil analisis laboratorium dan TOC prediksi metode Passey pada sumur A-02 memberikan persamaan garis linier.....	79
<b>Gambar 5.18</b>	<i>Overlay</i> log DT dan log Resistivitas pada sumur A-03 untuk menentukan parameter baseline .....	80
<b>Gambar 5.19</b>	Konversi nilai Ro menjadi LOM pada sumur A-02 formasi Piniya dengan menggunakan grafik Crain (2010) .....	80
<b>Gambar 5.20</b>	Hasil perhitungan log TOC dengan metode $\Delta\log R$ pada sumur A-03. ....	81
<b>Gambar 5.21</b>	Hasil perhitungan log TOC dengan metode $\Delta\log R$ pada sumur A-02. ....	82
<b>Gambar 5.22</b>	<i>Crossplot</i> antara AI dengan TOC pada A. Sumur A-01, B. Sumur A-02 dan C. Sumur A-03. ....	84

<b>Gambar 5.23</b>	<i>Crossplot</i> gabungan data AI dengan TOC sumur A-01, A-02 dan A-03, menunjukkan trendline berupa <i>Modified Geometri</i>	85
<b>Gambar 5.24</b>	Hasil pembuatan log Vs menggunakan persamaan Castagna pada sumur A-01, A-02 dan A-03. ....	86
<b>Gambar 5.25</b>	Hasil BA yang dihitung dengan menggunakan metode Greiser dan Bray (2007) pada sumur A-01 .....	88
<b>Gambar 5.26</b>	Hasil BA yang dihitung dengan menggunakan metode Greiser dan Bray (2007) pada sumur A-02 .....	89
<b>Gambar 5.27</b>	Hasil BA yang dihitung dengan menggunakan metode Greiser dan Bray (2007) pada sumur A-03 .....	90
<b>Gambar 5.28</b>	<i>Crossplot</i> antara AI dan <i>Brittleness Average</i> pada A. Sumur A-01, B. Sumur A-02 dan C. Sumur A-03 .....	92
<b>Gambar 5.29</b>	<i>Crossplot</i> antara AI dan <i>Brittleness Average</i> dengan gabungan data Sumur A-02 dan Sumur A-03. ....	93
<b>Gambar 5.30</b>	Potensi hidrokarbon <i>shale</i> secara vertikal pada sumur A-01 dengan menggunakan parameter TOC dan BI. Area berwarna merah muda merupakan area dengan TOC lebih dari satu dan dalam kategori <i>brittle</i> .....	94
<b>Gambar 5.31</b>	Potensi hidrokarbon <i>shale</i> secara vertikal pada sumur A-02 dengan menggunakan parameter TOC dan BI. Area berwarna merah muda merupakan area dengan TOC lebih dari satu dan dalam kategori <i>brittle</i> .....	95
<b>Gambar 5.32</b>	Potensi hidrokarbon <i>shale</i> secara vertikal pada sumur A-03 dengan menggunakan parameter TOC dan BI. Area berwarna merah muda merupakan area dengan TOC lebih dari satu dan dalam kategori <i>brittle</i> .....	96
<b>Gambar 5.33</b>	<i>Composite</i> penampang R00-09 dan penampang R00-24, A. sebelum dilakukan koreksi <i>miss-tie</i> dan B. sesudah dilakukan koreksi <i>miss-tie</i> .....	97
<b>Gambar 5.34</b>	<i>Wavelet</i> Ricker yang digunakan dalam penelitian .....	99
<b>Gambar 5.35</b>	<i>Well Seismic Tie</i> pada sumur A-01, mendapatkan nilai korelasi sebesar 0.647. Kotak berwarna jingga menunjukkan fokus penelitian yaitu formasi Piniya .....	99

<b>Gambar 5.36</b>	<i>Well Seismic Tie</i> pada sumur A-02, mendapatkan nilai korelasi sebesar 0.686. Kotak berwarna jingga merupakan fokus penelitian yaitu formasi Piniya .....	100
<b>Gambar 5.37</b>	Interpretasi horizon dan patahan pada penampang seismik R00-24 yang melewati sumur A-01. Garis berwarna kuning adalah hasil <i>picking</i> top formasi Piniya dan garis berwarna jingga adalah hasil <i>picking</i> top formasi Woniwogi sedangkan garis berwarna merah adalah hasil interpretasi patahan .....	101
<b>Gambar 5.38</b>	Interpretasi horizon dan patahan pada penampang seismik R00-12 yang melewati sumur A-02. Garis berwarna kuning adalah hasil <i>picking</i> top formasi Piniya dan garis berwarna jingga adalah hasil <i>picking</i> top formasi Woniwogi sedangkan garis berwarna merah adalah hasil dari interpretasi patahan...	102
<b>Gambar 5.39</b>	Peta bawah permukaan pada Top Piniya dan Top Woniwogi dengan domain <i>time</i> .....	104
<b>Gambar 5.40</b>	Peta bawah permukaan pada Top Piniya dan Top Woniwogi dengan domain <i>depth</i> .....	105
<b>Gambar 5.41</b>	Peta ketebalan blok “JAN” dengan skala warna ungu hingga merah. Warna ungu menunjukkan daerah yang lebih tebal sedangkan warna merah menunjukkan daerah yang lebih tipis .....	106
<b>Gambar 5.42</b>	Model awal AI pada penampang R00-13 yang digunakan dalam penelitian, yang dibuat dengan menggunakan sumur A-01 dan A-02 serta dikontrol oleh horizon Top dan Bottom Piniya (Top Woniwogi) .....	107
<b>Gambar 5.43</b>	Analisis Pra Inversi sumur A-01, didapatkan nilai koreksi 0.95 dan nilai <i>error</i> sebesar 0.33 .....	108
<b>Gambar 5.44</b>	Analisis Pra Inversi sumur A-01, didapatkan nilai koreksi sebesar 0.93 dan nilai <i>error</i> sebesar 0.39 .....	109
<b>Gambar 5.45</b>	Hasil inversi pada penampang seismik R00 - 13 yang melewati sumur A-01 dengan skala warna biru tua hingga kuning. Warna biru tua mewakili nilai AI yang tinggi sedangkan warna kuning mewakili nilai AI yang rendah .....	110
<b>Gambar 5.46</b>	Hasil Inversi pada penampang R00-09 yang melewati sumur A-02 dengan skala warna biru tua hingga kuning. Warna biru	110

tua mewakili nilai AI yang tinggi sedangkan warna kuning mewakili nilai AI yang rendah .....

- Gambar 5.47** Peta persebaran AI pada Blok “JAN”, AI tinggi ditunjukkan dengan warna biru tua dan AI rendah ditunjukkan dengan warna kuning .....
- Gambar 5.48** Persebaran nilai porositas total secara lateral pada penampang seismik R00-13 yang melintasi sumur A-01 .....
- Gambar 5.49** Peta persebaran porositas total pada blok “JAN” dengan skala warna biru tua hingga hijau tua. Warna biru tua menunjukkan nilai porositas total yang lebih tinggi sedangkan warna hijau yang semakin tua menunjukkan nilai porositas total yang semakin rendah.....
- Gambar 5.50** Persebaran TOC pada penampang seismik R00-13 yang melalui sumur A-01 dengan skala warna merah hingga ungu. Warna merah menunjukkan nilai TOC yang tinggi sedangkan warna ungu menunjukkan nilai TOC yang rendah.....
- Gambar 5.51** Peta persebaran TOC pada blok “JAN” dengan skala warna merah hingga ungu. Warna merah menunjukkan TOC yang tinggi sedangkan warna ungu menunjukkan TOC yang rendah
- Gambar 5.52** Persebaran BI pada penampang seismik R00-13 dengan skala merah hingga hijau. Warna merah menunjukkan BI yang tinggi dan warna hijau menunjukkan BI yang rendah.....
- Gambar 5.53** Peta persebaran BI di blok “JAN” dengan skala warna merah hingga hijau. Warna merah pada peta persebaran BI menunjukkan nilai BI yang tinggi dan warna hijau menunjukkan nilai BI yang lebih rendah .....
- Gambar 5.54** Peta potensi hidrokarbon shale dari hasil *overlay* nilai TOC dan BI terhadap ketebalan .....

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 1.1</b>	Potensi cadangan <i>shale gas</i> pada berbagai cekungan hidrokarbon di Indonesia (Sukhyar dan Fahrudin 2013) .....	2
<b>Tabel 3.1</b>	Porositas pada <i>shale</i> menurut Jiang dkk., (2016).....	24
<b>Tabel 3.2</b>	Standar nilai <i>Brittleness Index</i> menurut Altamar dan Marfurt (2013) serta Ginanjar dan Zulkhifly.....	28
<b>Tabel 3.3</b>	Klasifikasi nilai TOC pada batuan sumber menurut Peter dan Cassa (1994) dan McCarthy dkk., (2011) .....	31
<b>Tabel 4.1</b>	Ketersediaan data pada daerah penelitian .....	51
<b>Tabel 4.2</b>	Ketersediaan data <i>wireline log</i> pada daerah penelitian.....	52
<b>Tabel 4.3</b>	Data geokimia sumur A-02 pada Formasi Piniya yang diperoleh dari <i>Petroleum Geochemistry Reports</i> (PSG Bandung, 2017) .....	53
<b>Tabel 4.4</b>	Jadwal penelitian.....	57
<b>Tabel 5.1</b>	Nilai parameter Neutron dan Densitas untuk matrix dan shale pada sumur A-01, A-02 dan A-03.....	65
<b>Tabel 5.2</b>	Data geokimia formasi Piniya sumur A-01, A-02 dan A-03 yang didapat dari laboratorium ( <i>well report summary</i> dalam Badan Geologi, 2017) .....	72