

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
LEMBAR PENGESAHAN .....	ii
LEMBAR PERNYATAAN .....	iii
SURAT KETERANGAN KERJA PRAKTIK .....	iv
KATA PENGANTAR .....	vii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR GAMBAR .....	xiii
DAFTAR TABEL.....	xviii
DAFTAR LAMPIRAN.....	xx
SARI.....	xxi
<i>ABSTRACT</i> .....	xxii
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
I.1. Latar Belakang Penelitian .....	1
I.2. Rumusan dan Batasan Masalah.....	3
I.3. Maksud dan Tujuan Penelitian.....	4
I.4. Lokasi Penelitian.....	5
I.5. Manfaat Penelitian .....	8
I.6. Peneliti Tedahulu .....	8
<b>BAB II GEOLOGI REGIONAL .....</b>	<b>11</b>
II.1. Tektonik Cekungan Natuna Barat.....	13
II.2. Stratigrafi Regional .....	17
II.2.1. <i>Syn-Rift megasequence</i> .....	20
II.2.2. <i>Post-Rift megasequence</i> .....	21
II.2.3. <i>Syn-Inversion megasequence</i> .....	22
II.2.4. <i>Post-Inversi megasequence</i> .....	27

II.3. <i>Petroleum System</i> .....	27
<b>BAB III DASAR TEORI</b> .....	31
III.1. Reservoir.....	31
III.2. Stratigrafi Sikuen .....	36
III.2.1. Tinjauan Umum Stratigrafi Sikuen .....	36
III.2.2. Pola Rekaman Stratigrafi .....	37
III.2.3. Bidang-bidang Stratigrafi.....	40
III.3. Tinjauan Umum Log Sumuran.....	42
III.3.1. Log <i>Gamma Ray</i> .....	43
III.3.2. Log Resistivitas.....	44
III.3.3. Log Densitas .....	45
III.3.4. Log Neutron .....	45
III.3.5. Log Sonik.....	47
III.4. Analisis Log Kualitatif .....	47
III.4.1. Analisis Fasies.....	47
III.4.2. Penentuan Kedalaman Kontak .....	51
III.5. Analisis Log Kuantitatif.....	52
III.5.1. <i>Vshale</i> .....	52
III.5.2. Porositas .....	53
III.5.3. Saturasi Fluida.....	57
III.5.4. Permeabilitas .....	60
III.6. Analisis Tekanan .....	61
<b>BAB IV HIPOTESIS DAN METODE PENELITIAN</b> .....	65
IV.1. Hipotesis Penelitian.....	65
IV.2. Data Penelitian .....	65
IV.2.1. Data Primer .....	66
IV.2.2. Data Sekunder .....	66

IV.3. Alat dan Bahan .....	67
IV.3.1. Alat .....	67
IV.3.2. Bahan .....	67
IV.4. Cara Penelitian .....	67
IV.5. Tahapan Penelitian .....	68
IV.5.1. Tahap Persiapan .....	68
IV.5.2. Tahap Pengumpulan Data .....	68
IV.5.3. Tahap Analisis Data .....	69
IV.5.4. Tahap Interpretasi Data .....	70
IV.5.5. Tahap Penulisan Laporan .....	70
IV.6. Jadwal Penelitian .....	71
<b>BAB V ELEKTROFASIES DAN PETROFISIK .....</b>	<b>74</b>
V.1. Pendahuluan .....	74
V.2. <i>Sidewall Core</i> .....	80
V.2.1. Deskripsi <i>Sidewall Core</i> .....	80
V.2.2. Penentuan Faktor Sementasi dan Eksponen Saturasi .....	84
V.2.3. Porositas dan Permeabilitas <i>Sidewall Core</i> .....	86
V.3. Fasies .....	87
V.3.1. Fasies <i>Distributary Mouth Bar</i> .....	96
V.3.2. Fasies <i>Distributary Channel</i> .....	98
V.3.3. Fasies <i>Interdistributary Channel</i> .....	100
V.3.4. Fasies <i>Marine Shale</i> .....	102
V.4. Log Sumuran .....	103
V.4.1. Petrofisik .....	103
V.4.2. Penentuan Kontak Berdasarkan Data Log .....	115
V.5. Penentuan Kontak Berdasarkan Tekanan .....	121

**BAB VI PENENTUAN ZONA POTENSI HIDROKARBON DAN**

<b>KONTAK FLUIDA</b> .....	126
VI.1. Penentuan Zona Potensi Hidrokarbon.....	126
VI.1.1. Sumur P1 .....	126
VI.1.2. Sumur P2.....	131
VI.1.3. Sumur P3.....	135
VI.1.4. Sumur P4.....	138
VI.2. Korelasi Data Sumur .....	141
VI.3. Kalibrasi Data Log dengan Data Tekanan ( <i>Formation Multi Tester</i> )	145
<b>BAB VII KESIMPULAN DAN SARAN</b> .....	150
VII.1. Kesimpulan .....	150
VII.2. Saran.....	151
<b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....	153
<b>LAMPIRAN</b> .....	138

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1.1.</b>	Lokasi penelitian berada di Lapangan M, Cekungan Natuna Barat, Kepulauan Riau. ( <b>Sumber: a. Minarwan dkk, 2015; b. dan c. Data Perusahaan</b> ).....	<b>7</b>
<b>Gambar 2.1.</b>	Lokasi Cekungan Natuna Barat dan sekitarnya [ <b>Sumber:</b> Kontur - Premier Oil; Batimetri - Peta geologi bagian Barat Indonesia oleh Pertamina-Beicip (1982); Umur - ZVI Ben-Avraham (1973)] .....	<b>11</b>
<b>Gambar 2.2.</b>	Peta lokasi Cekungan Natuna Barat pada Sundaland dan batas-batas tektonik lempeng ditunjukkan oleh zona subduksi dan sesar utama di Asia Tenggara (di sisi kiri). (Peltzer & Tapponnier, 1988).....	<b>14</b>
<b>Gambar 2.3.</b>	Evolusi cekungan dari Cekungan Natuna Barat (Ilona, 2006).....	<b>15</b>
<b>Gambar 2.4.</b>	Kolom stratigrafi dari Cekungan Natuna Barat menunjukkan megasekuen, litostratigrafi, reservoir, dan batuan induk pada cekungan tersebut (Phillips dkk., 1997).....	<b>19</b>
<b>Gambar 2.5</b>	Ilustrasi arsitektur stratigrafi dan interpretasi <i>petroleum system</i> pada fase <i>syn rift</i> yang menggambarkan persebaran reservoir, <i>source</i> , dan <i>seal</i> (Phillips dkk., 1997).....	<b>21</b>
<b>Gambar 2.6.</b>	Formasi Gabus (Lapisan Biru) dan Formasi Arang (Lapisan ungu) memiliki hubungan <i>angular conformity</i> pada beberapa tempat (Phillips dkk., 1997).....	<b>23</b>
<b>Gambar 2.7.</b>	Hasil interpretasi seismik menunjukkan bahwa Formasi Arang terdiri dari perselingan batupasir dan <i>shale</i> , dan mengalami penebalan ke arah Barat (Netherwood, 2000) .	<b>24</b>
<b>Gambar 2.8.</b>	<i>Petroleum system</i> pada penelitian ini, terdiri dari Formasi Barat sebagai <i>source rock</i> (s), dan Formasi Arang Tengah sebagai reservoir (r) target ( <b>Sumber : Data Perusahaan</b> )	<b>28</b>

<b>Gambar 2.9.</b>	Antiklin dan sesar yang terbentuk pada Kala Miosen menjadi <i>traps</i> pada Cekungan Natuna Barat (Wongsosantiko dan Wirojudo, 1984).....	<b>30</b>
<b>Gambar 3.1.</b>	Ilustrasi lingkungan pengendapan delta (tipe <i>bird foot</i> ) yang didominasi oleh pengaruh sungai (Fisher, 1969; dalam Serra 1989) .....	<b>32</b>
<b>Gambar 3.2.</b>	Profil vertikal pada <i>distributary channel</i> (Home dkk, 1978)	<b>33</b>
<b>Gambar 3.3.</b>	Karakteristik reservoir yang diendapkan pada <i>distributary channel</i> menunjukkan bahwa reservoir tidak menerus dan terkoneksi dengan batupasir yang diendapkan pada <i>mouth bar</i> . (Bariws dkk., 1986).....	<b>34</b>
<b>Gambar 3.4.</b>	Parameter penting dalam sikuen stratigrafi yang mengontrol pola sedimentasi (Miall, 2010).....	<b>37</b>
<b>Gambar 3.5.</b>	Ilustrasi pola penumpukan yang terbentuk yang dipengaruhi oleh faktor pengontrol ruang akomodasi dan suplai sedimen (Posamentier dan Allen, 1999) .....	<b>38</b>
<b>Gambar 3.6.</b>	Pola porgradasi yang terbentuk akibat regresi normal (A) dan <i>forced regression</i> (B) (Posamentier dan Allen, 1999) .	<b>39</b>
<b>Gambar 3.7.</b>	Interpretasi lingkungan Pengendapan pada Log GR (James dan Walker, 1992) .....	<b>49</b>
<b>Gambar 3.8</b>	Kurva hubungan antara konduktivitas air ( $C_w$ ) dengan konduktivitas formasi yang memiliki kejenuhan air maksimum (Kurniawan, 2005).....	<b>59</b>
<b>Gambar 3.9.</b>	Arah pengukuran permeabilitas (Hughes, 2002).....	<b>61</b>
<b>Gambar 3.10</b>	Penentuan OWC menggunakan data <i>pressure</i> vs kedalaman (dalam Mimonitu, 2010).....	<b>62</b>
<b>Gambar 4.1.</b>	Diagram alir penelitian .....	<b>71</b>
<b>Gambar 5.1.</b>	Penentuan <i>Top Middle Arang</i> dilakukan menggunakan data <i>gamma ray</i> dan data <i>cutting</i> .....	<b>73</b>

<b>Gambar 5.2.</b>	Interval penelitian pada masing-masing sumur yang dikorelasikan menggunakan <i>maximum flooding surface</i> . Interval penelitian dibatasi oleh <i>top Middle Arang</i> pada bagian atas, dan pada bagian <i>bottom line</i> pada bagian bawah	<b>79</b>
<b>Gambar 5.3.</b>	Titik pengambilan <i>sidewall core</i> pada interval penelitian yang berada di sumur P1, Formasi Arang Tengah .....	<b>81</b>
<b>Gambar 5.4.</b>	Penentuan nilai faktor sementasi (m) pada data <i>sidewall core</i> sumur P1 .....	<b>85</b>
<b>Gambar 5.5.</b>	Penentuan nilai eksponen saturasi (n) pada data <i>sidewall core</i> sumur P1 .....	<b>85</b>
<b>Gambar 5.6.</b>	Penentuan litofasies dan lingkungan pengendapan pada sumur P1 yang dilakukan berdasarkan kenampakan log <i>gamma ray</i> , data <i>sidewall core</i> , dan data <i>mud log</i> .....	<b>89</b>
<b>Gambar 5.7.</b>	Penentuan litofasies dan lingkungan pengendapan pada sumur P2 yang dilakukan berdasarkan kenampakan log <i>gamma ray</i> , dan data <i>mud log</i> .....	<b>91</b>
<b>Gambar 5.8.</b>	Penentuan litofasies dan lingkungan pengendapan pada sumur P3 yang dilakukan berdasarkan kenampakan log <i>gamma ray</i> , dan data <i>mud log</i> .....	<b>93</b>
<b>Gambar 5.9.</b>	Penentuan litofasies dan lingkungan pengendapan pada sumur P4 yang dilakukan berdasarkan kenampakan log <i>gamma ray</i> , dan data <i>mud log</i> .....	<b>95</b>
<b>Gambar 5.10.</b>	Perbandingan elektrofases <i>distributary mouth bar</i> yang dibuat oleh Serra (1989) dengan fasies <i>distributary mouth bar</i> pada sumur P1 .....	<b>97</b>
<b>Gambar 5.11.</b>	Fasies <i>distributary channel</i> yang ada pada sumur P1 menunjukkan nilai <i>gamma ray</i> yang rendah dan juga resistivitas yang tinggi .....	<b>99</b>
<b>Gambar 5.12.</b>	Perbandingan model elektrofases Barwis, dkk (1986) dengan fasies <i>distributary channel</i> pada sumur P1 .....	<b>100</b>
<b>Gambar 5.13.</b>	Fasies <i>interdistributary channel</i> yang terdapat pada sumur P1 .....	<b>101</b>

<b>Gambar 5.14.</b> Fasies pengendapan <i>marine shale</i> yang diendapkan pada bagian paling bawah sistem pengendapan delta (Scruton, 1960; dalam Serra, 1989).....	<b>102</b>
<b>Gambar 5.15.</b> Penentuan nilai GR maksimum dan minimum pada Sumur P3 .....	<b>105</b>
<b>Gambar 5.16.</b> Perbandingan hasil perhitungan porositas menggunakan log sumuran dan porositas yang diturunkan dari <i>core</i> .....	<b>109</b>
<b>Gambar 5.17.</b> Gambar Silang <i>deep resistivity vs</i> porositas untuk menentukan nilai resistivitas air pada masing-masing sumur .....	<b>111</b>
<b>Gambar 5.18.</b> Perbandingan hasil perhitungan ketiga metode saturasi pada sumur P1 .....	<b>112</b>
<b>Gambar 5.19.</b> Contoh <i>layout</i> hasil perhitungan petrofisik pada sumur P4.	<b>114</b>
<b>Gambar 5.20.</b> Interpretasi <i>gas water contact</i> berdasarkan data log sumur P1 .....	<b>116</b>
<b>Gambar 5.21.</b> Interpretasi <i>gas water contact</i> berdasarkan data log sumur P2.....	<b>118</b>
<b>Gambar 5.22.</b> Interpretasi <i>gas water contact</i> berdasarkan data log sumur P3 .....	<b>119</b>
<b>Gambar 5.23.</b> Interpretasi <i>gas water contact</i> berdasarkan data log sumur P4.....	<b>121</b>
<b>Gambar 5.24.</b> Jenis fluida yang teridentifikasi dari hasil pengukuran FMT ( <i>Formation Multi Tester</i> ) pada sumur P1 .....	<b>122</b>
<b>Gambar 5.25.</b> Hasil <i>plotting</i> tekanan <i>vs</i> kedalaman pada data FMT sumur P1 untuk menentukan kontak fluida .....	<b>124</b>
<b>Gambar 6.1.</b> Zona potensi hidrokarbon pada fasies <i>distributary mouth bar – 4</i> dan <i>distributary channel – 2</i> Sumur P1 dan <i>pay zone</i> pada masing-masing zona digambarkan dengan zona merah	<b>130</b>

<b>Gambar 6.2.</b>	Zona potensi hidrokarbon pada fasies <i>distributary mouth bar</i> – 4 dan <i>distributary channel</i> – 2 Sumur P2 dan <i>pay zone</i> pada masing-masing zona digambarkan dengan zona merah	134
<b>Gambar 6.3.</b>	Zona potensi hidrokarbon pada fasies <i>distributary mouth bar</i> – 4 dan <i>distributary channel</i> – 1 dan –2 Sumur P3 dan <i>pay zone</i> pada masing-masing zona digambarkan dengan zona merah.....	137
<b>Gambar 6.4.</b>	Zona potensi hidrokarbon pada fasies <i>distributary mouth bar</i> – 4 dan <i>distributary channel</i> – 2 Sumur P4 dan <i>pay zone</i> pada masing-masing zona digambarkan dengan zona merah	140
<b>Gambar 6.5.</b>	Korelasi zona fasies <i>distributary mouth bar</i> – 4 dan <i>distributary channel</i> – 2 yang diinterpretasikan sebagai zona potensi hidrokarbon pada lapangan R. Korelasi dilakukan secara struktur menggunakan datum TVDSS pada kedalaman -4600 <i>ft</i> dan – 5300 <i>ft</i> .....	144
<b>Gambar 6.6.</b>	Korelasi kontak pada sumur P1 yang diturunkan dari FMT dan data log menunjukkan bahwa <i>gas water contact</i> pada Lapangan R jatuh pada kedalaman 5267 TVDSS .....	146
<b>Gambar 6.7.</b>	Korelasi GWC ( <i>Gas Water Contact</i> ) pada masing-masing sumur yang dikorelasikan secara struktural dengan menggunakan TVDSS pada kedalaman -4600 <i>feet</i> (garis merah).....	149

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 3.1.</b>	Kisaran densitas dan tekanan gradien untuk fluida yang mengisireservoir (Modifikasi Gearhart-Owens Industry, 1972) .....	63
<b>Tabel 4.1.</b>	Data yang digunakan dalam penelitian .....	67
<b>Tabel 4.2.</b>	Jadwal penelitian.....	73
<b>Tabel 5.1.</b>	Hasil pengukuran porositas dan permeabilitas menggunakan <i>sidewall core</i> pada Formasi Arang Lapangan R .....	86
<b>Tabel 5.2.</b>	Hasil analisis fasies dan litofasies berdasarkan <i>gamma ray log</i> , data <i>sidewall core</i> , dan data <i>mud log</i> pada Sumur P1....	90
<b>Tabel 5.3.</b>	Hasil analisis fasies dan litofasies berdasarkan <i>gamma ray log</i> , dan data <i>mud log</i> pada Sumur P2.....	92
<b>Tabel 5.4.</b>	Hasil analisis fasies dan litofasies berdasarkan <i>gamma ray log</i> , dan data <i>mud log</i> pada Sumur P3.....	93
<b>Tabel 5.5.</b>	Hasil analisis fasies dan litofasies berdasarkan <i>gamma ray log</i> , dan data <i>mud log</i> pada Sumur P4.....	95
<b>Tabel 5.6.</b>	Parameter yang digunakan dalam penentuan kandungan <i>shale</i> tiap-tiap sumur .....	106
<b>Tabel 5.7.</b>	Parameter yang digunakan dalam penentuan nilai porositas pada Lapangan R.....	108
<b>Tabel 6.1.</b>	Hasil perhitungan nilai petrofisik pada fasies <i>distributary channel fill – 2</i> dan <i>distributary mouth bar – 4</i> pada sumur P1 .....	129
<b>Tabel 6.2.</b>	Hasil perhitungan nilai petrofisik pada fasies <i>distributary channel fill – 2</i> dan <i>distributary mouth bar – 4</i> pada sumur P2 .....	133
<b>Tabel 6.3.</b>	Hasil perhitungan nilai petrofisik pada fasies <i>distributary channel fill – 1, – 2</i> dan <i>distributary mouth bar – 4</i> pada sumur P1 .....	136

<b>Tabel 6.4.</b>	Hasil perhitungan nilai petrofisik pada fasies <i>distributary channel fill – 2</i> dan <i>distributary mouth bar – 4</i> pada sumur P4 .....	139
-------------------	---	-----

## DAFTAR LAMPIRAN

<b>Lampiran 1a.</b>	Hasil analisis fasies dan litofasies pada sumur P1 beserta hasil perhitungan petrofisik tiap fasies.....	<b>156</b>
<b>Lampiran 1b.</b>	Hasil analisis fasies dan litofasies pada sumur P2 beserta hasil perhitungan petrofisik tiap fasies.....	<b>157</b>
<b>Lampiran 1c.</b>	Hasil analisis fasies dan litofasies pada sumur P3 beserta hasil perhitungan petrofisik tiap fasies.....	<b>158</b>
<b>Lampiran 1d.</b>	Hasil analisis fasies dan litofasies pada sumur P1 beserta hasil perhitungan petrofisik tiap fasies.....	<b>159</b>
<b>Lampiran 2.</b>	Hasil Pengukuran FMT ( <i>Formation Multi Tester</i> ) .....	<b>161</b>
<b>Lampiran 3a.</b>	Tampilan <i>mud log</i> pada zona potensi hidrokarbon sumur P1 .....	<b>163</b>
<b>Lampiran 3b.</b>	Tampilan <i>mud log</i> pada zona potensi hidrokarbon sumur P2 .....	<b>164</b>
<b>Lampiran 3c.</b>	Tampilan <i>mud log</i> pada zona potensi hidrokarbon sumur P3 .....	<b>165</b>
<b>Lampiran 3d.</b>	Tampilan <i>mud log</i> pada zona potensi hidrokarbon sumur P4 .....	<b>166</b>
<b>Lampiran 5a.</b>	Tampilan log pada sumur P1, beserta hasil petrofisik .....	<b>167</b>
<b>Lampiran 5b.</b>	Tampilan log pada sumur P1, beserta hasil petrofisik .....	<b>168</b>
<b>Lampiran 5c.</b>	Tampilan log pada sumur P1, beserta hasil petrofisik .....	<b>169</b>
<b>Lampiran 5d.</b>	Tampilan log pada sumur P1, beserta hasil petrofisik .....	<b>171</b>