

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN BEBAS PLAGIASI	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL.....	xv
DAFTAR LAMPIRAN.....	xvi
SARI	xvii
<i>ABSTRACT</i>	xviii
BAB I. PENDAHULUAN.....	1
I.1. Latar Belakang	1
I.2. Rumusan Masalah	4
I.3. Maksud dan Tujuan Penelitian.....	4
I.4. Lokasi Penelitian.....	4
I.5. Batasan Penelitian	6
I.6. Penelitian Terdahulu	6
I.7. Keaslian Penelitian.....	11
I.8. Manfaat Penelitian	12
BAB II. GEOLOGI REGIONAL	13
II.1. Geologi Regional Cekungan Jawa Barat Utara	13
II.1.1. Fisiografi Regional	13
II.1.2. Tektonostratigrafi Regional	15
II.1.3. Struktur Geologi Regional.....	22
II.1.4. Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara	23

II.1.5. <i>Petroleum System</i>	32
BAB III. DASAR TEORI.....	37
III.1. Definisi Batuan Karbonat	37
III.1.1. Klasifikasi Batuan Karbonat	40
III.2. Fasies dan Lingkungan Pengendapan Batuan Karbonat	43
III.2.1. Tinjauan Fasies dan Lingkungan Pengendapan	45
III.2.2. Interpretasi Fasies dan Lingkungan Pengendapan	46
III.2.3. Lingkungan Pengendapan Karbonat	48
III.3. Diagenesis Batuan Karbonat	54
III.3.1. Diagenesis Batuan Karbonat	55
III.3.2. Lingkungan Diagenesis Batuan Karbonat	56
III.4. Porositas Batuan Karbonat	59
III.5. <i>Well Logging</i>	63
III.5.1 <i>Wireline Log</i>	63
III.5.2 <i>Mud Log</i>	75
III.6. Batuan Inti (Core).....	76
III.7. Petrofisika Batuan Karbonat	77
III.7.1. <i>Vshale</i>	77
III.7.2. Porositas Total dan Efektif	80
BAB IV. HIPOTESIS DAN METODOLOGI PENELITIAN	85
IV.1. Hipotesis.....	85
IV.2. Metodologi Penelitian	85
IV.2.1. Data dan Peralatan.....	85
IV.2.2. Tahapan Penelitian	88
IV.2.2.1. Tahapan Pendahuluan dan Studi Pustaka.....	88
IV.2.2.2. Tahapan Pengumpulan Data	89
IV.2.2.3. Tahapan Pengolahan Data	89
IV.2.2.4. Tahapan Pembuatan Laporan Penelitian	90
IV.2.3. Diagram Alir	91
IV.3. Waktu Penelitian	93

BAB V. ANALISIS LITOFASIES, LINGKUNGAN PENGENDAPAN DAN DIAGENESIS	95
V.1. Analisis Litofasies	95
V.2. Interpretasi Lingkungan Pengendapan	104
V.3. Interpretasi Lingkungan Diagenesis	111
 BAB VI. ANALISIS PETROFISIKA DAN PENENTUAN ZONA RESERVOAR KARBONAT	 119
VI.1. Analisis Petrofisika	119
VI.1.1. Pra Perhitungan (<i>Pre-Calculation</i>)	119
VI.1.2. Koreksi Lingkungan	120
VI.1.3. Perhitungan <i>Volume Shale (Vsh)</i>	122
VI.1.4. Perhitungan Porositas	127
VI.2. Penentuan Zona Reservoir Karbonat	132
 BAB VII. KESIMPULAN DAN SARAN	 143
 DAFTAR PUSTAKA	 145
 LAMPIRAN	 150

DAFTAR GAMBAR

- Gambar 1.1.** Lokasi penelitian yang terletak di Blok Abar di lepas pantai Laut Jawa, tepatnya di arah timur laut Provinsi DKI Jakarta. (Galeri Pertamina)..... 5
- Gambar 2.1.** Penampang Cekungan Jawa Barat Utara. Penampang ini akan menunjukkan adanya pembagian sub-Cekungan yang merupakan hasil dari proses aktivitas tektonik Cekungan Jawa Barat Utara yang kemudian ditunjukkan adanya berbagai litologi yang menyusunnya (Martodjojo, 2003)..... 14
- Gambar 2.2.** Ilustrasi yang menunjukkan adanya proses tektonik pada Cekungan Jawa Barat Utara pada Eosen Tengah – Eosen Akhir. Pada fase tektonik ini terjadi proses *rifting* (Clements dan Hall, 2007)..... 17
- Gambar 2.3.** Ilustrasi yang menunjukkan adanya proses tektonik pada Cekungan Jawa Barat Utara pada Oligosen Awal – Oligosen Akhir. Pada fase tektonik ini aktivitas vulkanisme yang cukup intens pada Oligosen Akhir kemudian mulai berkurang pada Oligosen Akhir hingga aktivitas pengendapan endapan karbonat dapat mulai terbentuk (Clements dan Hall, 2007). 19
- Gambar 2.4.** Ilustrasi pada Miosen Awal – Miosen Tengah menunjukkan adanya proses terbentuknya endapan karbonat yang mulai mendominasi dengan diikuti makin berkurangnya aktivitas vulkanisme yang merupakan hasil dari berakhirnya proses subduksi (Clements dan Hall, 2007)..... 21
- Gambar 2.5.** Kolom Stratigrafi pada Cekungan Jawa Barat Utara yang formasinya menunjukkan umur kisaran Kapur hingga Pleistosen. Urutan stratigrafi regional dengan umur tertua adalah batuan dasar dan Formasi Cisubuh adalah formasi termuda (Pertamina, 1996 dalam Darman & Sidi, 2000). 31
- Gambar 2.6.** *Petroleum system* pada Cekungan Jawa Barat Utara yang menunjukkan dominan formasi yang ada dapat memenuhi setiap aspeknya sehingga dapat menghasilkan hidrokarbon dengan karakteristiknya yang berbeda ditinjau dari lingkungan pengendapan dan sifat batumannya (Budiyan, 1991).. 36

- Gambar 3.1.** Klasifikasi Dunham (1962), dalam Kendall (2005). Klasifikasi Dunham (1962) mengklasifikasikan batuan karbonat berdasarkan tekstur pengendapan batuanannya. Terdapat dua aspek yang diperhatikan, yaitu pengemasan butir batuan serta kelimpahan relatifnya antara butir/grain dengan micrite, dan pola hubungan antar butir batuan. 41
- Gambar 3.2.** Klasifikasi pada batuan karbonat menurut Folk (1968), dalam Kendall (2005). Klasifikasi ini memperhatikan perbandingan kelimpahan antara allochem, micrite dan sparite pada batuan karbonat. Adanya presentase matrix serta semen juga diperhatikan. 42
- Gambar 3.3.** Klasifikasi Embry dan Klovan (1971), dalam Kendall (2005), merupakan hasil dari modifikasi klasifikasi Dunham (1962) dengan ditambahkan dua nama batuan yaitu floatstone dan rudstone guna membedakan kehadiran butir batuan dengan ukuran butir > 2 mm. Pembagian ini didasari oleh jenis organisme yang terdapat pada batuan karbonat. 43
- Gambar 3.4.** Skema ilustrasi hubungan antara fasies dengan lingkungan pengendapan. Hubungan fasies dengan lingkungan pengendapan didefinisikan sebagai hubungan sebab - akibat (Selley, 1985). 45
- Gambar 3.5.** Empat jenis platform pada lingkungan pengendapan karbonat. Berdasarkan platformnya, yang membedakan antara keempatnya adalah jarak platform dan morfologinya, apakah melampar cukup luas atau hanya dibatasi oleh tinggian dan rendahan (Boggs, 2006). 51
- Gambar 3.6.** Lingkungan Lingkungan pengendapan karbonat yang dibagi menjadi empat sub lingkungan pengendapan karbonat. Keempatnya adalah *off-reef open shelf*, *forereef slope*, *reef core*, dan *back-reef lagoon* (Boggs, 2006). 54
- Gambar 3.7.** Lingkungan diagenesis batuan karbonat (Tucker dan Wright, 1990). Lingkungan tersebut terbagi menjadi Zona *Marine Phreatic*, Zona *Burial*, Zona *Freshwater Phreatic*, Zona *Freshwater Vadose*, dan Zona *Mixing* 59

- Gambar 3.8.** Tipe-tipe porositas batuan karbonat (Chaquette & Pray, 1970). Gambar tersebut menunjukkan gambaran secara dua dimensi dari setiap jenis porositas. Jenis porositas tersebut terbagi antara *fabric selective*, *non fabric selective*, dan *fabric selective or not*. 62
- Gambar 3.9.** Respon log gamma ray (Rider, 2002). Log gamma ray akan menunjukkan adanya perubahan sifat radioaktif dalam batuan. Prinsip pengukurannya adalah mendeteksi arus yang ditimbulkan oleh ionisasi. 64
- Gambar 3.10.** Respon log density (Rider, 2002). Secara kuantitatif log density digunakan untuk mengukur porositas dan secara tidak langsung mengukur densitas hidrokarbon (HC). 65
- Gambar 3.11.** Respon log Neutron (Rider, 2002). Log Neutron merekam Hydrogen index (HI) dari formasi. HI merupakan indikator kelimpahan kandungan hidrogen dalam formasi. Satuan pengukuran dinyatakan dalam satuan PU (Porosity Unit). Log neutron juga disebut sebagai log porositas. 67
- Gambar 3.12.** Respon log Spontaneous Potensial (Rider, 2002). Log SP (Spontaneous Potential) adalah log yang mengukur perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dan sebuah elektroda yang ada pada lubang bor. 69
- Gambar 3.13.** Respon dan prinsip kerja log Sonic (Rider, 2002). Log sonic memberikan sebuah *Interval* waktu yang dinamakan delta-t (Δt). Pengukuran sebuah formasi menggunakan gelombang suara. 71
- Gambar 3.14.** Respon log Caliper (Rider, 2002). Log caliper adalah salah satu log mekanik yang mengukur keadaan lubang bor untuk mengetahui zona washout, breakout dan lain – lain. 73
- Gambar 3.15.** Respon log photoelectric factor (Rider, 2002). Log ini adalah salah satu log yang digunakan untuk mendeteksi nilai photoelectric factor index (Pe) dimana nilai ini berhubungan dengan matriks dan porositas. 74
- Gambar 4.1.** Diagram alir penelitian yang dimulai dengan studi pustaka yang kemudian dilanjut ke tahap pengumpulan data. Setelah tahap pengumpulan data kemudian masuk ke tahap pengolahan dan analisis data. 92

Gambar 5.1. Pembagian litofasies berdasarkan log dan deskripsi <i>sidewall core</i> Sumur PGM-01.....	101
Gambar 5.2. Pembagian litofasies berdasarkan log dan deskripsi <i>mudlog</i> Sumur PGM-02.....	102
Gambar 5.3. Pembagian litofasies berdasarkan log dan deskripsi <i>sidewall core</i> Sumur PGM-03.....	103
Gambar 5.4. Pembagian litofasies berdasarkan log dan deskripsi <i>sidewall core</i> Sumur PGM-01 beserta lingkungan pengendapannya.....	108
Gambar 5.5. Pembagian litofasies berdasarkan log dan deskripsi <i>mudlog</i> Sumur PGM-02 beserta lingkungan pengendapannya.....	109
Gambar 5.6. Pembagian litofasies berdasarkan log dan deskripsi <i>sidewall core</i> Sumur PGM-01 beserta lingkungan pengendapannya.....	110
Gambar 5.7. Interpretasi lingkungan pengendapan pada daerah penelitian (berada pada kotak merah) menunjukkan lingkungan pengendapan <i>Back-Reef Lagoon</i> dengan sub-lingkungan pengendapan <i>Outer Lagoon</i> dan <i>Inner Lagoon</i> (Pomar dan Green, 1997).	111
Gambar 6.1. Tahap perhitungan <i>pre-calculation</i> pada software Geolog 7.0	120
Gambar 6.2. Tahap perhitungan <i>enviromtmental correction</i> untuk log <i>gamma ray</i> pada software Geolog 7.0.	121
Gambar 6.3. Tahap perhitungan <i>enviromtmental correction</i> untuk log <i>neutron</i> pada software Geolog 7.0.	121
Gambar 6.4. Tahap perhitungan <i>enviromtmental correction</i> untuk log <i>density</i> pada software Geolog 7.0.	121
Gambar 6.5. Histogram nilai <i>gamma ray</i> maksimum dan minimum dari setiap sumur. Nilai <i>gamma ray</i> maksimum PGM-01, PGM-02, PGM-03, yaitu 91 GAPI, 107 GAPI, dan 45 GAPI. Nilai <i>gamma ray</i> minimumnya, yaitu 19 GAPI, 13 GAPI, dan 14 GAPI.).	123
Gambar 6.6. Hasil analisis volume shale pada Sumur PGM-01. Pada Sumur PGM-01 nilai <i>gamma ray</i> maksimum adalah 91 GAPI	

sedangkan nilai *gamma ray* minimum adalah 19 GAPI (skala
1 : 500)..... 124

Gambar 6.7. Hasil analisis volume shale pada Sumur PGM-02. Pada Sumur PGM-02 menunjukkan nilai *gamma ray* maksimum adalah 107 GAPI dan nilai *gamma ray* minimum adalah 13 GAPI (skala 1 : 500). 125

Gambar 6.8. Hasil analisis volume shale pada Sumur PGM-03. Pada Sumur PGM-03 menunjukkan nilai *gamma ray* maksimum adalah 75 GAPI dan nilai *gamma ray* minimumnya adalah 14 GAPI (skala 1 : 500). 126

Gambar 6.9. Hasil analisis serta klasifikasi kualitas nilai porositas pada Sumur PGM-01. Sumur-PGM-01 nilai porositas efektif maksimumnya 30% dan nilai porositas efektif minimumnya 0% (skala 1:500)..... 129

Gambar 6.10. Hasil analisis dan klasifikasi kualitas nilai porositas pada Sumur PGM-02. Sumur PGM-02 nilai porositas efektif maksimalnya adalah 45% dan nilai porositas efektif minimumnya 0.4% (skala 1 : 500). 130

Gambar 6.11. Hasil analisis dan klasifikasi kualitas nilai porositas pada Sumur PGM-03. Sumur PGM-03 nilai porositas efektif maksimalnya adalah 27% dan nilai porositas efektif minimumnya 0% (skala 1 : 500) 131

Gambar 6.12. Hasil *crossplot* pada Sumur PGM-01 untuk menentukan nilai *cut off* antara porositas dan *volume shale*. Pada Sumur PGM-01 nilai *cut off* porositas minimalnya 10% dan nilai *cut off volume shale* maksimalnya 40%. 133

Gambar 6.13. Hasil *crossplot* pada Sumur PGM-02 untuk menentukan nilai *cut off* antara porositas dan *volume shale*. Pada Sumur PGM-02 nilai *cut off* porositas minimalnya 10% dan nilai *cut off volume shale* maksimalnya 48%..... 134

Gambar 6.14. Hasil *crossplot* pada Sumur PGM-03 untuk menentukan nilai *cut off* antara porositas dan *volume shale*. Pada Sumur PGM-03 nilai *cut off* porositas minimalnya 10% dan nilai *cut off volume shale* maksimalnya 45%..... 135

Gambar 6.15. *Interval* zona reservoir karbonat pada Sumur PGM-01 dan lingkungan diagenesisnya. Pada Sumur PGM-01 yang termasuk ke dalam zona reservoir karbonat adalah pada kedalaman 4090 ft – 4110 ft, 4206 ft – 4285 ft, 4415 ft – 4435 ft, dan 4454 ft – 4484 ft.. 137

Gambar 6.16. *Interval* zona reservoir karbonat pada Sumur PGM-02 dan lingkungan diagenesisnya. Pada Sumur PGM-02 yang termasuk ke dalam zona reservoir karbonat adalah pada kedalaman 2636 ft – 2675 ft dan 2697 ft – 2735 ft.. 138

Gambar 6.17. *Interval* zona reservoir karbonat pada Sumur PGM-03. Pada Sumur PGM-03 yang termasuk ke dalam zona reservoir karbonat, yaitu kedalaman 4230 ft – 4255 ft, 4300 ft – 4325 ft, 4390 ft – 4415 ft..... 139

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1. Nilai densitas batuan yang pada umumnya dijumpai menurut (Schlumberger 1972, dalam Harsono, 1997).....	81
Tabel 3.2. Klasifikasi nilai porositas menurut Koesoemadinata (1980).	84
Tabel 4.1. Kelengkapan data penelitian.	87
Tabel 4.2. Waktu penelitian.	94
Tabel 5.1. Range nilai log Gamma Ray pada asosiasi litofasies Wackestone-Packstone.	99
Tabel 5.2. Proses diagenesis yang terjadi pada reservoir karbonat Formasi Baturaja di Lapangan PGM.....	118
Tabel 6.1. Klasifikasi nilai porositas menurut Koesoemadinata (1980)	128

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran A.1. Data <i>Side Wall Core</i> Sumur PGM01	151
Lampiran A.2. Data <i>Mudlog</i> Sumur PGM02	153
Lampiran A.3. Data <i>Side Wall Core</i> Sumur PGM03	154