



**UNIVERSITAS DIPONEGORO**

**ANALISIS KARAKTERISTIK RESERVOIR UNTUK  
EVALUASI FORMASI PADA SUMUR “LCP-1”, “LCP-2” DAN  
“LCP-3”, FORMASI TALANG AKAR DAN FORMASI  
BATURAJA, CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA**

**TUGAS AKHIR**

**LARAS CAHYANI PUTRI**

**21100113120050**

**FAKULTAS TEKNIK  
DEPARTEMEN TEKNIK GEOLOGI**

**SEMARANG  
SEPTEMBER 2017**



**UNIVERSITAS DIPONEGORO**

**ANALISIS KARAKTERISTIK RESERVOIR UNTUK  
EVALUASI FORMASI PADA SUMUR “LCP-1”, “LCP-2” DAN  
“LCP-3”, FORMASI TALANG AKAR DAN FORMASI  
BATURAJA, CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA**

**TUGAS AKHIR**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar  
Sarjana**

**LARAS CAHYANI PUTRI**

**21100113120050**

**FAKULTAS TEKNIK  
DEPARTEMEN TEKNIK GEOLOGI**

**SEMARANG  
SEPTEMBER 2017**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir ini diajukan oleh :

Nama : Laras Cahyani Putri

NIM : 21100113120050

Departemen : Teknik Geologi


Fakultas : Teknik

Judul Tugas Akhir : Analisis Karakteristik Reservoir untuk Evaluasi Formasi pada Sumur "LCP-1", "LCP-2" dan "LCP-3", Formasi Talang Akar dan Formasi Baturaja, Cekungan Jawa Barat Utara.

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Tim Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana pada Departemen Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro.

### TIM PENGUJI

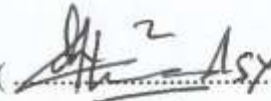
Pembimbing I : Fahrudin, S.T., M.T.  
NIP. 198301222006041002

(  
.....)

Pembimbing II : Reddy Setyawan, S.T., M.T.  
NIK. 198810230214011224

(  
.....)

Penguji I : Ahmad Syauqi Hidayatillah, S.T. M.T.  
NIK. 199011180115081081

(  
.....)

Penguji II : Anis Kurniasih, S.T. M.T.  
NIP. 198609272014042001

(  
.....)

Semarang, 4 September 2017  
Ketua Departemen Teknik Geologi,



  
**Najib, ST, M.Eng., Ph.D**  
NIP. 197710202005011001

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Tugas Akhir ini adalah hasil karya saya sendiri dan semua sumber baik yang dikutip maupun yang dirujuk telah saya nyatakan dengan benar.

Nama : Laras Cahyani Putri

NIM : 21100113120050

Tanda Tangan :



Tanggal : 4 September 2017

## **HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

---

---

Sebagai sivitas akademika Universitas Diponegoro, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Laras Cahyani Putri  
NIM : 21100113120050  
Departemen : Teknik Geologi  
Fakultas : Teknik  
Jenis Karya : Tugas Akhir

Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Diponegoro **Hak Bebas Royalti Non-eksklusif** (*Non-exclusive Royalty Free Right*) atas karya ilmiah saya yang berjudul:

**Analisis Karakteristik Reservoir untuk Evaluasi Formasi pada Sumur “LCP-1”, “LCP-2” dan “LCP-3”, Formasi Talang Akar dan Formasi Baturaja, Cekungan Jawa Barat Utara.**

Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti/Noneksklusif ini, Universitas Diponegoro berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat dan mempublikasikan Tugas Akhir saya selama tetap tercantum nama saya sebagai penulis/ pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenar-benarnya.

Dibuat di : Semarang  
Pada Tanggal : 4 September 2017

Yang Menyatakan,



Laras Cahyani Putri  
NIM. 21100113120050

## **KATA PENGANTAR**

Minyak dan gas bumi telah menjadi salah satu sumber energi yang penting dalam kehidupan manusia. Hal ini berdampak terhadap besar usaha untuk meningkatkan produksi sebagai upaya memenuhi kebutuhan akan minyak dan gas bumi. Kegiatan eksplorasi merupakan usaha untuk menentukan zona prospek dan objektif terhadap potensi dari masing-masing komponen sistem petroleum pada suatu lapangan minyak dan gas bumi. Potensi reservoir pada suatu formasi dikontrol oleh karakteristik dari reservoir. Pengembangan sangat diperlukan untuk kenaikan produksi minyak dan gas bumi. Pemahaman lanjut mengenai kondisi formasi dan lapangan tersebut sangat diperlukan sebagai salah satu pertimbangan bagi pengembangan suatu lapangan minyak bumi. Studi karakteristik dari formasi untuk melakukan evaluasi formasi merupakan cara efektif untuk mengetahui potensi suatu formasi dalam menghasilkan minyak dan gas bumi. Tulisan ini berisi tentang analisis faktor karakteristik reservoir untuk evaluasi Formasi Baturaja dan Formasi Talang Akar pada Cekungan Jawa Barat Utara. Diharapkan dengan adanya kajian ini dapat dijadikan sebagai gambaran dalam pengembangan lapangan

Semarang, 4 September 2017

Penulis

## UCAPAN TERIMA KASIH

Puji syukur penulis panjatkan kepada kehadirat Allah SWT karena atas limpahan rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan penyusunan laporan Tugas Akhir yang berjudul “Analisis Karakteristik Reservoir untuk Evaluasi Formasi pada Sumur “LCP-1”, “LCP-2” dan “LCP-3”, Formasi Talang Akar dan Formasi Baturaja, Cekungan Jawa Barat Utara”. Laporan Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu syarat kurikulum program S-1 Departemen Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro.

Pada kesempatan ini penulis ingin menyampaikan ucapan terimakasih kepada:

1. Allah Subhanahu Wata'ala atas rahmat dan karunianya serta nikmat sehat yang diberikan sehingga penulis dapat menyelesaikan penelitian dan pembuatan laporan Tugas Akhir.
2. Bapak Najib, S.T., M.Eng., Ph.D., selaku Ketua Departemen Teknik Geologi Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro.
3. Bapak Ari Samodra selaku *Chief of Geology* PT. Pertamina Upstream Technology Center yang telah memberikan izin pelaksanaan Tugas Akhir di PT. Pertamina Upstream Technology Center.
4. Bapak Tri Winarno S.T., M.Eng., selaku dosen wali yang telah membimbing dan memberikan nasihat selama perkuliahan.
5. Bapak Fahrudin, S.T., M.T., selaku dosen pembimbing I, Mas Reddy Setyawan, S.T., M.T., selaku pembimbing II di Departemen Teknik Geologi dan Bapak Ir. Fahyani Suwidiyanto, M.T., selaku pembimbing perusahaan yang telah memberikan segala bimbingan, saran, motivasi, diskusi dan masukan selama awal persiapan hingga akhir pelaksanaan Tugas Akhir ini.
6. Bapak Ahmad Syauqi Hidayatillah, S.T., M.T. dan Ibu Anis Kurniasih, S.T., M.T., selaku penguji dalam Tugas Akhir saya, yang telah menguji dan memberikan masukan serta bimbingannya selama proses revisian dari Tugas Akhir ini.
7. Kedua orangtua penulis, Bapak Mansur dan Ibu Nur Fadhilah, serta saudara-saudara kandung penulis Mas Gilang Ramadhan Nur Cahyono Putro, Adik Lintang Trinita Cahyani Putri dan Mutiara Mansur Cahyani Putri atas dukungannya yang diberikan kepada penulis untuk melakukan Tugas Akhir ini.
8. Seluruh Staff Fungsi Geologi PT. Pertamina Upstream Technology Center, yang memberikan ilmu, diskusi dan saran dalam proses pengerjaan Tugas Akhir.
9. Keluarga besar Teknik Geologi Universitas Diponegoro 2013 atas seluruh motivasi dan kebersamaannya.
10. Elok Annis Devi, Fatma Widiyaningsih S.T., Dina Kusumawardani S.T., Eka Fitria Novita Sainyakit, Rosalina Immanuella, Trisna Jayanti, Alif Akbar S.T., Wisnu Wijaya Jati S.T., Ilham Hani Pratama S.T., Muhammad Idham Fauzan S.T., Izza Hayyu Hanani, Nindyan Agna R., Putri Agustin, yang telah memberikan semangat serta dukungannya kepada penulis.

Penulis menyadari bahwa dalam penulisan laporan Tugas Akhir ini masih terdapat banyak kekurangan. Oleh karena itu, dengan berbesar hati penulis menerima segala kritik dan saran untuk perbaikan, dengan harapan penulisan laporan Tugas Akhir ini dapat memberikan manfaat bagi pembaca dan peneliti selanjutnya.

Semarang, 4 September 2017

**Penulis**

## HALAMAN PERSEMBAHAN

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Ku persembahkan karya Tugas Akhir ini teruntuk Papa Mansyur dan Mama Nur Fadhilah atas limpahan doa dan kasih sayangnya yang telah mendidik hingga mampu menyelesaikan pendidikan di kuliah ini dengan semangat dan kerja keras serta doa yang tiada henti terucapkan.  
Teruntuk Mas Gilang dan Adik Lintang serta Mutiara atas rasa kasih sayang yang diberikan.

*Niscaya Allah akan mengangkat (derajat) orang-orang yang beriman diantara mu dan orang-orang yang diberi ilmu beberapa derajat.  
(QS. Al-Mujadalah 11).*



## SARI

Cekungan Jawa Barat Utara merupakan cekungan yang berpotensi menghasilkan hidrokarbon, keterdapatannya perlu dilakukan studi terhadap daerah tersebut. Optimalisasi awal dari suatu cekungan hidrokarbon produktif yaitu dengan melakukan evaluasi formasi secara kualitatif dan kuantitatif. Studi evaluasi formasi bertujuan untuk menentukan karakteristik dan parameter petrofisik dari batuan reservoir yang berpotensi untuk menghasilkan hidrokarbon. Tujuan penelitian ini bertujuan untuk mengetahui jenis litologi, fluida distribusi litologi, fasies dan nilai dari parameter petrofisik pada batuan reservoir yang menghasilkan hidrokarbon, mengetahui persebaran secara lateral dari zona prospektif serta mengetahui karakteristik reservoir pada Formasi Talang Akar dan Formasi Baturaja, Lapangan LCP.

Metodologi penelitian yang digunakan berupa metode studi kasus dan pustaka, metode *quality control* data log berupa tahapan pra-kalkulasi, koreksi terhadap lingkungan pengeboran, normalisasi log GR, dan analisis karakteristik fisik dari reservoir berupa identifikasi jenis litologi, identifikasi jenis fluida, identifikasi fasies dan lingkungan pengendapan secara elektrofisik. Identifikasi terhadap nilai petrofisik dari reservoir berupa nilai volume serpih (Vsh), porositas efektif (Phie), resistivitas air formasi (Rw), saturasi air formasi (Sw).

Berdasarkan hasil analisis Formasi Baturaja diinterpretasikan bahwa litologi yang menyusun reservoir berupa batugamping dan batulempung dengan fasies pengendapan berupa *reef crest* hingga *fore reef*, reservoir yang terbentuk memiliki nilai rata-rata parameter petrofisik berupa Vsh sebesar 0,27 v/v, Phie sebesar 0,41 v/v dan Sw sebesar 0,65 v/v sehingga menghasilkan zona *net pay* dengan ketebalan 22,77 m. Sedangkan hasil analisis pada Formasi Talang Akar diinterpretasikan terbentuk dari litologi berupa batupasir, batulempung, batubara dan batugamping klastik dengan fasies pengendapan *distributary channel fill*, *transgressive shelf*, *delta front* hingga *carbonate shelf margin*, reservoir yang terbentuk memiliki nilai rata-rata parameter petrofisik berupa Vsh sebesar 0,34 v/v, Phie sebesar 0,20 v/v dan Sw sebesar 0,38 v/v sehingga menghasilkan total ketebalan zona *net pay* rata-rata sebesar 14,96 m.

**Kata Kunci :** Cekungan Jawa Barat Utara, Formasi Baturaja, Formasi Talang Akar, Karakteristik Reservoir, Evaluasi Formasi.

## ABSTRACT

*North West Java Basin was a basin that could potentially produced hydrocarbons. The existence of this potential in this area need to be reviewed. The initial optimization of a productive hydrocarbon basin was by conducting qualitative and quantitative evaluation of formation. The Formation evaluation was aimed to determine the characteristics and parameters of petrophysic from reservoir rocks that have the potential to produce hydrocarbons. The purpose of this research was to determine the type of lithology, fluid distribution in lithology, facies and the value of petrophysical pameters of reservoir rock that produced hydrocarbons, understanding the lateral distribution of the prospective zones, and determine the characteristics of the reservoir at Baturaja Formation and Talang Akar Formation LCP Field.*

*The methodology used in this research were case study and reference method, quality control log data method, likes pre-calculation; the correction of drilling environments; normalizing Gamma Ray log; and analyzing characteristics of the reservoir. The physical characteristics of the reservoir are the type of lithology, the type of fluid, facies and depositional environment, and the reservoir petrophysic value. The reservoir petrophysic value consists of shale volume (Vsh), effective porosity (Phie), formation water resistivity (Rw), and formation water saturation (Sw).*

*Based on the analysis Baturaja formation , it is interpreted that the reservoir composed of limestone and mudstone with reef crest - fore reef depositional facies. The reservoir has an average petrophysic value for Vsh (shale volume) at 0,27 v/v, Phie (effective porosity) at 0,41 v/v and Sw (water saturation) at 0,65 v/v. Futher more of the net pay zone with a thickness of 22,77 m. Meanwhile, the results of Formation Analysis at Talang Akar interpreted likes lithology type of sandstone, mudstone, coal and limestone clastic with facies sedimentation distributary channel fill, transgressive shelf, delta front and carbonate shelf margin, reservoir formed has an average value of petrophysic value form of Vsh at 0,34 v/v, Phie of 0,20 v/v and Sw of 0,38 v/v resulting in a total net pay zone thickness average of 14.96 m.*

**Keywords:** *North West Java Basin, Baturaja Formation and Talang Akar Formation, Reservoir Characteristic, Formation Evaluation.*

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL</b> .....	i
<b>HALAMAN PENGESAHAN</b> .....	ii
<b>HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS</b> .....	iii
<b>HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI</b> .....	iv
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	v
<b>UCAPAN TERIMA KASIH</b> .....	vi
<b>HALAMAN PERSEMBAHAN</b> .....	vii
<b>SARI</b> .....	viii
<b>ABSTRACT</b> .....	ix
<b>DAFTAR ISI</b> .....	x
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	xiii
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	xvi
<b>DAFTAR LAMPIRAN</b> .....	xvii
<b>BAB I PENDAHULUAN</b> .....	1
I.1 Latar Belakang .....	1
I.2 Tujuan Penelitian .....	2
I.3 Batasan Masalah .....	2
I.4 Lokasi Penelitian .....	3
I.5 Manfaat Penelitian .....	4
I.6 Sistematika Penulisan .....	4
I.7 Penelitian Terdahulu .....	5
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b> .....	9
II.1 Kondisi Fisiografis Cekungan Jawa Barat Utara .....	9
II.2 Tektonostratigrafi Sub-cekungan Jatibarang .....	11
II.3 Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Barat Utara .....	11
II.4 Sistem Petroleum Cekungan Jawa Barat Utara .....	15
II.5 <i>Hydrocarbon Play</i> Cekungan Jawa Barat Utara .....	18
II.6 <i>Wireline Log</i> .....	19
II.7 Dasar Analisis Petrofisik .....	20
II.7.1 Analisis Kualitatif .....	20
II.7.2 Analisis Kuantitatif .....	21
II.7.2.1 Volume Serpih .....	21
II.7.2.2 Porositas .....	22
II.7.2.3 Resistivitas Air Formasi ( $R_w$ ) .....	24
II.7.2.4 Saturasi Air ( $S_w$ ) .....	24
II.7.2.5 Saturasi Hidrokarbon ( $S_h$ ) .....	26
II.8 Interpretasi Sedimentologi dari Data <i>Wireline Log</i> .....	26
II.8.1 Pola Tabung ( <i>Cylindrical Shape</i> ) .....	29
II.8.2 Pola Corong ( <i>Funnel Shape</i> ) .....	29
II.8.3 Pola Lonceng ( <i>Bell Shape</i> ) .....	29
II.8.4 Pola Simetri ( <i>Symmetrical Shape</i> ) .....	30
II.8.5 Pola Gerigi ( <i>Serrated Shape</i> ) .....	30

II.9	Sikuen Stratigrafi .....	30
II.10	<i>Parasequence Set</i> .....	30
II.11	Fasies Delta.....	31
II.12	Fasies Karbonat .....	32
<b>BAB III</b>	<b>METODOLOGI PENELITIAN</b> .....	34
III.1	Alat dan Bahan Penelitian .....	35
III.2	Data Penelitian.....	35
III.2.1	Data <i>Mud Log</i> .....	35
III.2.2	Data <i>Side Wall Core</i> (SWC).....	38
III.2.3	Data Sayatan Tipis dari Sampel <i>Cutting</i> .....	39
III.2.4	Data <i>Drill-Stem Test</i> (DST).....	39
III.2.5	Data Log .....	40
III.3	Metodologi Penelitian.....	40
III.3	Metode <i>Quality Control Data Log</i> .....	40
III.3.1	Pra-Kalkulasi .....	41
III.3.2	Metode <i>Environmental Correction</i> .....	41
III.3.3	Normalisasi Log GR.....	42
III.4	Metode Identifikasi Jenis Litologi .....	42
III.5	Metode Identifikasi Jenis Fluida.....	42
III.6	Metode Penentuan Distribusi Litologi, Fasies dan Lingkungan Pengendapan .....	42
III.7	Metode Penentuan Nilai Volume Serpih (Vsh) .....	43
III.8	Metode Penentuan Nilai Porositas ( $\Phi$ ) .....	44
III.9	Metode Penentuan Nilai Resistivitas Air Formasi.....	44
III.10	Penentuan Nilai Saturasi Air (Sw).....	45
III.11	Penentuan <i>Cut-off</i> .....	45
III.12	Diagram Alir Penelitian .....	46
III.13	Hipotesis .....	47
<b>BAB IV</b>	<b>HASIL DAN PEMBAHASAN</b> .....	48
IV.1	<i>Quality Control Data Log</i> .....	48
IV.1.1	Pra-kalkulasi .....	48
IV.1.2	<i>Environmental Correction Data Log</i> .....	50
IV.1.3	Normalisasi Log GR.....	50
IV.2	Penentuan Litologi .....	51
IV.3	Penentuan Jenis Fluida .....	57
IV.4	Identifikasi Reservoir.....	58
IV.5	Analisis Stratigrafi .....	59
IV.5.1	<i>System Tract</i> .....	60
IV.5.2	Unit Stratigrafi.....	61
IV.6	Analisis Fasies dan Lingkungan Pengendapan.....	62
IV.6.1	Interpretasi Fasies dan Lingkungan Pengendapan Formasi Talang Akar.....	65
IV.6.2	Interpretasi Fasies dan Lingkungan Pengendapan Formasi Baturaja .....	72

IV.6.3	Interpretasi Morfologi <i>Platform</i> dan Struktur dari Data <i>Composite Seismic</i> .....	79
IV.7	Perhitungan Parameter Petrofisik .....	81
IV.7.1	Perhitungan Volume Serpih (Vsh) .....	84
IV.7.2	Perhitungan Porositas .....	86
IV.7.3	Perhitungan Resistivitas Air Formasi (Rw) .....	90
IV.7.4	Perhitungan Saturasi Air (Sw).....	91
IV.7.5	Penentuan Nilai <i>Cut-off</i> dan <i>Net Pay</i> .....	91
IV.8	Evaluasi Formasi Daerah Penelitian .....	93
IV.8.1	Evaluasi Formasi Talang Akar .....	93
IV.8.2	Evaluasi Formasi Baturaja .....	97
<b>BAB V</b>	<b>KESIMPULAN DAN SARAN</b> .....	101
V.1	Kesimpulan .....	101
V.2	Saran .....	102

**DAFTAR PUSTAKA**  
**LAMPIRAN**

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Lokasi penelitian pada wilayah <i>onshore</i> Cekungan Jawa Barat Utara (Pertamina, 2008) .....	3
Gambar 2.1	Struktur geologi yang terdapat pada Cekungan Jawa Barat Utara (Reminton dan Pranyoto, 1985; Adnan dkk., 1001; dalam Bishop, 2000) .....	9
Gambar 2.2	Peta fisiografis dan penampang barat-timur Cekungan Jawa Barat Utara (Suyono dkk, 2005) .....	10
Gambar 2.3	Kolom stratigrafi regional Cekungan Jawa Barat Utara (Pertamina, 2005).....	14
Gambar 2.4	Ilustrasi lingkungan pengendapan daerah penelitian lapangan “LCP” (Pertamina, 2008) .....	16
Gambar 2.5	Empat tipe sistem petroleum pada Baratdaya Asia (Doust dan Lijmbach, 1997) .....	17
Gambar 2.6	Konsep <i>exploration play</i> terintegrasi pada Cekungan Jawa Barat Utara (Pertamina, 2005) .....	19
Gambar 2.7	Pola <i>log gamma ray</i> dalam interpretasi lingkungan pengendapan (Cant, 1992 dalam Nichols, 2009) .....	27
Gambar 2.8	Bentuk <i>log gamma ray</i> pada batuan silisilastik (Kendall, 2003) .....	28
Gambar 2.9	Bentuk <i>log gamma ray</i> pada batuan karbonat (Kendall, 2003) .....	28
Gambar 2.10	Susunan pola dari parasikuen dalam membentuk set parasikuen menunjukkan karakteristik dari <i>system tract</i> yang berbeda (Nichols, 2009) .....	31
Gambar 2.11	Profil vertikal dari suksesi fasies yang muncul pada lingkungan delta (Nichols 2009).....	32
Gambar 2.12	Fasies Karbonat (Pomar, 2004).....	33
Gambar 3.1	Contoh data <i>Mud Log</i> pada Sumur “LCP-1” interval kedalaman 6200-300 m (Elnusa, 2005) .....	37
Gambar 3.2	Contoh data <i>Side Wall Core</i> (Elnusa, 2005) .....	38
Gambar 3.3	Diagram alir metodologi penelitian Tugas Akhir .....	46
Gambar 4.1	Hasil pra-kalkulasi berupa FTEMP (kanan) dan FPRESS (kiri), ada Sumur “LCP-1”, Formasi Talang Akar.....	49
Gambar 4.2	Contoh hasil pra-kalkulasi pada data log Sumur “LCP-3” interval kedalaman 2193-2230 m.....	49
Gambar 4.3	Contoh hasil <i>environmental correction</i> pada data log Sumur “LCP-1”, interval kedalaman 2288-2340 m.....	50
Gambar 4.4	Histogram normalisasi data <i>log gamma ray</i> pada Sumur LCP-1 (merah), LCP-2 (hijau) dan LCP-3 (biru).....	51
Gambar 4.5	Hasil analisis litologi terintegrasi dengan <i>mud log</i> pada Sumur “LCP-2”, Formasi Baturaja .....	54
Gambar 4.6	Hasil analisis litologi terintegrasi dengan <i>mud log</i> pada Sumur “LCP-2”, Formasi Talang Akar.....	56

Gambar 4.7	Contoh penentuan jenis fluida terintegrasi dengan data DST pada interval kedalaman 2609-2631 m Sumur “LCP-1” .....	57
Gambar 4.8	Contoh penentuan jenis fluida terintegrasi dengan data DST pada interval kedalaman 2788-2804 m Sumur “LCP-1” .....	58
Gambar 4.9	Contoh zona reservoir interval kedalaman 2845-2500 m Sumur “LCP-1” .....	59
Gambar 4.10	Contoh pola progradasi pada Sumur “LCP-1”, Formasi Talang Akar interval kedalaman 2920-2957 m .....	63
Gambar 4.11	Contoh pola agradasi pada Sumur “LCP-1”, Formasi Baturaja interval kedalaman 2525-2600 m .....	64
Gambar 4.12	Contoh pola agradasi pada Sumur “LCP-2” Formasi Baturaja interval kedalaman 2306-2325 m .....	65
Gambar 4.13	Korelasi stratigrafi lintasan A-B pada Formasi Talang Akar Lapangan LCP .....	68
Gambar 4.14	Korelasi fasies pada Formasi Talang Akar daerah penelitian	69
Gambar 4.15	Diagram pagar korelasi fasies pada Formasi Talang Akar, Lapangan LCP .....	70
Gambar 4.16	Ilustrasi model lingkungan pengendapan pada Formasi Talang Akar, Lapangan LCP (Nichols, 2009 dimodifikasi)	71
Gambar 4.17	Korelasi fasies karbonat pada Formasi Baturaja daerah penelitian .....	75
Gambar 4.18	Korelasi stratigrafi lintasan A-B pada Formasi Baturaja, Lapangan LCP .....	76
Gambar 4.19	Diagram pagar karbonat pada Formasi Baturaja, Lapangan LCP .....	77
Gambar 4.20	Ilustrasi model lingkungan pengendapan pada Formasi Baturaja, Lapangan LCP (Nichols, 2009 dimodifikasi) .....	78
Gambar 4.21	Penampang <i>composite seismic</i> pada Sumur “LCP-1”, “LCP-2” dan “LCP-3”, Lapangan LCP .....	80
Gambar 4.22	Histogram normalisasi data log <i>gamma ray</i> pada Formasi Baturaja (kiri) dan Formasi Talang Akar (kanan), untuk penentuan parameter nilai GR mtriks dan GR shale .....	85
Gambar 4.23	Validasi perhitungan nilai volume serpih dengan hasil interpretasi litologi secara kualitatif dan terintegrasi dengan data <i>mud log</i> , pada kedalaman 2475-2531m, Sumur “LCP-1” Formasi Baturaja (kiri) dan kedalaman 2775-2828 m, Sumur “LCP-1” Formasi Talang Akar (kanan) .....	85
Gambar 4.24	<i>Crossplot</i> nilai RHOB dan NPHI pada Formasi Baturaja dari daerah penelitian sebagai penentu parameter untuk menghitung porositas .....	87
Gambar 4.25	<i>Crossplot</i> nilai RHOB dan NPHI pada Formasi Talang Akar dari daerah penelitian sebagai penentu parameter untuk menghitung porositas .....	88
Gambar 4.26	Menentukan nilai $R_w$ pada Formasi Baturaja dengan metode <i>pickett plot</i> menggunakan <i>software</i> Geolog 7.0 .....	90

Gambar 4.27	Menentukan nilai $R_w$ pada Formasi Talang Akar dengan metode <i>pickett plot</i> menggunakan <i>software</i> Geolog 7.0 .....	90
Gambar 4.28	Menentukan nilai <i>cut-off</i> volume serpih (garis merah) dan <i>cut-off</i> porositas efektif (garis hijau), untuk penentuan zona <i>net reservoir</i> .....	92
Gambar 4.29	Menentukan nilai <i>cut-of</i> saturasi air (garis kuning), untuk penentuan zona <i>net pay</i> .....	92
Gambar 4.30	Korelasi zona reservoir pada Formasi Baturaja, Lapangan LCP .....	96
Gambar 4.31	Korelasi zona reservoir pada Formasi Talang Akar, Lapangan LCP.....	100



## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Perbedaan Koefisien dan Eksponen yang Digunakan untuk Perhitungan Faktor Formasi ( $F$ ) (Modifikasi Asquith, 1980) .....	24
Tabel 3.1	Tabel ketersediaan data log dari tiga sumur penelitian .....	40
Tabel 3.2	Data <i>well header</i> pada tiga sumur penelitian (Pertamina, 2005) .....	41
Tabel 4.1	Data akumulasi nilai Log GR pada interval daerah penelitian .....	52
Tabel 4.2	Litologi dan interpretasi mikrofases pada Sumur “LCP-2”, Formasi Baturaja (Pertamina, 2005) .....	74
Tabel 4.3	Indikasi hidrokarbon dari data <i>mud log</i> pada Sumur “LCP-1” .....	82
Tabel 4.4	Indikasi hidrokarbon dari data <i>mud log</i> pada Sumur “LCP-2” .....	83
Tabel 4.5	Indikasi hidrokarbon dari data <i>mud log</i> pada Sumur “LCP-3” .....	84
Tabel 4.6	Nilai rentang respon alat <i>logging</i> , warna biru (untuk Formasi Baturaja), warna kuning (untuk Formasi Talang Akar) pada daerah penelitian (Serra, 1972, 1979; Dresser Atlas, 1983; Gearhart, 1983; Schlumberger, 1985, 1989a, dalam Rider, 2002).....	86
Tabel 4.7	Parameter nilai perhitungan porositas pada daerah penelitian .....	87
Tabel 4.8	Perbandingan nilai porositas dari sayatan tipis sampel <i>cutting</i> dengan porositas hasil perhitungan data log pada Sumur “LCP-2”, Formasi Baturaja .....	89
Tabel 4.9	Parameter nilai <i>cut-off</i> untuk penentuan zona <i>net pay</i> pada daerah penelitian .....	91
Tabel 4.10	Hasil perhitungan parameter petrofisik pada Sumur LCP-1, LCP-2 dan LCP-3, Formasi Talang Akar .....	95
Tabel 4.11	Hasil perhitungan parameter petrofisik pada Sumur LCP-1, LCP-2 dan LCP-3, Formasi Baturaja .....	99

## DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1	Data DST Sumur “LCP-1” .....	105
Lampiran 2	Data DST Sumur “LCP-2” .....	106
Lampiran 3	Data <i>Side Wall Core</i> , Sumur “LCP-1” <i>Hole Size</i> 8,5 Inch ...	107
Lampiran 4	Data <i>Side Wall Core</i> , Sumur “LCP-1” <i>Hole Size</i> 12,25 Inch	112
Lampiran 5	Data <i>Side Wall Core</i> , Sumur “LCP-3” <i>Hole Size</i> 8,5 Inch ...	118
Lampiran 6	Data <i>Side Wall Core</i> , Sumur “LCP-3” <i>Hole Size</i> 12,25 Inch	122