



**UNIVERSITAS DIPONEGORO**

**EVALUASI FORMASI PADA RESERVOIR FORMASI  
GUMAI BERDASARKAN DATA SUMUR PADA  
LAPANGAN WIDYA, CEKUNGAN SUMATERA  
SELATAN**

**TUGAS AKHIR**

**DESSY WIDYA RATNASARI  
21100111140078**

**FAKULTAS TEKNIK  
DEPARTEMEN TEKNIK GEOLOGI**

**SEMARANG  
MEI 2018**



**UNIVERSITAS DIPONEGORO**

**EVALUASI FORMASI PADA RESERVOIR FORMASI  
GUMAI BERDASARKAN DATA SUMUR PADA  
LAPANGAN WIDYA, CEKUNGAN SUMATERA  
SELATAN**

**TUGAS AKHIR**

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

**DESSY WIDYA RATNASARI  
21100111140078**

**FAKULTAS TEKNIK  
DEPARTEMEN TEKNIK GEOLOGI**

**SEMARANG  
MEI 2018**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini diajukan oleh

Nama : Dessy Widya Ratnasari

NIM : 21100111140078

Departemen : Teknik Geologi

Fakultas : Teknik

Judul Tugas Akhir : Evaluasi Formasi pada Reservoir Formasi Gumai Berdasarkan Data Sumur pada Lapangan Widya, Cekungan Sumatera Selatan.

Telah berhasil dipertahankan dihadapan 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 : Ir. Hadi Nugroho, Dipl.EGS., MT



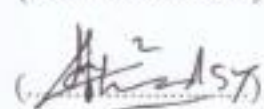
Pembimbing II : Reddy Setyawan, ST., MT



Penguji I : Yoga Aribowo, ST., MT



Penguji II : Ahmad Syauqi Hidayatillah, ST., MT



Semarang, 25 Mei 2018  
Ketua Departemen Teknik Geologi



Naib, ST., MT., 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 : Dessy Widya Ratnasari

NIM : 21100111140078

Tanda Tangan :



Tanggal : 25 Mei 2018

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

---

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

Nama : Dessy Widya Ratnasari  
NIM : 21100111140078  
Departemen : Teknik Geologi  
Fakultas : Teknik  
Jenis Karya : Tugas Akhir

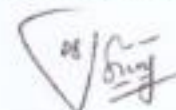
demikian pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Diponegoro Hak Bebas Royalti Non-eksklusif (*Non-exclusive Royalty Free Right*) atas karya ilmiah saya yang berjudul :

**Evaluasi Formasi pada Reservoir Formasi Gumai Berdasarkan Data Sumur pada Lapangan Widya, Cekungan Sumatera Selatan**

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenar-benarnya.

Dibuat di : Semarang  
Pada tanggal : 25 Mei 2018  
Yang Menyatakan



Dessy Widya Ratnasari

## KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadirat Allah SWT, atas rahmat-Nya sehingga laporan Tugas Akhir dengan judul **“Evaluasi Formasi pada Reservoir Formasi Gumai Berdasarkan Data Sumur pada Lapangan Widya, Cekungan Sumatera Selatan”** ini dapat tersusun baik untuk memenuhi syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Jurusan Teknik Geologi Fakultas Teknik Universitas Diponegoro Semarang.

Evaluasi Formasi merupakan suatu bahasan yang sangat umum di bidang eksplorasi minyak dan gas bumi. Kegiatan evaluasi formasi ini bertujuan untuk mengetahui potensi reservoir minyak dan gas bumi melalui perhitungan pada data sumur yang didapat dalam aktifitas pengeboran sehingga dari uraian ini penulis berharap agar para pembaca dapat memperoleh gambaran umum yang dapat menambah wawasan dan pengetahuan baru di bidang geologi yang berhubungan dengan kegiatan pengembangan minyak dan gas bumi. Selain itu penulis sangat mengharapkan kritik dan saran demi kesempurnaan laporan ini dan berharap semoga laporan ini bisa bermanfaat bagi semua pihak yang membacanya. Amin.

Semarang, Mei 2018

Penulis

## UCAPAN TERIMAKASIH

Dalam penyusunan laporan Tugas Akhir ini, penyusun banyak mendapatkan bantuan dan bimbingan baik secara langsung maupun tidak langsung. Untuk itu penyusun ingin mengucapkan rasa terima kasih kepada yang terhormat :

1. Bapak Ir. Hadi Nugroho, Dipl.EGS., MT., selaku pembimbing I yang selalu memberikan saran dari awal hingga akhir dalam penyusunan laporan Tugas Akhir ini.
2. Bapak Najib, ST., M.Eng., Ph.d selaku Ketua Departemen Teknik Geologi dan Bapak Tri Winarno, ST., M.Eng selaku Koordinator Bidang Akademik Departemen Teknik Geologi Universitas Diponegoro Semarang yang selalu memberi dukungan moril, fasilitas dan masukan dalam proses penyusunan Laporan ini.
3. Bapak Reddy Setyawan, ST., MT., selaku pembimbing II yang selalu membantu dalam proses penyusunan laporan.
4. Bapak Dian Agus Widiarso ST., MT dan Bapak Yoga Aribowo ST., MT selaku dosen wali dan dosen wali pengganti.
5. Bapak Andri Syafriya., ST., MT., dan Bapak Berry selaku pembimbing di Petrochina Jabung Ltd. yang selalu membantu dan memberi dukungan ketika proses pengerjaan data tugas akhir.
6. Teman – teman Teknik Geologi angkatan 2011 yang telah membantu dan memberi semangat.
7. Seluruh pihak yang tidak dapat disebutkan satu persatu atas semua bantuan yang telah diberikan.

Penyusun mengucapkan terimakasih yang sedalam-dalamnya.

Penulis

## HALAMAN PERSEMBAHAN

“Menyerah bukanlah solusi, menyerah adalah pertanda agar kita melihat dari sudut pandang yang lain.” (Penulis,2018)

Sesungguhnya sesudah kesulitan itu ada kemudahan, maka apabila kamu telah selesai (dari suatu urusan), kerjakanlah dengan sungguh-sungguh (urusan) yang lain, dan hanya kepada Tuhanmulah hendaknya kamu berharap.(QS. Al- insyirah:6-8)

Karya ini ku persembahkan kepada :

1. Kedua Orangtuaku Bapak Sujono dan Ibu Enda Safitri, adikku Eva dan Shofi, nenekku tersayang Ibu Rosni serta seluruh keluargaku yang selalu memberi dukungan.
2. Segenap dosen – dosen Teknik Geologi Universitas Diponegoro yang telah memberikan ilmu bagi penulis.
3. Petrochina Jabung Ltd. beserta staf yang memberikan kesempatan untuk melakukan penelitian Tugas Akhir
4. Teman-teman Geologi 2011 dan seluruh Mahasiswa Geologi.
5. Sigit, Faiq, Guntur, Dirga, Fajar dan Welly yang selalu memberikan dukungan tanpa henti.
6. Fifi, Bella, Mul dan Pande yang berjuang bersama ketika melakukan tugas akhir di Petrochina Jabung Ltd.

Semoga Allah SWT membalas semua amal kebaikan yang telah kalian diberikan kepada penulis. Amin.



## SARI

Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan di Pulau Sumatera yang sangat produktif. Menurut penelitian sebelumnya, salah satu formasi yang berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon setelah Formasi Talang Akar dan Formasi Baturaja adalah Formasi Gumai. Hal ini ditunjukkan dengan adanya penemuan cadangan baru pada Formasi Gumai sebesar 180 MMBOE sehingga diperlukan evaluasi formasi untuk mengetahui potensi reservoir pada Formasi Gumai.

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui variasi litologi secara vertikal, lingkungan pengendapan dan sifat fisik dari reservoir yang berkembang pada daerah penelitian meliputi volume serpih (Vsh), porositas ( $\Phi$ ), saturasi air (Sw) yang selanjutnya dapat ditentukan lapisan yang berpotensi sebagai reservoir.

Metode penelitian yang digunakan adalah metode deskriptif dan metode analisis. Metode deskriptif yaitu metode yang dilakukan dari studi pustaka. Metode analisis pada evaluasi formasi ini adalah analisis yang secara kualitatif dan kuantitatif. Analisis kualitatif yaitu dengan melakukan penentuan litologi, korelasi dan lingkungan pengendapan dari sumur yang berada pada daerah penelitian sedangkan analisis kuantitatif meliputi perhitungan volume serpih, porositas dan saturasi air sehingga diketahui *net pay* reservoir.

Berdasarkan hasil analisis kualitatif disimpulkan bahwa litologi pada Formasi Gumai didominasi batulempung dengan sisipan batupasir. Lapisan reservoir pada Formasi Gumai merupakan lapisan prospek dengan lingkungan pengendapan zona reservoir berada pada *shelf* dengan fasies *shoreface*, *outer shelf* dan *inner shelf*. Analisis kuantitatif menunjukkan terdapat 10 zona *net pay* yang merupakan potensi reservoir, namun hanya terdapat 4 zona yang menyebar ditiap sumur yaitu Zona 1, Zona 3, Zona 4 dan Zona 5. Zona 1 memiliki ketebalan rata – rata 43,2 SSTVD ft, Vsh rata – rata sebesar 0,26,  $\Phi_e$  rata – rata adalah 0,26 dan Sw sebesar 0,53. Zona 3 memiliki ketebalan rata – rata 11,8 SSTVD ft, Vsh rata–rata sebesar 0,435,  $\Phi_e$  rata–rata adalah 0,205 dan Sw sebesar 0,712. Zona 4 memiliki ketebalan rata–rata 4,6 SSTVD ft, Vsh rata–rata sebesar 0,357,  $\Phi_e$  rata–rata adalah 0,225 dan Sw sebesar 0,735. Zona 5 memiliki ketebalan rata–rata 15,6 SSTVD ft, Vsh rata–rata sebesar 0,311,  $\Phi_e$  rata–rata 0,235 dan Sw sebesar 0,750.

Kata kunci : Evaluasi Formasi Reservoir Formasi Gumai, Analisis Kualitatif, Analisis Kuantitatif, Lingkungan Pengendapan *Shelf*, Potensi Reservoir.

## **ABSTRACT**

*South Sumatera Basin is one of the most productive basin in Sumatera Island. Based previous research, among all formation beside Talang Akar Formation (TAF) and Baturaja Formation (BRF), Gumai Formation (GUF) have many potential as hydrocarbon reservoir. It was shown with new reserves discovery on in amount of 180 MMBOE with that result, formation evaluation is needed to perform on GUF to find out more potential reservoir.*

*The goal of this research is to know about vertical variation of lithology, depositional environment and properties of reservoir in research area that include shale volume ( $V_{sh}$ ), porosity ( $\Phi$ ) and water saturation ( $S_w$ ), furthermore we can determine potential reservoir.*

*Method that used in this research are descriptive and analysis. Descriptive method is method with using literature to understand the condition of research area. Analysis method that use are quantitative and qualitative analysis. Qualitative analysis including lithology determination, well correlation and depositional environment determination, while quantitative analysis covers shale volume, porosity and water saturation calculation until net pay reservoir generated. This research using Petrel 2009 and Interactive Petrophysics v3.5 software.*

*Based on result of analysis, we can conclude that lithology within Formasi Gumai dominated by shale with sandstone interbed, reservoir in GUF is prospective and deposited at shelf depositional environment that can be divided into 3 facies which is shoreface, outershelf and inner shelf. Quantitative analysis show 10 zone of net pay which is potential reservoir, however only 4 zone that overlay in each well that is Zone 1, Zone 3, Zone 4 dan Zone 5. Zone 1 has average thickness about 43,2 SSTVD ft, average  $V_{sh}$  about 0,26, average  $\Phi_e$  is 0,26 and average  $S_w$  is 0,53. Zone 3 has average thickness about 11,8 SSTVD ft, average  $V_{sh}$  about 0,435, average  $\Phi_e$  is 0,205 and average  $S_w$  is 0,712. Zone 4 has average thickness about 4,6 SSTVD ft, average  $V_{sh}$  about 0,357, average  $\Phi_e$  is 0,225 and average  $S_w$  is 0,735. Last, Zone 5 has average thickness about 15,6 SSTVD ft, average  $V_{sh}$  is 0,311, average  $\Phi_e$  about 0,235 and average  $S_w$  is 0,750.*

*Key word: Formation evaluation of Gumai Formation Reservoir, Qualitative Analysis, Quantitative Analysis, Shelf Depositional Environment, Potential Reservoir.*

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN SAMPUL</b>	
<b>HALAMAN JUDUL</b> .....	<b>ii</b>
<b>HALAMAN PENGESAHAN</b> .....	<b>iii</b>
<b>HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS</b> .....	<b>iv</b>
<b>HALAMAN PERSETUJUAN PUBLIKASI</b> .....	<b>v</b>
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	<b>vi</b>
<b>HALAMAN UCAPAN TERIMAKASIH</b> .....	<b>vii</b>
<b>HALAMAN PERSEMBAHAN</b> .....	<b>viii</b>
<b>SARI</b> .....	<b>ix</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>x</b>
<b>DAFTAR ISI</b> .....	<b>xi</b>
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	<b>xiv</b>
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	<b>xx</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN</b>	
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Maksud dan Tujuan .....	3
1.3 Batasan Masalah .....	3
1.4 Lokasi Penelitian .....	4
1.5 Manfaat Penelitian .....	4
1.6 Sistematika Penulisan .....	5
1.7 Penelitian Terdahulu .....	6
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b>	
2.1 Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan .....	7
2.1.1 Sejarah Tektonik Cekungan Sumatera Selatan .....	8
2.1.2 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan .....	10
2.2 Sistem Perminyakan .....	15
2.2.1 Elemen .....	15
2.2.2 Proses .....	18
2.3 Evaluasi Formasi .....	19
2.3.1 <i>Mud logging</i> .....	20
2.3.2 <i>Wireline logging</i> .....	22
2.4 Konsep Dasar Analisis kualitatif Menggunakan Log Sumur .....	22
2.4.1 Log <i>Gamma Ray</i> (GR) .....	23
2.4.2 Log <i>Spontaneous Potential</i> (SP) .....	25
2.4.3 Log Resistivitas (LLD) .....	27
2.4.4 Log Densitas (FDC) .....	29
2.4.5 Log Neutron (CNL) .....	30
2.4.6 Log <i>Photoelectric Factor</i> (PEF) .....	32
2.5 Konsep Dasar Analisis Kuantitatif Menggunakan Log Sumur .....	35
2.5.1 Volume Serpih .....	35

2.5.2	Porositas .....	35
2.5.3	Saturasi Air .....	37
2.6	Konsep dasar siklus stratigrafi.....	38
2.6.1	<i>Highstand system tract</i> .....	41
2.6.2	<i>Lowstand system tract</i> .....	42
2.6.3	<i>Transgressive system tract</i> .....	43
2.7	Elektrofasis .....	44
2.7.1	Cylindrical.....	45
2.7.2	Serrated .....	45
2.7.3	Bell shaped .....	45
2.7.4	Funnel shaped .....	45
2.8	Penentuan lingkungan pengendapan .....	46
2.8.1	Lingkungan pengendapan darat .....	46
2.8.2	Lingkungan pengendapan transisi.....	48
2.8.3	Lingkungan pengendapan laut .....	48

### **BAB III METODOLOGI PENELITIAN**

3.1	Metodologi Penelitian.....	52
3.1.1	Metode Deskriptif .....	52
3.1.2	Metode Analisis .....	53
3.2	Alat dan Bahan .....	55
3.2.1	Alat .....	55
3.2.2	Bahan.....	55
3.3	Tahapan Penelitian .....	55
3.3.1	Tahap Persiapan .....	55
3.3.2	Tahap Pengumpulan Data .....	55
3.3.3	Tahap Pengolahan Data dan Analisis.....	56
3.3.4	Tahap Interpretasi dan Validasi Data.....	58
3.3.5	Tahap Penyusunan Laporan .....	58
3.4	Diagram Alir Penelitian.....	59
3.5	Hipotesis .....	60

### **BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN**

4.1	Analisis Kualitatif Data Log Sumur .....	67
4.1.1	<i>Mud Log</i> .....	68
4.1.2	<i>Wireline Log</i> .....	71
4.2	Batas Formasi Gumai .....	81
4.3	Korelasi Sumur .....	83
4.4	Interpretasi Lingkungan Pengendapan .....	92
4.5	Analisis Kuantitatif Data Log Sumur .....	102
4.3.1	Penentuan Gradien Temperatur dan Temperatur Formasi .....	103
4.3.2	Koreksi Log.....	105
4.3.3	Penentuan <i>Volume Shale</i> .....	112
4.3.4	Penentuan Porositas .....	119
4.3.5	Penentuan Saturasi Air.....	124
4.3.6	Penentuan <i>Cut off</i> dan <i>Net Pay</i> .....	128

4.3.7 Korelasi <i>Net Pay</i> .....	141
4.3.8 Hubungan Evaluasi Formasi dan Potensi Reservoir pada Formasi Gumai.....	157
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN</b>	
5.1 Kesimpulan.....	158
5.2 Saran .....	158
<b>DAFTAR PUSTAKA</b>	
<b>LAMPIRAN</b>	

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Lokasi Sub – Cekungan Jambi Dan Lokasi Lapangan Penelitian.....	4
Gambar 2.1	Struktur Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001).....	7
Gambar 2.2	Peta Struktur geologi regional Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005).....	8
Gambar 2.3	Korelasi Sumur Lapangan Panen (Petrochina, 2009).....	10
Gambar 2.4	Stratigrafi Blok Jabung (Petrochina, 2009).....	11
Gambar 2.5	Interpretasi Kondisi Paleogeografi Cekungan Sumatera Selatan pada puncak transgresi (Ginger dan Fielding, 2005).....	13
Gambar 2.6	Header Mud Log (Petrochina, 2013).....	21
Gambar 2.7	Defleksi log GR pada beberapa jenis litologi (Rider, 2002).....	24
Gambar 2.8	Defleksi log SP pada beberapa jenis litologi (Rider, 2002).....	26
Gambar 2.9	Defleksi log Resistivitas pada beberapa jenis litologi (Rider, 2002).....	28
Gambar 2.10	Defleksi log Densitas pada beberapa jenis litologi (Rider, 2002).....	30
Gambar 2.11	Defleksi log Neutron pada beberapa jenis litologi (Rider, 2002).....	32
Gambar 2.12	Defleksi log PEF pada beberapa jenis litologi (Rider, 2002).....	34
Gambar 2.13	Kurva Persamaan Porositas Neutron (Asquith, 1982).....	36
Gambar 2.14	Identifikasi <i>system tract</i> (Walker dan James,1992).....	39
Gambar 2.15	Pendekatan sekuen stratigrafi (Catuneanu, 2011) dengan komposisi dari Genetic Sequence.....	39
Gambar 2.16	Skenario penyebab kenaikan dan penurunan RSL (Catenuanu, 2006).....	40
Gambar 2.17	Hubungan kenaikan dan penurunan RSL dan <i>Sytem tract</i> (Catenuanu, 2006).....	40
Gambar 2.18	Pola Pengendapan HST (Kendall, 2004).....	41
Gambar 2.19	Pola Pengendapan LST (Kendall, 2004).....	43
Gambar 2.20	Pola Pengendapan TST (Kendall, 2004).....	44
Gambar 2.21	Pola log GR yang mencirikan Lingkungan Pengendapan (Walker dan James, 1992).....	46
Gambar 2.22	Lingkungan pengendapan marine dan nonmarine (Catuneanu, 2006).....	49

Gambar 2.23	Kelimpahan mineral-mineral penciri lingkungan pengendapan (Catenuanu,2006).....	50
Gambar 2.24	Pola <i>log</i> yang menggambarkan perbedaan endapan laut dalam (1) dengan endapan <i>outer shelf</i> (2) (Catenuanu,2006). ....	51
Gambar 3.1	Diagram alir penelitian .....	59
Gambar 3.2	Diagram alir analisis Kuantitatif .....	60
Gambar 4.1	Persebaran Sumur Lapangan Widya .....	61
Gambar 4.2	Informasi umum Sumur R-1, Lapangan Widya (Total Indonesie, 1974).....	63
Gambar 4.3	Anomali Defleksi yang di sebabkan oleh <i>casing shoe</i> a) anomali defleksi yang terjadi pada sumur F – 1 pada <i>casing shoe</i> 9-5/8”@4316 MD/4010 TVD b) anomali defleksi pada sumur F Utara – 1 pada <i>casing shoe</i> 9-5/8”@3403 MD/3865 TVD .....	64
Gambar 4.4	<i>Well bore diagram</i> sumur F Utara -1, Lapangan Widya ( <i>Internal Report Petrochina, 2015</i> ) .....	65
Gambar 4.5	<i>Caved hole</i> pada sumur F-3 pada kedalaman 1500 – 2080 SSTVDft ditunjukkan oleh <i>log Bit</i> dan <i>Caliper</i> yang menyebabkan pembacaan <i>log</i> FDC menjadi sangat rendah dan <i>log</i> CNL menjadi sangat tinggi.....	66
Gambar 4.6	Kondisi Deviasi Sumur F-1, F-2, F-3, F Utara-1 dan R-1 Pada Lapangan Widya.....	67
Gambar 4.7	<i>Mud log</i> Sumur F Utara-1 kedalama 3360-3420 MD ft, Lapangan Widya.....	68
Gambar 4.8	Zona potensi reservoir pada Sumur F-3 kedalaman 2580-2650 MD ft .....	69
Gambar 4.9	Zona potensi reservoir dari sumur F -1, F-2, F-3, F Utara-1 dan R-1 di Lapangan Widya berdasarkan <i>mud log</i> .....	71
Gambar 4.10	Pola Log GR Sumur F – 1 kedalaman 2047 – 4072 MD ft.....	72
Gambar 4.11	Identifikasi fluida pada Sumur R-1 kedalaman 2075-2125 MD ft, Lapangan Widya .....	77
Gambar 4.12	Hasil interpretasi Litologi pada sumur F-3 kedalaman 1544-3909 sstvdft .....	80
Gambar 4.13	Stratigrafi regional Jabung dibandingkan dengan Sumur R-1 1415 - 3602 sstvdft pada fase transgresi - regresi .....	81
Gambar 4.14	Kelimpahan mineral pada <i>mud log</i> sumur F utara-1, a) komposisi mineral pada batas atas Formasi Gumai (1614 - 1622 MDft), b) komposisi mineral pada Formasi Gumai bagian tengah Formasi Gumai (2462-2476 MD-ft), c) komposisi	

	mineral pada Formasi Baturaja sebagai batas bawah Formasi Gumai (3670-3680 MD-ft).....	82
Gambar 4.15	Korelasi Struktural Formasi Gumai.....	85
Gambar 4.16	Korelasi Stratigrafi Formasi Gumai .....	86
Gambar 4.17	Korelasi Stratigrafi Potensi Reservoir Formasi Gumai.....	88
Gambar 4.18	Korelasi Sumur Berdasarkan <i>Top</i> Formasi Gumai, <i>Top</i> Formasi Baturaja, <i>Top</i> Formasi Talangakar dan <i>Basement</i> .....	91
Gambar 4.19	Lingkungan pengendapan Lapangan Widya (Modifikasi Cateneanu, 2006).....	94
Gambar 4.20	Interpretasi pola dan bentuk <i>log</i> serta lingkungan pengendapan pada Sumur R – 1 kedalaman 1415-3602 SSTVD –ft .....	95
Gambar 4.21	Interpretasi Lingkungan Pengendapan Formasi Gumai pada Lapangan Widya.....	97
Gambar 4.22	<i>System tract</i> pada Sumur R – 1 kedalaman 1415-3602 SSTVD – ft.....	98
Gambar 4.23	Perubahan muka air laut global (Catenuanu, 2006) .....	99
Gambar 4.24	Grafik perbandingan Suhu terhadap kedalaman sumur F-1, F-2, F-3, F Utara -1 dan R -1, Lapangan Widya.....	104
Gambar 4.25	<i>Caved hole</i> pada sumur F-3 pada kedalaman 1500 – 2080 SSTVDft ditunjukkan oleh <i>log Bit</i> dan <i>Caliper</i> yang menyebabkan pembacaan <i>log FDC</i> menjadi sangat rendah dan <i>log CNL</i> menjadi sangat tinggi.....	107
Gambar 4.26	<i>Caved hole</i> pada sumur F-1, F-2, F-3, F Utara-1 dan R1 di Lapangan Widya yang ditandai dengan lingkaran merah .....	108
Gambar 4.27	Log GR setelah dan sebelum dikoreksi pada sumur F Utara – 1 pada kedalaman 3300 ft – 3425 MDft serta terdapat casing shoe( $\Delta$ ) pada kedalaman 3403 ft.....	109
Gambar 4.28	Log GR sebelum dan sesudah normalisasi pada sumur F Utara-1 kedalaman 1620 - 1772 MDft dan histogram <i>log GR</i> pada sumur F-1, F-2, F-3, F Utara-1 dan R-1 pada Lapangan Widya.....	110
Gambar 4.29	Log LLD sebelum dan setelah di koreksi tidak menunjukkan perubahan pada sumur F-1 kedalaman 2140-2842 MDft. ....	111
Gambar 4.30	Hasil koreksi <i>log GR</i> , <i>log resistivitas (LLD)</i> , <i>log densitas (FDC)</i> dan <i>log neutron (CNL)</i> pada sumur F Utara -1 dengan kedalaman 3300 – 3425 MDft.....	112
Gambar 4.31	Perbandingan metode perhitungan Vsh (Schlumberger, 2008)....	113
Gambar 4.32	Penarikan <i>Shale Baseline</i> dan <i>Sand base line</i> sumur F-1 kedalaman 2047 – 4072 MDft.....	114
Gambar 4.33	Penarikan <i>Shale Baseline</i> dan <i>Sand base line</i> sumur F Utara-1 kedalaman 1659 – 3648 MDft.....	115



Gambar 4.34	Histogram Pola 1 dan 2 dari <i>log</i> GR sumur F-1 kedalaman 2047 - 4072 MDft, Lapangan Widya .....	116
Gambar 4.35	Hasil Perhitungan Volume serpih (VCLGR) Sumur F – 1 pada kedalaman 2500 – 3721 SSTVDft.. .....	118
Gambar 4.36	Hasil konversi nilai <i>log</i> CNL dari satuan <i>limestone</i> menjadi <i>sandstone</i> pada Sumur F – 1 pada kedalaman 3280 – 3691 SSTVDft.....	120
Gambar 4.37	<i>Crossplot</i> nilai <i>log</i> CNL <i>clay</i> dan GR (a) dan <i>crossplot</i> nilai <i>log</i> FDC <i>clay</i> dan GR (b) pada sumur F-1 kedalaman 2630-2646 Mdf. ....	120
Gambar 4.38	Tahapan perhitungan porositas pada sumur F-1 kedalaman 1620-2360,5 ft dengan <i>log</i> yang tertera (kiri ke kanan) adalah Volume serpih, porositas densitas, porositas neutron, porositas total dan porositas efektif.....	122
Gambar 4.39	Hasil perhitungan porositas efektif pada sumur F-1 kedalaman 3280 – 3721 SSTVDft.....	123
Gambar 4.40	Zona air yang digunakan untuk menghitung $R_w$ pada sumur F Utara – 1 kedalaman 3213 – 3215 SSTVDft.....	125
Gambar 4.41	<i>Picket plot</i> Resistivitas dan Porositas untuk menghitung $R_w$ Sumur F Utara-1 kedalaman 3213 – 3215 MDft.....	125
Gambar 4.42	<i>Crossplot</i> resistivitas serpih dan GR pada Sumur F Utara – 1 kedalaman 2152 – 2263 MDft.....	126
Gambar 4.43	Hasil Perhitungan $S_w$ Sumur F Utara –1 kedalaman 3115 – 3496 SSTVD ft.....	127
Gambar 4.44	Histogram <i>cut off</i> $V_{sh}$ , Porositas dan $S_w$ dari Sumur F-1.....	129
Gambar 4.45	Hasil <i>cut off</i> $V_{sh}$ , $\Phi_e$ dan $S_w$ dari Sumur F-1 kedalaman 2440 – 3712 SSTVD ft.....	130
Gambar 4.46	Histogram <i>cut off</i> $V_{sh}$ , Porositas dan $S_w$ dari Sumur F-2.....	131
Gambar 4.47	Hasil <i>cut off</i> $V_{sh}$ , $\Phi_e$ dan $S_w$ dari Sumur F-2 kedalaman 3115 – 4082 SSTVD ft.....	132
Gambar 4.48	Histogram <i>cut off</i> $V_{sh}$ , Porositas dan $S_w$ dari Sumur F-3.....	134
Gambar 4.49	Hasil <i>cut off</i> $V_{sh}$ , $\Phi_e$ dan $S_w$ dari Sumur F-3 kedalaman SSTVD ft.....	135
Gambar 4.50	Histogram <i>cut off</i> $V_{sh}$ , Porositas dan $S_w$ dari Sumur F Utara-1.....	136
Gambar 4.51	Hasil <i>cut off</i> $V_{sh}$ , $\Phi_e$ dan $S_w$ dari Sumur F Utara - 1 kedalaman 2187 – 3536 SSTVD ft.....	137
Gambar 4.52	Histogram <i>cut off</i> $V_{sh}$ , Porositas dan $S_w$ dari Sumur R -1 .....	139
Gambar 4.53	Hasil <i>cut off</i> $V_{sh}$ , $\Phi_e$ dan $S_w$ dari Sumur R-1 kedalaman 2000 – 3720 SSTVD ft.....	140

Gambar 4.54	Korelasi Stratigrafi Reservoir dengan nilai Petrofisik dan Lingkungan Pengendapan .....	142
Gambar 4.55	Korelasi <i>Net Pay</i> Zona 1 dengan nilai petrofisik dan lingkungan pengendapan .....	143
Gambar 4.56	Peta ketebalan Net pay dari Zona 1 .....	144
Gambar 4.57	Peta ketebalan Net pay dari Zona 2 .....	145
Gambar 4.58	Korelasi <i>Net Pay</i> Zona 2, 3 dan 4 dengan nilai petrofisik dan lingkungan pengendapan .....	146
Gambar 4.59	Peta ketebalan Net pay dari Zona 3 .....	147
Gambar 4.60	Peta ketebalan Net pay dari Zona 4 .....	148
Gambar 4.61	Peta ketebalan Net pay dari Zona 5 .....	149
Gambar 4.62	Korelasi <i>Net Pay</i> Zona 5, 6 dan 7 dengan nilai petrofisik dan lingkungan pengendapan .....	150
Gambar 4.63	Peta ketebalan Net pay dari Zona 6 .....	151
Gambar 4.64	Peta ketebalan Net pay dari Zona 7 .....	152
Gambar 4.65	Peta ketebalan Net pay dari Zona 8 .....	153
Gambar 4.66	Korelasi <i>Net Pay</i> Zona 8, 9 dan 10 dengan nilai petrofisik dan lingkungan pengendapan .....	154
Gambar 4.67	Peta ketebalan Net pay dari Zona 9 .....	155
Gambar 4.68	Peta ketebalan Net pay dari Zona 10 .....	156

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Prinsip Penggunaan <i>Log</i> GR untuk analisis kualitatif dan kuantitatif (Rider, 2002).....	23
Tabel 2.2	Prinsip Penggunaan <i>Log</i> SP untuk analisis Kuantitatif dan kualitatif (Rider, 2002).....	25
Tabel 2.3	Prinsip Penggunaan <i>Log</i> Resistivitas untuk analisis Kuantitatif dan kualitatif (Rider, 2002).....	27
Tabel 2.4	Prinsip Penggunaan <i>Log</i> Densitas untuk analisis Kuantitatif dan kualitatif (Rider, 2002).....	29
Tabel 2.5	Prinsip Penggunaan <i>Log</i> Neutron untuk analisis Kuantitatif dan kualitatif (Rider, 2002).....	31
Tabel 2.6	Prinsip Penggunaan <i>Log</i> PEF untuk analisis Kuantitatif dan kualitatif (Rider, 2002).....	33
Tabel 3.1	Kelengkapan Data Sumur Lapangan Widya .....	56
Tabel 4.1	Kedalaman <i>Casing shoe</i> yang menyebabkan anomali dari tiap sumur Lapangan Widya .....	64
Tabel 4.2	Kisaran zona potensi reservoir dari tiap sumur Lapangan Widya .....	70
Tabel 4.3	<i>Drilling fluid summary</i> Sumur F – 2, Lapangan Widya, Cekungan Sumatera Selatan ( <i>Internal well report</i> Petrochina, 2010).....	75
Tabel 4.4	Penentuan Litologi (Panduan Praktikum Geologi Minyak Bumi, 2015).....	79
Tabel 4.5	Ketebalan dan Kedalaman Formasi Gumai (GUF) pada Lapangan Widya .....	83
Tabel 4.7	Data dasar pengeboran .....	102
Tabel 4.8	Hasil Perhitungan Temperatur dan Gradien Temperatur .....	105
Tabel 4.9	Nilai GR maks dan GR min dari tiap sumur.....	117
Tabel 4.10	Rata-rata nilai volume serpih tiap sumur. ....	118
Tabel 4.11	Rata-rata nilai Porositas efektif tiap sumur.....	123
Tabel 4.12	Nilai $R_w$ pada tiap sumur .....	126
Tabel 4.13	Nilai Rata – rata $S_w$ pada tiap sumur.....	128
Tabel 4.14	Tabulasi Hasil Perhitungan Petrofisik Sumur F-1. ....	131
Tabel 4.15	Tabulasi Hasil Perhitungan Petrofisik Sumur F-2. ....	133
Tabel 4.16	Tabulasi Hasil Perhitungan Petrofisik Sumur F-3. ....	136
Tabel 4.17	Tabulasi Hasil Perhitungan Petrofisik Sumur F Utara - 1.....	138
Tabel 4.18	Tabulasi Hasil Perhitungan Petrofisik Sumur R - 1.....	141
Tabel 4.19	Tabulasi Hasil Perhitungan Petrofisik Zona 1 .....	144
Tabel 4.19	Tabulasi Hasil Perhitungan Petrofisik Zona 2. ....	145
Tabel 4.20	Tabulasi Hasil Perhitungan Petrofisik Zona 3 .....	147

Tabel 4.21	Tabulasi Hasil Perhitungan Petrofisik Zona 4. ....	148
Tabel 4.22	Tabulasi Hasil Perhitungan Petrofisik Zona 5. ....	149
Tabel 4.23	Tabulasi Hasil Perhitungan Petrofisik Zona 6 .....	151
Tabel 4.24	Tabulasi Hasil Perhitungan Petrofisik Zona 7 .....	152
Tabel 4.25	Tabulasi Hasil Perhitungan Petrofisik Zona 8 .....	153
Tabel 4.26	Tabulasi Hasil Perhitungan Petrofisik Zona 9 .....	155
Tabel 4.27	Tabulasi Hasil Perhitungan Petrofisik Zona 10 .....	156