



UNIVERSITAS DIPONEGORO

**ANALISIS KARAKTERISTIK PETROFISIK DAN
PERHITUNGAN CADANGAN GAS BUMI PADA FORMASI
TACIPI UNIT C, LAPANGAN ADHITAMA, CEKUNGAN
SENGKANG TIMUR, SULAWESI SELATAN DENGAN
MENGUNAKAN METODE DETERMINISTIK DAN
METODE VOLUMETRIK**

TUGAS AKHIR

**YOGA ADHITAMA
21100112130053**

**FAKULTAS TEKNIK
DEPARTEMEN TEKNIK GEOLOGI**

**SEMARANG
JANUARI 2017**



UNIVERSITAS DIPONEGORO

**ANALISIS KARAKTERISTIK PETROFISIK DAN
PERHITUNGAN CADANGAN GAS BUMI PADA FORMASI
TACIPI UNIT C, LAPANGAN ADHITAMA, CEKUNGAN
SENGKANG TIMUR, SULAWESI SELATAN DENGAN
MENGUNAKAN METODE DETERMINISTIK DAN
METODE VOLUMETRIK**

TUGAS AKHIR

**Diajukan untuk Memenuhi Persyaratan dalam Menyelesaikan Pendidikan
Sarjana Strata-1 pada Fakultas Teknik Departemen Teknik Geologi
Universitas Diponegoro**

**YOGA ADHITAMA
21100112130053**

**FAKULTAS TEKNIK
DEPARTEMEN TEKNIK GEOLOGI
UNIVERSITAS DIPONEGORO**

**LEMBAR PENGESAHAN TUGAS AKHIR
UNIVERSITAS DIPONEGORO**

**ANALISIS KARAKTERISTIK PETROFISIK DAN PERHITUNGAN
CADANGAN GAS BUMI PADA FORMASI TACIPI UNIT C, LAPANGAN
ADHITAMA, CEKUNGAN SENGKANG TIMUR, SULAWESI SELATAN
DENGAN MENGGUNAKAN METODE DETERMINISTIK DAN
METODE VOLUMETRIK**

Diajukan Untuk Memenuhi Persyaratan Dalam Menyelesaikan
Pendidikan Sarjana Program S-1 Pada Fakultas Teknik
Departemen Teknik Geologi
Universitas Diponegoro

Oleh :
Yoga Adhitama
21100112130053

Telah disetujui dan disahkan pada
Hari / Tanggal : Kamis, 19 Januari 2017

Menyetujui,

Dosen Pembimbing I



Ir. Hadi Nugroho, Dipl. EGS., M.T.
NIP. 195206141986031001

Dosen Pembimbing II



Istiqomah Ari Kusuma, S.T., M.T.
NIK. 198704050115012045

Mengetahui,
Ketua Departemen Teknik Geologi



Najib, S.T., M.Eng., Ph.D.
NIP. 197710202005011001

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh

NAMA : Yoga Adhitama
NIM : 21100112130053
Jurusan/Departemen : Teknik Geologi
Judul Skripsi : Analisis Karakteristik Petrofisik dan Perhitungan Cadangan Gas Bumi pada Formasi Tacipi Unit C, Lapangan Adhitama, Cekungan Senggang Timur, Sulawesi Selatan dengan Menggunakan Metode Deterministik dan Metode Volumetrik

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Tim Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Strata-1 (S-1) pada Jurusan/Departemen Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro.

TIM PENGUJI

Pembimbing I : Ir. Hadi Nugroho, Dipl. EGS., M.T. ()
NIP. 195206141986031001

Pembimbing II : Istiqomah Ari Kusuma, S.T., M.T. ()
NIK. 198704050115012045

Penguji : Reddy Setyawan, S.T., M.T. ()
NIK. 198810230214011224

Semarang, 19 Januari 2017
Ketua Departemen Teknik Geologi,

Najib, S.T., M.Eng., Ph.D.
NIP. 197710202005011001

HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

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

Nama : Yoga Adhitama
NIM : 21100112130053
Jurusan/Departemen : Teknik Geologi
Fakultas : Teknik
Jenis Karya : Skripsi

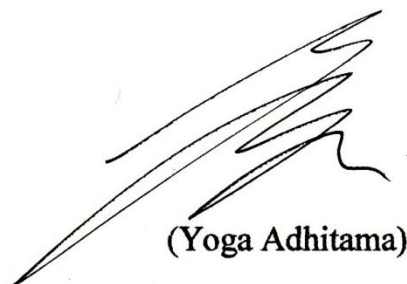
demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Diponegoro **Hak Bebas Royalti Noneksklusif** (*None-exclusive Royalty Free Right*) atas karya ilmiah saya yang berjudul :

”Analisis Karakteristik Petrofisik dan Perhitungan Cadangan Gas Bumi pada Formasi Tacipi Unit C, Lapangan Adhitama, Cekungan Sengkang Timur, Sulawesi Selatan dengan Menggunakan Metode Deterministik dan Metode Volumetrik”

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 memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta. Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Semarang
Pada Tanggal : 19 Januari 2017

Yang menyatakan

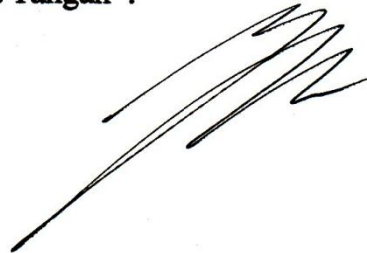

(Yoga Adhitama)

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Dengan ini saya Yoga Adhitama menyatakan bahwa Tugas Akhir/Skripsi ini adalah asli karya saya sendiri dan Tugas Akhir ini belum pernah diajukan sebagai pemenuhan persyaratan untuk memperoleh gelar kesarjanaan strata satu (S-1) dari Universitas Diponegoro maupun perguruan tinggi yang lain.

Semua informasi yang dimuat dalam Tugas Akhir ini yang berasal dari karya orang lain baik yang dipublikasikan atau tidak, telah diberikan penghargaan dengan mengutip nama sumber penulis secara benar dan semua isi dari Tugas Akhir sepenuhnya menjadi tanggung jawab saya sebagai penulis.

NAMA : YOGA ADHITAMA
NIM : 21100112130053
Tanggal : 19 Januari 2017
Tanda Tangan :



UCAPAN TERIMAKASIH

Dalam penyusunan Laporan Tugas Akhir ini, penulis banyak mendapatkan bimbingan baik secara langsung maupun tidak langsung sehingga Laporan Tugas Akhir ini bisa disusun, oleh karena itu penulis ingin mengucapkan terimakasih kepada yang terhormat :

1. Ibu Sri Retno Wahyuni dan Ayahku Tahan Gunanto, serta Kakakku Aditya Irfan Ramadhan dan Adikku Galih Aji Prakosa yang selalu memberikan kasih sayang yang tiada taranya, semangat dan doa serta bantuan moral dan material dalam penyusunan Laporan Tugas Akhir ini.
2. Bapak Najib, S.T., M.Eng., Ph.D. selaku Ketua Departemen Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro.
3. Bapak Ir. Hadi Nugroho, Dipl. EGS., M.T. selaku Dosen Pembimbing 1 Tugas Akhir yang selalu sabar memberikan arahan dan bimbingan yang sangat bermanfaat dalam penyusunan laporan Tugas Akhir.
4. Ibu Istiqomah Ari Kusuma S.T., M.T. selaku Dosen Pembimbing 2 Tugas Akhir yang selalu sabar memberikan arahan dan bimbingan yang sangat bermanfaat dalam penyusunan laporan Tugas Akhir.
5. Bapak Reddy Setyawan S.T., M.T. selaku Dosen Penguji Tugas Akhir yang telah memberikan arahan yang sangat bermanfaat.
6. Mas Harifan, Mas Arief, Mbak Dita, Mas Lastyo, dan Mas Rudi selaku pembimbing dan rekan dari ENERGY EQUITY EPIC (SENGKANG) PTY. LTD. yang sudah sabar memberikan arahan dalam pelaksanaan Tugas Akhir ini.
7. Kepada seluruh teman-teman Teknik Geologi Universitas Diponegoro khususnya angkatan 2012 yang selalu memberikan keceriaan dan semangat.
8. Semua pihak yang telah membantu dalam kelancaran penyusunan Tugas Akhir ini.

Semarang, 19 Januari 2017
Penulis

KATA PENGANTAR

Puji syukur kita panjatkan kepada Allah SWT yang telah memberikan segala nikmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyusun Laporan Tugas Akhir dengan judul “Analisis Karakteristik Petrofisik dan Perhitungan Cadangan Gas Bumi pada Formasi Tacipi Unit C, Lapangan Adhitama, Cekungan Sengkang Timur, Sulawesi Selatan dengan Menggunakan Metode Deterministik dan Metode Volumetrik” yang diajukan untuk memenuhi salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Departemen Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro, Semarang.

Dalam Laporan Tugas Akhir ini, penulis berusaha memberikan gambaran atau kondisi mengenai karakteristik petrofisik dari reservoir Formasi Tacipi Unit C, Lapangan Adhitama, Cekungan Sengkang Timur, yang merupakan salah satu lapangan di Blok Sengkang, Provinsi Sulawesi Selatan agar dapat dijadikan sebagai acuan dalam menentukan zona-zona reservoir yang potensial dan prospektif untuk dilakukan perforasi guna meningkatkan kapasitas produksi dari lapangan ini. Selain itu, penulis juga memberikan hasil perhitungan cadangan gas bumi mula-mula dan cadangan gas bumi potensial yang dimaksudkan untuk mengetahui jumlah cadangan gas bumi yang tersimpan di dalam reservoir Lapangan Adhitama pada kondisi mula-mula dan juga estimasi jumlah cadangan gas bumi yang dapat diproduksi dari dalam reservoir secara ekonomis.

Penulis menyadari bahwa Laporan Tugas Akhir ini masih memiliki kekurangan dan jauh dari kata sempurna. Namun, penulis tetap berharap semoga laporan ini dapat bermanfaat bagi semua pihak. Amin.

Semarang, 19 Januari 2017
Penulis

ABSTRAK

Cekungan Sengkang merupakan salah satu cekungan di Indonesia, tepatnya di Provinsi Sulawesi Selatan, yang memiliki potensi cadangan gas bumi yang sangat besar (Pertamina, 1995), yaitu mencapai 750 BSCF (*Billion Standart Cubic Feet*). Namun, penelitian terkait bidang minyak dan gas bumi pada cekungan ini masih sangat minim. Oleh sebab itu, maka dilakukan penelitian terkait sistem minyak dan gas bumi pada Cekungan Sengkang, dengan bahasan yang dibatasi hanya pada parameter karakteristik petrofisik reservoir dan jumlah cadangan gas bumi yang tersimpan pada Cekungan Sengkang Timur. Penelitian ini difokuskan pada Lapangan Adhitama, yang merupakan salah satu lapangan yang berada di Blok Sengkang. Fokus penelitian ditujukan pada Formasi Tacipi Unit C, karena formasi ini tersusun atas litologi berupa batugamping terumbu (*buildup reefs*), sehingga diyakini sebagai reservoir yang potensial dari sistem minyak dan gas bumi pada Cekungan Sengkang Timur.

Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan metode deskriptif, dengan hasil berupa deskripsi mengenai karakteristik petrofisik dan volume cadangan hidrokarbon dari Formasi Tacipi Unit C. Tahap analisis yang dilakukan dalam penelitian ini dibagi menjadi dua metode, yaitu metode deterministik untuk menganalisis karakteristik petrofisik reservoir dan metode volumetrik untuk menghitung jumlah cadangan hidrokarbon yang tersimpan di dalam reservoir. Analisis karakteristik petrofisik reservoir didasarkan pada analisis terhadap data *log* yang dilakukan secara kualitatif dan kuantitatif, sedangkan perhitungan jumlah cadangan hidrokarbon didasarkan pada analisis terhadap peta *top depth structure* Formasi Tacipi Unit C untuk menghitung besaran volume reservoir pada lapangan penelitian.

Berdasarkan penelitian ini, diketahui bahwa reservoir Formasi Tacipi Unit C Lapangan Adhitama memiliki nilai porositas sebesar 25,8% – 32,3%, nilai permeabilitas sebesar 11 mD – 554 mD, dan nilai saturasi air sebesar 16,4% – 27,6%. Berdasarkan nilai tersebut, serta dengan digunakannya nilai *cut-off* sebesar > 10% untuk porositas, < 50% untuk volume lempung, dan < 57,5% untuk saturasi air, maka didapatkan bahwa zona reservoir potensial yang tergolong *net pay* memiliki ketebalan berkisar 88 ft – 488 ft pada masing-masing sumur. Selain itu, diketahui juga bahwa reservoir ini menyimpan sejumlah cadangan gas bumi mula-mula sebesar 421,2 BSCF (*Billion Standart Cubic Feet*) dan cadangan gas bumi potensial sebesar 358 BSCF (*Billion Standart Cubic Feet*).

Kata kunci : Cekungan Sengkang Timur, Formasi Tacipi Unit C, metode deskriptif, metode deterministik, metode volumetrik, karakteristik reservoir, cadangan gas bumi

ABSTRACT

Sengkang Basin was one of the basin that located in Indonesia, precisely in South Sulawesi Province, that had a very big potential natural gas reserves (Pertamina, 1995), in the amount of 750 BSCF (Billion Standart Cubic Feet). Unfortunately, the research about petroleum system in this basin was very low. Therefore, this research was held with the topic about petroleum system in Sengkang Basin, especially about petrophysical characteristics of reservoir and total reserves of natural gas that stored in East Sengkang Basin. This research was focused on Adhitama Field, that was one of the field that located in Sengkang Block. The focus of this research was directed to Tacipi Unit C Formation, because of the lithologic series that composed with reefal limestone (buildup reef). It's believed that this formation was the potential reservoir from East Sengkang Basins's petroleum system.

This research was done with descriptive method, resulted the description about petrophysical characteristics and hydrocarbon reserves from Tacipi Unit C Formation. In the analysis phase, the methods that were used during the research were divided into two methods, that were deterministic method that was used to analyze the petrophysical characteristics of reservoir, and volumetric method that was used to calculate the hydrocarbon reserves that stored in reservoir. The analyzes of reservoir's petrophysical characteristics was based on analyzing the log data that was done qualitatively and quantitatively, whereas the calculation of hydrocarbon reserves was based on analyzing the map of top depth structure of Tacipi Unit C Formation to calculate the amount of reservoir volume in the field.

From this research, it's known that the Tacipi Unit C Reservoir from Adhitama Field has the porosity in the amount of 25,8% – 32,3%, permeability in the amount of 11 mD – 554 mD, and water saturation in the amount of 16,4% – 27,6%. Based on that value, and also the use of cut-off value in the amount of > 10% for porosity, < 50% for shale volume, and < 57,5% for water saturation, it's discovered that the potential reservoir zones that categorized as net pay has the thickness in the amount of 88 ft – 488 ft from each of the well in Adhitama Field. Furthermore, it's known that this reservoir store the initial gas in place in the amount of 421,2 BSCF (Billion Standart Cubic Feet) and the estimated ultimate recovery in the amount of 358 BSCF (Billion Standart Cubic Feet).

Keywords : *East Sengkang Basin, Tacipi Unit C Formation, descriptive method, deterministic method, volumetric method, reservoir characteristics, natural gas reserves*

DAFTAR ISI

HALAMAN SAMBUNG	i
LEMBAR PENGESAHAN TUGAS AKHIR	ii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iii
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI.....	iv
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	v
UCAPAN TERIMA KASIH.....	vi
KATA PENGANTAR	vii
ABSTRAK	viii
<i>ABSTRACT</i>	ix
DAFTAR ISI.....	x
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL.....	xvi
DAFTAR LAMPIRAN.....	xviii
BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Identifikasi Masalah	2
1.3 Pembatasan Masalah	3
1.4 Maksud dan Tujuan Penelitian	3
1.4.1 Maksud	3
1.4.2 Tujuan.....	4
1.5 Hasil Penelitian.....	4
1.6 Manfaat Penelitian.....	5
1.7 Waktu dan Lokasi Daerah Penelitian	5
1.8 Penelitian Terdahulu.....	6
1.9 Sistematika Penulisan.....	6
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Geologi Regional Cekungan Sengkang	8
2.1.1 Fisiografi Cekungan Sengkang	8
2.1.2 Stratigrafi Cekungan Sengkang.....	8
2.1.3 Tataan Tektonik Cekungan Sengkang	13
2.1.4 Sistem Minyak dan Gas Bumi	17
2.2 Parameter Petrofisik	18
2.2.1 Porositas (Φ)	19
2.2.2 Permeabilitas (K)	20
2.2.3 Saturasi Air (S_w).....	21
2.3 <i>Well Logging</i> (Rekaman Sumur).....	22
2.3.1 <i>Log</i> Radioaktif.....	22
2.3.2 <i>Log</i> Mekanik	28
2.3.3 <i>Log</i> Akustik.....	29
2.3.4 <i>Log</i> Listrik.....	30
2.4 Evaluasi Formasi.....	35

2.4.1 Metode Deterministik	36
2.4.2 Interpretasi <i>Log</i> Kualitatif	37
2.4.3 Interpretasi <i>Log</i> Kuantitatif	39
2.5 Perhitungan Cadangan Hidrokarbon	47
2.5.1 Metode Volumetrik	47
2.5.2 Metode Perhitungan Volume Reservoir	48
2.5.3 Perhitungan Cadangan Hidrokarbon	48

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian	50
3.2 Metode Analisis	50
3.3 Tahapan Penelitian	51
3.3.1 Tahapan Pendahuluan	51
3.3.2 Tahapan Pengumpulan Data	52
3.3.3 Tahapan Pengolahan dan Analisis Data	53
3.3.4 Tahapan Penyusunan Laporan Penelitian	55
3.4 Alat dan Bahan	56
3.4.1 Alat	56
3.4.2 Bahan	56
3.5 Hipotesis	56
3.6 Diagram Alir Kegiatan Penelitian	58

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Lokasi Penelitian Tugas Akhir	59
4.2 Interval Formasi Tacipi Unit C	60
4.3 Interpretasi <i>Log</i> Kualitatif	62
4.3.1 Interpretasi Litologi	62
4.3.2 Interpretasi Jenis Fluida	67
4.3.3 Penentuan Zona Reservoir Potensial	69
4.4 Interpretasi <i>Log</i> Kuantitatif	70
4.4.1 Perhitungan Volume Lempung (<i>V_{sh}</i>)	70
4.4.2 Interpretasi Densitas Lempung Kering (<i>Dry Shale Density</i>) ...	73
4.4.3 Porositas (Φ)	75
4.4.4 Resistivitas Air (<i>R_w</i>)	88
4.4.5 Saturasi Air (<i>S_w</i>)	90
4.4.6 Permeabilitas (<i>K</i>)	92
4.5 Penentuan Zona Prospektif Hidrokarbon	95
4.5.1 Penentuan Nilai <i>Cut-off</i>	95
4.5.2 Penentuan Zona <i>Gross Thickness</i> , <i>Net Thickness</i> , dan <i>Net Pay</i>	99
4.6 Perhitungan Cadangan Gas Bumi Dengan Metode Volumetrik	107
4.6.1 Perhitungan Luas Kontur	107
4.6.2 Penentuan Metode Perhitungan Volume Reservoir	109
4.6.3 Perhitungan Volume Reservoir	110
4.6.4 Perhitungan Cadangan Gas Bumi Mula-mula (IGIP)	112
4.6.5 Perhitungan Cadangan Gas Bumi Potensial (EUR)	113

4.7 Ringkasan Hasil Penelitian	114
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	
5.1 Kesimpulan	115
5.2 Saran	116
DAFTAR PUSTAKA	117
LAMPIRAN	122

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Lokasi Cekungan Sengkang (de Boer, 1995).....	8
Gambar 2.2	Kolom stratigrafi Cekungan Sengkang Timur (Grainge & Davies, 1983).....	9
Gambar 2.3	Ilustrasi kondisi saturasi fluida di dalam batuan (Bowen, 2003) ...	22
Gambar 2.4	Respons <i>log gamma ray</i> pada setiap batuan sedimen (Rider, 2002).....	24
Gambar 2.5	Respons <i>log densitas</i> terhadap berbagai macam batuan (Rider, 2002).....	26
Gambar 2.6	Respons <i>log neutron</i> terhadap berbagai macam batuan (Rider, 2002).....	27
Gambar 2.7	Respons <i>log caliper</i> pada berbagai macam kondisi lubang bor (Bowen, 2003).....	28
Gambar 2.8	Respons <i>log sonik</i> terhadap berbagai macam batuan (Rider, 2002).....	29
Gambar 2.9	Respons <i>log resistivitas</i> terhadap berbagai macam batuan (Bowen, 2003).....	31
Gambar 2.10	Lingkungan lubang bor (Schlumberger, 1997; dalam Asquith dan Krygowski, 2004).....	32
Gambar 2.11	Skema arus listrik pada <i>log lateral</i> (Asquith dan Krygowski, 2004).....	33
Gambar 2.12	Skema arus listrik pada <i>log induksi</i> (Rider, 2002).....	34
Gambar 2.13	Respons <i>log SP</i> pada zona lempung dan zona lapisan permeabel (Bowen, 2003).....	35
Gambar 2.14	Kenampakan khas pada kurva <i>log</i> pada tiap litologi yang berbeda (Dedy & Bambang, 2010).....	38
Gambar 2.15	Grafik konversi porositas neutron pada <i>log</i> menjadi porositas batuan sesungguhnya (Schlumberger, 1997; dalam Asquith dan Krygowski, 2004).....	41
Gambar 2.16	Grafik <i>pickett-plot</i> (Asquith dan Krygowski, 2004).....	44
Gambar 3.1	Diagram alir penelitian.....	58
Gambar 4.1	Peta lokasi persebaran sumur pada Lapangan Adhitama (Energy Equity Epic (Sengkang) PTY. LTD., 1996).....	59
Gambar 4.2	Contoh kenampakan pola <i>Cylindrical</i> pada Formasi Tacipi Unit C Sumur YA-1 kedalaman 2245 ft – 2467 ft (SS).....	61
Gambar 4.3	Interpretasi litologi penyusun Formasi Tacipi Unit C pada sumur YA-1 kedalaman 2245 ft – 2467 ft (SS).....	64
Gambar 4.4	Interpretasi litologi penyusun Formasi Tacipi Unit C pada sumur YA-2 kedalaman 2377 ft – 2647 ft (SS).....	65
Gambar 4.5	Interpretasi litologi penyusun Formasi Tacipi Unit C pada sumur YA-3 kedalaman 2608 ft – 2843 ft (SS).....	65
Gambar 4.6	Interpretasi litologi penyusun Formasi Tacipi Unit C pada sumur YA-4 kedalaman 2169 ft – 2670 ft (SS).....	66
Gambar 4.7	Interpretasi litologi penyusun Formasi Tacipi Unit C pada	

	sumur YA-6 kedalaman 2413 ft – 2981 ft (SS).....	66
Gambar 4.8	Interpretasi litologi penyusun Formasi Tacipi Unit C pada sumur YA-7 kedalaman 2258 ft – 2673 ft (SS).....	67
Gambar 4.9	Kenampakan khas pada kurva <i>log</i> resistivitas, <i>log</i> densitas, dan <i>log</i> neutron pada sumur YA-1 kedalaman 2245 ft – 2467 ft (SS) yang mengindikasikan adanya fluida gas di dalam Formasi Tacipi Unit C	69
Gambar 4.10	Contoh zona reservoir potensial pada sumur YA-1 kedalaman 2245 ft – 2467 ft (SS) dicirikan dengan pola <i>cylindrical</i> pada kurva <i>log gamma ray</i> , nilai resistivitas tinggi, dan <i>crossover</i> pada kurva <i>log</i> densitas dengan <i>log</i> neutron.....	70
Gambar 4.11	Contoh statistik histogram data <i>log gamma ray</i> pada sumur YA-1 untuk membantu menentukan nilai <i>gamma ray</i> maksimum dan minimum	71
Gambar 4.12	Grafik keterdapatan volume lempung di dalam Formasi Tacipi Unit C pada Sumur YA-1 kedalaman 2245 ft – 2467 ft (SS).....	72
Gambar 4.13	Penentuan nilai densitas lempung kering dengan menggunakan <i>crossplot neutron-density</i>	75
Gambar 4.14	Input parameter perhitungan porositas densitas pada Formasi Tacipi Unit C sumur YA-2	77
Gambar 4.15	Input parameter perhitungan porositas sonik Wyllie (1958) pada Formasi Tacipi Unit C sumur YA-2	81
Gambar 4.16	Input parameter perhitungan porositas sonik Raymer (1980) pada Formasi Tacipi Unit C sumur YA-2	82
Gambar 4.17	Input parameter perhitungan porositas densitas-neutron pada Formasi Tacipi Unit C sumur YA-2.....	84
Gambar 4.18	Pencocokan nilai porositas hasil perhitungan <i>log</i> dengan hasil uji laboratorium pada Sumur YA-2 kedalaman 2429 ft – 2458 ft (SS).....	85
Gambar 4.19	Pencocokan nilai porositas hasil perhitungan <i>log</i> dengan hasil uji laboratorium pada Sumur YA-3 kedalaman 2623 ft – 2679 ft (SS).....	86
Gambar 4.20	Pencocokan nilai porositas hasil perhitungan <i>log</i> dengan hasil uji laboratorium pada Sumur YA-4 kedalaman 2265 ft – 2306 ft (SS).....	86
Gambar 4.21	Penentuan zona air pada sumur YA-4 kedalaman 2675 ft – 2745 ft (SS) dan pengolahan metode <i>pickett-plot</i> untuk interval sumur YA-1, YA-2, YA-3 dan YA-4.....	90
Gambar 4.22	Penentuan zona air pada sumur YA-6 kedalaman 2669 ft – 2749 ft (SS) dan pengolahan metode <i>pickett-plot</i> untuk interval sumur YA-6 dan YA-7	90
Gambar 4.23	Input parameter perhitungan saturasi air dengan metode Archie pada Formasi Tacipi Unit C sumur YA-1	91
Gambar 4.24	Persentase saturasi air di dalam Formasi Tacipi Unit C pada Sumur YA-1 kedalaman 2245 ft – 2467 ft (SS).....	92
Gambar 4.25	Input parameter perhitungan permeabilitas dengan metode	

	Wyllie-Rose pada Formasi Tacipi Unit C sumur YA-2	94
Gambar 4.26	Penentuan nilai <i>cut-off</i> untuk porositas efektif dan volume lempung dengan <i>crossplot</i> PHIE vs VSH	96
Gambar 4.27	Penentuan nilai <i>cut-off</i> untuk saturasi air dan volume lempung dengan <i>crossplot</i> SWE vs VSH.....	96
Gambar 4.28	Penentuan nilai <i>cut-off</i> untuk saturasi air dan porositas efektif dengan <i>crossplot</i> SWE vs PHIE.....	97
Gambar 4.29	Input parameter <i>cut-off</i> dan <i>flags</i> untuk menentukan zona yang prospektif pada Formasi Tacipi Unit C Lapangan Adhitama	100
Gambar 4.30	Interval zona prospektif hidrokarbon pada reservoir Formasi Tacipi Unit C Sumur YA-1 kedalaman 2245 ft – 2465 ft (SS)....	101
Gambar 4.31	Interval zona prospektif hidrokarbon pada reservoir Formasi Tacipi Unit C Sumur YA-2 kedalaman 2388 ft – 2597 ft (SS)....	102
Gambar 4.32	Interval zona prospektif hidrokarbon pada reservoir Formasi Tacipi Unit C Sumur YA-3 kedalaman 2610 ft – 2698 ft (SS)....	103
Gambar 4.33	Interval zona prospektif hidrokarbon pada reservoir Formasi Tacipi Unit C Sumur YA-4 kedalaman 2172 ft – 2670 ft (SS)....	104
Gambar 4.34	Interval zona prospektif hidrokarbon pada reservoir Formasi Tacipi Unit C Sumur YA-6 kedalaman 2491 ft – 2667 ft (SS)....	105
Gambar 4.35	Interval zona prospektif hidrokarbon pada reservoir Formasi Tacipi Unit C Sumur YA-7 kedalaman 2267 ft – 2530 ft (SS)....	106
Gambar 4.36	Peta <i>top depth structure</i> Formasi Tacipi Unit C Lapangan Adhitama dengan skala 1 : 66.666	108

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1	Waktu Penelitian	5
Tabel 2.1	Klasifikasi porositas berdasarkan persentase nilai porositas (Koesoemadinata, 1980).....	20
Tabel 2.2	Klasifikasi permeabilitas berdasarkan besaran nilai permeabilitas (Koesoemadinata, 1980).....	21
Tabel 2.3	Densitas matriks dari berbagai macam litologi (Halliburton, 1991; dalam Asquith dan Krygowski, 2004).....	26
Tabel 3.1	Data <i>log</i> dari seluruh sumur pada Lapangan Adhitama	52
Tabel 4.1	Interval Formasi Tacipi Unit C Berdasarkan Data Hasil Pengeboran	60
Tabel 4.2	Rentang nilai <i>gamma ray</i> Formasi Tacipi Unit C pada Lapangan Adhitama	62
Tabel 4.3	Rentang nilai densitas dan neutron Formasi Tacipi Unit C pada Lapangan Adhitama	63
Tabel 4.4	Zona-zona reservoir yang potensial berdasarkan interpretasi secara kualitatif	69
Tabel 4.5	Nilai rata-rata volume lempung dari setiap sumur pada Formasi Tacipi Unit C Lapangan Adhitama	72
Tabel 4.6	Parameter densitas yang digunakan untuk perhitungan porositas densitas dari setiap sumur pada Lapangan Adhitama	77
Tabel 4.7	Nilai rata-rata porositas total dan porositas efektif pada Formasi Tacipi Unit C Lapangan Adhitama menggunakan metode porositas densitas.....	78
Tabel 4.8	Nilai rata-rata porositas total dan porositas efektif pada Formasi Tacipi Unit C Lapangan Adhitama menggunakan metode porositas neutron	79
Tabel 4.9	Parameter interval waktu transit yang digunakan untuk perhitungan porositas sonik dari setiap sumur pada Lapangan Adhitama	81
Tabel 4.10	Nilai rata-rata porositas total dan porositas efektif pada Formasi Tacipi Unit C Lapangan Adhitama menggunakan metode porositas sonik.....	82
Tabel 4.11	Parameter yang digunakan untuk perhitungan porositas densitas-neutron dari setiap sumur pada Lapangan Adhitama	84
Tabel 4.12	Nilai rata-rata porositas total dan porositas efektif pada Formasi Tacipi Unit C Lapangan Adhitama menggunakan metode porositas densitas-neutron	84
Tabel 4.13	Nilai rata-rata saturasi air pada Formasi Tacipi Unit C Lapangan Adhitama menggunakan metode Archie	92
Tabel 4.14	Nilai rata-rata saturasi air sisa pada Formasi Tacipi Unit C Lapangan Adhitama	93
Tabel 4.15	Nilai interval permeabilitas batuan pada Formasi Tacipi Unit C Lapangan Adhitama menggunakan metode Wyllie-Rose persamaan Tixier	94

Tabel 4.16	Nilai <i>cut-off</i> untuk reservoir Formasi Tacipi Unit C Lapangan Adhitama	98
Tabel 4.17	Ketebalan zona <i>gross thickness</i> , <i>net thickness</i> , dan <i>net pay</i> dari reservoir Formasi Tacipi Unit C pada setiap sumur di Lapangan Adhitama	100
Tabel 4.18	Data persebaran sumur dan kedalaman <i>gas water contact</i> dari setiap sumur di Lapangan Adhitama	107
Tabel 4.19	Nilai luas kontur dari setiap <i>sub-closure</i> pada Formasi Tacipi Unit C Lapangan Adhitama.....	109
Tabel 4.20	Nilai rasio luas kontur dari setiap <i>sub-closure</i> pada Formasi Tacipi Unit C Lapangan Adhitama	110
Tabel 4.21	Nilai volume reservoir pada masing-masing interval kontur dari setiap <i>sub-closure</i> pada Formasi Tacipi Unit C Lapangan Adhitama	111
Tabel 4.22	Rata-rata nilai porositas efektif dan saturasi air pada zona <i>net pay</i> Formasi Tacipi Unit C Lapangan Adhitama	112
Tabel 4.23	Rekapitulasi hasil perhitungan dari analisis karakteristik petrofisik dan perhitungan cadangan gas bumi pada Formasi Tacipi Unit C Lapangan Adhitama	114

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1	Respons <i>log</i> pada Formasi Tacipi Unit C dari setiap sumur di Lapangan Adhitama.....	123
Lampiran 2	Deskripsi sampel batuan inti Formasi Tacipi Unit C Lapangan Adhitama.....	129
Lampiran 3	Data <i>Drill Stem Test</i> (DST)	131
Lampiran 4	Pencocokan nilai porositas dari pendekatan data <i>log</i> dengan data batuan inti menggunakan uji regresi linear sederhana.....	133