



UNIVERSITAS DIPONEGORO

**EVALUASI FORMASI DAN PERHITUNGAN CADANGAN SISA UNTUK
PENGEMBANGAN LAPANGAN PADA AREA “MANDIRI”, LAPANGAN
BIN, CEKUNGAN SUMATRA TENGAH**

TUGAS AKHIR

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

**VERJIAN ZALMI
NIM. 21100112140023**

**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI, DAN PENDIDIKAN TINGGI
FAKULTAS TEKNIK
DEPARTEMEN TEKNIK GEOLOGI**

SEMARANG

2017

**LEMBAR PENGESAHAN TUGAS AKHIR
UNIVERSITAS DIPONEGORO**

**EVALUASI FORMASI DAN PERHITUNGAN CADANGAN SISA UNTUK
PENGEMBANGAN LAPANGAN PADA AREA "MANDIRI", LAPANGAN
BIN, CEKUNGAN SUMATRA TENGAH**

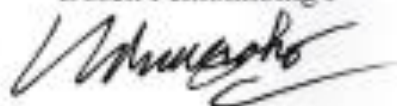
Diajukan untuk Memenuhi Persyaratan dalam Menyelesaikan Pendidikan Sarjana
Program Strata-1 pada Departemen Teknik Geologi
Fakultas Teknik
Universitas Diponegoro
Oleh :

**VERJIAN ZALMI
NIM. 21100112140023**

Telah Disetujui dan Disahkan pada
Hari/Tanggal : Mei 2017

Menyetujui,

Dosen Pembimbing I



Ir. Hadi Nugroho, DipLEGS., MT
NIP. 19520614 198603 1 001

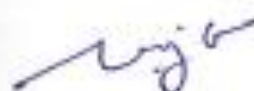
Dosen Pembimbing II



Reddy Setyawan, ST., MT
NIK. 19881023 021401 1 224

Mengetahui,

Ketua Departemen Teknik Geologi






Najiib, ST., M.Eng., Ph.D
NIP. 19771020 200501 1 001

HALAMAN PENGESAHAN

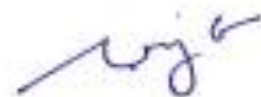
Skripsi ini diajukan oleh :
NAMA : VERJIAN ZALMI
NIM : 21100112140023
Jurusan/Departemen : TEKNIK GEOLOGI
Judul Skripsi : Evaluasi Formasi dan Perhitungan Cadangan Sisa
Untuk Pengembangan Lapangan Pada Area
"Mandiri", Lapangan BIN, Cekungan Sumatra
Tengah.

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Tim Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik, 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 : Istiqomah Ari Kusuma, ST., MT ()

Semarang, Mei 2017
Departemen
Ketua



Najib, ST., M.Eng., Ph.D
NIP. 19771020 200501 1 001

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

NAMA : VERJIAN ZALMI

NIM : 21100112140023

Tanda Tangan : 

Tanggal : 5 Mei 2017

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

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

Nama : VERJIAN ZALMI
NIM : 21100112140023
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 :

**EVALUASI FORMASI DAN PERHITUNGAN CADANGAN SISA UNTUK
PENGEMBANGAN LAPANGAN PADA AREA "MANDIRI", LAPANGAN
BIN, CEKUNGAN SUMATRA TENGAH**

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 : Mei 2017

Yang menyatakan



Verjian Zalmi
NIM. 21100112140023

HALAMAN PERSEMBAHAN

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Bacalah dengan menyebut nama Tuhanmu

*Dia telah menciptakan manusia dari segumpal darah Bacalah, dan Tuhanmulah
yang maha mulia*

Yang mengajar manusia dengan pena,

Dia mengajarkan manusia apa yang tidak diketahuinya (QS: Al-‘Alaq 1-5)

Maka nikmat Tuhanmu yang manakah yang kamu dustakan? (QS: Ar-Rahman 13)

*Niscaya Allah akan mengangkat (derajat) orang-orang yang beriman diantaramu
dan orang-orang yang diberi ilmu beberapa derajat (QS: Al-Mujadilah 11)*

Ya Allah,

*Waktu yang sudah kujalani dengan jalan hidup yang sudah menjadi takdirku,
sedih, bahagia, dan bertemu orang-orang yang memberiku sejuta pengalaman*

*bagiku, yang telah memberi warna-warni kehidupanku. Kubersujud
dihadapanmu, Engkau berikan aku kesempatan untuk bisa sampai*

Di penghujung awal perjuanganku

Segala Puji bagi Mu ya Allah

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis ucapkan kehadiran Allah SWT karena atas limpahan rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir yang berjudul **“Evaluasi Formasi dan Perhitungan Cadangan Sisa untuk Pengembangan Lapangan pada Area “Mandiri”, Lapangan BIN, Cekungan Sumatra Tengah”**. Tugas akhir ini diajukan untuk memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan pendidikan sarjana S-1 pada Departemen Teknik Geologi Universitas Diponegoro.

Evaluasi Formasi adalah sebuah teknik untuk mengetahui karakteristik dari masing-masing reservoir berupa volume serpih, volume lempung, porositas, saturasi air dan permeabilitas yang bertujuan untuk mendapatkan lokasi pengembangan dari masing-masing reservoir. Kemudian perhitungan cadangan sisa bertujuan untuk mengetahui seberapa banyak cadangan minyak yang masih terdapat pada reservoir tersebut dalam jumlah angka.

Akhir kata, penulis berharap agar Tugas Akhir ini dapat memberikan informasi yang baik bagi para pembaca dan dapat dipergunakan sebaik-baiknya untuk kepentingan riset kedepan dalam rangka penerapan ilmu geologi dalam kehidupan.

Semarang, Mei 2017

Penulis

UCAPAN TERIMA KASIH

Dalam penyusunan Laporan Tugas Akhir ini, penulis banyak mendapatkan bantuan dan bimbingan baik secara langsung maupun tidak langsung. Pada kesempatan ini penulis tidak lupa mengucapkan terima kasih kepada :

1. Allah Subhanahu Wa Ta'ala atas anugerah dan petunjuk-NYA sehingga dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini.
2. Orangtua tercinta, Drs. Hafrizal dan Asmi SPd yang selalu memberi dukungan penuh selama menjalani Tugas Akhir.
3. Adik dan kakak tercinta, Revita Mizalia ST dan Sri Rahmah Fitri yang selalu memberikan semangat selama pengerjaan skripsi ini.
4. Bapak Ir. Hadi Nugroho, Dipl.EGS., MT dan Bapak Reddy Setyawan, ST., MT., selaku dosen pembimbing yang selalu membimbing, mengarahkan dan memotivasi dalam menyelesaikan Laporan Tugas Akhir ini.
5. Bapak Najib, ST., M.Eng., Ph.D selaku Ketua Departemen Teknik Geologi Universitas Diponegoro.
6. Bapak Gantok Subiyantoro, Ir., MT., selaku pembimbing di PT. Chevron Pacific Indonesia yang telah sukarela memberikan ilmu dan pengalaman berharga kepada penulis.
7. Rekan-rekan PT. Chevron Pacific Indonesia yaitu Mbak Emilya Siswati, Mbak Mona Saputri, Mbak Lovya, Mas Maman, Mas Rizky, Mas Joshua, Mas Diki, Mas Rio, Mas Jono yang telah banyak membantu penulis selama melakukan penelitian.
8. Ibu Seuziah Danielda SPd dan Bapak Tazwir yang telah memberikan semangat dalam pelaksanaan tugas akhir.
9. Keluarga besar HMTG MAGMADIPA, khususnya Teknik Geologi 2012 yang selalu menyemangati dari awal hingga akhir.
10. Keluarga besar mahasiswa minang semarang yang telah memberikan canda tawa, semangat, dan hiburan dari awal pengerjaan sampai tugas akhir ini selesai.
11. Semua pihak yang telah membantu penulis baik langsung maupun tidak langsung, selama pengerjaan tugas akhir ini, yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu.

Semarang, Mei 2017

Penulis

ABSTRAK

Lapangan Bin merupakan lapangan minyak terbesar di Riau yang termasuk kedalam Cekungan Sumatra Tengah. Lapangan ini terdiri dari 13 area dan penelitian dilakukan di area “Mandiri” pada reservoir VZX, VZ dan VZY yang termasuk kedalam Formasi Duri dan Formasi Bekasap. Untuk melakukan pengembangan suatu lapangan maka perlu diketahui kualitas dari masing-masing reservoir dan cadangan yang masih terdapat pada masing-masing reservoir tersebut. Data yang digunakan yaitu data batuan inti dan data *wireline log* dari 43 sumur didaerah penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah mengetahui seri litologi penyusun serta penyebaran stratigrafi secara lateral maupun vertikal dari masing-masing sumur pada area “Mandiri” Lapangan Bin, untuk mengetahui karakteristik dari masing-masing reservoir, mengetahui lokasi pengembangan dari masing-masing reservoir dan mengetahui jumlah cadangan minyak yang masih terdapat dari masing-masing reservoir. Metodologi yang digunakan adalah metode deskriptif dan analisis. Metode deskriptif terdiri dari studi pustaka. Sedangkan metode analisis terdiri dari analisis dan interpretasi *wireline log* serta perhitungan cadangan yang masih terdapat didaerah penelitian menggunakan data *CO Log*.

Berdasarkan dari hasil pengolahan dan analisis data dapat diinterpretasikan bahwa litologi penyusun pada daerah penelitian berupa batupasir dan serpih. Analisis perhitungan petrofisik pada Reservoir VZX memiliki nilai rata-rata porositas efektif (ϕ_e) adalah 0,32 v/v, nilai rata-rata saturasi air efektif (S_{we}) adalah 61%, nilai rata-rata permeabilitas (k) adalah 749 mD, rata-rata volume serpih (V_{sh}) 0,52 v/v dan rata-rata volume lempung (V_{cl}) 0,39 v/v. Hasil analisis petrofisik pada Reservoir VZ memiliki nilai rata-rata porositas efektif (ϕ_e) adalah 0,32 v/v, nilai rata-rata saturasi air efektif (S_{we}) adalah 50%, nilai rata-rata permeabilitas (k) adalah 710 mD, rata-rata volume serpih (V_{sh}) 0,50 v/v dan rata-rata volume lempung (V_{cl}) 0,30 v/v. Hasil analisis petrofisik pada Reservoir VZY memiliki nilai rata-rata porositas efektif (ϕ_e) adalah 0,31 v/v, nilai rata-rata saturasi air efektif (S_{we}) adalah 44%, nilai rata-rata permeabilitas (k) 1014 mD, rata-rata volume serpih (V_{sh}) 0,41 v/v dan rata-rata volume lempung (V_{cl}) 0,262 v/v. Lokasi pengembangan Reservoir VZX berada disebelah barat area penelitian, lokasi pengembangan Reservoir VZ berada disebelah selatan area penelitian, dan lokasi pengembangan Reservoir VZY berada disebelah Utara area penelitian. Kemudian cadangan minyak yang masih terdapat pada area penelitian berjumlah 16.259.700 *barrel*.

Kata kunci: Lapangan BIN, Formasi Duri dan Bekasap, Cekungan Sumatra Tengah, evaluasi formasi, properti petrofisik, perhitungan cadangan sisa.

ABSTRACT

Bin Field was the biggest oil field located on Riau that was included to Central Sumatra Basin. Bin Field consisted 13 area and this research was taken at "Mandiri" area which was Reservoir VZX, VZ and VZY that were onto Duri Formation and Bekasap Formation. To develop a certain field, the quality of reservoir and the reserve from each field must be known. The data used was core data and wireline log data from 43 wells on the research field.

The purpose of the research are knowing the compiler of litologies series and the deployment of stratigraphic in laterally or vertically from each reservoir, knowing the characteristics from each reservoir, knowing the location of development from each reservoir and knowing the oil reserve on each reservoir. The method of the research will use descriptive method and analysis method. Descriptive method will contain literature study. While the analysis method will contain analysis and interpretation of wireline log and also the calculation of research that still on research field will use CO log.

Based from the result processing and analysis data can be interpreted that the lithology on reserach field are sandstone and shale. The result calculation of petrophysical analysis of VZX Reservoir has average score for effective porosity (\emptyset_e) is 0,32 v/v, average score for effective water saturation (S_{we}) is 61%, average score for permeability (k) is 749 mD, average score for volume shale (V_{sh}) is 0,52 v/v and average score for clay volume (V_{cl}) is 0,39 v/v. The result calculation of petrophysical for VZ Reservoir has average score for effective porosity (\emptyset_e) is 0,32 v/v, average score for effective water saturation (S_{we}) is 50%, average score for permeability (k) is 710 mD, average score for volume shale (V_{sh}) is 0,50 v/v, and average score for clay volume (V_{cl}) is 0,30 v/v. The result of petrophysical of VZY Reservoir has average score for effective porosity (\emptyset_e) is 0,31 v/v, average score for effective water saturation (S_{we}) is 0,44, average score for permeability (k) is 1014 mD, average score for volume shale (V_{sh}) is 0,41 v/v, and average score for volume clay (V_{cl}) is 0,262 v/v. The development site for VZX Reservoir is located on west of research field, the development site for VZ Reservoir is located on south of research field and the development location site for VZY Reservoir is located on north of research field. The remaining oil that is still on research field is 16.259.700 barrel.

Keyword: *BIN Field, Duri and Bekasap Formation, Central Sumatra Basin, Formation Evaluation, Petrophysical Properties, Remaining oil.*

DAFTAR ISI

| | |
|---|-------|
| HALAMAN JUDUL | |
| LEMBAR PENGESAHAN TUGAS AKHIR | ii |
| HALAMAN PENGESAHAN..... | iii |
| HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS..... | iv |
| HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS..... | v |
| HALAMAN PERSEMBAHAN | vi |
| KATA PENGANTAR..... | vii |
| UCAPAN TERIMA KASIH..... | viii |
| ABSTRAK..... | ix |
| <i>ABSTRACT</i> | x |
| DAFTAR ISI..... | xi |
| DAFTAR GAMBAR..... | xiv |
| DAFTAR TABEL..... | xvii |
| DAFTAR RUMUS..... | xviii |
| DAFTAR LAMPIRAN..... | xix |
| BAB I PENDAHULUAN | |
| 1.1 Latar Belakang | 1 |
| 1.2 Rumusan Masalah | 2 |
| 1.3 Maksud dan Tujuan Penelitian..... | 3 |
| 1.4 Batasan Masalah..... | 4 |
| 1.5 Waktu dan Lokasi Penelitian..... | 4 |
| 1.6 Manfaat Penelitian..... | 6 |
| 1.7 Sistematika Penelitian..... | 6 |
| 1.8 Penelitian Terdahulu..... | 7 |
| BAB II TINJAUAN PUSTAKA | |
| 2.1 Geologi Regional Cekungan Sumatra Tengah..... | 9 |
| 2.1.1 Evolusi Cekungan Sumatra Tengah..... | 10 |
| 2.1.2 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Tengah | 15 |
| 2.1.3 Struktur Geologi Regional Cekungan Sumatra Tengah..... | 21 |
| 2.1.4 Sistem <i>Petroleum</i> Cekungan Sumatra Tengah | 23 |
| 2.2 Geologi Daerah Penelitian..... | 25 |
| 2.2.1 Struktur Geologi Daerah Penelitian | 26 |

| | |
|---|----|
| 2.2.2 Stratigrafi Daerah Penelitian..... | 28 |
| 2.2.3 Sistem <i>Petroleum</i> Daerah Penelitian | 30 |
| 2.3 Konsep Dasar <i>Log</i> Sumur..... | 33 |
| 2.3.1 <i>Log</i> Radioaktif. | 33 |
| 2.3.2 <i>Log</i> Listrik..... | 37 |
| 2.3.3 <i>Log Caliper</i> | 39 |
| 2.4 Korelasi..... | 40 |
| 2.5 Evaluasi Formasi..... | 41 |
| 2.5.1 Kondisi Lubang Bor..... | 41 |
| 2.5.2 Definisi lempung, lanau, dan serpih | 43 |
| 2.5.3 Temperatur Formasi..... | 45 |
| 2.5.4 Volume Serpih | 45 |
| 2.5.5 Volume Lempung | 46 |
| 2.5.6 Porositas..... | 47 |
| 2.5.7 Resistivitas..... | 50 |
| 2.5.8 Permeabilitas..... | 50 |
| 2.5.9 Saturasi Air..... | 51 |
| 2.5.10 Penentuan lokasi Pengembangan Lapangan..... | 52 |
| 2.6 Perhitungan Cadangan..... | 53 |

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

| | |
|--|----|
| 3.1 Metode Penelitian | 55 |
| 3.1.1 Metode Deskriptif | 55 |
| 3.1.2 Metode Analisis | 56 |
| 3.2 Tahapan Metode Penelitian | 56 |
| 3.2.1 Tahapan Persiapan | 57 |
| 3.2.2 Tahapan Pengumpulan Data | 57 |
| 3.2.3 Tahapan Pengolahan Data, Analisis dan validasi data..... | 59 |
| 3.2.4 Tahapan Penyusunan Laporan Penelitian | 61 |
| 3.3 Diagram Alir Penelitian..... | 62 |
| 3.4 Peralatan Penelitian..... | 62 |
| 3.5 Hipotesis Penelitian..... | 63 |

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

| | |
|---|----|
| 4.1 Analisis Kualitatif..... | 64 |
| 4.1.1 Penentuan Jenis Litologi | 64 |
| 4.1.2 Penentuan Marker Reservoir..... | 65 |
| 4.1.3 Korelasi <i>Wireline Log</i> | 66 |
| 4.2 Analisis Kuantitatif..... | 70 |
| 4.2.1 Deskripsi Batuan inti..... | 70 |
| 4.2.2 Penentuan Parameter Archie (a, m, n) | 72 |
| 4.2.3 Volume Serpih..... | 74 |
| 4.2.4 Volume Lempung..... | 76 |
| 4.2.5 Porositas Total dan Efektif | 78 |
| 4.2.6 Perbandingan Volume Serpih dan Porositas Efektif..... | 80 |
| 4.2.7 Resistivitas Air Formasi..... | 81 |

| | |
|---|------------|
| 4.2.8 Saturasi Air Efektif | 82 |
| 4.2.9 Permeabilitas..... | 83 |
| 4.2.10 Perbandingan Permeabilitas dan Porositas Efektif | 85 |
| 4.2.11 Nilai Properti Reservoir | 86 |
| 4.3 Pemetaan Distribusi Properti Petrofisik | 88 |
| 4.3.1 Penentuan Batas Ambang Volume Serpih..... | 88 |
| 4.3.2 Penentuan Batas Ambang Porositas Efektif | 89 |
| 4.3.3 Penentuan Batas Ambang Saturasi Air | 90 |
| 4.3.4 Penentuan Batas Ambang Permeabilitas | 91 |
| 4.3.5 Pemetaan Properti Petrofisik Reservoir VZX1 dan VZX2..... | 92 |
| 4.3.6 Pemetaan Properti Petrofisik Reservoir VZ1, VZ2 dan VZ3 ... | 101 |
| 4.3.7 Pemetaan Properti Petrofisik Reservoir VZY1 dan VZY2..... | 114 |
| 4.4. Perhitungan Cadangan | 123 |
| 4.4.1 Perhitungan <i>Original Oil In Place</i> (OOIP)..... | 125 |
| 4.4.2 Perhitungan <i>Remaining Oil</i> | 126 |
| BAB V KESIMPULAN DAN SARAN | |
| 5.1 Kesimpulan..... | 128 |
| 5.2 Saran..... | 129 |
| DAFTAR PUSTAKA..... | 130 |
| LAMPIRAN..... | 133 |

DAFTAR GAMBAR

| | | |
|-------------|---|----|
| Gambar 1.1 | Peta lokasi daerah penelitian (Laporan Internal PT. CPI, 1994) | 5 |
| Gambar 2.1 | Kerangka tektonik regional Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick & Aulia, 1993) | 11 |
| Gambar 2.2 | Kerangka struktur geologi fase F2 dan F3 yang mempengaruhi struktur geologi Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick & Turlington, 1994) | 14 |
| Gambar 2.3 | Perkembangan tektonostratigrafi Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick & Aulia, 1996) | 15 |
| Gambar 2.4 | Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Tengah (Eubank dan Makki, 1981) | 18 |
| Gambar 2.5 | Sistem <i>Petroleum</i> Cekungan Sumatra Tengah mencakup elemen dan sistem <i>petroleum</i> (Tim Atlas Cekungan Sumatra Tengah, 2010) | 25 |
| Gambar 2.6 | Pola struktur yang berkembang pada Lapangan Duri (Laporan Internal PT. CPI, 1994) | 27 |
| Gambar 2.7 | Kolom Stratigrafi Lapangan Duri (Gantok, 2005) | 29 |
| Gambar 2.8 | Perjalanan migrasi minyak group I-IV dari dapur batuan induk berupa <i>South Balam</i> (I), <i>Rangau</i> (II), <i>South Central North Aman North Aman North</i> (IV) dan <i>Northern South Aman</i> (V). (Sayentika dkk, 2003) | 32 |
| Gambar 2.9 | Perbedaan pembacaan kurva <i>gamma ray</i> akibat perbedaan kecepatan <i>logging</i> (Rider, 1996) | 35 |
| Gambar 2.10 | <i>Borehole Environmental</i> (Dewan, 1983) | 42 |
| Gambar 2.11 | Pengaruh distribusi serpih terhadap porositas (Hoffman, 1987) | 44 |
| Gambar 2.12 | Penentuan distribusi mineral lempung pada reservoir (Hoffman, 1987) | 44 |
| Gambar 3.1 | Diagram Alir Penelitian | 62 |
| Gambar 4.1 | Marker Reservoir daerah penelitian pada sumur TA-55A | 66 |
| Gambar 4.2 | Penampang Korelasi Struktural pada lintasan #v2 berarah N-S di area Mandiri Lapangan BIN | 68 |
| Gambar 4.3 | Penampang Korelasi Struktural pada lintasan #H2 berarah W-E di area Mandiri Lapangan BIN | 69 |
| Gambar 4.4 | Tampilan <i>cross plot</i> untuk mencari nilai <i>saturation exponent</i> ... | 72 |
| Gambar 4.5 | Tampilan <i>cross plot</i> untuk mencari nilai <i>a</i> dan <i>m</i> | 73 |
| Gambar 4.6 | Nilai <i>Gamma Ray</i> maksimum dan <i>Gamma Ray</i> minimum untuk perhitungan volume serpih | 75 |
| Gambar 4.7 | <i>Cross plot</i> antara <i>gamma ray</i> dan volume serpih | 76 |
| Gambar 4.8 | <i>Cross plot</i> volume lempung dan volume serpih | 77 |
| Gambar 4.9 | <i>Cross plot</i> antara porositas batuan inti dan porositas total | 78 |
| Gambar 4.10 | <i>Cross plot</i> pada diagram <i>ternary</i> untuk menentukan titik <i>shale</i> , <i>wet shale</i> dan <i>dry shale</i> dari interval penelitian | 79 |
| Gambar 4.11 | <i>Cross plot</i> antara volume serpih dan porositas efektif pada daerah penelitian | 81 |

| | | |
|-------------|--|-----|
| Gambar 4.12 | Penentuan nilai resistivitas air menggunakan metode <i>picket plot</i> | 82 |
| Gambar 4.13 | Hubungan antara data hasil perhitungan dengan analisis batuan inti terhadap nilai Sw pada sumur TA-24C dan TA-73B | 83 |
| Gambar 4.14 | <i>Cross plot</i> antara permeabilitas batuan inti & porositas batuan inti dan permeabilitas batuan inti & volume serpih | 84 |
| Gambar 4.15 | <i>Cross plot</i> permeabilitas antara perhitungan <i>multiple regression</i> dengan data batuan inti | 85 |
| Gambar 4.16 | <i>Cross plot</i> antara permeabilitas dan porositas efektif pada 43 sumur area “Mandiri” Lapangan BIN | 86 |
| Gambar 4.17 | Hasil perhitungan volume serpih, volume lempung, dan porositas sumur TA-24C menggunakan <i>Software Geolog 7.0</i> | 87 |
| Gambar 4.18 | Hasil perhitungan Saturasi Air pada sumur TA-73B dengan menggunakan <i>Software Geolog 7.0</i> | 87 |
| Gambar 4.19 | Hasil perhitungan properti reservoir sumur TA-24C | 88 |
| Gambar 4.20 | Penentuan <i>cut off</i> volume serpih | 89 |
| Gambar 4.21 | Penentuan <i>cut off</i> porositas efektif | 90 |
| Gambar 4.22 | Penentuan <i>cut off</i> saturasi air efektif | 91 |
| Gambar 4.23 | Penentuan <i>cut off</i> permeabilitas | 91 |
| Gambar 4.24 | Peta distribusi <i>Net Effective Sand</i> Reservoir VZX1 dan VZX2 | 93 |
| Gambar 4.25 | Peta saturasi minyak (So) Reservoir VZX1 dan VZX2 | 94 |
| Gambar 4.26 | Peta distribusi <i>Thickness Net pay</i> Reservoir VZX1 dan VZX2 | 95 |
| Gambar 4.27 | Peta Porositas Efektif Reservoir VZX1 dan VZX2 | 96 |
| Gambar 4.28 | Peta <i>Hydrocarbon Pore Thickness</i> Reservoir VZX1 dan VZX2 | 97 |
| Gambar 4.29 | Peta sebaran permeabilitas dan volume lempung Reservoir VZX1 dan VZX2 | 98 |
| Gambar 4.30 | Peta sebaran Porositas Efektif dan volume lempung Reservoir VZX1 dan VZX2 | 99 |
| Gambar 4.31 | Peta Lokasi Pengembangan Reservoir VZX1 | 100 |
| Gambar 4.32 | Peta Lokasi Pengembangan Reservoir VZX2 | 101 |
| Gambar 4.33 | Peta distribusi <i>Net Effective Sand</i> reservoir VZ1, VZ2 dan VZ3 | 103 |
| Gambar 4.34 | Peta saturasi minyak (So) Reservoir VZ1, VZ2 dan VZ3 | 104 |
| Gambar 4.35 | Peta distribusi <i>Thickness Net Pay</i> Reservoir VZ1, VZ2 dan VZ3 | 105 |
| Gambar 4.36 | Peta Porositas Efektif Reservoir VZ1, VZ2 dan VZ3 | 106 |
| Gambar 4.37 | Peta <i>Hydrocarbon Pore Thickness</i> Reservoir VZ1, VZ2 dan VZ3 | 108 |
| Gambar 4.38 | Peta sebaran permeabilitas dan volume lempung Reservoir VZ1, VZ2 dan VZ3 | 110 |
| Gambar 4.39 | Peta sebaran Porositas Efektif dan volume lempung Reservoir VZ1, VZ2 dan VZ3 | 111 |
| Gambar 4.40 | Peta Lokasi Pengembangan Reservoir VZ1 | 112 |
| Gambar 4.41 | Peta Lokasi Pengembangan Reservoir VZ2 | 113 |
| Gambar 4.42 | Peta Lokasi Pengembangan Reservoir VZ3 | 114 |
| Gambar 4.43 | Peta distribusi <i>Net Effective Sand</i> Reservoir VZY1 dan VZY2 | 115 |
| Gambar 4.44 | Peta saturasi minyak (So) Reservoir VZY1 dan VZY2 | 116 |
| Gambar 4.45 | Peta distribusi <i>Thickness Net pay</i> Reservoir VZY1 dan VZY2 | 117 |
| Gambar 4.46 | Peta Porositas Efektif Reservoir VZY1 dan VZY2 | 118 |
| Gambar 4.47 | Peta <i>Hydrocarbon Pore Thickness</i> Reservoir VZY1 dan VZY2 | 119 |

| | |
|--|-----|
| Gambar 4.48 Peta sebaran permeabilitas dan volume lempung Reservoir VZY1 dan VZY2 | 120 |
| Gambar 4.49 Peta sebaran Porositas Efektif dan volume lempung Reservoir VZY1 dan VZY2 | 121 |
| Gambar 4.50 Peta Lokasi Pengembangan Reservoir VZY1 | 122 |
| Gambar 4.51 Peta Lokasi Pengembangan Reservoir VZY2 | 123 |
| Gambar 4.52 Peta pembagian lokasi pada Area Mandiri Lapangan BIN | 125 |

DAFTAR TABEL

| | | |
|------------|---|-----|
| Tabel 1.1 | Jadwal kegiatan Tugas Akhir | 5 |
| Tabel 3.1 | Data Sumur Penelitian pada Lapangan BIN | 57 |
| Tabel 4.1 | Deskripsi dan foto batuan inti pada sumur TA-24C | 70 |
| Tabel 4.2 | Hasil perhitungan parameter Archie | 74 |
| Tabel 4.3 | Hasil perhitungan volume serpih | 76 |
| Tabel 4.4 | Hasil perhitungan volume lempung | 77 |
| Tabel 4.5 | Parameter <i>shale</i> , <i>wet shale</i> dan <i>dry shale</i> Diagram <i>Ternary</i> | 80 |
| Tabel 4.6 | Nilai Properti Petrofisik lokasi pengembangan Reservoir VZX1.. | 100 |
| Tabel 4.7 | Nilai Properti Petrofisik lokasi pengembangan Reservoir VZX2.. | 101 |
| Tabel 4.8 | Nilai Properti Petrofisik lokasi pengembangan Reservoir VZ1..... | 112 |
| Tabel 4.9 | Nilai Properti Petrofisik lokasi pengembangan Reservoir VZ2..... | 113 |
| Tabel 4.10 | Nilai Properti Petrofisik lokasi pengembangan Reservoir VZ3..... | 114 |
| Tabel 4.11 | Nilai Properti Petrofisik lokasi pengembangan Reservoir VZY1.. | 122 |
| Tabel 4.12 | Nilai Properti Petrofisik lokasi pengembangan Reservoir VZY2.. | 123 |
| Tabel 4.13 | Perhitungan cadangan awal pada Area Mandiri Lapangan BIN.... | 125 |
| Tabel 4.14 | Perhitungan <i>Remaining Oil</i> menggunakan data <i>CO log</i> pada Area "Mandiri" Lapangan BIN..... | 126 |
| Tabel 4.15 | Perhitungan <i>Remaining Oil</i> menggunakan data <i>Oil Cummulative</i> pada Area "Mandiri" Lapangan BIN..... | 127 |

DAFTAR RUMUS

| | | |
|------------|---|----|
| Rumus 2.1 | Temperatur Formasi (Asquith dan Krygowski, 2004)..... | 45 |
| Rumus 2.2 | Perhitungan volume serpih (Asquith dan Krygowski, 2004) | 46 |
| Rumus 2.3 | Perhitungan volume lempung metode Asquith menggunakan <i>log Gamma ray</i> pada Batupasir <i>consolidated</i> | 46 |
| Rumus 2.4 | Perhitungan volume lempung metode Asquith menggunakan <i>log Gamma ray</i> pada Batupasir <i>unconsolidated</i> | 47 |
| Rumus 2.5 | Perhitungan volume lempung metode Asquith menggunakan <i>log neutron</i> dan <i>log densitas</i> | 47 |
| Rumus 2.6 | Persamaan Porositas (Asquith dan Krygowski, 2004)..... | 48 |
| Rumus 2.7 | Persamaan Porositas Densitas (Asquith dan Krygowski, 2004).. | 48 |
| Rumus 2.8 | Persamaan Porositas zona <i>steam</i> (Asquith dan Krygowski,2004) | 48 |
| Rumus 2.9 | Persamaan Porositas efektif Metode <i>dual water modified</i> | 49 |
| Rumus 2.10 | Persamaan Volume <i>dry shale</i> | 49 |
| Rumus 2.11 | Persamaan Resistivitas (Asquith dan Krygowski, 2004)..... | 50 |
| Rumus 2.12 | Persamaan Saturasi Air Efektif Metode Archie..... | 51 |
| Rumus 2.13 | Persamaan Saturasi Air Efektif Metode <i>modified Simandoux</i> | 52 |
| Rumus 2.14 | Persamaan <i>Hydrocarbon Pore Thickness</i> | 52 |
| Rumus 2.15 | Persamaan <i>STOIP (STB)</i> Metode Tearpock dan Bischke, 1991) | 53 |
| Rumus 2.16 | Persamaan <i>STOIP (STM)</i> Metode Tearpock dan Bischke, 1991) | 54 |
| Rumus 2.17 | Persamaan <i>STGIIP (SCF)</i> Metode Tearpock dan Bischke, 1991) | 54 |
| Rumus 4.1 | Persamaan Resistivitas Indeks Formasi Metode Archie , 1942... | 73 |
| Rumus 4.2 | Persamaan <i>Multiple regression</i> Permeabilitas..... | 84 |

DAFTAR LAMPIRAN

| | | |
|---------------|---|-----|
| Lampiran 1 | Data-data sumur yang digunakan pada lokasi penelitian | 133 |
| Lampiran 2 | Peta Lokasi Sumur pada daerah penelitian..... | 134 |
| Lampiran 3.1 | Penampang korelasi struktural pada lintasan #h1 berarah W-E pada Area “Mandiri” di Lapangan BIN | 135 |
| Lampiran 3.2 | Penampang korelasi struktural pada lintasan #h2 berarah W-E pada Area “Mandiri” di Lapangan BIN | 136 |
| Lampiran 3.3 | Penampang korelasi struktural pada lintasan #h3 berarah W-E pada Area “Mandiri” di Lapangan BIN | 137 |
| Lampiran 3.4 | Penampang korelasi struktural pada lintasan #h5 berarah W-E pada Area “Mandiri” di Lapangan BIN | 138 |
| Lampiran 3.5 | Penampang korelasi struktural pada lintasan #h7 berarah W-E pada Area “Mandiri” di Lapangan BIN | 139 |
| Lampiran 3.6 | Penampang korelasi struktural pada lintasan #v1 berarah N-S pada Area “Mandiri” di Lapangan BIN | 140 |
| Lampiran 3.7 | Penampang korelasi struktural pada lintasan #v3 berarah N-S pada Area “Mandiri” di Lapangan BIN | 141 |
| Lampiran 3.8 | Penampang korelasi struktural pada lintasan #v5 berarah N-S pada Area “Mandiri” di Lapangan BIN | 142 |
| Lampiran 3.9 | Penampang korelasi struktural pada lintasan #v7 berarah N-S pada Area “Mandiri” di Lapangan BIN | 143 |
| Lampiran 3.10 | Penampang korelasi struktural pada lintasan #d1 berarah NW-SE pada Area “Mandiri” di Lapangan BIN | 144 |
| Lampiran 3.11 | Penampang korelasi struktural pada lintasan #d2 berarah NE-SW pada Area “Mandiri” di Lapangan BIN | 145 |
| Lampiran 4.1 | Peta <i>Net Sand</i> Reservoir VZX1 | 146 |
| Lampiran 4.2 | Peta <i>Net Sand</i> Reservoir VZX2 | 146 |
| Lampiran 4.3 | Peta <i>Net Sand</i> Reservoir VZ1 | 147 |
| Lampiran 4.4 | Peta <i>Net Sand</i> Reservoir VZ2 | 147 |
| Lampiran 4.5 | Peta <i>Net Sand</i> Reservoir VZ3 | 148 |
| Lampiran 4.6 | Peta <i>Net Sand</i> Reservoir VZY1 | 148 |
| Lampiran 4.7 | Peta <i>Net Sand</i> Reservoir VZY2 | 149 |
| Lampiran 5.1 | Hasil Perhitungan properti pada Reservoir VZX1 | 150 |
| Lampiran 5.2 | Hasil Perhitungan properti pada Reservoir VZX2 | 151 |
| Lampiran 5.3 | Hasil Perhitungan properti pada Reservoir VZ1 | 152 |
| Lampiran 5.4 | Hasil Perhitungan properti pada Reservoir VZ2 | 153 |
| Lampiran 5.5 | Hasil Perhitungan properti pada Reservoir VZ3 | 154 |
| Lampiran 5.6 | Hasil Perhitungan properti pada Reservoir VZY1 | 155 |
| Lampiran 5.7 | Hasil Perhitungan properti pada Reservoir VZY2 | 156 |
| Lampiran 6.1 | Peta Struktur Kedalaman Top Reservoir VZX1 | 157 |
| Lampiran 6.2 | Peta <i>Net Pay</i> Reservoir VZX1 | 158 |
| Lampiran 6.3 | Peta <i>Hydrocarbon Pore Thickness</i> Reservoir VZX1 | 159 |
| Lampiran 6.4 | Peta Permeabilitas terhadap volume lempung Reservoir VZX1 | 160 |
| Lampiran 6.5 | Peta Struktur Kedalaman Top Reservoir VZX2..... | 161 |

| | | |
|---------------|---|-----|
| Lampiran 6.6 | Peta <i>Net Pay</i> Reservoir VZX2..... | 162 |
| Lampiran 6.7 | Peta <i>Hydrocarbon Pore Thickness</i> Reservoir VZX2 | 163 |
| Lampiran 6.8 | Peta Permeabilitas terhadap volume lempung Reservoir VZX2..... | 164 |
| Lampiran 6.9 | Peta <i>Oil Saturation</i> Reservoir VZX | 165 |
| Lampiran 6.10 | Peta Volume Lempung Reservoir VZX | 166 |
| Lampiran 6.11 | Peta Porositas Efektif terhadap Volume Lempung Reservoir VZX..... | 167 |
| Lampiran 6.12 | Peta Struktur Kedalaman Top Reservoir VZ1..... | 168 |
| Lampiran 6.13 | Peta <i>Net Pay</i> Reservoir VZ1..... | 169 |
| Lampiran 6.14 | Peta <i>Hydrocarbon Pore Thickness</i> Reservoir VZ1 | 170 |
| Lampiran 6.15 | Peta Permeabilitas terhadap volume lempung Reservoir VZ1..... | 171 |
| Lampiran 6.16 | Peta Struktur Kedalaman Top Reservoir VZ2..... | 172 |
| Lampiran 6.17 | Peta <i>Net Pay</i> Reservoir VZ2..... | 173 |
| Lampiran 6.18 | Peta <i>Hydrocarbon Pore Thickness</i> Reservoir VZ2 | 174 |
| Lampiran 6.19 | Peta Permeabilitas terhadap volume lempung Reservoir VZ2..... | 175 |
| Lampiran 6.20 | Peta Struktur Kedalaman Top Reservoir VZ3..... | 176 |
| Lampiran 6.21 | Peta <i>Net Pay</i> Reservoir VZ3..... | 177 |
| Lampiran 6.22 | Peta <i>Hydrocarbon Pore Thickness</i> Reservoir VZ3 | 178 |
| Lampiran 6.23 | Peta Permeabilitas terhadap volume lempung Reservoir VZ3..... | 179 |
| Lampiran 6.24 | Peta <i>Oil Saturation</i> Reservoir VZ | 180 |
| Lampiran 6.25 | Peta Volume Lempung Reservoir VZ | 181 |
| Lampiran 6.26 | Peta Porositas Efektif terhadap Volume Lempung Reservoir VZ..... | 182 |
| Lampiran 6.27 | Peta Struktur Kedalaman Top Reservoir VZY1 | 183 |
| Lampiran 6.28 | Peta <i>Net Pay</i> Reservoir VZY1 | 184 |
| Lampiran 6.29 | Peta <i>Hydrocarbon Pore Thickness</i> Reservoir VZY1 | 185 |
| Lampiran 6.30 | Peta Permeabilitas terhadap volume lempung Reservoir VZY1..... | 186 |
| Lampiran 6.31 | Peta Struktur Kedalaman Top Reservoir VZY2..... | 187 |
| Lampiran 6.32 | Peta <i>Net Pay</i> Reservoir VZY2..... | 188 |
| Lampiran 6.33 | Peta <i>Hydrocarbon Pore Thickness</i> Reservoir VZY2 | 189 |
| Lampiran 6.34 | Peta Permeabilitas terhadap volume lempung Reservoir VZY2..... | 190 |
| Lampiran 6.35 | Peta <i>Oil Saturation</i> Reservoir VZY | 191 |
| Lampiran 6.36 | Peta Volume Lempung Reservoir VZY | 192 |
| Lampiran 6.37 | Peta Porositas Efektif terhadap Volume Lempung Reservoir VZY | 193 |