

2017

REKOMENDASI WILAYAH KERJA MIGAS

AREA
KUTAI (M N K)

**PUSAT SURVEI GEOLOGI
BADAN GEOLOGI
2018**



© 2018 Pusat Survei Geologi
Katalog dalam Terbitan (KDT)
Rekomendasi Wilayah Kerja Migas 2017 Area Kutai

xxi + 123 ; 21,0 x 29,7 cm

ISBN

1.Rekomendasi
5. Area

2. Wilayah
6. Kutai

3. Kerja

4. Migas

Penyusun:

Yusuf Iskandar
Erwin Hariyanto Nugroho
Nova Novelyarisianti
Wawan Gunawan
Efrina Chandra Agusti Putri

Editor:

Hermes Panggabean
Moh. Heri Hermiyanto Z
Baharuddin
Sidarto
Subagio

Sigit Maryanto
Marjiyono
Asep Kurnia Permana
Aries Kusworo

Desain Grafis dan Tata Letak:

Wawan Sujana
Agung Hendri Purnama
Nova Novelyarisianti

Cetakan Pertama: November 2018

Diterbitkan oleh
Pusat Survei Geologi
Jln Diponegoro 57 Bandung, 40122
Telp (022) 7203205, Faks. (022) 7202669
Email: redaksi@grdc.esdm.go.id; redaksipsg@gmail.com

Sanksi Pelanggaran Pasal 72

Undang-undang Nomor 19 tahun 2002

Perubahan atas Undang-undang Nomor 7 Tahun 1987

Perubahan atas Undang-undang Nomor 6 Tahun 1982

Tentang Hak Cipta

1. Barangsiapa dengan sengaja dan tanpa hak melakukan perbuatan sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 ayat (1) atau Pasal 49 ayat (1) dan ayat (2) dipidana dengan pidana penjara masing-masing paling singkat 1 (satu) bulan dan/ atau denda paling sedikit Rp 1.000.000,00 (satu juta rupiah), atau pidana penjara paling lama 7 (tujuh) tahun dan/atau denda paling banyak Rp 5.000.000.000,00 (lima miliar rupiah).
2. Barangsiapa dengan sengaja menyiarkan, memamerkan, mengedarkan, atau menjual kepada umum suatu Ciptaan atau Hak Terkait sebagaimana dimaksud pada ayat (1) dipidana dengan pidana penjara paling lama 5 (lima) tahun dan/ atau denda paling banyak Rp 500.000.000,00 (lima ratus juta rupiah).

KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum warahmatullahi wabarakatuh. Alhamdulillah rabbilalamin, banyak nikmat yang Allah berikan, tetapi sedikit sekali yang kita ingat. Segala puji hanya layak untuk Allah Tuhan seru sekalian alam atas segala berkat, rahmat, taufik, serta hidayah-Nya yang tiada terkira besarnya, sehingga penulis dapat menyelesaikan Laporan Akhir "REKOMENDASI WILAYAH KERJA MIGAS NON-KONVENSIONAL CEKUNGAN KUTAI, PROVINSI KALIMANTAN TIMUR".

Cekungan Kutai sudah terbukti memiliki potensi hidrokarbon konvensional, namun untuk potensi non konvensional masih belum terbukti. Untuk mengetahui lebih lanjut mengenai potensi *shale* hidrokarbon diperlukan studi yang mendalam pada serpih dari shale gas bearing formation di Cekungan Kutai, meliputi posisi stratigrafi dari *shale gas*, runtunan formasi pembawa gas, hubungan antar formasi, lokasi tipe, kandungan fosil, umur, properti *shale gas* baik kimia maupun fisika, (fasies) lingkungan pengendapan, penyebaran baik secara lateral maupun vertikal, ketebalan, dan serta area prospek dari *shale gas*. Selain memberi manfaat untuk pengembangan ilmu, penelitian ini diharapkan juga dapat membantu para pelaku industri untuk mengurangi resiko dalam eksplorasi serpih hidrokarbon.

Dalam uraian ini kami ingin menyampaikan ucapan terimakasih kepada Kepala Pusat Survei Geologi, Kepala Bidang Sumber Daya Minyak dan Gas Bumi, Kepala Sub-Bidang Minyak dan Gas Bumi Non-Konvensional, para pejabat fungsional di Bidang Sumber Daya Minyak dan Gas Bumi, yang telah memberikan arahan dan masukan, serta kepada semua pihak yang telah berkontribusi dalam penyusunan laporan ini.

Penyusun

Tim Rekomendasi Wilayah Kerja Migas MNK Kutai

RINGKASAN EKSEKUTIF

Rekomendasi wilayah kerja migas non konvensional di Cekungan Kutai merupakan kegiatan penelitian Pusat Survei Geologi yang dilaksanakan pada tahun 2017. Lokasi daerah penelitian berada pada Cekungan Kutai dan sekitarnya yang secara geografis, cekungan Kutai terletak di bagian timur Pulau Kalimantan pada koordinat 103° LU - 2° LS, dan 113° - 118° BT. Secara administrasi terletak pada Kota Samarinda, Kota Balikpapan, Kota Sangatta, Kabupaten Kutai Barat, Kabupaten Kutai Timur dan Kabupaten Mahakam Ulu yang termasuk ke dalam Propinsi Kalimantan Timur. Maksud dari kegiatan penelitian ini adalah untuk meningkatkan eksplorasi di sektor hulu minyak dan gas bumi, terutama bidang non konvensional. Sehingga dapat meningkatkan cadangan gas untuk ketahanan energi. Dengan adanya studi potensi shale gas di Cekungan Kutai diharapkan lebih membuka wawasan serta penambahan data yang lebih banyak. Sehingga bagi para investor dapat menanamkan modalnya di bidang migas non konvensional, yang pada akhirnya mengarah kepada pembangunan negara Indonesia demi menyongsong masa depan yang lebih baik.

Data-data yang tersedia dalam penelitian rekomendasi wilayah kerja migas ini adalah data geologi yang terdiri dari data permukaan dan bawah permukaan. Data Geologi permukaan berupa data titik-titik singkapan yang merupakan hasil pemetaan geologi. Data geologi bawah permukaan berupa data sumur, seismik, dan magnetotelurik. Data sumur sebanyak 45 sumur, 16 sumur prioritas yang akan dianalisis log sumurannya, serta terdapat 355 lintasan seismik. Data untuk survei magnetotelurik yang terdiri dari 40 stasiun pengamatan dan tersebar secara semi-grid dengan *coverage* area sekitar 1500 km². Dengan mengintegrasikan data geologi permukaan dan bawah permukaan diharapkan dapat menghasilkan area - area prospek beserta cadangan sumberdaya *shale gas*.

Sejarah eksplorasi di Cekungan Kutai dimulai dengan kegiatan pemboran yang dilakukan di dekat rembesan minyak pada kompleks Antiklinorium Samarinda. Minyak pertama kali ditemukan pada kedalaman 46 m pada sumur Louise-1 di dekat Sanga-Sanga pada tahun 1897. PSC (*Production Sharing Contract*) pertama dilakukan pada akhir tahun 1960-an, pada saat itu perusahaan-perusahaan PSC giat melakukan survei geofisika yang dengan sukses menemukan beberapa lapangan minyak dan gas raksasa di Cekungan Kutai, baik di darat maupun di lepas pantai. Lapangan Attaka merupakan lapangan pertama yang ditemukan oleh perusahaan PSC yakni UNOCAL dan Inpex pada tahun 1970 berdasarkan pemetaan struktur bawah permukaan yang diidentifikasi dari data seismik. TOTAL pertama kali terlibat di cekungan Kutai sebagai rekanan dari JAPEX. Dua perusahaan ini menemukan Lapangan Bekapai (1972), Tunu (1973), dan lapangan raksasa Handil dan Tambora pada tahun 1974. Hingga kini TOTAL masih bekerja di Lapangan Sisi, Nubi, dan Peciko. Peciko pertama kali di bor pada tahun 1982 dan diaktifasi kembali pada 1991.

Cekungan Kutai terletak diujung tenggara daratan Sundaland dan berada diantara tiga lempeng tektonik aktif utama dunia : Eurasia, Indo-Australia, dan Pasifik. Hal ini menyebabkan pembentukan Cekungan Kutai mendapatkan pengaruh dari berbagai aktifitas tektonik yang terjadi secara regional. Cekungan ini dibatasi oleh Pegunungan Schwaner di barat daya, Tinggian Kuching di bagian barat, Selat Makassar di timur, dan Pegunungan Meratus di selatan. Selain itu juga, Cekungan Kutai dibatasi oleh dua buah sesar geser berarah NW-SE, yaitu Sesar Adang di Selatan dan Mangkalihat di utara dengan arah mengiri (sinistral). Disebelah selatan Cekungan Kutai juga ditemui cekungan Barito dan Cekungan Tarakan di bagian utara, dimana keduanya terbentuk pada waktu yang sama dengan Cekungan Kutai, yaitu Eosen Tengah. Pada bagian tengah Cekungan Kutai terdapat zona Antiklonarium Samarinda yang berupa kumpulan antiklin dengan arah NW-SE. Berdasarkan peta geologi dan bentuk dasar dari peta gayaberat, Cekungan Kutai secara keseluruhan dapat dibagi menjadi tiga cekungan yaitu Cekungan Kutai Barat (*Upper Kutai Basin*), Cekungan Kutai Timur (*Lower Kutai Basin*) dan Cekungan Pasir (Heryanto dkk., 2013). Stratigrafi Regional Cekungan Kutai memperlihatkan sedimen-sedimen berumur Kenozoik mempunyai siklus sedimentasi pengendapan utama, yaitu : Eosen-Oligosen (siklus transgresi pengisian sedimen *synrift* dan *sagging*), Oligosen-Miosen Tengah (siklus regresi pengisian sedimen *post rift*), Miosen Tengah-Miosen Akhir (siklus progradasi pengisian sedimen inversi), dan Pliosen-Kuartar (siklus aggradasi pengisian sedimen post-inversi).

Berdasarkan genesisnya, shale gas hadir di dalam serpih hitam kaya organik, batulanau dengan permeabilitas yang sangat rendah dan sisipan tipis dalam batupasir sebagai absorbed gas dan free gas.

Di dalam *reservoir shale gas*, serpih kaya hidrokarbon dapat bertindak sebagai *reservoir gas*, maupun sebagai batuan induk dari gas tersebut. *Shale gas* dapat terakumulasi dalam pori-pori yang besar (rekahan dan matrik porositas) dari serpih atau pori-pori mikro (material organik porositas) sebagai *free gas* (dengan rata-rata sekitar 50%). *Shale* juga dapat terperangkap dalam permukaan partikel mineral, kerogen, dan pori-pori sebagai *absorbed gas* dengan komposisi rata-rata hampir sama sekitar 50%. Berdasarkan beberapa penelitian sebelumnya berikut ini adalah karakteristik serpih yang dapat ditindaklanjuti untuk pengembangan serpih secara komersial, yaitu : memiliki kandungan TOC lebih dari 1%, berada dalam perioda generasi gas (*Gas Window*), memiliki kandungan mineral getas lebih dari 48%, ketebalan efektif dari serpih tersebut adalah lebih dari 30-50 m (lebih dari 30 m ketika lapisan serpih tersebut menerus tanpa ada perselingan, dan ketebalan kumulatif lebih dari 50 m ketika perlapisan serpih tersebut tidak menerus atau memiliki TOC kurang dari 1%).

Lintasan geologi yang menjadi target penelitian serpih hidrokarbon pada studi ini pada pengamatan lapangan sesi I dan II, meliputi Lintasan Geologi Muara Wahau, Lintasan Geologi Mahakam Ulu, Lintasan Geologi Bentian, Lintasan Geologi PT. Gunung Bayan Pratama Coal, Lintasan Geologi Senoni, Lintasan Geologi Samarinda, Lintasan Geologi Sangatta-Samarinda dan Lintasan Geologi PT. KPC Sangatta. Dari pengamatan di lapangan dan rekonstruksi singkapan dari peta lintasan geologi, stratigrafi daerah Lower Kutai (sesi I) diinterpretasikan setara dengan Formasi Maau, Pamaluan, Bebuluh, Pulaubalang dan Balikpapan, yang mana umurnya relatif lebih tua di banding batuan daerah Upper Kutai (sesi II), berkisar dari Eosen hingga Oligosen, terdiri dari Formasi Haloq, Batuayau, Ujohbilang dan Wahau.

Analisis biostratigrafi yang dilakukan dengan mengacu pada data sumuran memperlihatkan posisi biostratigrafi umur Miosen Awal untuk daerah pengamatan sesi I dan lingkungan pengendapannya ditandai periode tumbuh pesat rawa mangrove dan fase transgresi yang berkembang pada kala tersebut, sedangkan dari sumur – sumur daerah *Upper Kutai Basin*, menunjukkan rentang umur yang lebih luas dari Eosen hingga Resen.

Pada kala Eosen Tengah, ketika fase tektonik berada pada fase *syn-rift*, daerah penelitian merupakan hasil dari endapan fluvial hingga dataran pantai. Semakin ke timur, lingkungan pengendapan dicirikan oleh pengendapan energy rendah pada lingkungan prodelta hingga shelf, searah dengan arah pengendapan yang semakin ke timur. Kala Oligosen diinterpretasikan berada pada lingkungan laut yang disertai pengendapan dengan arus turbidit, sedangkan perkembangan delta makin intensif menuju umur yang lebih muda yaitu Miosen Awal, namun dengan diselingi oleh perkembangan batugamping di beberapa area tersebar.

Analisis struktur geologi yang difokuskan pada karakterisasi mikrostruktur, diketahui bahwa arah orientasi kekar umumnya terbuka berarah Utara-Selatan, sedangkan kekar yang tertutup berarah hampir Baratlaut – Tenggara. Adapula sinklin dan sesar – sesar normal yang saling memotong pada daerah penelitian.

Cekungan Kutai dibagi menjadi *Upper Kutai Basin* dan *Lower Kutai Basin* berdasarkan analisis geofisika (anomali gaya berat) dengan tinggian gaya berat yang membatasinya bernilai 30 – 40 mgal. Area blok ditentukan dengan analisis kualitatif yang deposenternya memiliki rentang nilai -20 hingga -15 mgal. Blok A berada pada subcekungan *Lower Kutai Basin* yang deposenternya berada pada Murung Deep, sedangkan Blok B dan C berada pada Subcekungan *Upper Kutai Basin* bagian utara dan selatan. Analisis magnetotelurik (MT) mendukung tafsiran mengenai struktur geologi, juga keberadaan serpih yang berpotensi dari bawah permukaan. Diketahui adanya kesesuaian hasil *cutout 3D MT* dengan adanya sesar yang tercirikan di permukaan melalui peta SRTM dan data sumur Ramin-1 yang mengindikasikan jejak migrasi hidrokarbon akibat sesar pada kedalaman 3050 ft. Selain itu, diperkirakan terdapat potensi serpih hitam dengan *thermal maturation* yang tinggi pada sekitar daerah penelitian dengan total volume 6238 km³.

Setidaknya terdapat 8 jenis serpih yang berasal dari 8 formasi berbeda pada daerah penelitian. Dua formasi, yaitu Batukelau dan Ujohbilang tidak memiliki data analisis serpih, sedangkan 6 lainnya memiliki hasil analisis yang umumnya menyimpulkan jenis kerogen tipe III, nilai TOC bervariasi dari kualitas buruk hingga sangat baik serta tingkat kematangan umumnya *immature* atau *early mature*.

Interpretasi seismik dan korelasi sumur selanjutnya dilakukan untuk mengetahui bagaimana persebaran serpih pada interval umur tertentu yang diketahui setelah mengetahui korelasi sumur berdasarkan umur. Data seismik yang tersedia berupa lintasan seismik darat 2-D (*2-D onshore seismic*

lines) dengan kualitas sedang. Dari analisis ini, didapatkan 5 horizon pada 3 blok daerah penelitian, yaitu Top dan Base Miosen Awal untuk Blok A, Top dan Base Oligosen Akhir pada Blok B, serta Top Eosen Awal pada Blok C. Horizon – horizon ini kemudian diproses untuk menentukan area prospek dan modeling properti integrasi dengan hasil analisis geokimia dan petrofisika untuk menghitung cadangan sumberdaya.

Analisis petrofisika di wilayah kerja MNK Kutai dilakukan pada 7 sumur berdasarkan ketersediaan data marker umur, yaitu Murung-1, Ramin-1 dan Rasamala-1 (Blok A), Maaui-1 dan Mawai-1 (Blok B), serta Batuq-1 dan Kahala B-1 (Blok C). Analisis yang dilakukan meliputi kandungan serpih (volume shale), porositas, saturasi air, *total organic carbon* (TOC) dan *brittleness index*, dengan data yang terdiri dari wireline log dalam format LAS, hasil analisis batuan inti, dan laporan studi sebelumnya. Data log masing – masing sumur kemudian dikoreksi berdasarkan Schlumberger chart, untuk diaplikasikan pada log gamma ray, neutron, densitas dan resistivitas.

Perhitungan volum serpih digunakan dengan menggunakan metode yang paling sesuai dengan daerah penelitian yaitu metode Linear. Untuk mendapatkan nilai parameter formasi, telah dilakukan analisis plot silang pada kurva Densitas-Neutron, kemudian nilai porositas akan ditentukan menggunakan log densitas-neutron dengan persamaan porositas total – porositas efektif, selanjutnya divalidasi dengan data porositas batuan inti. Hasilnya, terlihat kecocokan nilai perhitungan dengan nilai porositas batuan inti. Lebih lanjut, perhitungan saturasi air di interval penelitian dilakukan dengan menggunakan persamaan *shaly-sand* Indonesia dan Simandoux, setelah sebelumnya ditentukan dahulu nilai resistivitas air formasi berdasarkan zona pembawa air (*water bearing zone*) pada interval penelitian. Perhitungan TOC dengan menggunakan metode Passey menunjukkan rentang nilai 0.7-1.2% dan kemudian dicocokkan dengan data TOC batuan inti dan TOC dari data permukaan (rata-rata 1%). Parameter terakhir yaitu *Brittleness Index*, dilakukan dengan analisis geomekanika dengan pendekatan log konvensional dan dikelompokkan menggunakan klasifikasi *Brittle-Ductile* (Perez dan Marfurt, 2013). Nilai masing – masing parameter nantinya akan digunakan untuk perhitungan volumetrik juga sebagai input dari pemodelan properti.

Pemodelan statis 3-D dilakukan dengan mengintegrasikan hasil analisis seismik (dan atribut seismik) serta analisis sumur berikut data geokimia sumur. Dimulai dengan pembuatan peta struktur kedalaman, kemudian dilanjutkan dengan pemodelan geometri. Hal ini dilakukan untuk mendapatkan kerangka model untuk diisi parameter petrofisika sehingga menghasilkan model fasies dan model properti. Sebanyak 3 model dibangun untuk tiap blok dengan grid increment 2000 x 2000. Properti batuan yang dimodelkan pada penelitian ini, yaitu V-Shale, porositas, saturasi air, TOC dan Brittleness dengan input *upscaled well log* dengan kualitas terjaga (dimana perbedaannya <5% dari data well log) dari analisis petrofisika dan penampang permukaan RMS amplitude yang dikontrol arah pengendapan regional. Hampir seluruh properti dimodelkan dengan menggunakan metode *Sequential Gaussian Simulation* (SGS) dengan beberapa co-kriging *V-Shale*.

Sweet spots ditentukan dengan kriteria *pay zone* seperti, *Vshale* bernilai lebih dari 0.5, nilai TOC > 1, nilai *brittleness* berbatas bawah 0.48, dan harus berada di jendela kematangan gas (*gas window*).

Perhitungan gas in place (GIP) berdasarkan penjumlahan nilai *free gas* dan *absorbed gas* dengan persamaan Ambrose. Dari hasil perhitungan, didapatkan blok C menyimpan potensi paling tinggi (GIP = 21.71 TCF), disusul oleh blok A (17.94 TCF) kemudian blok B dengan GIP 9.7 TCF. Sehingga ketika dijumlahkan, seluruh potensi cadangan sumberdaya wilayah kerja MNK Kutai akan bernilai 46.79 TCF.

DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR.....	i
RINGKASAN EKSEKUTIF.....	ii
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR.....	x
DAFTAR TABEL.....	xxiii
BAB 1 PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Maksud dan Tujuan.....	1
1.3 Metodologi Penelitian.....	1
1.4 Lokasi Penelitian.....	3
1.5 Ketersediaan Data.....	3
1.6 Personalia.....	7
1.7 Sejarah Eksplorasi.....	7
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA.....	9
2.1 Geologi Regional.....	9
2.1.1 Tektonik Regional.....	10
2.1.2 Stratigrafi Regional.....	11
2.2 Geologi Cekungan Kutai.....	12
2.2.1 Stratigrafi Cekungan Kutai.....	13
2.2.2 Struktur Geologi Cekungan Kutai.....	16
2.3 Landasan Teori.....	17
2.3.1 Karakteristik <i>Shale gas</i>	17
2.3.2 Karakteristik Reservoir <i>Shale gas</i>	18
BAB 3 GEOLOGI DAERAH PENELITIAN.....	23
3.1 Stratigrafi Daerah Penelitian.....	23
3.1.1 Lintasan Geologi Daerah Penelitian.....	23
3.1.2 Kolom Stratigrafi Daerah Penelitian.....	40
3.2 Sedimentologi.....	41

3.2.1 Analisis Biostratigrafi.....	41
3.2.2 Analisis Fasies dan Lingkungan Pengendapan.....	45
3.2.3 Karakteristik Serpih.....	49
3.3 Struktur Geologi.....	60
3.4 Paleogeografi.....	60
BAB 4 ANALISIS GEOFISIKA.....	65
4.1 Gayaberat.....	65
4.2 Magnetotelurik (MT).....	66
4.3 Interpretasi Seismik.....	74
4.4 Analisis Atribut Seismik.....	78
4.5 Korelasi Sumur.....	79
BAB 5 ANALISIS PETROFISIKA.....	81
5.1 Ketersediaan Data Sumur dan Bagan Alir Analisis Petrofisika.....	81
5.2 Pengondisian Data.....	82
5.2.1 Pre-kalkulasi.....	82
5.2.2 Koreksi Lingkungan.....	82
5.2.3 Penentuan <i>Badhole</i>	84
5.2.4 Penentuan Batubara.....	85
5.3 Perhitungan Properti Batuan.....	85
5.3.1 Perhitungan Volume Serpih.....	85
5.3.2 Perhitungan Porositas.....	86
5.3.3 Perhitungan Saturasi Air.....	86
5.3.4 Penentuan TOC.....	89
5.3.5 Penentuan <i>Brittleness Index</i>	89
BAB 6 POTENSI BATUAN INDUK.....	93
6.1 Analisis <i>Total Organic Carbon (TOC)</i> dan <i>Pyrolysis</i>	93
6.2 Analisis Kematangan.....	96
6.3 Analisis Tipe Kerogen dan Petrografi Organik.....	97
6.4 Analisis Biomarker.....	101
BAB 7 PEMODELAN STATIS 3-D.....	107
7.1 Peta Struktur Kedalaman.....	107
7.2 Model Geometri.....	110

. 7.3 Model Fasies.....	110
7.4 Model Properti.....	110
7.4.1 Model Properti <i>V-Shale</i>	110
7.4.2 Model Properti Porositas.....	111
7.4.3 Model Properti Saturasi Air.....	111
7.4.4 Model Properti <i>TOC</i>	111
7.4.5 Model Properti <i>Brittleness</i>	111
7.4.6 Model Kematangan Hidrokarbon.....	114
BAB 8 PERHITUNGAN SUMBERDAYA.....	115
8.1 Area <i>Sweet Spot</i>	115
8.2 Perhitungan <i>Gas In Place</i>	117
BAB 9 KESIMPULAN.....	119
9.1 Kesimpulan.....	119
9.2 Rekomendasi.....	119
DAFTAR PUSTAKA.....	121

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Diagram alir kerja dalam studi rekomendasi wilayah kerja migas non konvensional di Cekungan Kutai.....	3
Gambar 1.2. Peta lokasi daerah penelitian.....	4
Gambar 1.3. Peta ketersediaan data sumur dan seismik di Cekungan Kutai dan sekitarnya.....	4
Gambar 1.4. Peta titik – titik pengambilan data magnetotelurik yang ditandai oleh titik berwarna merah yang digabungkan dengan ketersediaan data seismik dan sumur di sekitar titik pengamatan.....	6
Gambar 1.5. Peta Lintasan Inversi 2D MT yang mengcover area Cekungan Kutai seluas 1500 km ² dengan Sistem Lintasan Semi Grid untuk dapat menjadi Kontrol dari Pemodelan 3D MT.....	7
Gambar 2.1. Fisiografi Cekungan dan Kerangka tektonik Kalimantan.....	9
Gambar 2.2. Peta Geologi Regional dan Struktur Cekungan Kutai dan sekitarnya.....	10
Gambar 2.3. Elemen Tektonik Cekungan Kutai yang menunjuk kan struktur tinggian (<i>structural high</i>) dan rendahan (<i>structural low</i>).....	11
Gambar 2.4. Korelasi stratigrafi Cekungan Kutai, Barito dan Tarakan.....	12
Gambar 2.5. Peta Geologi Cekungan Kutai (Kompilasi dari Peta Geologi Skala 1: 250.000). 13	
Gambar 2.6. Penampang Stratigrafi Cekungan Kutai.....	14
Gambar 2.7. Peta Elemen Tektonik Cekungan Kutai.....	16
Gambar 2.8. Pembagian Cekungan Kutai menjadi Subcekungan Kutai Hulu dan Subcekungan Kutai Hilir berdasarkan peta anomali gayaberat.....	17
Gambar 2.9. Mekanisme pembentukan shale gas dan model dari “saturation reservoir”.....	19
Gambar 3.1. Peta lintasan geologi yang telah dilakukan pada survei lapangan sesi 1 dan sesi 2 Tahun 2017.....	23
Gambar 3.2. Foto yang menunjukkan kondisi singkapan dan karakteristik litologi pada Lintasan Bentian; A) Fosil jejak atau bioturbasi yang banyak ditemukan pada Formasi Pamaluan yang berlitologi klastik halus singkapan 17EH004; B) Perlapisan batupasir dan serpih pada Formasi Pamaluan di singkapan 17EH005 yang terlihat cukup jelas dengan kemiringan relatif landai;C) Perlapisan silang siur yang dapat terlihat jelas pada Formasi Balikpapan di singkapan 17EH006;D) Sisipan oksida besi dan material karbon pada Formasi Balikpapan di singkapan 17EH007 yang berlitologi batupasir.....	24

- Gambar 3.3.** Peta Lintasan Geologi Bentian pada Formasi Pamaluan dan Formasi Balikpapan 25 ..
- Gambar 3.4.** Foto kondisi singkapan dan karakteristik litologi di Lintasan PT. GBPC; A) Coal debris pada Formasi Pamaluan yang berlitologi serpih; B) Lapisan batubara Formasi Pamaluan kearah kolam semakin menipis dan akhirnya hilang pada arah tersebut..... 26
- Gambar 3.5.** Peta Peta Lintasan Geologi PT. Gunung Bayan Pratama Coal dengan memfokuskan pada Formasi Pamaluan..... 26
- Gambar 3.6.** Peta Lintasan Geologi Senoni pada Formasi Pamaluan dan Formasi Pulaubalang 27
- Gambar 3.7.** Foto yang menunjukkan kondisi singkapan dan karakteristik litologi di Lintasan Senoni; A) Batubara yang menyisip diantara batulempung; B) Batulempung karbonatan yang tertindih selaras di bawah litologi batugamping; C) Batugamping terumbu yang menindih selaras perselingan batupasir- batulanau; D) Kondisi singkapan 17EH020 berupa batugamping terumbu Formasi Bebulu dan perselingan batupasir- batulanau di bawahnya..... 28
- Gambar 3.8.** Kenampakan struktur sedimen perlapisan silang siur pada Formasi Balikpapan di singkapan 17EH001, 17EH013 dan 17EH014. Butiran batupasir ini dapat terlihat menonjol sehingga memberikan tekstur cenderung lebih kasar..... 29
- Gambar 3.9.** Peta Lintasan Geologi Samarinda dan titik singkapan yang berada pada Formasi Pamaluan, Formasi Pulaubalang, dan Formasi Balikpapan..... 29
- Gambar 3.10.** Foto kondisi singkapan dan kenampakan litologi singkapan 17EH002, 17EH010, 17EH011, 17EH012 dan 17EH015; A) Batulempung karbonan Formasi Pulaubalang dengan sisipan batubara diantaranya sangat dominan pada singkapan 17EH015; B) Batubara kualitas baik yang terdapat pada singkapan 17EH011; C) Batugamping terumbu Formasi Pulaubalang yang terdapat pada bagian atas singkapan 17EH012; D) Pecahan cangkang moluska maupun foraminifera yang teridentifikasi pada singkapan 17EH015.. 30
- Gambar 3.11.** Foto kondisi singkapan dan kenampakan litologi singkapan lintasan geologi Sangatta-Samarinda bagian utara; A) Batubara Formasi Balikpapan di bagian bawah tertindih perselingan tipis batupasir dengan batulempung pada singkapan 17EH035; B) Batulempung dan shaly coal Formasi Balikpapan sangat mendominasi singkapan 17EH037..... 30
- Gambar 3.12.** Peta Lintasan Geologi Sangatta – Samarinda dengan formasi batuan yang cukup beragam..... 31
- Gambar 3.13.** Foto kondisi singkapan dan kenampakan litologi pada singkapan 17EH038 dan 17EH039; A) Beberapa contoh fosil biota laut yang terdapat pada singkapan 17EH038; B) Kenampakan arah dan kemiringan perlapisan batugamping klastik Formasi Bebulu pada singkapan 17EH039..... 32

- Gambar 3.14.** Foto kondisi singkapan dan kenampakan litologi pada Formasi Pulaubalang di singkapan 17EH040; A) Batubara dengan kualitas yang diperkirakan baik pada singkapan 17EH040; B) Kenampakan struktur geologi berupa antiklin mikro pada lapisan batubara dan batupasir Formasi Pulaubalang..... 32
- Gambar 3.15.** Kenampakan singkapan pada lintasan PT. KPC sangatta; A) Terdapat perulangan sekuen stratigrafi yang berada pada singkapan 17 EH 31; B) Batulanau dengan sisipan batupasir halus Formasi Balikpapan berwarna abu kekuningan pada singkapan 17 EH 30; C) Singkapan batupasir tebal dengan sisipan tipis batulanau Formasi Balikpapan pada singkapan 17 EH 36 ; D) Batupasir halus Formasi Balikpapan dengan warna abu kekuningan memiliki sortasi baik pada singkapan 17 EH 29..... 33
- Gambar 3.16.** Peta Lintasan Geologi PT. KPC Sangatta yang didominasi oleh satu Formasi Balikpapan..... 33
- Gambar 3.17.** Peta Lintasan Geologi Muara Wahau pada Formasi Wahau..... 34
- Gambar 3.18.** Foto yang menunjukkan kondisi singkapan dan karakteristik litologi pada Lintasan Muara Wahau; A) Burrow dalam batulanau singkapan 17EH101; B) Serpih hitam Formasi Wahau yang kaya akan material organik pada singkapan 17EH102 yang terlihat cukup jelas dengan kemiringan relatif landai;C) Batusabak Formasi Telen pada singkapan 17EH103;D) Struktur sedimen laminasi sejajar dan microfault pada batulanau di singkapan 17EH107..... 35
- Gambar 3.19.** Foto yang menunjukkan kondisi singkapan dan karakteristik litologi pada Lintasan Muara Wahau; A) Kenampakan perlapisan sedimen pada singkapan 17EH112; B) Batulanau Formasi Wahau mengandung material organik yang telah terkekarkan singkapan 17EH110; C) Struktur sedimen silang siur pada singkapan 17EH111;D) Masih dalam singkapan yang sama dengan gambar 3.19C (singkapan 17EH111) kenampakan struktur sedimen convolute bedding 35
- Gambar 3.20.** Foto yang menunjukkan kondisi singkapan dan karakteristik litologi pada Lintasan Muara Wahau di daerah Sungai Marah; A) Kenampakan batulanau yang telah terdeformasi kuat pada Formasi Wahau di singkapan 17EH128; B) & C) Kenampakan lebih dekat perlapisan batulanau pada singkapan 17EH128; D) Kenampakan struktur lenticular (lensa batupasir dalam batulanau) pada Formasi Wahau di singkapan 17EH126..... 36
- Gambar 3.21.** Foto yang menunjukkan kondisi singkapan dan karakteristik litologi pada Lintasan Muara Wahau di daerah Sungai Telen dan Sungai Marah; A) Kenampakan batulanau yang telah terdeformasi kuat membentuk concoidal shape pada Formasi Wahau di singkapan 17EH117; B) Kenampakan lebih dekat batupasir sisipan tipis batulanau pada Formasi Wahau di singkapan 17EH119; C) Singkapan batupasir yang memiliki kemiringan curam hampir tegak dari singkapan 17EH118 di daerah hulu Sungai Marah;D) Kenampakan lebih dekat batupasir yang sangat keras, terdeformasi kuat dari singkapan 17EH118..... 36

- Gambar 3.22.** Peta Lintasan Geologi Sungai Mahakam Ulu pada Formasi Ujohbilang, Formasi Batuayau, Batukelau, Formasi Haloq..... 37
- Gambar 3.23.** Foto yang menunjukkan kondisi singkapan dan karakteristik litologi Formasi Ujohbilang pada Lintasan Sungai Mahakam Ulu; A) Kenampakan perselingan batupasir dan batulanau pada singkapan 17EH141; B) Kenampakan lebih dekat batulanau sisipan tipis batugamping klastik pada singkapan 17EH142; C) Kenampakan batulanau sisipan batulanau pada singkapan 17EH146; D) Kenampakan rekahan pada batulanau, terdeformasi kuat dari singkapan 17EH147..... 38
- Gambar 3.24.** Foto yang menunjukkan kondisi singkapan dan karakteristik litologi Formasi Batuayau pada Lintasan Sungai Mahakam Ulu; A) Kenampakan foto jauh dan dekat batupasir dan batulanau pada singkapan 17EH139; B) Kenampakan batulanau dengan nodul lanau pada singkapan 17EH140; C) Kenampakan batupasir pada singkapan 17EH151; D) Kenampakan burrow pada singkapan 17EH151; E) Kenampakan nodul batugamping pada singkapan 17EH151; F) Kenampakan struktur sedimen silang siur pada singkapan 17EH151; G) Kenampakan rekahan pada singkapan 17EH151..... 39
- Gambar 3.25.** Foto yang menunjukkan kondisi singkapan dan karakteristik litologi Formasi Batukelau pada Lintasan Sungai Mahakam Ulu; A) Kenampakan foto jauh batulanau pada singkapan 17EH136; B) Kenampakan lebih dekat batulanau pada singkapan 17EH136..... 39
- Gambar 3.26.** Foto yang menunjukkan kondisi singkapan dan karakteristik litologi Formasi Haloq pada Lintasan Sungai Mahakam Ulu; A) Kenampakan konglomerat pada singkapan 17EH137; B) Kenampakan batulanau dengan nodul lanau pada singkapan 17EH140; C) Kenampakan jauh dari singkapan batupasir yang di atasnya diendapkan konglomerat pada stasiun 17EH149; D) Kenampakan burrow pada batupasir singkapan 17EH150..... 40
- Gambar 3.27.** Kolom stratigrafi batuan dari formasi - formasi yang ditemukan di lapangan 41
- Gambar 3.28.** Penampang korelasi sumur berarah barat - timur pada interval Eosen Tengah melalui sumur Batuq-1 dan Kahala B-1..... 45
- Gambar 3.29.** Model lingkungan pengendapan Cekungan Kutai pada umur Eosen Tengah sampai Awal Eosen Akhir..... 46
- Gambar 3.30.** Penampang korelasi sumur berarah utara - selatan pada interval Oligosen Akhir melalui sumur Tengkawang-1, Maau-1 dan Mawai A-1..... 46
- Gambar 3.31.** Model lingkungan pengendapan Cekungan Kutai pada umur Oligosen Akhir 47
- Gambar 3.32.** Penampang korelasi sumur berarah barat-timur pada interval Miosen Awal melalui sumur Murung-1, Ramin-1 dan Rasamala-1..... 47
- Gambar 3.33.** Penampang korelasi sumur berarah utara-selatan pada interval Miosen Awal melalui sumur Busang-1 dan Ramin-1..... 48
- Gambar 3.34.** Model pengendapan Cekungan Kutai pada fase inversi kala Miosen Awal... 48