



UNIVERSITAS DIPONEGORO

**STUDI GEOKIMIA HIDROKARBON DAN PEMODELAN 1D UNTUK
MENGETAHUI KARAKTERISTIK DAN MODEL KEMATANGAN
BATUAN INDUK CEKUNGAN AKIMEUGAH, PROVINSI PAPUA
BARAT**

TUGAS AKHIR

Diajukan sebagai salah satu syarat memperoleh gelar sarjana

PETRUS ADITYA EKANANDA

21100114130077

FAKULTAS TEKNIK

DEPARTEMEN TEKNIK GEOLOGI

SEMARANG

SEPTEMBER 2018



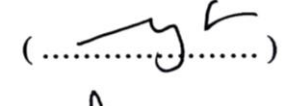

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini diajukan oleh :

Nama : Petrus Aditya Ekananda
NIM : 21100114130077
Jurusan/Departemen : Teknik Geologi
Fakultas : Teknik
Judul Skripsi : Studi Geokimia Hidrokarbon dan Pemodelan 1D untuk Mengetahui Karakteristik dan Model Kematangan Batuan Induk Cekungan Akimeugah, Provinsi Papua Barat

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

TIM PENGUJI

Pembimbing I	Fahrudin, S.T, M.T. NIP. 198301222006041002	 (.....)
Pembimbing II	Reddy Setyawan, S.T, M.T. NPPU.H.7. 198810232018071001	 (.....)
Penguji I	Najib, S.T, M.T, Ph.D NIP. 197710202005011001	 (.....)
Penguji II	Ahmad Syauqi Hidayatillah, S.T, M.T. NPPU.H.7. 199011182018071001	 (.....)

Semarang, 6 September 2018
Kepala Departemen Teknik Geologi



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

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Petrus Aditya Ekananda

NIM : 21100114130077

Tanggal : 6 September 2018

Tanda tangan :

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Aditya', with a stylized flourish below it.

HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

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

Nama : Petrus Aditya Ekananda
NIM : 21100114130077
Departemen : Teknik Geologi
Fakultas : Teknik
Jenis Karya : Tugas Akhir

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

Studi Geokimia Hidrokarbon dan Pemodelan 1D Untuk Mengetahui Karakteristik dan Model Kematangan Batuan Induk Cekungan Akimeugah, Provinsi Papua Barat

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenar-benarnya.

Dibuat di : Semarang

Pada tanggal : 6 September 2018

Yang menyatakan



Petrus Aditya Ekananda

KATA PENGANTAR

Penulis akan membahas hal yang berkaitan dengan energi tak terbarukan yaitu energi fosil. Indonesia sendiri masih mengandalkan sumber daya energi fosil dimana salah satunya adalah energi minyak dan gas bumi sebagai tulang punggung dan komponen utama penghasil energi. Hal itu terjadi karena adanya keunikan fitur geologi yang ada di Indonesia secara aspek stratigrafi, geomorfologi, maupun struktur geologi secara menyeluruh. Selain banyak memberikan sisi negatif yang ditimbulkan, hal unik ini yang juga memberikan sisi positif diantaranya adalah kekayaan akan sumber daya alam. Namun dalam melakukan eksplorasi kekayaan sumber daya alam tersebut, seringkali masih belum dilakukan secara efektif dan efisien.

Tujuan dari penulis melakukan pembuatan tugas akhir ini, salah satunya adalah untuk dapat lebih mengetahui peran metode geokimia dalam eksplorasi minyak dan gas bumi. Geokimia minyak dan gas bumi adalah salah satu aplikasi dari ilmu kimia yang mempelajari tentang asal, migrasi, akumulasi serta alterasi minyak bumi. Salah satu manfaat yang sering digunakan adalah dalam pembuatan permodelan cekungan. Permodelan cekungan memiliki berbagai macam tipe, diantaranya adalah pembuatan sejarah pemendaman dan penentuan model kematangan dalam sebuah cekungan.

Dalam melakukan pembuatan tugas akhir ini, penulis juga menemukan banyak hambatan, namun dapat penulis lewati dengan usaha dan doa. Akhir kata, penulis berharap, tugas akhir ini dapat menjadi manfaat sebesar-besarnya bagi dunia pendidikan khususnya dunia geologi.

Semarang, 6 September 2018



Petrus Aditya Ekananda

UCAPAN TERIMA KASIH

Dalam pelaksanaan dan penyusunan Tugas Akhir ini penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. Allah Bapa, Yesus Kristus dan Roh Kudus yang selalu menyertai setiap detik kehidupan terutama dalam penyusunan dan perjuangan menyelesaikan kuliah.
2. Kedua orang tua tercinta, Bapak Handoyo dan Ibu Eni Urip Lestari yang selalu memberikan *support* baik secara materil dan moril selama ini.
3. Adik tercinta, Magdalena Dinda Amelia yang juga turut memberikan support dalam doa selama kuliah.
4. Kepala departemen Teknik Geologi Universitas Diponegoro, Bapak Najib, ST, M.Eng, Ph.D yang telah memberikan izin dan kesempatan pada saya untuk dapat melakukan tugas akhir di perusahaan.
5. Seluruh staff dosen Teknik Geologi Universitas Diponegoro, atas bekal ilmu yang telah diberikan kepada saya serta kesempatan yang berharga untuk menjadi asisten selama saya berkuliah di Teknik Geologi Universitas Diponegoro.
6. Dosen wali, Ibu Anis Kurniasih, S.T., M.T yang selalu memberikan saran yang baik selama berkuliah di Teknik Geologi Universitas Diponegoro.
7. Dosen pembimbing I, Bapak Fahrudin, S.T., M.T. yang sudah membimbing dan memberikan ilmunya selama penyusunan tugas akhir di kampus.
8. Dosen pembimbing II, Bapak Reddy Setyawan, S.T., M.T. yang sudah membimbing dan memberikan ilmunya selama penyusunan tugas akhir di kampus.
9. PT Saka Energi Pangkah Limited, yang sudah memberikan kesempatan untuk dapat melakukan tugas akhir di perusahaan.
10. Pembimbing di PT Saka Energi, Bapak Anwar Sadat serta Bapak Setiabudi Djaelani yang sudah membantu dan memberikan sharing ilmu selama melakukan penyusunan tugas akhir.

11. Emanuella Firstania Diandra Yarangga, yang selalu setia, sabar dan memberikan *support* dalam doa serta secara moril selama penyelesaian tugas akhir.
12. Rizky Pravira Fajar, sahabat yang selalu bersama di Teknik Geologi Universitas Diponegoro yang sudah mau saya reportkan dalam segala hal serta menjadi *partner paper* dan hal akademik lainnya, kawan humor serta kawan *sharing* ketika mengalami kesusahan di kampus.
13. Retno Apriningsih Siahaan, sahabat sejak mahasiswa baru yang selalu memberikan *support* secara moril ketika mengalami kesusahan.
14. Seluruh teman-teman Teknik Geologi Universitas Diponegoro angkatan 2014 yang sudah bersama selama kurang lebih 4 tahun berproses dan berdinamika di kampus.
15. Cynthia Gunawan, Ivan Immanuel, dan Jonathan Hadiprojo sebagai 3 sahabat yang sudah bersama sejak SMP dan masih terus memberikan *support* hingga sekarang.
16. Angelo Prasetyo Korompis, Antonius Kurniawan Hamdoko, dan Kevin Satria Wibowo, sahabat yang sudah meluangkan waktu untuk *refreshing* dan *support* secara tidak langsung selama penyelesaian tugas akhir.
17. Davin Rahardian, Evanie Mory, Gwyneth Tumbelaka, Hosea Hanelan, Jeremiah Nathaniel, Marcellina Setiawan, Mardiana Aritonang, Mawar Manik, Naomi Octavia, Natasya Priskila Sudaly, Nela Tryana Punuh, Nova Sirait, Rivaldo Mark Frans Valentino Tumbelaka, Teguh Setiawan, Zefanya Evans Lino dan seluruh teman-teman *youth* GPdI Sudirman Jakarta Selatan yang tidak bias disebut satu persatu, yang sudah memberikan *support* secara rohani baik secara langsung maupun tidak langsung selama penyelesaian tugas akhir.
18. Serta semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu persatu yang telah membantu penulis baik secara langsung maupun tidak langsung.

Semarang, 6 September 2018

Penulis

HALAMAN PERSEMBAHAN

“Sebab TUHAN, Dia sendiri akan berjalan di depanmu, Dia sendiri akan menyertai engkau, Dia tidak akan membiarkan engkau dan tidak akan meninggalkan engkau; janganlah takut dan janganlah patah hati.”

(Ulangan 31 : 8)

“Janganlah takut, sebab Aku menyertai engkau, janganlah bimbang, sebab Aku ini Allahmu; Aku akan meneguhkan, bahkan akan menolong engkau; Aku akan memegang engkau dengan tangan kanan-Ku yang membawa kemenangan.”

(Yesaya 41 : 10)

It may be taking a long time, but if you'll stay in faith, God will renew your strength and make a way where you don't see a way

-Trust God-

Tugas akhir ini saya persembahkan untuk Tuhan Yesusku, Bapa yang sangat luar biasa di dalam hidupku, selalu menyertai perjalanan kuliahku dari mahasiswa baru hingga akhir.

Walau dalam hidup aku sering terjatuh, tak pernah dibiarkan-Nya benar-benar dalam kondisi terpuruk. Selain itu, tugas akhir ini juga saya persembahkan untuk keluarga, terutama untuk kedua orang tua dan alm nenek yang selalu *support* dalam setiap perjalanan kuliah. Tak terbendung betapa bersyukur diriku ini memiliki mereka di dalam hidup.



SARI

Cekungan Akimeugah adalah salah satu cekungan *foreland* yang berada di utara *Merauke Ridge* yang memisahkan dengan Cekungan Arafura. Menurut badan geologi, cekungan ini adalah salah satu cekungan yang cukup berpotensi menghasilkan minyak dan gas bumi di Papua dengan cadangan minyak bumi sebesar 22,70 BBO dan gas bumi sebesar 28,92 TCF. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui karakteristik batuan induk dan model kematangan pada cekungan Akimeugah berdasarkan data biostratigrafi, *wireline log* dan geokimia hidrokarbon. Berdasarkan data pengeboran yang dilakukan pada 3 sumur yang ada yaitu sumur K-1, B-1X dan A-1X didapatkan bahwa daerah ini memiliki beberapa formasi yaitu Buru, Klasafet, Upper Yawee, Adi, Lower Yawee, Sirga, Faumai, Ekmai, Piniya, Woni Wogi, Kopai (Kembelangan), Aiduna, Modio, dan Pre Modio. Lalu berdasarkan hasil *rock eval pyrolysis*, sumur K-1 memiliki nilai TOC berkisar antara 0,04% hingga 1,34% dan beberapa titik memiliki nilai TOC diatas 20% sedangkan pada sumur B-1X memiliki nilai TOC berkisar antara 0,26% hingga 3,05%. Nilai HI pada sumur K-1 berkisar antara 18 hingga 427 dengan tipe kerogen yang dominan pada sumur ini adalah tipe III. Sedangkan nilai HI pada sumur B-1X memiliki nilai antara 42 hingga 646 dengan tipe kerogen yang dominan pada sumur ini adalah tipe II. Berdasarkan hasil analisis *vitrinite reflectance*, kematangan pada sumur K-1 dan B-1X terbagi menjadi 3 yaitu *immature*, *early mature* hingga *peak mature*. Berdasarkan hasil permodelan, kematangan awal pada sumur K-1 mulai terjadi pada umur Jura Awal hingga Pleistosen tepatnya pada formasi Pre Modio, Modio, Aiduna, Woni Wogi, Piniya, Ekmai dan Lower Yawee. Kematangan awal pada sumur B-1X mulai terjadi pada umur Pliosen hingga Pleistosen tepatnya pada formasi Upper Yawee, Lower Buru, dan Intra Buru. Kematangan awal pada sumur A-1X mulai terjadi pada umur Miosen hingga Pleistosen tepatnya pada formasi Kembelangan, Faumai, dan Sirga.

Kata Kunci : Cekungan Akimeugah, Geokimia Hidrokarbon, Kematangan Batuan Induk

ABSTRACT

Akimeugah Basin is one of the foreland basins located at the north of Merauke Ridge that separates the Arafura Basin. According to geological conditions, this basin is one of the basins that has enough potential to produce oil and natural gas in Papua with oil reserves of 22,70 BBO and natural gas of 28,92 TCF. This study aims to determine the characteristics of the source rock and maturity model in the Akimeugah Basin based on biostratigraphy data, wireline log and hydrocarbon geochemistry. Based on drilling data conducted on 3 existing wells namely K-1, B-1X and A-1X it is found that this area has several formations like Buru, Klasafet, Upper Yawee, Adi, Lower Yawee, Sirga, Faumai, Ekmai, Piniya, Woni Wogi, Kopai (Kembelangan), Aiduna, Modio, and Pre Modio. Then based on rock eval pyrolysis, K-1 well has TOC values ranging from 0,04% to 1,34% and some points have TOC values above 20% whereas in B-1X well has TOC values ranging from 0,26% to 3,05%. HI value of the K-1 well ranged from 18 to 427 with the dominant kerogen type in this well is type III. While the HI value of the B-1X well ranged between 42 to 646 with the dominant kerogen type in this well is type II.. Based on the results of vitrinite reflectance, maturity in K-1 and B-1X well is divided into 3 parts, immature, early mature and peak mature. Based on the modelling result, initial maturity of the K-1 well began to occurs at the Early Jurassic until Pleistocene, in the Pre Modio, Modio, Aiduna, Woni Wogi, Piniya, Ekmai and Lower Yawee formation. While the initial maturity of B-1X well began to occurs in the Pliocene to Pleistocene, in the Upper Yawee, Lower Buru, and Intra Buru formation. Initial maturity of the A-1X well began to occurs at the Miocene to Pleistocene, in the Kembelangan, Faumai, and Sirga formations.

Keywords : Akimeugah Basin, Hydrocarbon Geochemistry, Maturity of Source Rock

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	iii
HALAMAN PERSETUJUAN PUBLIKASI	iv
KATA PENGANTAR	v
HALAMAN UCAPAN TERIMA KASIH	vi
HALAMAN PERSEMBAHAN	viii
SARI	ix
ABSTRACT	x
DAFTAR ISI	xi
DAFTAR GAMBAR	xiv
DAFTAR TABEL	xix
DAFTAR LAMPIRAN	xxii
DAFTAR ISTILAH	xxiii
BAB I PENDAHULUAN	
I.1 Latar Belakang	1
I.2 Masalah Penelitian	2
I.3 Objek Penelitian	2
I.4 Tujuan Penelitian	2
I.5 Ruang Lingkup Penelitian.....	3
I.5.1 Lingkup Wilayah	3
I.5.2 Lingkup Pembahasan.....	3
I.6 Penelitian Terdahulu	4
I.7 Sistematika Penulisan.....	5
I.7.1 BAB I PENDAHULUAN.....	5
I.7.2 BAB II DASAR TEORI.....	5
I.7.3 BAB III METODOLOGI	5
I.7.4 BAB IV PEMBAHASAN	6

I.7.5 BAB V PENUTUP	6
BAB II DASAR TEORI	
II.1 Geokimia Minyak dan Gas Bumi	7
II.2 Metode Analisis	7
II.2.1 <i>LECO Analysis</i>	7
II.2.2 <i>Rock Eval Pyrolysis</i>	8
II.2.3 <i>Vitrinite Reflectance</i>	9
II.3 Model Kematangan Batuan Induk	9
II.3.1 Pengertian	9
II.3.2 Tipe.....	10
II.3.3 Parameter	10
II.4 Geologi Regional Daerah Penelitian.....	15
II.4.1 Tataan Tektonik.....	15
II.4.2 Stratigrafi.....	19
BAB III METODOLOGI	
III.1 Alat dan Bahan	23
III.1.1 Alat.....	23
III.1.2 Bahan.....	23
III.2 Lokasi Penelitian	25
III.3 Hipotesa Penelitian.....	26
III.4 Tahapan Penelitian	27
III.4.1 Tahap Persiapan	27
III.4.2 Tahap Pengumpulan Data	27
III.4.3 Tahap Pengolahan Data.....	27
III.4.4 Tahap Penentuan Formasi yang Berpotensi sebagai Batuan Induk	28
III.5 Diagram Alir Penelitian.....	29
BAB IV PEMBAHASAN	
IV.1 Sumur K-1	30
IV.1.1 Litostratigrafi	30
IV.1.2 Biostratigrafi	30
IV.1.3 Geokimia.....	34
IV.1.4 Porositas.....	75
IV.1.5 Tekanan dan Temperatur	76
IV.1.6 Model Kematangan.....	76
IV.2 Sumur B-1X	89
IV.2.1 Litostratigrafi	89
IV.2.2 Biostratigrafi	89

IV.2.3 Geokimia.....	92
IV.2.4 Porositas.....	107
IV.2.5 Temperatur.....	108
IV.2.6 Model Kematangan.....	108
IV.3 Sumur A-1X.....	116
IV.3.1 Litostratigrafi.....	116
IV.3.2 Biostratigrafi.....	116
IV.3.3 Porositas.....	119
IV.3.4 Tekanan dan Temperatur.....	120
IV.3.5 Model Kematangan.....	121
 BAB V PENUTUP	
V.1 Kesimpulan.....	129
V.2 Saran.....	129
DAFTAR PUSTAKA.....	131
LAMPIRAN.....	133

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Peta lokasi Cekungan Akimeugah (Badan Geologi, 2012).....	3
Gambar 2.1 Ilustrasi ketebalan, kedalaman, dan umur lapisan batuan (Waples, 1994) .	11
Gambar 2.2 Ilustrasi perhitungan lapisan tererosi dengan nilai <i>vitroinite reflectance</i> (Katz,1998).....	13
Gambar 2.3 Grafik heat flow Mc Kenzie (Waples, 1994).....	14
Gambar 2.4 Nilai <i>heat flow</i> pada beberapa jenis cekungan (Allen and Allen, 1990).....	15
Gambar 2.5 Kolom litostratigrafi daerah penelitian (Harahap, 2012)	22
Gambar 3.1 Lokasi sumur penelitian (Modifikasi Saka Energi Indonesia, 2018).....	26
Gambar 3.2 Diagram alir penelitian.....	29
Gambar 4.1 Hasil biostratigrafi sumur.....	34
Gambar 4.2 Hasil <i>crossplot</i> HI dan OPI Formasi Buru menunjukkan tipe Kerogen III.	37
Gambar 4.3 Hasil <i>crossplot</i> (a) Tmax dan HI (b) RO dan kedalaman pada Formasi Buru yang menunjukkan kematangan immature	38
Gambar 4.4 Hasil <i>crossplot</i> TOC dan S1+S2 Formasi Buru yang menunjukkan potensial hidrokarbon <i>not source</i>	39
Gambar 4.5 Hasil <i>crossplot</i> HI dan OPI Formasi Klasafet menunjukkan tipe Kerogen III	41
Gambar 4.6 Hasil <i>crossplot</i> (a) Tmax dan HI (b) RO dan kedalaman pada formasi Klasafet yang menunjukkan kematangan <i>immature</i>	42
Gambar 4.7 Hasil <i>crossplot</i> TOC dan S1+S2 Formasi Klasafet yang menunjukkan potensial hidrokarbon <i>not source</i>	43
Gambar 4.8 Hasil <i>crossplot</i> HI dan OPI Formasi Adi menunjukkan tipe Kerogen III..	45
Gambar 4.9 Hasil <i>crossplot</i> (a) Tmax dan HI (b) RO dan kedalaman pada Formasi Adi yang menunjukkan kematangan <i>immature</i>	46

Gambar 4.10 Hasil <i>crossplot</i> TOC dan S1+S2 Formasi Adi yang menunjukkan potensial hidrokarbon <i>not source</i>	47
Gambar 4.11 Hasil <i>crossplot</i> HI dan OPI Formasi Ekmai menunjukkan tipe Kerogen III	49
Gambar 4.12 Hasil <i>crossplot</i> (a) Tmax dan HI (b) RO dan kedalaman pada Formasi Ekmai yang menunjukkan kematangan <i>immature</i>	50
Gambar 4.13 Hasil <i>crossplot</i> TOC dan S1+S2 Formasi Ekmai yang menunjukkan potensial hidrokarbon <i>not source</i>	51
Gambar 4.14 Hasil <i>crossplot</i> HI dan OPI Formasi Piniya menunjukkan tipe Kerogen III	54
Gambar 4.15 Hasil <i>crossplot</i> (a) Tmax dan HI (b) RO dan kedalaman pada Formasi Piniya yang menunjukkan kematangan <i>early – peak mature</i>	55
Gambar 4.16 Hasil <i>crossplot</i> TOC dan S1+S2 Formasi Piniya yang menunjukkan potensial hidrokarbon <i>not source</i>	56
Gambar 4.17 Hasil <i>crossplot</i> HI dan OPI Formasi Woniwogi menunjukkan tipe Kerogen III	58
Gambar 4.18 Hasil <i>crossplot</i> (a) Tmax dan HI (b) RO dan kedalaman pada Formasi Woniwogi yang menunjukkan kematangan <i>peak mature</i>	59
Gambar 4.19 Hasil <i>crossplot</i> TOC dan S1+S2 Formasi Woniwogi yang menunjukkan potensial hidrokarbon <i>not source</i>	61
Gambar 4.20 Hasil <i>crossplot</i> HI dan OPI Formasi Aiduna menunjukkan tipe Kerogen III	64
Gambar 4.21 Hasil <i>crossplot</i> (a) Tmax dan HI (b) RO dan kedalaman pada Formasi Aiduna yang menunjukkan kematangan <i>peak mature</i>	65
Gambar 4.22 Hasil <i>crossplot</i> TOC dan S1+S2 Formasi Aiduna yang menunjukkan potensial hidrokarbon <i>not source</i>	66
Gambar 4.23 Hasil <i>crossplot</i> HI dan OPI Formasi Modio menunjukkan tipe Kerogen	

III	68
Gambar 4.24 Hasil <i>crossplot</i> (a) Tmax dan HI (b) RO dan kedalaman pada Formasi Aiduna yang menunjukkan kematangan <i>peak mature</i>	69
Gambar 4.25 Hasil <i>crossplot</i> TOC dan S1+S2 Formasi Modio yang menunjukkan potensial hidrokarbon <i>not source</i>	70
Gambar 4.26 Hasil <i>crossplot</i> HI dan OPI Formasi Pre Modio menunjukkan tipe Kerogen III	72
Gambar 4.27 Hasil <i>crossplot</i> (a) Tmax dan HI (b) RO dan kedalaman pada Formasi Aiduna yang menunjukkan kematangan <i>late mature</i>	73
Gambar 4.28 Hasil <i>crossplot</i> TOC dan S1+S2 Formasi Aiduna yang menunjukkan potensial hidrokarbon <i>not source</i>	74
Gambar 4.29 Hasil perhitungan <i>sonic porosity</i> pada sumur K-1	75
Gambar 4.30 Hasil perhitungan <i>density porosity</i> pada sumur K-1	76
Gambar 4.31 Hasil penentuan <i>heat flow</i> sumur K-1.....	79
Gambar 4.32 Hasil kalibrasi temperatur dan <i>vitrinite reflectance</i> sumur K-1.....	80
Gambar 4.33 Hasil kalibrasi porositas dan tekanan sumur K-1	80
Gambar 4.34 Hasil model kematangan sumur K-1.....	82
Gambar 4.35 Hasil penentuan <i>heat flow</i> sumur K-1.....	85
Gambar 4.36 Hasil kalibrasi temperatur dan <i>vitrinite reflectance</i> sumur K-1.....	86
Gambar 4.37 Hasil kalibrasi porositas dan tekanan sumur K-1	86
Gambar 4.38 Hasil model kematangan sumur K-1.....	88
Gambar 4.39 Hasil biostratigrafi sumur	92
Gambar 4.40 Hasil <i>crossplot</i> HI dan OPI Formasi <i>Upper Buru</i> menunjukkan tipe Kerogen III	94
Gambar 4.41 Hasil <i>crossplot</i> Tmax dan HI pada Formasi <i>Upper Buru</i> yang menunjukkan kematangan <i>immature</i>	95
Gambar 4.42 Hasil <i>crossplot</i> TOC dan S1+S2 Formasi <i>Upper Buru</i> yang	

menunjukkan potensial hidrokarbon <i>not source - fair</i>	96
Gambar 4.43 Hasil <i>crossplot</i> HI dan OPI Formasi <i>Intra Buru</i> menunjukkan tipe Kerogen II.....	98
Gambar 4.44 Hasil <i>crossplot</i> (a) Tmax dan HI (b) RO dan kedalaman pada Formasi <i>Intra Buru</i> yang menunjukkan kematangan <i>early mature</i>	99
Gambar 4.45 Hasil <i>crossplot</i> TOC dan S1+S2 Formasi <i>Intra Buru</i> yang menunjukkan potensial hidrokarbon <i>fair - good</i>	101
Gambar 4.46 Hasil <i>crossplot</i> HI dan OPI Formasi <i>Lower Buru</i> menunjukkan tipe Kerogen II.....	104
Gambar 4.47 Hasil <i>crossplot</i> (a) Tmax dan HI (b) RO dan kedalaman pada formasi <i>Lower Buru</i> yang menunjukkan kematangan <i>early mature</i>	105
Gambar 4.48 Hasil <i>crossplot</i> TOC dan S1+S2 Formasi <i>Lower Buru</i> yang menunjukkan potensial hidrokarbon <i>good</i>	106
Gambar 4.49 Hasil perhitungan <i>sonic porosity</i> pada sumur B-1X.....	107
Gambar 4.50 Hasil perhitungan <i>density porosity</i> pada sumur B-1X.....	108
Gambar 4.51 Hasil penentuan <i>heat flow</i> sumur B-1X.....	109
Gambar 4.52 Hasil kalibrasi temperatur dan <i>vitrinite reflectance</i> sumur B-1X.....	110
Gambar 4.53 Hasil kalibrasi porositas dan tekanan sumur B-1X.....	110
Gambar 4.54 Hasil model kematangan sumur B-1X.....	111
Gambar 4.55 Hasil penentuan <i>heat flow</i> sumur B-1X.....	111
Gambar 4.56 Hasil kalibrasi temperatur dan <i>vitrinite reflectance</i> sumur B-1X.....	113
Gambar 4.57 Hasil kalibrasi porositas dan tekanan sumur B-1X.....	114
Gambar 4.58 Hasil model kematangan sumur B-1X.....	115
Gambar 4.59 Hasil biostratigrafi sumur.....	119
Gambar 4.60 Hasil perhitungan <i>sonic porosity</i> pada sumur A-1X.....	120
Gambar 4.61 Hasil perhitungan <i>density porosity</i> pada sumur A-1X.....	120
Gambar 4.62 Hasil penentuan <i>heat flow</i> sumur A-1X.....	121

Gambar 4.63 Hasil kalibrasi temperatur dan <i>vitrinite reflectance</i> sumur A-1X.....	122
Gambar 4.64 Hasil kalibrasi porositas dan tekanan sumur A-1X.....	122
Gambar 4.65 Hasil model kematangan sumur A-1X.....	123
Gambar 4.66 Hasil penentuan <i>heat flow</i> sumur A-1X.....	125
Gambar 4.67 Hasil kalibrasi temperatur dan <i>vitrinite reflectance</i> sumur A-1X.....	125
Gambar 4.68 Hasil kalibrasi porositas dan tekanan sumur A-1X.....	126
Gambar 4.69 Hasil model kematangan sumur A-1X.....	127

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Klasifikasi TOC (Waples, 1985)	8
Tabel 2.2 Klasifikasi TOC (Peters, 1986).....	8
Tabel 2.3 Klasifikasi nilai <i>Rock Eval Pyrolysis</i> (Merril, 1991).....	8
Tabel 2.4 Klasifikasi <i>vitroinite reflectance</i> (Peters and Cassa, 1991).....	9
Tabel 2.5 Konversi kedalaman tiap lingkungan pengendapan (Tipsword, 1966)	12
Tabel 3.1 Alat yang digunakan untuk penelitian	23
Tabel 3.2 Pembagian sampel untuk <i>Rock Eval Pyrolysis</i>	24
Tabel 3.3 Pembagian sampel untuk analisis <i>vitroinite reflectance</i>	24
Tabel 3.4 Keterdapatan data DST masing-masing sumur	24
Tabel 3.5 Keterdapatan data biostratigrafi masing-masing sumur	25
Tabel 3.6 Keterdapatan data <i>wireline log</i> masing-masing sumur.....	25
Tabel 4.1 Hasil analisis umur pada sumur K-1	30
Tabel 4.1 Lanjutan	31
Tabel 4.1 Lanjutan	32
Tabel 4.2 Hasil analisis lingkungan pengendapan pada sumur K-1	32
Tabel 4.2 Lanjutan	33
Tabel 4.3 Hasil analisis geokimia Formasi Buru	35
Tabel 4.4 Hasil analisis geokimia Formasi Klasafet.....	40
Tabel 4.5 Hasil analisis geokimia Formasi Adi	43
Tabel 4.6 Hasil analisis geokimia Formasi Ekmai	47
Tabel 4.7 Hasil analisis geokimia Formasi Piniya.....	52
Tabel 4.8 Hasil analisis geokimia Formasi Woniwogi	57
Tabel 4.9 Hasil analisis geokimia Formasi Aiduna	62
Tabel 4.10 Hasil analisis geokimia Formasi Modio	67

Tabel 4.11 Hasil analisis geokimia Formasi Pre Modio	70
Tabel 4.12 Ringkasan hasil analisis geokimia pada sumur K-1	74
Tabel 4.12 Lanjutan	75
Tabel 4.13 Hasil <i>Drill Stem Test</i> sumur K-1	76
Tabel 4.14 Tebal bidang erosi sumur K-1 kedalaman 10.020 ft MD	77
Tabel 4.15 Tebal bidang erosi sumur K-1 kedalaman 11.260 ft MD	77
Tabel 4.16 Tebal bidang erosi sumur K-1 kedalaman 12.566 ft MD	77
Tabel 4.17 Tebal bidang erosi sumur K-1 kedalaman 13.248 ft MD	77
Tabel 4.18 Tebal bidang erosi sumur K-1 kedalaman 13.964 ft MD	77
Tabel 4.19 Parameter <i>heat flow</i> pada sumur K-1.....	79
Tabel 4.20 Karakteristik batuan induk yang matang pada model sumur K-1	83
Tabel 4.21 Tebal bidang erosi sumur K-1 kedalaman 10.020 ft MD	83
Tabel 4.22 Tebal bidang erosi sumur K-1 kedalaman 11.260 ft MD	83
Tabel 4.23 Tebal bidang erosi sumur K-1 kedalaman 12.566 ft MD	83
Tabel 4.24 Tebal bidang erosi sumur K-1 kedalaman 13.248 ft MD	84
Tabel 4.25 Tebal bidang erosi sumur K-1 kedalaman 13.964 ft MD	84
Tabel 4.26 Parameter <i>heat flow</i> pada sumur K-1.....	85
Tabel 4.27 Karakteristik batuan induk yang matang pada model sumur K-1	89
Tabel 4.28 Tabel perbandingan kematangan sumur K-1	89
Tabel 4.29 Hasil analisis umur pada sumur B-1X	90
Tabel 4.30 Hasil analisis lingkungan pengendapan pada sumur B-1X	91
Tabel 4.31 Hasil analisis geokimia Formasi <i>Upper Buru</i>	92
Tabel 4.32 Hasil analisis geokimia Formasi <i>Intra Buru</i>	97
Tabel 4.33 Hasil analisis geokimia Formasi <i>Lower Buru</i>	101
Tabel 4.34 Ringkasan hasil analisis geokimia pada Sumur B-1X.....	107
Tabel 4.35 Hasil <i>Drill Stem Test</i> sumur B-1X.....	108
Tabel 4.36 Karakteristik batuan induk yang matang pada model sumur B-1X.....	111

Tabel 4.37 Parameter <i>heat flow</i> pada sumur B-1X	112
Tabel 4.38 Karakteristik batuan induk yang matang pada model sumur B-1X.....	115
Tabel 4.39 Tabel perbandingan kematangan sumur B-1X	115
Tabel 4.39 Lanjutan	116
Tabel 4.40 Hasil analisis umur pada sumur A-1X.....	116
Tabel 4.40 Lanjutan	117
Tabel 4.41 Hasil analisis lingkungan pengendapan pada sumur A-1X	118
Tabel 4.42 Hasil <i>Drill Stem Test</i> sumur A-1X.....	120
Tabel 4.43 Karakteristik batuan induk yang matang pada model sumur A-1X.....	124
Tabel 4.44 Parameter <i>heat flow</i> pada sumur A-1X.....	124
Tabel 4.45 Karakteristik batuan induk yang matang pada model sumur A-1X.....	127
Tabel 4.46 Tabel perbandingan kematangan sumur A-1X	128

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1 <i>Wireline log</i> Sumur K-1	134
Lampiran 2 Hasil <i>Rock Eval Pyrolysis</i> Sumur K-1	138
Lampiran 3 <i>Geochemical Log</i> Sumur K-1	142
Lampiran 4 Perhitungan Bidang Erosi	145
Lampiran 5 <i>Wireline log</i> Sumur B-1X	151
Lampiran 6 Hasil <i>Rock Eval Pyrolysis</i> Sumur B-1X	154
Lampiran 7 <i>Geochemical Log</i> Sumur B-1X.....	158
Lampiran 8 <i>Wireline log</i> Sumur A-1X.....	160

DAFTAR ISTILAH

HI (<i>Hydrogen Index</i>)	Parameter yang digunakan untuk menjelaskan asal material organik. Organisme laut dan alga secara umum adalah organik yang kaya lipid dan protein, dimana H/C lebih tinggi daripada karbohidratnya tumbuhan darat.
OI (<i>Oxygen Index</i>)	Parameter yang dikorelasikan dengan rasio O/C dimana nilainya tinggi pada tumbuhan darat dan material organik inert sebagai penciri sedimen laut.
PC (<i>Pyrolyzable Carbon</i>)	Komposisi karbon dalam hidrokarbon cair yang mengalami <i>pyrolysis</i> selama analisis berlangsung.
PI (<i>Production Index</i>)	Nilai yang digunakan untuk menjelaskan level perkembangan material organik.
Rock Eval Pyrolysis	Simulasi proses <i>hydrocarbon generation</i> di laboratorium dengan cara melakukan pemanasan bertahap pada sampel batuan induk dalam keadaan tanpa oksigen pada kondisi atmosfer inert dengan temperatur yang terprogram.
Source Rock	Batuan sedimen berbutir halus yang memiliki kapabilitas sebagai sumber hidrokarbon.
S1	Total hidrokarbon bebas (gas dan minyak) di dalam sampel (dalam miligram hidrokarbon per gram batuan).
S2	Total hidrokarbon yang dihasilkan melalui proses <i>thermal cracking</i> material organik yang tidak menguap. S2 merupakan indikasi kuantitas hidrokarbon batuan yang memiliki potensial menghasilkan hidrokarbon melalui penguburan dan pematangan.

S3	Total CO ₂ (dalam milligram CO ₂ per gram batuan) yang dihasilkan selama proses <i>pyrolysis</i> kerogen. S3 merupakan indikasi total oksigen di dalam kerogen dan digunakan untuk menghitung Oksigen Indeks.
Tmax	Temperatur maksimum untuk melepas hidrokarbon dari proses <i>cracking</i> kerogen yang terjadi selama <i>pyrolysis</i> (puncak S2). Tmax merupakan indikasi tahapan pematangan material organik.
TOC (<i>Total Organic Carbon</i>)	Jumlah karbon yang menempel/terkandung didalam senyawa organik dan digunakan sebagai salah satu indikator kualitas minyak.
<i>Vitrinite Reflectance</i>	Presentase cahaya yang dipantulkan oleh material <i>vitrinite</i> dalam batuan sedimen.