



UNIVERSITAS DIPONEGORO

**KARAKTERISASI RESERVOIR BERDASARKAN METODE
PROBABILITAS DAN *FLOW ZONE INDICATOR* (FZI)
MENGUNAKAN *MULTI-RESOLUTION GRAPH-BASED
CLUSTERING* (MRGC) PADA FORMASI KAIS, LAPANGAN
BRANI, CEKUNGAN SALAWATI, PAPUA BARAT**

TUGAS AKHIR

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana Strata-1

**RIKSA THABRANI
21100114120015**

**FAKULTAS TEKNIK
DEPARTEMEN TEKNIK GEOLOGI**

**SEMARANG
SEPTEMBER 2018**

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir ini diajukan oleh:

Nama : Riksa Thabrani

NIM : 21100114120015

Departemen : Teknik Geologi

Judul Tugas Akhir : Karakterisasi Reservoir berdasarkan Metode Probabilitas dan *Flow Zone Indicator* (FZI) menggunakan *Multi-Resolution Graph-Based Clustering* (MRGC) pada Formasi Kais, Lapangan Brani, Cekungan Salawati, Papua Barat.

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

TIM PENGUJI

Pembimbing I : Fahrudin, S.T., M.T

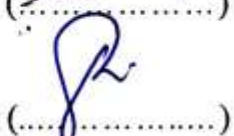
(.....)

Pembimbing II : Reddy Setyawan, S.T., M.T

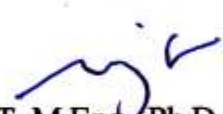
(.....)

Penguji I : Yoga Aribowo, S.T., M.T

(.....)

Penguji II : Dr.rer.nat. Thomas Triadi Putranto, S.T., M.Eng (.....)

Semarang, 19 September 2018
Ketua 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 : Riksa Thabrani

NIM : 21100114120015

Tanda Tangan

: 

Tanggal

: 19 September 2018

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

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

Nama : Riksa Thabrani
NIM : 21100114120015
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 :

Karakterisasi Reservoir berdasarkan Metode Probabilitas dan *Flow Zone Indicator* (FZI) menggunakan *Multi-Resolution Graph-Based Clustering* (MRGC) pada Formasi Kais, Lapangan Brani, Cekungan Salawati, 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 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 September 2018

Yang menyatakan



Riksa Thabrani
NIM. 21100114120015

UCAPAN TERIMA KASIH

Puji syukur kehadiran Allah SWT, karena atas berkat, rahmat dan karunianya, penulis dapat menyelesaikan penelitian tugas akhir yang berjudul “Karakterisasi Reservoir berdasarkan Metode Probabilitas dan *Flow Zone Indicator* (FZI) menggunakan *Multi-Resolution Graph-Based Clustering* (MRGC) pada Formasi Kais, Lapangan Brani, Cekungan Salawati, Papua Barat”. Tugas akhir ini diajukan untuk memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan pendidikan sarjana S-1 Departemen Teknik Geologi Universitas Diponegoro. Dalam pelaksanaan Tugas Akhir ini, penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. Allah SWT atas segala rahmat dan kasih sayang-Nya.
2. Ibu dan ayah serta keluarga yang selalu mendoakan yang terbaik untuk putranya serta memberikan dukungan moral dan material.
3. Bapak Najib, ST, M.Eng, PhD selaku Ketua Departemen Teknik Geologi Universitas Diponegoro yang telah memberikan persetujuan proposal pengajuan tugas akhir di PT. Pertamina Hulu Energi.
4. Bapak Fahrudin, ST., MT selaku dosen pembimbing I penulisan tugas akhir.
5. Mas Reddy Setyawan, ST., MT selaku dosen pembimbing II penulisan tugas akhir.
6. Ibu Nur Rahma Salni, selaku pembimbing tugas akhir PT. Pertamina Hulu Energi atas petunjuk, ilmu, bimbingan dan kesabarannya selama kegiatan tugas akhir.
7. Bapak Ari Samodra selaku *VP Exploration West Area and Overseas* serta Bapak Doni Hernadi selaku *Sr. Manager Performance and Resource Management* atas kesempatan emas untuk melaksanakan tugas akhir dan mencari pengalaman kerja di PT. Pertamina Hulu Energi.
8. Mas Edin Syaripudin, Mas Aveliansyah dan seluruh pegawai Eksplorasi Pertamina Hulu Energi yang telah menerima saya dengan baik selama kegiatan tugas akhir.
9. Bapak Koko Komar dan PT. Pertamina Hulu Energi atas kesempatan yang diberikan untuk melaksanakan tugas akhir.
10. Rekan rekan KP/TA Pertamina Hulu Energi yang tidak dapat penulis sebutkan satu per satu.

Semarang, 8 September 2018

Penulis

HALAMAN PERSEMBAHAN

Laporan Tugas Akhir ini Penulis Persembahkan kepada:

Ibu Ani Saktun dan Bapak Sholeh Suaidi selaku Orangtua Tercinta yang Selalu Memberikan Kasih Sayang, Kepercayaan, Doa, dan Dukungan.

Dyah Nafi Yuniarti dan Ridho Fariska selaku Kakak Tercinta yang Selalu Memberikan Motivasi dan Kepercayaan Kepada Adiknya untuk Dapat Berjuang Bersama Membahagiakan dan Membanggakan Ibu dan Bapak.

Thariq Hanin Najib selaku Adik Tersayang yang Selalu Menghibur kala Senang maupun Susah.

Keluarga Besar Bani Munawar dan Bani Suaman

Departemen Teknik Geologi

Fakultas Teknik

Universitas Diponegoro

"My formula for success?" "Rise early. Work late. Strike oil." – J. Paul Getty

SARI

Dalam karakterisasi reservoir, properti petrofisika batuan sangat penting untuk diketahui dan dipahami. Reservoir karbonat memiliki perbedaan dengan reservoir silisiklastik. Properti petrofisika tersebut terdiri atas *volume shale*, porositas, dan saturasi air. Pada penelitian ini selain bertujuan untuk mengetahui properti petrofisika juga bertujuan untuk melakukan *rock typing* pada sumur lapangan Brani, Cekungan Salawati, Papua Barat.

Metode yang digunakan dalam menyelesaikan penelitian ini yaitu analisis probabilitas (multimineral) untuk petrofisika dan *Flow Zone Indicator* (FZI) untuk *rock typing* serta *Multi-Resolution Graph-based Clustering* (MRGC) untuk menyebarkan nilai *rock type* pada seluruh sumur dan interval.

Berdasarkan hasil analisis pada sumur THAB-1 dan THAB-2 pada Formasi Kais diperoleh litofasies mulai dari skeletal packestone hingga skeletal wackestone dengan fasies pengendapan *Back reef lagoon* baik *inner* maupun *outer*. Hasil analisis petrofisika memberikan *Cut off* untuk sumur THAB-1 yaitu $Phie \geq 0,09$, $SWE \leq 0,72$, $Vsh \leq 0,25$, sedangkan *Cut off* sumur THAB-2 yaitu $Phie \geq 0,11$, $SWE \leq 0,85$, $Vsh \leq 0,20$. Sumur THAB-1 memiliki 3 zona prospek, yaitu pada kedalaman (MD) 4178,5 - 4182, 4343,5 - 4349, 4441,5 - 4458 dengan total net feet sebesar 27 ft. Sumur THAB-2 memiliki 3 zona prospek, yaitu pada kedalaman (MD) 4829,5-4846, 4873,5 - 4881, 4929,5 - 4935 dengan total net feet sebesar 31 ft. Berdasarkan hasil *rock typing* diperoleh 4 kelas *rock type*. RT 1 merupakan kelas *rock typing* terbaik dengan rata-rata FZI sebesar 0,35338367 dan RT 4 merupakan yang terburuk dengan rata-rata FZI sebesar 0,022791949. Besaran *Flow Unit* diantaranya dipengaruhi oleh *pore geometry*, *grainsize*, *sorting*, dan diagenesis seperti sementasi, kompaksi, dll. Hasil *rock type* digunakan sebagai model *associated log* untuk *clustering rock type* pada *uncored interval* dan *uncored well* menggunakan *Multi-Resolution Graph-Based Clustering* (MRGC), sehingga dapat dilakukan determinasi terhadap nilai permeabilitas.

Kata kunci : Petrofisika, *Rock Typing*, FZI, MRGC, Formasi Kais, Cekungan Salawati

ABSTRACT

In the reservoir characterization process, petrophysical property of rocks is very important to be known and understood. Carbonate reservoirs will be different from siliciclastic reservoirs. The petrophysical property consists of shale volume, porosity, and water saturation. In this study, besides aiming to determine the petrophysical property, it also aims to do rock typing on the wells of the Brani field, Salawati Basin, West Papua.

The methods used in completing this research are probability analysis (multimineral) for petrophysics and Flow one Indicator (FZI) for rock typing and Multi-Resolution Graph-based Clustering (MRGC) to spread rock type values on all wells and intervals

Based on the analysis of THAB-1 and THAB-2 wells in Kais Formation, lithofacies properties was obtained starting from skeletal packstone to skeletal wackestone with Back reef lagoon depositional facies both inner and outer. The results of the petrophysical analysis gave the Cut-off of well THAB-1, is $Phie \geq 0.09$, $SWE \leq 0.72$, $Vsh \leq 0.25$, while the Cut-off of well THAB-2 was $Phie \geq 0.11$, $SWE \leq 0.85$, $Vsh \leq 0.20$. The well THAB-1 has 3 prospect zones, namely at a depth of 4178.5-4182, 4343.5-4349, 4441.5-4458 with a total net feet of 27 ft. The well THAB-2 has 3 prospect zones, namely at a depth of 4829.5-4846, 4873.5-4881, 4929.5-4935 with a total net feet of 31 ft. Based on rock typing analysis, 4 rock type classes was obtained. RT 1 is the best rock typing class with average of FZI is 0.35338367 and RT 4 is the worst with 0.022791949. The Flow Unit size is influenced by pore geometry, grainsize, sorting, and diagenesis such as cementation, compaction, etc. Results of rock type are used as associated log models for rock type cluster at uncored intervals and uncured well using Multi-Resolution Graph-Based Clustering (MRGC), so the determination of permeability values can be performed.

Keywords: *Petrophysics, Rock Typing, FZI, MRGC, Kais Formation, Salawati Basin*

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	iii
HALAMAN PERSETUJUAN PUBLIKASI	iv
HALAMAN PERSEMBAHAN	v
KATA PENGANTAR	vi
UCAPAN TERIMA KASIH	vii
SARI	viii
ABSTRACT	ix
DAFTAR ISI	x
DAFTAR GAMBAR	xii
DAFTAR TABEL	xv
BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Manfaat Penelitian	2
1.4 Batasan Masalah	2
1.5 Tempat dan Waktu Penelitian	4
1.6 Penelitian Terdahulu	5
1.7 Sistematika Penulisan	6
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Geologi Regional Cekungan Salawati	8
2.1.1 Fisiografi Cekungan Salawati	8
2.1.2 Stratigrafi Regional Cekungan Salawati	8
2.1.3 Tektonik Regional	12
2.2 Analisis Probabilistik Multimineral	14
2.3 <i>Rock Typing</i> dengan Metode FZI	17
2.4 <i>Multi-Resolution Graph-Based Clustering</i>	19

2.5 Wireline Logging	15
2.5.2 Log Resistivity	20
2.5.3 Log Gamma Ray	21
2.5.4 Log Densitas	22
2.5.5 Log Neutron	22
2.5.6 Log Caliper	22
2.2.7 Log Sonic	24
2.6 Klasifikasi Batuan Karbonat.....	23
2.7 Fasies Pengendapan Batuan Karbonat	24
2.8 Elektrofases pada Batuan Karbonat	26
BAB III METODOLOGI	
3.1 Alat dan Bahan Penelitian	28
3.2 Data Penelitian	28
3.3 Tahapan Penelitian.....	33
3.4 Diagram Alir Penelitian.....	39
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	
4.1 Analisis Litofasies dan Batas Formasi	40
4.2 Analisis Fasies Pengendapan	64
4.3 Analisis Tipe Fluida	69
4.4 Analisis Properti Petrofisika	72
4.5 Penentuan <i>Cut-off</i> dan <i>Lumping</i>	85
4.6 Analisis <i>Flow Zone Indicator</i>	88
4.7 Hubungan <i>Rock Type</i> dengan Properti Petrofisika.....	97
4.8 Identifikasi <i>Flow Unit</i> dengan MRGC	102
4.9 Estimasi Permeabilitas	106
BAB V KESIMPULAN & SARAN	
5.1 Kesimpulan	109
5.2 Saran.....	110
DAFTAR PUSTAKA	
LAMPIRAN	

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Peta Lokasi Daerah Penelitian Lapangan Brani.....	4
Gambar 1.2	<i>Basemap</i> / Peta Lokasi Sumur K1 (biru) dan K2 (merah).....	5
Gambar 2.1	Stratigrafi Cekungan Salawati (Satyana, 2009)	12
Gambar 2.2	Konsep Metode Probabilistik Multimin (PHE-ONWJ, 2016).....	15
Gambar 2.3	Bagan Alir Pengerjaan Multimin secara Umum (PHE-ONWJ, 2016).....	15
Gambar 2.4	Komponen Fraksi volume penyusun batuan dan fraksi volume pengisi batuan dalam pemodelan multimin (Ruchita, 2013).	16
Gambar 2.5	<i>Plot</i> RQI vs <i>Phiz</i> untuk Penentuan HFU (Amaefule, dkk, 1993)..	36
Gambar 2.6	Klasifikasi Batuan Karbonat (Embry dan Klován, 1971 dalam James, 1983).....	24
Gambar 2.7	Fasies Pengendapan Batuan Karbonat menurut Pomar (2004).....	25
Gambar 2.8	Model elektrofases beserta lingkungan pengendapannya pada batuan karbonat menurut Kendall (2005).	27
Gambar 3.1	Data <i>Mud Log</i> Sumur THAB-2	30
Gambar 3.3	Kurva log yang harus di <i>cut</i> pada sumu THAB-2	45
Gambar 3.4	Tampilan <i>precomp</i> pada sumur THAB-2.....	46
Gambar 3.5	Perbandingan Sebelum (biru) dan Sesudah Koreksi (Merah).....	47
Gambar 3.6	Diagram Alir Penelitian	48
Gambar 4.1	Perbedaan pola log yang mencerminkan perbedaan litologi.....	40
Gambar 4.2	Data <i>Mudlog</i> sumur THAB-2.....	41
Gambar 4.3	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4675 ft MD.	42
Gambar 4.4	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4677 ft MD.	43
Gambar 4.5	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4679,1 ft MD	44
Gambar 4.6	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4681 ft MD.	44
Gambar 4.7	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4683 ft MD.	45
Gambar 4.8	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4685,2 ft MD.	46
Gambar 4.9	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4687,5 ft MD.	46
Gambar 4.10	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4689,3 ft MD.	47
Gambar 4.11	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4691 ft MD.	48
Gambar 4.12	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4693,1 ft MD.	48
Gambar 4.13	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4827 ft MD.	49
Gambar 4.14	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4829,1 ft MD.	50
Gambar 4.15	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4831 ft MD.	50
Gambar 4.16	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4833,2 ft MD.	51
Gambar 4.17	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4835 ft MD.	52
Gambar 4.18	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4837,2 ft MD.	53
Gambar 4.19	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4839 ft MD.	53
Gambar 4.20	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4841,3 ft MD.	54
Gambar 4.21	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4843,1 ft MD.	55
Gambar 4.22	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4845,2 ft MD.	55
Gambar 4.23	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4847,4 ft MD.	56
Gambar 4.24	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4849 ft MD.	57

Gambar 4.25	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4851 ft MD..	57
Gambar 4.26	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-2 kedalaman 4853 ft MD..	58
Gambar 4.27	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-1 kedalaman 4085 ft MD...	59
Gambar 4.28	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-1 kedalaman 4153 ft MD..	59
Gambar 4.29	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-1 kedalaman 4188 ft MD..	60
Gambar 4.30	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-1 kedalaman 4256 ft MD..	60
Gambar 4.31	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-1 kedalaman 4286 ft MD..	61
Gambar 4.32	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-1 kedalaman 4338 ft MD..	61
Gambar 4.33	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-1 kedalaman 4348 ft MD..	62
Gambar 4.34	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-1 kedalaman 4443 ft MD..	63
Gambar 4.35	Petrografi <i>core</i> sumur THAB-1 kedalaman 4483 ft MD.....	63
Gambar 4.36	Analisis Pola GR terhadap Fasies Pengendapan Sumur THAB-1.....	65
Gambar 4.37	Analisis Pola GR terhadap Fasies Pengendapan Sumur THAB-2.....	68
Gambar 4.38	Fasies Pengendapan Sumur THAB-1 dan THAB-2 berdasarkan Pomar (2004)..	69
Gambar 4.39	Perubahan nilai resistivitas pada sumur THAB-1.....	70
Gambar 4.40	Perubahan nilai resistivitas pada sumur THAB-2.....	70
Gambar 4.41	Data <i>Mudlog</i> Sumur THAB-2.....	72
Gambar 4.42	Probabilitas mineral dan fluida daerah penelitian.....	73
Gambar 4.43	Log prediksi dan hasil rekonstruksi log Sumur THAB-1..	73
Gambar 4.44	Log prediksi dan hasil rekonstruksi log Sumur THAB-2..	74
Gambar 4.45	Analisis Volume <i>Shale</i> pada Sumur THAB-1..	75
Gambar 4.46	Analisis Volume <i>Shale</i> pada Sumur THAB-2..	76
Gambar 4.47	Porositas Efektif pada Sumur THAB-1..	78
Gambar 4.48	Porositas Efektif pada Sumur THAB-2..	79
Gambar 4.49	<i>Overlay</i> nilai Phie Multimin dengan Porositas RCAL Sumur THAB-2.....	80
Gambar 4.50	<i>Overlay</i> nilai Phie Multimin dengan Porositas RCAL Sumur THAB-2..	81
Gambar 4.51	Nilai a, m dan n berdasarkan Data SCAL sumur THAB-2.....	82
Gambar 4.52	Nilai RW berdasarkan data SCAL.....	82
Gambar 4.53	Hasil Saturasi pada sumur THAB-1.....	83
Gambar 4.54	Hasil Saturasi pada sumur THAB-2.....	84
Gambar 4.55	<i>Overlay</i> Nilai Saturasi Multimin dengan Saturasi RCAL.....	85
Gambar 4.56	<i>Crossplot</i> antara Phie dengan Swe pada Sumur THAB-1..	86
Gambar 4.57	<i>Crossplot</i> antara Phie dengan <i>Wet Clay</i> pada Sumur THAB-1.....	86
Gambar 4.58	<i>Crossplot</i> antara Phie dengan Swe pada Sumur THAB-2..	87
Gambar 4.59	<i>Crossplot</i> antara Phie dan <i>Wet Clay</i> pada Sumur THAB-2.....	89
Gambar 4.60	<i>CrossPlot</i> Phiz vs RQI	89
Gambar 4.61	<i>Crossplot</i> CFD vs FZI serta regresi power	90
Gambar 4.62	Analisis regresi power RT 4.....	90
Gambar 4.63	Analisis regresi power RT 3.....	91
Gambar 4.64	Analisis regresi power RT 2.....	91
Gambar 4.65	Analisis regresi power RT 1.....	91

Gambar 4.66	<i>Crossplot</i> CFD vs FZI serta regresi linear	92
Gambar 4.67	Analisis regresi linear RT 4.....	92
Gambar 4.68	Analisis regresi linear RT 3.....	93
Gambar 4.69	Analisis regresi linear RT 2.....	93
Gambar 4.70	Analisis regresi linear RT 1.....	93
Gambar 4.71	<i>Crossplot</i> CFD vs FZI serta regresi eksponensial.....	94
Gambar 4.72	Analisis regresi eksponensial RT 4.....	94
Gambar 4.73	Analisis regresi eksponensial RT 3.....	95
Gambar 4.74	Analisis regresi eksponensial RT 2.....	95
Gambar 4.75	Analisis regresi eksponensial RT 1.....	95
Gambar 4.76	<i>Crossplot</i> Porositas vs Permeabilitas	96
Gambar 4.77	Tekstur batuan sampel <i>core</i> RT 1 (4835 ft MD).....	98
Gambar 4.78	Tekstur batuan sampel <i>core</i> RT 2 (4841,3 ft MD).....	99
Gambar 4.79	Tekstur batuan sampel <i>core</i> RT 3 (4851 ft MD).....	99
Gambar 4.80	Tekstur batuan sampel <i>core</i> RT 3 (4849 ft MD).....	100
Gambar 4.81	<i>Stylolite</i> akibat proses kompaksi (4681 ft MD)	101
Gambar 4.82	Pelarutan pada sampel 4833 ft MD.....	102
Gambar 4.83	Tahapan identifikasi <i>flow unit</i> dengan MRGC.....	103
Gambar 4.84	Model dan <i>Associated Log</i> Sumur THAB-2 untuk MRGC	103
Gambar 4.85	<i>Clustering</i> Model pada MRGC	104
Gambar 4.86	Hasil Model <i>Propagation</i> MRGC Sumur THAB-1	105
Gambar 4.87	Hasil Model <i>Propagation</i> MRGC Sumur THAB-2.....	106
Gambar 4.88	Hasil estimasi permeabilitas pada sumur THAB-2.....	108
Gambar 4.89	Hasil estimasi permeabilitas pada sumur THAB-1.....	108

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Kelengkapan Data pada setiap sumur.	29
Tabel 3.2	<i>Composite Log</i> Sumur THAB-2	31
Tabel 3.2	Data DST Sumur THAB-2.....	32
Tabel 4.1	Litofasies Sumur THAB-1.	64
Tabel 4.2	Litofasies Sumur THAB-2.....	66
Tabel 4.3	Komposisi Sampel Batuan Inti pada Sumur THAB-2.....	67
Tabel 4.4	Data DST Sumur THAB-1	71
Tabel 4.5	Data DST Sumur THAB-2.....	71
Tabel 4.6	Komposisi pada Sumur THAB-1.....	77
Tabel 4.7	Komposisi pada Sumur THAB-2.....	77
Tabel 4.8	Rangkuman hasil <i>lumping</i>	88
Tabel 4.9	Hubungan antara <i>Rock Type</i> dan Litofasies.....	107
Tabel 4.10	Nilai FZI pada setiap <i>Rock Type</i>	108
Tabel 4.11	<i>Equation</i> untuk Estimasi Permeabilitas.....	117