

**PETROFISIKA *HYDROCARBON SHALE*
PADA *SHALE* – M DAN M1, FORMASI TALANG AKAR
LAPANGAN – MR, SUBCEKUNGAN JAMBI
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Tesis
Untuk memenuhi sebagian persyaratan
Mencapai derajat Master
Program Studi Magister Teknik Geologi



diajukan oleh

Muhammad Destrayuda Trisna

16/405917/PTK/11295

kepada

PROGRAM STUDI MAGISTER TEKNIK GEOLOGI
DEPARTEMEN TEKNIK GEOLOGI
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS GADJAH MADA
YOGYAKARTA
2018

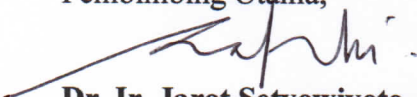
TESIS

PETROFISIKA *HYDROCARBON SHALE* PADA *SHALE* – M DAN M1, FORMASI TALANG AKAR LAPANGAN – MR, SUBCEKUNGAN JAMBI CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

yang dipersiapkan dan disusun oleh
Muhammad Destrayuda Trisna
16/405917/TK/11295
Telah dipertahankan di depan Dewan Penguji
pada tanggal 8 Juni 2018
dan dinyatakan lulus

Susunan Tim Penguji

Pembimbing Utama,


Dr. Ir. Jarot Setyowiyoto, M.Sc.
NIP : 196303201990031002


Ketua Penguji,


Dr. Doni Prakasa Eka Putra, S.T., M.T.
NIP : 197507031999031004

Pembimbing Pendamping,


Ir. Djoko Wintolo, DEA.
NIP : 195308121981011001

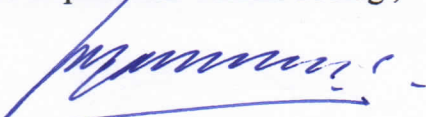
Anggota Penguji,


Dr. Ferian Anggara, S.T., M.Eng.
NIP : 198305192012121001

Tesis ini telah diterima sebagai salah satu syarat
untuk mendapatkan gelar Master Teknik
Program Studi Magister Teknik Geologi
Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada
Yogyakarta, Juli 2018
Ketua Program Studi Magister Teknik Geologi,


Dr. Donatus Hendra Amijaya, S.T., M.T.
NIP : 197408071999031004

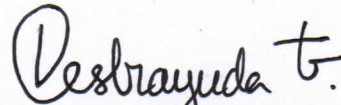
Mengetahui,
Ketua Departemen Teknik Geologi,


Dr. Ir. Heru Hendrayana
NIP : 196012231987031003

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa dalam tesis ini tidak terdapat karya yang pernah diajukan untuk memperoleh gelar Master di suatu Perguruan Tinggi, dan sepanjang sepengetahuan saya juga tidak terdapat karya atau pendapat yang pernah ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis diacu dalam naskah ini dan disebutkan dalam daftar pustaka.

Yogyakarta,



Muhammad Destrayuda Trisna
16/405917/PTK/11295

KATA PENGANTAR

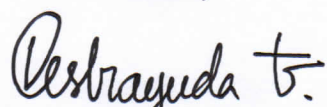
Puji syukur kepada Allah SWT atas segala rahmat yang diberikan sehingga naskah tesis saya yang berjudul “Petrofisika *Hydrocarbon Shale* pada *Shale – M* dan *M1* Formasi Talang Akar, Lapangan MR, Subcekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan” dapat diselesaikan dengan baik. Ucapan terima kasih saya berikan kepada pihak – pihak yang telah membantu saya dalam mengerjakan proposal ini, antara lain :

1. Bapak Dr. Ir. Heru Hendrayana selaku Kepala Departemen Teknik Geologi Universitas Gadjah Mada.
2. Bapak Dr. Ir. Jarot Setyowiyoto, M.Sc. dan Bapak Ir. Djoko Wintolo, DEA. selaku dosen pembimbing yang telah memberikan banyak bimbingan dan nasihat kepada saya.
3. Bapak Dr.rer.nat. Doni Prakasa Eka Putra, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing akademik dan penguji pada ujian proposal atas semua arahan dan nasihat yang diberikan.
4. Bapak Dr. Ferian Anggara, S.T., M.Eng. selaku penguji pada ujian proposal atas semua arahan dan nasihat yang diberikan.
5. PT. Pertamina UTC dan Bapak Ir. Alfian Usman, S.T., M.H. selaku pemberi data dan pembimbing dari pihak Pertamina, atas izin dan bantuan data yang diberikan untuk kepentingan thesis saya.
6. Kepada Ayahanda dan keluarga besar Drs. M. Sayuti Aboe Zed Ali yang telah memberikan dukungan sangat besar kepada saya dalam mengerjakan karya ini.

Semoga dengan karya thesis ini dapat bermanfaat bagi perkembangan ilmu geologi terutama pemahaman mengenai *shale hydrocarbon* yang masih sangat minim di Indonesia.

Yogyakarta, Juni 2018

Penulis,



Muhammad Destrayuda Trisna

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI	v
DAFTAR GAMBAR	viii
DAFTAR TABEL	xv
DAFTAR LAMPIRAN	xvii
SARI	xviii
BAB I. PENDAHULUAN	1
I.1. Latar Belakang	1
I.2. Rumusan Masalah	3
I.3. Maksud dan Tujuan	3
I.4. Lokasi Penelitian.....	4
I.5. Batasan Penelitian.....	5
I.6. Peneliti Terdahulu dan Keaslian Penelitian	7
I.7. Manfaat Penelitian	11
BAB II. GEOLOGI REGIONAL SUBCEKUNGAN JAMBI	12
II.1. Tektonik Regional.....	12
II.1.1. Fase <i>pre-rift</i>	13
II.1.2. Fase <i>syn-rift</i>	13
II.1.3. Fase <i>post-rift</i>	14
II.1.4. Fase inversi cekungan	15
II.2. Stratigrafi Regional	16
II.2.1 Formasi Lahat/Lemat	16
II.2.2 Formasi Talang Akar	16
II.2.3 Formasi Baturaja	17
II.2.4 Formasi Gumai	17
II.2.5 Formasi Air Benakat	17
II.2.6 Formasi Muaraenim	18

II.2.7	Formasi Kasai.....	18
BAB III.	DASAR TEORI	19
III.1.	Pengertian <i>Shale Hydrocarbon</i>	19
III.2.	Kondisi Geologi Pembentukan <i>Shale Hydrocarbon</i>	21
III.2.1.	Lingkungan pengendapan	21
III.2.2.	Distribusi lateral dan <i>burial depth</i>	26
III.2.3.	Penerapan stratigrafi sikuen.....	26
III.3.	Karakter <i>Hydrocarbon Shale</i>	32
III.3.1.	Litofasies	32
III.3.2.	Kandungan TOC dan tipe kerogen	33
III.3.3.	Kematangan material organik	34
III.3.4.	Porositas dan permeabilitas	37
III.3.5.	<i>Water saturation</i>	39
III.3.6.	<i>Brittleness Index</i>	39
III.4.	Petrofisika <i>Hydrocarbon Shale</i>	40
III.4.1.	Penentuan <i>shale volume</i> dan litofasies	41
III.4.2.	Estimasi nilai TOC dan kematangan material organik.	42
III.4.3.	Estimasi nilai porositas dan permeabilitas.....	49
III.4.4.	Estimasi nilai <i>water saturation</i>	51
III.4.5.	Estimasi nilai <i>Brittleness Index</i>	52
III.5.	Interpretasi Seismik.....	54
III.5.1.	<i>Well to Seismic Tie</i> (WST)	54
III.5.2.	Interpretasi struktur.....	55
III.5.3.	Interpretasi horison	55
III.5.4.	Peta struktur kedalaman.....	56
III.5.5.	<i>Post-stack inversion</i>	57
III.5.6.	<i>Depth conversion</i>	58
III.6.	Kualitas <i>Shale</i> Formasi Talang Akar.....	58
BAB IV.	HIPOTESIS DAN METODE PENELITIAN	61
IV.1.	Hipotesis Penelitian	61
IV.2.	Jenis Data.....	61
IV.3.	Cara Penelitian.....	66

IV.4.	Tahapan Penelitian	66
IV.5.	Jadwal Penelitian	68
BAB V. ANALISIS LINGKUNGAN PENGENDAPAN DAN KORELASI SUMUR		69
V.1.	Litofasies dan Lingkungan Pengendapan	69
V.2.	Korelasi Antar Sumur dan <i>Well to Seismic Tie</i>	81
V.3.	Interpretasi Seismik	87
BAB VI. PETROFISIKA SHALE – M DAN M1		97
VI.1.	Kandungan dan Kematangan Material Organik	97
VI.2.	<i>Brittleness Index</i>	110
VI.3.	Porositas, <i>Water Saturation</i> , dan Permeabilitas	114
VI.4.	Inversi Seismik	122
VI.5.	Kualitas <i>Shale</i> – M dan M1	151
BAB VII. KESIMPULAN DAN SARAN		154
VII.1.	Kesimpulan	154
VII.2.	Saran	155
DAFTAR PUSTAKA		156

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1.	Peta lokasi penelitian, wilayah penelitian ditandai kotak merah.	4
Gambar 2.1.	Tektonik regional Cekungan Sumatera Selatan, kotak merah adalah Subcekungan Jambi (Sapiie, <i>et.al.</i> , 2005).....	12
Gambar 2.2.	Perkembangan fase <i>synrift</i> pada Cekungan Sumatera Selatan khususnya Subcekungan Jambi (Pertamina, 2016) .	14
Gambar 2.3.	Tatanan tektonostratigrafis Cekungan Sumatera Selatan, Subcekungan Jambi ditandai kotak merah (Barber dan Crow, 2005).....	15
Gambar 2.4.	Kolom stratigrafi Subcekungan Jambi (Bishop, 2001 dengan modifikasi).....	18
Gambar 3.1.	Jenis-jenis sumberdaya minyak dan gas menurut Ma dan Holditch (2015). Kotak merah adalah <i>shale hydrocarbon</i> yang masuk dalam minyak dan gas non-konvensional.	19
Gambar 3.2.	Diagram skematik beberapa contoh minyak dan gas bumi non-konvensional, kotak merah adalah <i>shale hydrocarbon</i> (Jiang, <i>et.al.</i> , 2014) dengan modifikasi.	20
Gambar 3.3.	Jenis-jenis delta menurut Nichols (2009).....	22
Gambar 3.4.	Delta berdasarkan kedalaman air (Nichols, 2009).	23
Gambar 3.5.	Pola-pola elektrofases yang ditemui pada Formasi Talang Akar dan interpretasi lingkungan pengendapannya oleh Argakoesoemah dan Kamal (2006).....	24
Gambar 3.6.	Pola-pola elektrofases yang ditemui pada Formasi Talang Akar dan interpretasi lingkungan pengendapannya oleh Dewi, <i>et al.</i> (2014).....	25
Gambar 3.7.	Contoh satu sikuen lengkap pada lingkungan <i>non-marine</i> . Gambar diambil dari Posamentier dan Allen (1996).....	27
Gambar 3.8.	Contoh <i>stacking pattern</i> menurut Posamentier dan Allen (1999).	28
Gambar 3.9.	<i>System tract</i> ideal dalam stratigrafi sikuen, diambil dari Catuneanu (2006).	29

Gambar 3.10.	Ilustrasi parasikuen, diambil dari Catuneanu (2006). Kenampakan mengkasar ke atas yang dibatasi oleh <i>flooding surface</i> ditandai sebagai parasikuen.....	30
Gambar 3.11.	Ilustrasi sikuen ideal dengan kenampakan <i>Sequence Boundary</i> dan <i>Maximum Flooding Surface</i> oleh Posamentier dan Allen (1999).....	31
Gambar 3.12.	Pirogram yang diambil dari Peters (1986). Dalam hasil pirolisis terlihat parameter-parameter yang dihitung antara lain adalah S_1 , S_2 , S_3 , T_{max} , dan HI.....	35
Gambar 3.13.	Porositas pada <i>shale</i> (Holmes, <i>et.al.</i> , 2011).....	37
Gambar 3.14.	Kurva koreksi Vsh (Ahmad, 2014)	41
Gambar 3.15.	<i>Crossplot</i> $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$ vs. ΔT (Carpentier, <i>et. al.</i> , 1989)	46
Gambar 3.16.	Komponen batuan menurut Passey, <i>et. al.</i> (1990).....	48
Gambar 3.17.	Contoh interpretasi struktur geologi (Bacon, <i>et. al.</i> , 2003) ..	55
Gambar 3.18.	Contoh interpretasi horison menggunakan <i>autotrack</i> (Bacon, <i>et. al.</i> , 2003)	56
Gambar 3.19.	Contoh peta struktur kedalaman (Groshong Jr., 2006)	57
Gambar 4.1.	Kartun yang menggambarkan posisi relatif dari sumur-sumur yang ada di daerah penelitian beserta kelengkapan data sumur dan data seismik yang digunakan dalam penelitian	65
Gambar 4.2.	Diagram alir penelitian.....	67
Gambar 5.1.	Kenampakan <i>organic shale</i> (<i>highlight</i> hijau) di bawah mikroskop perbesaran 33x, dideskripsi ulang dari Pertamina (2001b)	72
Gambar 5.2.	Kenampakan <i>argillaceous mudstone</i> (<i>highlight</i> hijau) di bawah mikroskop dengan perbesaran 33x, dideskripsi ulang dari laporan Pertamina (2001b).....	73
Gambar 5.3.	Kenampakan <i>silty mudstone</i> (<i>highlight</i> hijau) di bawah mikroskop perbesaran 33x, dideskripsi ulang dari laporan Pertamina (2001b)	74

Gambar 5.4.	Rangkuman litofasies yang ditemukan pada : (a) <i>shale</i> – M dan (b) <i>shale</i> – M1.....	75
Gambar 5.5.	Perbandingan elektrofases <i>funnel-shaped shoreface</i> (A), <i>funnel-shaped crevasse splay</i> (B), <i>irregular fluvial flood plain</i> (C), dan <i>irregular tidal flood plain</i> (D).....	78
Gambar 5.6.	Analisis elektrofases pada <i>shale</i> – M serta perkiraan lingkungan pengendapan menggunakan model <i>shallow-water delta</i> oleh Nichols (2009).....	79
Gambar 5.7.	Analisis elektrofases pada <i>shale</i> – M1 serta perkiraan lingkungan pengendapan menggunakan model <i>shallow-water delta</i> oleh Nichols (2009).....	80
Gambar 5.8.	Korelasi antar sumur MR-1, S-4, dan S-32. <i>Shale</i> – M dan M1 hanya ditemukan pada sumur MR-1. Sumur diikat pada TVDSS	82
Gambar 5.9.	Korelasi antar sumur MR-1 dan S-32. <i>Shale</i> – M dan M1 tidak ditemukan pada sumur selain MR-1. Sumur diikat pada TVDSS.....	83
Gambar 5.10.	<i>Time-Depth Relationship Curve</i> pada sumur MR-1 dan sumur S-32. Persamaan yang dihasilkan disebut sebagai TDR dan digunakan untuk WST semua sumur.....	84
Gambar 5.11.	Hasil WST pada sumur MR-1.	85
Gambar 5.12.	Hasil WST pada sumur S-32	86
Gambar 5.13.	Hasil WST pada sumur S-4	87
Gambar 5.14.	Sayatan seismik komposit kode L-1 melalui sumur MR-1 menunjukkan kondisi geologi bawah permukaan	89
Gambar 5.15.	Sayatan seismik komposit kode C-1 dan C-2 menunjukkan kondisi geologi bawah permukaan	90
Gambar 5.16.	Sayatan seismik komposit kode C-3 melalui sumur MR-1 dan S-32 menunjukkan kondisi geologi bawah permukaan.....	91
Gambar 5.17.	Kolom analisis biostratigrafi menunjukkan umur pengendapan dari <i>shale</i> – M dan M1 adalah Miosen Awal.	92

Gambar 5.18.	Diagram skematik lintasan seismik L-1. Tampak sesar-sesar turun dengan arah relatif NW-SE yang membentuk dasar cekungan	93
Gambar 5.19.	Diagram skematik yang disederhanakan, dibuat dari <i>line</i> seismik C-3. Tampak sesar-sesar turun dengan arah relatif NE-SW yang membentuk dasar cekungan.....	94
Gambar 5.20.	Diagram skematik yang disederhanakan, dibuat dari <i>line</i> seismik C-1 dan C-2. Tampak sesar turun dengan arah relatif NE-SW yang membentuk dasar cekungan	95
Gambar 5.21.	Peta kontur struktur kedalaman pada puncak <i>shale</i> – M, puncak <i>shale</i> – M1, dasar <i>shale</i> – M, dan dasar <i>shale</i> – M1, interval kontur setiap 20 meter.....	96
Gambar 6.1.	Beberapa <i>well log</i> dan nilai korelasinya terhadap nilai TOC hasil analisis laboratorium.....	97
Gambar 6.2.	<i>Crossplot</i> antara TOC analisis laboratorium dan TOC yang diestimasi dari <i>gamma ray log</i>	98
Gambar 6.3.	<i>Crossplot</i> $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$ vs. ΔT pada interval Formasi Talang Akar sumur MR-1	99
Gambar 6.4.	Diagram komposisi kerogen pada sampel <i>cutting</i> sumur MR-1	101
Gambar 6.5.	Hasil <i>crossplot</i> antara TOC analisis laboratorium dan TOC yang diestimasi dari metode CARBOLOG®.....	102
Gambar 6.6.	Hasil <i>crossplot</i> antara TOC hasil analisis laboratorium dan S_2 dari hasil analisis laboratorium.	103
Gambar 6.7.	<i>Overlay resistivity log</i> dan <i>sonic log</i> menghasilkan $\Delta \log R$. Baseline $\Delta \log R$ berada pada kedalaman 1899 m – 1912 m (<i>highlight</i> hijau pada gambar)	104
Gambar 6.8.	<i>Crossplot</i> antara TOC analisis laboratorium dan TOC yang diestimasi dari metode $\Delta \log R$	105
Gambar 6.9.	Perhitungan TOC pada <i>shale</i> – M. Kotak merah adalah metode $\Delta \log R$, kotak hijau adalah metode regresi linear-polinomial, kotak biru adalah metode CARBOLOG®	107

Gambar 6.10.	Perhitungan TOC pada <i>shale</i> – M1. Kotak merah adalah metode $\Delta\log R$, kotak hijau adalah metode regresi linear-polinomial, kotak biru adalah metode CARBOLOG®108
Gambar 6.11.	Perhitungan S_2 pada <i>shale</i> – M1.....109
Gambar 6.12.	Perhitungan S_2 pada <i>shale</i> – M1.....110
Gambar 6.13.	BI Log pada <i>shale</i> – M111
Gambar 6.14.	BI Log pada <i>shale</i> – M1112
Gambar 6.15.	<i>Porosity, permeability, dan water saturation log</i> pada interval <i>shale</i> – M.....116
Gambar 6.16.	<i>Porosity, permeability, dan water saturation log</i> pada interval <i>shale</i> – M1117
Gambar 6.17.	Interpretasi SEM pada litofasies <i>silty mudstone</i> kedalaman 1870 meter119
Gambar 6.18.	Interpretasi SEM pada litofasies <i>argillaceous mudstone</i> kedalaman 1886 meter.....120
Gambar 6.19.	Interpretasi SEM pada litofasies <i>organic shale</i> kedalaman 2466 meter121
Gambar 6.20.	Model dasar impedansi akustik dengan interval <i>shale</i> – M dan M1. Tampak bahwa daerah yang menjadi interval <i>shale</i> – M dan M1 memiliki nilai impedansi akustik sekitar 7-9 kg/m ² s.124
Gambar 6.21.	Ekstraksi nilai impedansi akustik pada interval puncak <i>shale</i> – M1 menunjukkan distribusi nilai impedansi yang memiliki rentang 7 – 10 kg/m ² s126
Gambar 6.22.	Ekstraksi nilai impedansi akustik pada interval dasar <i>shale</i> – M1 menunjukkan distribusi nilai impedansi yang memiliki rentang 7 – 10 kg/m ² s127
Gambar 6.23.	Ekstraksi nilai impedansi akustik pada interval puncak <i>shale</i> – M menunjukkan distribusi nilai impedansi yang memiliki rentang 7 – 10 kg/m ² s128
Gambar 6.24.	Ekstraksi nilai impedansi akustik pada interval dasar <i>shale</i> – M menunjukkan distribusi nilai impedansi yang memiliki rentang 7 – 10 kg/m ² s129

Gambar 6.25.	<i>Crossplot</i> antara impedansi akustik dan TOC. <i>Crossplot</i> menunjukkan <i>sweet spot</i> impedansi akustik (kotak merah) berada pada nilai 7-10 kg/m ² s	130
Gambar 6.26.	Inversi seismik pada interval <i>shale</i> – M dan M1 menunjukkan distribusi TOC pada rentang nilai dominan 1.5%-2%. Nilai ini termasuk kategori baik pada skala Peters dan Cassa, 1994	131
Gambar 6.27.	Ekstraksi nilai TOC pada permukaan <i>flooding surface</i> dekat puncak <i>shale</i> – M1 menunjukkan distribusi nilai TOC 1.35% - 1.89%	133
Gambar 6.28.	Ekstraksi nilai TOC pada permukaan <i>flooding surface</i> dasar <i>shale</i> – M1 menunjukkan distribusi nilai TOC 1.35% - 1.89%	134
Gambar 6.29.	Ekstraksi nilai TOC pada permukaan <i>flooding surface</i> dekat puncak <i>shale</i> – M menunjukkan distribusi nilai TOC 1.35% - 1.89%	135
Gambar 6.30.	Ekstraksi nilai TOC pada permukaan <i>flooding surface</i> dekat dasar <i>shale</i> – M menunjukkan distribusi nilai TOC 1.35% - 1.89%	136
Gambar 6.31.	<i>Crossplot</i> antara impedansi akustik dan S ₂ . <i>Crossplot</i> menunjukkan <i>sweet spot</i> impedansi akustik (kotak merah) berada pada nilai 7-10 kg/m ² s	138
Gambar 6.32.	Inversi seismik pada interval <i>shale</i> – M dan M1 menunjukkan distribusi S ₂ pada rentang nilai variatif, nilai ini perlu dibantu dengan ekstraksi nilai S ₂ pada interval <i>shale</i> – M dan M1. Ekstraksi nilai yang memungkinkan pemahaman lebih jauh terhadap distribusi nilai S ₂	138
Gambar 6.33.	Ekstraksi nilai S ₂ pada permukaan <i>flooding surface</i> dekat puncak <i>shale</i> – M1 menunjukkan distribusi nilai S ₂ yang variatif, namun puncak nilai S ₂ berada pada nilai 10 – 12 mgHC/gr batuan dengan warna merah	140
Gambar 6.34.	Ekstraksi nilai S ₂ pada permukaan <i>flooding surface</i> dekat dasar <i>shale</i> – M1 menunjukkan distribusi nilai S ₂ yang variatif, namun puncak nilai S ₂ berada pada nilai 10 – 12 mgHC/gr batuan dengan warna merah	141

- Gambar 6.35.** Ekstraksi nilai S_2 pada permukaan *flooding surface* dekat puncak *shale* – M menunjukkan distribusi nilai S_2 yang variatif, namun puncak nilai S_2 berada pada nilai 10 – 12 mgHC/gr batuan dengan warna merah.....142
- Gambar 6.36.** Ekstraksi nilai S_2 pada permukaan *flooding surface* dekat dasar *shale* – M menunjukkan distribusi nilai S_2 yang variatif, namun puncak nilai S_2 berada pada nilai 10 – 12 mgHC/gr batuan dengan warna merah.....143
- Gambar 6.37.** *Crossplot* antara impedansi akustik dan *Brittleness Index*. *Crossplot* menunjukkan *sweet spot* impedansi akustik (kotak merah) berada pada nilai 7-10 kg/m²s.....144
- Gambar 6.38.** Inversi seismik pada interval *shale* – M dan M1 menunjukkan distribusi *Brittleness Index* pada rentang nilai 42.5% - 52%. nilai ini perlu dibantu dengan ekstraksi nilai *Brittleness Index* pada interval *shale* – M dan M1. Ekstraksi nilai yang memungkinkan pemahaman lebih jauh terhadap distribusi nilai *Brittleness Index*145
- Gambar 6.39.** Ekstraksi nilai *Brittleness Index* pada permukaan *flooding surface* dekat puncak *shale* – M1 menunjukkan distribusi nilai *Brittleness Index* berada pada rentang 35% - 50% dengan puncak distribusi pada nilai *Brittleness Index* 40% - 45%147
- Gambar 6.40.** Ekstraksi nilai *Brittleness Index* pada permukaan *flooding surface* dekat dasar *shale* – M1 menunjukkan distribusi nilai *Brittleness Index* berada pada rentang 35% - 50% dengan puncak distribusi pada nilai *Brittleness Index* 40% - 45%148
- Gambar 6.41.** Ekstraksi nilai *Brittleness Index* pada permukaan *flooding surface* dekat puncak *shale* – M menunjukkan distribusi nilai *Brittleness Index* berada pada rentang 35% - 50% dengan puncak distribusi pada nilai *Brittleness Index* 40% - 45%149
- Gambar 6.42.** Ekstraksi nilai *Brittleness Index* pada permukaan *flooding surface* dekat dasar *shale* – M menunjukkan distribusi nilai *Brittleness Index* berada pada rentang 35% - 50% dengan puncak distribusi pada nilai *Brittleness Index* 40% - 45% ...150

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1	Daftar peneliti terdahulu	10
Tabel 3.1.	Jenis litofasies penghasil <i>shale hydrocarbon</i> oleh He, <i>et. al.</i> (2016) dan Rider (2002).....	32
Tabel 3.2.	Nilai TOC dan kualitas batuan sumber menurut Peters dan Cassa (1994) dan McCarthy, <i>et. al.</i> (2011)	33
Tabel 3.3.	Tipe kerogen, HI, S2/S3, dan rasio H/C dalam batuan sumber serta jenis hidrokarbon yang dihasilkan menurut Peters dan Cassa (1994).....	35
Tabel 3.4.	Tabel nilai TOC-Rock Eval Pyrolysis menurut Peters dan Cassa (1994).....	36
Tabel 3.5.	Nilai VR dan tingkat kematangan batuan sumber dirangkum dari Peters dan Cassa (1994), serta jenis hidrokarbon yang dihasilkan dirangkum dari Ginanjar dan Zulkhifly (2014)	37
Tabel 3.6.	Porositas pada <i>shale</i> : a). Menurut Yu, <i>et al.</i> (2016) dan b). menurut Jiang, <i>et.al.</i> (2014)	38
Tabel 3.7.	Standar nilai <i>Brittleness Index</i> menurut Perez dan Marfurt (2013), serta Ginanjar dan Zulkhifly (2014)	40
Tabel 3.8.	Rumus <i>shale volume</i> (HLS Asia Limited, 2007)	42
Tabel 3.9.	Nilai faktor konversi OM (Tissot dan Welte, 1984)	47
Tabel 3.10.	Rumus-rumus modulus elastisitas menurut Mavko (2005), dan Guo, <i>et. al.</i> (2013)	52
Tabel 3.11.	Rumus-rumus <i>Brittleness Index</i> (Grieser dan Bray, 2007)	53
Tabel 3.12.	Beberapa analisis kualitas batuan sumber di Cekungan Sumatera Selatan, Formasi Talang Akar ditandai kotak merah (Pertamina, 2016).....	59
Tabel 3.13.	Ringkasan umum potensi <i>shale hydrocarbon</i> khususnya <i>shale gas</i> Cekungan Sumatera Selatan (Pertamina, 2016).....	60
Tabel 4.1.	Data geokimia sumur MR-1 Formasi Talang Akar (Pertamina, 2001a).....	62

Tabel 4.2.	Data analisis litologi yang ada pada sumur MR-1 (Pertamina, 2001b).....	63
Tabel 4.3.	Tabel kelengkapan data <i>well log</i>	64
Tabel 4.4.	Jadwal penelitian thesis.....	68
Tabel 5.1.	Tipe-tipe litofasies yang ditemui pada wilayah penelitian.....	70
Tabel 5.2.	Jenis-jenis elektrofases pada sumur MR-1 interval Formasi Talang Akar dan lingkungan pengendapannya.	77
Tabel 6.1.	Kelimpahan mineral-mineral yang ada pada hasil XRD oleh Pertamina (2001b) dan nilai <i>Brittleness Index</i> yang dihasilkan melalui metode Wang dan Gale (2009).....	113
Tabel 6.2.	Hasil <i>lumping</i> petrofisika pada <i>shale</i> M dan M1	152

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN LEPAS

- A. Lampiran Lepas Analisis Lingkungan Pengendapan
- B. Lampiran Lepas Analisis Petrofisika

LAMPIRAN TERIKAT 163

Lampiran 1. *Layout Shale – M*..... 163

Lampiran 2. *Layout Shale – M1*..... 164

Lampiran 3. Borang Deskripsi Petrografi *Cutting* Kedalaman 1870 Meter . 165

Lampiran 4. Borang Deskripsi Petrografi *Cutting* Kedalaman 1886 Meter . 166

Lampiran 5. Borang Deskripsi Petrografi *Cutting* Kedalaman 1950 Meter . 167

Lampiran 6. Borang Deskripsi Petrografi *Cutting* Kedalaman 2176 Meter . 168

Lampiran 7. Borang Deskripsi Petrografi *Cutting* Kedalaman 2282 Meter . 169

Lampiran 8. Borang Deskripsi Petrografi *Cutting* Kedalaman 2322 Meter . 170

Lampiran 9. Borang Deskripsi Petrografi *Cutting* Kedalaman 2356 Meter . 171

Lampiran 10. Borang Deskripsi Petrografi *Cutting* Kedalaman 2360 Meter . 172

Lampiran 11. Borang Deskripsi Petrografi *Cutting* Kedalaman 2420 Meter . 173

Lampiran 12. Borang Deskripsi Petrografi *Cutting* Kedalaman 2438 Meter . 174

Lampiran 13. Borang Deskripsi Petrografi *Cutting* Kedalaman 2466 Meter . 175

Lampiran 14. Borang Deskripsi Petrografi *Cutting* Kedalaman 2524 Meter . 176