UNIVERSITAS
GADJAH MADA
INTEGRASI KARAKTERISASI RESERVOAR DAN EVALUASI SENSITIVITAS GAS INJEKSI UNTUK OPTIMASI CO2 â€“ EOR
PADA RESERVOAR FORMASI TIRRAWARRA, CEKUNGAN COOPER, AUSTRALIA SELATAN
M. Muaffa Oktadiansyah, Dr. Ir. Sarju Winardi, S.T., M.T.; Ir. Rahmadi Hidayat, S.T., M.Eng., Ph.D., IPP.
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL DEPAN ..... **i**
HALAMAN JUDUL ..... **ii**
HALAMAN PENGESAHAN ..... **iii**
PERNYATAAN BEBAS PLAGIASI ..... **iv**
KATA PENGANTAR ..... **v**
DAFTAR ISI ..... **viii**
DAFTAR GAMBAR ..... **xi**
DAFTAR TABEL ..... **xv**
DAFTAR LAMPIRAN **1**
INTISARI **2**
ABSTRACT **3**
BAB I PENDAHULUAN **4**
I.1 Latar Belakang 4
I.2 Rumusan Masalah 9
I.3 Tujuan Penelitian 9
I.4 Ruang Lingkup dan Batasan Penelitian 9
I.4.1 Ruang lingkup Penelitian 9
I.4.2 Batasan Masalah 10
I.5 Manfaat Penelitian 11
I.6 Lokasi Penelitian 11
I.7 Peneliti Terdahulu 12
BAB II TINJAUAN GEOLOGI **16**
II.1 Fisiografi Cekungan Cooper 16
II.2 Tektonik Cekungan Cooper 18
II.3 Stratigrafi Cekungan Cooper 21
II.4 Struktur Geologi Cekungan Cooper 25
II.5 Petroleum System Cekungan Cooper 29
BAB III TINJAUAN PUSTAKA **32**
III.1 Analisis Kualitatif 32
III.1.1 Litofasies 32
III.1.2 Elektrofasies 33
III.1.3 Log Spontaneous Potensial (SP) 35

UNIVERSITAS GADJAH MADA
INTEGRASI KARAKTERISASI RESERVOAR DAN EVALUASI SENSITIVITAS GAS INJEKSI UNTUK OPTIMASI CO2 â€“ EOR
PADA RESERVOAR FORMASI TIRRAWARRA, CEKUNGAN COOPER, AUSTRALIA SELATAN
M. Muaffa Oktadiansyah, Dr. Ir. Sarju Winardi, S.T., M.T.; Ir. Rahmadi Hidayat, S.T., M.Eng., Ph.D., IPP.
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

III.1.4 Log Gamma Ray 37
III.1.5 Log Caliper dan Log Bit Size 38
III.1.6 Log Resistivitas 40
III.1.7 Log Sonik 41
III.1.8 Log Densitas 43
III.1.9 Log Neutron 44
III.2 Analisis Kuantitatif 46
III.2.1 Volume Shale 46
III.2.2 Porositas 48
III.2.3 Resistivitas Air dan Properti Elektrik (a, m, dan n) 51
III.2.4 Saturasi Air 53
III.2.5 Permeabilitas 53
III.2.6 Validasi Petrofisika 55
III.2.7 Penentuan *Cut Off* 55
III.2.8 *Net Reservoir* dan *Net Pay* 56
III.2.9 *Lumping* 57
III.3 Sifat Fluida Reservoir (PVT) 57
III.4 Karakteristik dan Mekanisme Injeksi CO2 EOR 59
III.4.1 Sifat Fisik dan Fasa CO2 59
III.4.2 Mekanisme Injeksi CO2 60
III.5 Minimum Miscibility Pressure 63
III.5.1 Faktor Penurunan *Minimum Miscibility Pressure* 64
III.5.2 Metode Penentuan MMP 65
BAB IV HIPOTESIS DAN METODE PENELITIAN 70
IV.1 Hipotesis 70
IV.2 Metode Penelitian 71
IV.2.1 Ketersediaan Data 71
IV.2.2 Variabel dan Parameter Penelitian 73
IV.2.3 Perangkat Penelitian 75
IV.2.4 Tahapan Penelitian 75
IV.2.5 Analisis Data Penelitian 75
IV.2.6 Diagram Alir Penelitian 97
IV.2.7 Linimasa Penelitian 99
BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN 100

UNIVERSITAS
GADJAH MADA
**INTEGRASI KARAKTERISASI RESERVOAR DAN EVALUASI SENSITIVITAS GAS INJEKSI UNTUK OPTIMASI CO2 â€“ EOR
PADA RESERVOAR FORMASI TIRRAWARRA, CEKUNGAN COOPER, AUSTRALIA SELATAN**
M. Muaffa Oktadiansyah, Dr. Ir. Sarju Winardi, S.T., M.T.; Ir. Rahmadi Hidayat, S.T., M.Eng., Ph.D., IPP.
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

V.1 Karakterisasi Petrofisika Reservoir dan Penentuan Net Pay 100
V.1.1 Analisis Litofasies dan Elektrofasies Formasi Tirrawarra 100
V.1.2 Korelasi Stratigrafi dan Struktural Reservoir 103
V.1.3 Volume Shale 105
V.1.4 Distribusi Porositas 107
V.1.5 Distribusi Permeabilitas 110
V.1.6 Distribusi Saturasi Air 113
V.1.7 Penetapan Nilai Cut-Off dan Penentuan Net Pay 117
V.2 Evaluasi Treshold Minimum Miscibility Pressure (MMP) Gas CO_2 Murni dan Impuritas C_1 dan N_2 120
V.2.1 Pemodelan Termodinamika dan Karakterisasi PVT Fluida 120
V.2.2 Analisis Sensitivitas Komposisi Injeksi terhadap MMP 123
V.3 Peningkatan Recovery Factor Skenario Injeksi CO2 dan Impuritasnya 127
V.3.1 Inisialisasi Model Grid 127
V.3.2 Skenario Kinerja Injeksi *CO_2-EOR* 130
BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN 135
VI.1 Kesimpulan 135
VI.2 Saran 136
DAFTAR PUSTAKA 138
LAMPIRAN 143

UNIVERSITAS
GADJAH MADA
**INTEGRASI KARAKTERISASI RESERVOAR DAN EVALUASI SENSITIVITAS GAS INJEKSI UNTUK OPTIMASI CO2 â€“ EOR
PADA RESERVOAR FORMASI TIRRAWARRA, CEKUNGAN COOPER, AUSTRALIA SELATAN**
M. Muaffa Oktadiansyah, Dr. Ir. Sarju Winardi, S.T., M.T.; Ir. Rahmadi Hidayat, S.T., M.Eng., Ph.D., IPP.
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. Peta lokasi penelitian lapangan Tirrawarra, lokasi penelitian ditandai dengan kotak berwarna kuning 12
Gambar 2. Peta struktur dan fisiografi Cekungan Cooper yang menunjukkan topografi batuan dasar (basement). Peta ini mengilustrasikan pembagian cekungan menjadi domain barat daya (SW) dan timur laut (NE) yang dipisahkan oleh Karmona-Naccowlah Fault Zone (KNFZ). D 18
Gambar 3. Model evolusi tektonik skematik untuk domain barat daya (SW) Cekungan Cooper, menunjukkan interpretasi cekungan sebagai pull-apart basin yang dikontrol oleh sesar geser utama (KNFZ dan CBMF/TL). (a) Fase pembukaan awal cekungan pada era Pennsylvanian 21
Gambar 4. Kolom stratigrafi regional Cekungan Cooper. Formasi Tirrawarra (Permian Awal), reservoar target utama yang diendapkan dalam lingkungan proglacial outwash dan braided fluvial (kotak merah). ... 25
Gambar 5. Peta neotektonik regional dan elemen struktur utama di Cekungan Cooper. (a) Citra satelit area studi yang menunjukkan lokasi Cekungan Cooper. (b) Interpretasi struktural bawah permukaan (seperti Patchawarra Trough/PT, Nappamerri Trough/NT, dan GMI Ridge) (Dimodifikasi dari Röth dan Littke, 2022). 28
Gambar 6. Petroleum System Events Chart Cekungan Cooper-Eromanga. (a) Kurva burial history menunjukkan pematangan batuan induk Permian dipicu oleh burial maksimum pada Kapur Tengah (~100-90 Ma). (b) Periode ini memicu ekspulsi hidrokarbon utama (Major Expulsion) yang singkat namun intensif. (c) Elemen sistem petroleum menunjukkan skenario pengisian ideal, di mana pembentukan trap (Permian-Trias) telah tersedia mendahului waktu migrasi utama (Critical Moment). (Dimodifikasi dari Kulikowski dkk., 2022). 31
Gambar 7. Lima pola elektrofasies (motif log) dasar yang digunakan untuk interpretasi kualitatif lingkungan pengendapan (Walker dan James, 1992) . Pola-pola ini mencakup: (1) Cylindrical (Blocky), umumnya mewakili pengendapan energi konstan seperti fluvial teranyam (braided fluvial); (2) Funnel (Corong), mewakili sekuen mengkasar ke atas (coarsening upward) dari progradasi, seperti delta front; (3) Bell (Lonceng), mewakili sekuen menghalus ke atas (fining upward) dari pengisian saluran, seperti fluvial point bar; (4) Symmetrical (Simetris), mewakili endapan tubuh pasir terisolasi seperti offshore bars; dan (5) Irregular (Tidak Teratur), mewakili lingkungan dengan energi yang berfluktuasi cepat seperti flood plain (Walker dan James, 1992) 35
Gambar 8. Kurva log SP menunjukkan respons garis lurus yang stabil pada lapisan serpih (shale) impermeabel, yang kemudian digunakan sebagai Shale Baseline. Defleksi dari baseline ini mengindikasikan lapisan permeabel, seperti batupasir. Arah defleksi menunjukkan

UNIVERSITAS
GADJAH MADA
**INTEGRASI KARAKTERISASI RESERVOAR DAN EVALUASI SENSITIVITAS GAS INJEKSI UNTUK OPTIMASI CO2 â€“ EOR
PADA RESERVOAR FORMASI TIRRAWARRA, CEKUNGAN COOPER, AUSTRALIA SELATAN**
M. Muaffa Oktadiansyah, Dr. Ir. Sarju Winardi, S.T., M.T.; Ir. Rahmadi Hidayat, S.T., M.Eng., Ph.D., IPP.
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

kontras salinitas: defleksi negatif (kiri) terjadi ketika air formasi lebih asin daripada filtrat lumpur (Rw < Rmf), sedangkan defleksi positif (kanan) atau "SP terbalik" (reversed SP) terjadi ketika air formasi lebih tawar (Rw > Rmf) (Rider, 1996). 36
Gambar 9. Contoh respons log Gamma Ray (GR) kualitatif yang menunjukkan prinsip dasar identifikasi litologi. Kurva GR (di lajur kiri) mengukur radioaktivitas alami batuan. Formasi serpih (Shale), yang kaya akan mineral lempung dan unsur radioaktif (K, Th, U), menunjukkan nilai GR yang tinggi (defleksi ke kanan). Nilai maksimum ini membentuk Shale Baseline. Sebaliknya, batupasir (Sandstone) yang "bersih" dari lempung memiliki nilai GR yang rendah (defleksi ke kiri), yang membentuk Sand Line. Perbedaan respons inilah yang memungkinkan log GR digunakan untuk membedakan antara reservoar (batupasir) dan non-reservoar (serpih). Satuan yang digunakan berupa API (American Petroleum Institute) dengan skala umum 0 APA - 100/150 API (Dimodifikasi dari Rider, 1996). 38
Gambar 10. Prinsip interpretasi kualitatif Log Caliper (Rider, 1996). Diameter yang lebih besar dari bit size (Caliper > Bit Size) mengindikasikan caving atau washout, yang umumnya terjadi pada formasi Diameter yang lebih kecil dari bit size (Caliper < Bit Size) mengindikasikan adanya penumpukan mud cake pada dinding lubang bor, yang merupakan indikator kuat adanya formasi permeabel (seperti batupasir). Kondisi in-gauge (Caliper = Bit Size) menunjukkan formasi yang stabil dan kompak (Rider, 1996). 39
Gambar 11. Contoh profil log resistivitas dalam satuan ohm-meter (Ω.m). Rider (1996) mendefinisikan rentang skala standar mulai dari 0,2–20 Ω.m untuk tampilan kurva tunggal, dan diperluas hingga 2.000 Ω .m (skala logaritmik) untuk mengakomodasi tampilan multi-kurva. . 41
Gambar 12. Prinsip interpretasi kualitatifnya adalah batuan yang padat, kompak, dan non-porus (seperti batupasir yang teridentifikasi oleh GR rendah) akan memiliki waktu tempuh yang cepat (nilai Δt rendah, defleksi ke kiri). Sebaliknya, batuan yang kurang kompak atau secara intrinsik lebih lambat (seperti Shale yang teridentifikasi oleh GR tinggi) akan memiliki waktu tempuh yang lebih lambat (nilai Δt tinggi, defleksi ke kanan). Perbedaan antara Δt log danΔt matriks batuan murni adalah dasar untuk perhitungan porositas (Rider, 1996). 42
Gambar 13. Profil log densitas (g/cm^3) dengan rentang skala standar 1,95–2,95 g/cm^3 (Rider, 1996). Kurva ini umumnya ditampilkan pada Track 2 atau 3 bersandingan dengan kurva koreksi densitas (Asquith, 1982). 44
Gambar 14. Profil log neutron dalam satuan porositas (NPHI atau %). Sesuai standar Rider (1996), kurva ini ditampilkan dengan skala terbalik (reversed scale), merentang dari nilai porositas tinggi 0,45 (45%) di sisi kiri hingga -0,15 (-15%) di sisi kanan. 45
Gambar 15. Grafik perhitungan volume serpih linear dan non-linear pada Western Atlas, 1995 47

UNIVERSITAS
GADJAH MADA
**INTEGRASI KARAKTERISASI RESERVOAR DAN EVALUASI SENSITIVITAS GAS INJEKSI UNTUK OPTIMASI CO2 â€“ EOR
PADA RESERVOAR FORMASI TIRRAWARRA, CEKUNGAN COOPER, AUSTRALIA SELATAN**
M. Muaffa Oktadiansyah, Dr. Ir. Sarju Winardi, S.T., M.T.; Ir. Rahmadi Hidayat, S.T., M.Eng., Ph.D., IPP.
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

Gambar 16. Diagram picket plot porosity-resistivity dari Asquith dan Kyrogowski (2004) 52
Gambar 17. Volume formasi minyak VS Tekanan (Ahmed, 2010) 58
Gambar 18. Profil recovery oil dari hasil uji slim-tube sebagai fungsi dari peningkatan tekanan pada kondisi temperatur dan komposisi minyak yang konstan (diadaptasi dari Yellig dan Metcalfe, 1980) 61
Gambar 19. Basemap sumur penelitian pada Lapangan Tirrawarra 73
Gambar 20. (A) boxplot persebaran GR sebelum normalisasi; (B) boxplot persebaran GR setelah normalisasi. 77
Gambar 21. Input data pada modul Badhole di Geolog. 78
Gambar 22. Hasil perhitungan badhole pada dibeberapa sumur yang terdampak 78
Gambar 23. Log RHOB dan NPHI sebelum dan setelah koreksi. 79
Gambar 24. Analisis *picket plot* dalam penentuan nilai Rw, Rsh, dan properti elektrik. 82
Gambar 25. Parameter input pada modul saturasi air *Simandoux Modified* pada Geolog. 85
Gambar 26. *Crossplot* RCAL permeabilitas vs PHIE untuk nilai input *single regression*, *crossplot* permeabilitas *single regression* vs RCAL permeabilitas untuk validasi hasil permeabilitas, serta kenampakan visual pada layout dari sumur yang memiliki data core (Tirrawarra 20, 31, dan 14) 86
Gambar 27. Komponen fluida non hidrokarbon dan hidrokarbon ringan yang didapat dari pustaka komponen CMG Winprop, serta data komposisi (Clark et al, 2008; Santos, 1982) 88
Gambar 28. Hasil simulasi EOS sebelum tuning yang menunjukkan deviasi. ... 90
Gambar 29. Hasil tuning EoS fluida reservoir. 91
Gambar 30. Iterasi nilai BIC, CO_2 100% sebagai *baseline*, dan hasil MCM yang sesuai dengan referensi Clark et al (2008). 92
Gambar 31. Model grid 3D radial yang dibuat pada empat unit reservoir dan lima sumur penelitian 94
Gambar 32. Diagram alir penelitian 98
Gambar 33. Representasi pembagian litofasies dari foto batuan inti. 102
Gambar 34. Penampang korelasi stratigrafi dan struktur dari sumur-sumur penelitian 104
Gambar 35. Histogram persebaran data dari nilai *Vshale* ditiap sumur penelitian 106
Gambar 36. Kenampakan hasil *Vshale* pada layout di tiap sumurnya 107
Gambar 37. Histogram dari *PHIT* dan *PHIE*, serta xplot validasi porositas. ... 109
Gambar 38. Visualisasi dari PHIE dan PHIT pada layout di tiap sumurnya, beserta dengan data RCAL pada ketiga sumur. 110
Gambar 39. Histogram permeabilitas semua sumur dan validasi xplot dari *single regression* dan RCAL permeabilitas. 113
Gambar 40. Visualisasi *Vshale* dan permeabilitas serta RCAL permeabilitas dari kelima sumur. 113
Gambar 41. Histogram SWE dan SWE_{IRR}, serta xplot validasi SWE 114

UNIVERSITAS
GADJAH MADA
**INTEGRASI KARAKTERISASI RESERVOAR DAN EVALUASI SENSITIVITAS GAS INJEKSI UNTUK OPTIMASI CO2 â€“ EOR
PADA RESERVOAR FORMASI TIRRAWARRA, CEKUNGAN COOPER, AUSTRALIA SELATAN**
M. Muaffa Oktadiansyah, Dr. Ir. Sarju Winardi, S.T., M.T.; Ir. Rahmadi Hidayat, S.T., M.Eng., Ph.D., IPP.
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

Gambar 42. Visualisasi pada layout terkait *Vshale* dan SWE, SWE_{IRR} di kelima sumur 117
Gambar 43. *Cutoff dari SWE*, *PHIE*, dan *Vshale*..... 118
Gambar 44. Grafik pengaruh impuritas gas injeksi dan nilai MMP 126
Gambar 45. Kurva permeabilitas relative sebagai parameter input pada Rock Fluid di CMG GEM..... 129
Gambar 48. Keterkaitan fraksi C_1 dan N_2 terhadap RF, MMP, batas tekanan operasional, serta zona immisibel pada Unit C Tirrawarra 14. 133

UNIVERSITAS
GADJAH MADA
**INTEGRASI KARAKTERISASI RESERVOAR DAN EVALUASI SENSITIVITAS GAS INJEKSI UNTUK OPTIMASI CO2 â€“ EOR
PADA RESERVOAR FORMASI TIRRAWARRA, CEKUNGAN COOPER, AUSTRALIA SELATAN**
M. Muaffa Oktadiansyah, Dr. Ir. Sarju Winardi, S.T., M.T.; Ir. Rahmadi Hidayat, S.T., M.Eng., Ph.D., IPP.
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

DAFTAR TABEL

Tabel 1. *Screening criteria* CO_2-EOR dan kondisi Formasi Tirrawarra 8
Tabel 2. Klasifikasi Litofasies Fluvial (Miall 1978, dalam Miall, 1985)..... 33
Tabel 3. Matriks densitas pada variasi litologi menurut Asquith dan Kyrogowski, 2004..... 49
Tabel 4. Matrix velocity dan interval transit time pada Asquith dan Kyrogowski, 2004..... 50
Tabel 5. Klasifikasi porositas menurut Koesoemadinata, 1980 51
Tabel 6. Pengkategorian skala permeabilitas menurut Koesoemadinata, 1980 .. 54
Tabel 7. Detail metode korelasi untuk MMP dari uji eksperimental MMP di Formasi Tirrawarra (Clark dkk., 2008 67
Tabel 8. Tabel kelengkapan data pada sumur penelitian..... 71
Tabel 9. Tabel kelengkapan data fluida reservoar pada Lapangan Tirrawarra.... 72
Tabel 10. Nilai P3 dan P7, serta penentuan sumur referensi..... 76
Tabel 11. Klasifikasi salinitas air dalam ppm NaCl ekuivalen (USGS, 2021).... 83
Tabel 12. Linimasa penelitian 99
Tabel 13. Rekapitulasi hasil litofasies dari data batuan inti. 101
Tabel 14. Rekapitulasi hasil *clustering* dari MRGC 102
Tabel 15. Rangkuman interval kedalaman dan ketebalan unit reservoir per-sumur penelitian..... 104
Tabel 16. Rekapitulasi nilai *Vshale* dari tiap interval per-sumur 106
Tabel 17. Rekapitulasi nilai rata-rata Porositas Efektif (Phie) Formasi Tirrawarra..... 108
Tabel 18. . Rekapitulasi nilai rata-rata Porositas Total (Phit) Formasi Tirrawarra 108
Tabel 19. Geometric mean dan harmonic mean permeabilitas dari tiap interval 111
Tabel 20. Kompilasi rata-rata SWR dan SWEIRR 116
Tabel 21. Rekapitulasi *paysummary* hasil *cutoff* petrofisika..... 119
Tabel 22. Komposisi Fluida Reservoir Formasi Tirrawarra..... 121
Tabel 23. Hasil kalibrasi dari hasil input lab dan simulasi CMG Winprop..... 122
Tabel 24. Kompasi nilai MMP pada berbagai komposisi gas injeksi. 125
Tabel 25. Rekapitulasi OOIP dan Volumetrik Model Grid Radial Formasi Tirrawarra..... 130

UNIVERSITAS
GADJAH MADA
**INTEGRASI KARAKTERISASI RESERVOAR DAN EVALUASI SENSITIVITAS GAS INJEKSI UNTUK OPTIMASI CO2 â€“ EOR
PADA RESERVOAR FORMASI TIRRAWARRA, CEKUNGAN COOPER, AUSTRALIA SELATAN**
M. Muaffa Oktadiansyah, Dr. Ir. Sarju Winardi, S.T., M.T.; Ir. Rahmadi Hidayat, S.T., M.Eng., Ph.D., IPP.
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1. Visualisasi hasil MRGC, *Vshale*, porositas, saturasi air, dan permeabilitas Tirrawarra 20. 143
Lampiran 2. Visualisasi hasil MRGC, *Vshale*, porositas, saturasi air, dan permeabilitas Tirrawarra 31. 144
Lampiran 3. Visualisasi hasil MRGC, *Vshale*, porositas, saturasi air, dan permeabilitas Tirrawarra 105. 145
Lampiran 4. Visualisasi hasil MRGC, *Vshale*, porositas, saturasi air, dan permeabilitas Tirrawarra 20. 146
Lampiran 5. Visualisasi hasil MRGC, *Vshale*, porositas, saturasi air, dan permeabilitas Tirrawarra 20 147
Lampiran 6. Matriks skenario injeksi Tirrawarra 14 148
Lampiran 7. Matriks skenario injeksi Tirrawarra 31 149
Lampiran 8. Tabel permeabilitas relatif input data CMG Builder GEM 150
Lampiran 9. Grid model Tirrawarra 31 Unit A 150
Lampiran 10. Grid model Tirrawarra 31 Unit C 150
Lampiran 11. Grid model Tirrawarra 14 Unit C 151
Lampiran 12. Grid model Tirrawarra 14 Unit A 151
Lampiran 13. Eksperimen laboratorium Constant Composition Expansion. 152
Lampiran 14. Eksperimen laboratorium data viskositas fluida. 153
Lampiran 15. Eksperimen laboratorium Differential Liberation. 153
Lampiran 16. Hasil eksperimen separator. 154
Lampiran 17. Core 1 Formasi Tirrawarra sumur Tirrawarra 14. 155
Lampiran 18. Core 2 Formasi Tirrawarra sumur Tirrawarra 14. 156
Lampiran 19. Core 3 Formasi Tirrawarra sumur Tirrawarra 14. 157
Lampiran 20. Core 1 Formasi Tirrawarra sumur Tirrawarra 20. 158
Lampiran 21. Core 2 Formasi Tirrawarra sumur Tirrawarra 20. 159
Lampiran 22. Core 3 Formasi Tirrawarra sumur Tirrawarra 20. 160
Lampiran 23. Core 4 Formasi Tirrawarra sumur Tirrawarra 20. 161
Lampiran 24. Core 1 Formasi Tirrawarra sumur Tirrawarra 31. 162
Lampiran 25. Core 2 Formasi Tirrawarra sumur Tirrawarra 31. 163
Lampiran 26. Core 2 Formasi Tirrawarra sumur Tirrawarra 31. 164
Lampiran 27. Tabel hasil iterasi penentuan nilai BIC dari CO_2 dan N_2 terhadap HC. 165
Lampiran 28. Properties komponen fluida sebagai input dalam karakterisasi fraksi HC. 174
Lampiran 29. Histori produksi hasil pemodelan dinamis Unit A dan Unit C Tirrawarra 14 175
Lampiran 30. Histori produksi hasil pemodelan dinamis Unit A dan Unit C Tirrawarra 31 176