

DAFTAR ISI

| | |
|---|------|
| HALAMAN JUDUL | i |
| HALAMAN PENGESAHAN | ii |
| HALAMAN PERNYATAAN | iii |
| SURAT IJIN PENGGUNAAN DATA..... | iv |
| KATA PENGANTAR | v |
| SARI | vi |
| ABSTRACT | vii |
| DAFTAR ISI | viii |
| DAFTAR GAMBAR | xi |
| DAFTAR TABEL | xv |
| DAFTAR LAMPIRAN | xvi |
| | |
| BAB 1 PENDAHULUAN | |
| 1.1. Latar Belakang Masalah | 1 |
| 1.2. Rumusan Masalah | 3 |
| 1.3. Tujuan Penelitian | 4 |
| 1.4. Lokasi Penelitian | 4 |
| 1.5. Batasan Masalah | 5 |
| 1.6. Luaran Penelitian | 5 |
| 1.7. Peneliti Terdahulu | 5 |
| 1.8. Manfaat dan Keaslian Penelitian | 7 |
| | |
| BAB 2. STUDI PUSTALA | |
| 2.1. Geologi Regional dan Geologi Daerah Penelitian | 8 |
| 2.1.1. Struktur Geologi Regional dan Geologi Daerah Penelitian | 8 |
| 2.1.2. Stratigrafi Regional dan Stratigrafi Daerah Penelitian | 11 |
| 2.2 Sistem Minyak dan Gas Bumi Cekungan Sumatra Selatan | 15 |
| 2.2.1. Batuan Induk | 15 |
| 2.2.2. Reservoar | 16 |
| 2.2.3. Batuan Tudung | 17 |

| | |
|--|----|
| 2.2.4. Perangkap | 17 |
| 2.2.5. Migrasi | 18 |
| 2.3. Pemodelan Cekungan | 18 |
| 2.3.1. Pembuatan Model Struktural | 18 |
| 2.3.2. Rekonstruksi Struktur Dan Sejarah Pengendapan | 20 |
| 2.3.3. Pemodelan Suhu dan Kematangan Batuan Induk | 20 |
| 2.3.4. Pemodelan Migrasi Hidrokarbon | 23 |
| BAB 4. HIPOSTESIS DAN METODE PENELITIAN | |
| 4.1 Hipotesis | 25 |
| 4.2. Data dan Peralatan penelitian | 25 |
| 4.2.1. Data | 25 |
| 4.2.2. Alat | 25 |
| 4.3. Tahapan Penelitian | 26 |
| 4.3.1. Pengumpulan Data | 26 |
| 4.3.2. Analisis Data | 27 |
| 4.3.3. Penyajian Data dan Analisis | 30 |
| 4.3.4. Diagram Alir Penelitian | 31 |
| 4.3.5. Jadwal Penelitian | 31 |
| BAB 5. PENYAJIAN DAN ANALISIS DATA | |
| 5.1. Batuan Induk dan Hidrokarbon | 34 |
| 5.1.1. Batuan Induk Subcekungan Benakat-Lematang | 34 |
| 5.1.2. Batuan Induk Subcekungan Saung Naga | 38 |
| 5.1.3. Batuan Induk Subcekungan Pigi | 40 |
| 5.1.4. Distribusi Kelompok Hidrokarbon | 42 |
| 5.3. Pemodelan Cekungan Daerah Penelitian | 47 |
| 5.3.1. Sejarah Pengendapan dan Pengangkatan Cekungan | 50 |
| 5.3.2. Landaian Suhu | 53 |
| 5.3.3. Parameter Masukan | 54 |
| 5.3.4. Kondisi Batas | 56 |
| 5.3.5. Data Kalibrasi | 59 |

| | |
|---|----|
| 5.3.6. Hasil Pemodelan | 59 |
| BAB 6. HASIL DAN PEMBAHASAN | |
| 6.1. Waktu dan lokasi Pembentukan Hidrokarbon | 67 |
| 6.2. Ekspulsi Hidrokarbon | 70 |
| 6.3. Alur Migrasi dan Sejarah Pemerangkapan Hidrokarbon | 71 |
| BAB 7. KESIMPULAN DAN SARAN | |
| 7.1. Kesimpulan | 79 |
| 7.2. Saran | 80 |
| DAFTAR PUSTAKA | 81 |
| LAMPIRAN | 82 |

DAFTAR GAMBAR

| | | |
|-------------|--|----|
| Gambar 1. | Lokasi Penelitian berada di wilayah kerja PT Medco E&P Indonesia | 4 |
| Gambar 2.1. | Elemen-elemen struktur utama di cekungan Sumatera Selatan pada Eosen-Oligosen menunjukkan adanya tinggian dan rendahan dan pola-pola struktur yang ada (Ginger dan Fielding, 2005) | 9 |
| Gambar 2.2. | Interpretasi tinggian dan rendahan serta kemungkinan struktur yang ditemui (dari Yudho dkk., 2012) | 10 |
| Gambar 2.3. | Kolom stratigrafi Sumatra Selatan berdasarkan Yudho dkk, 2012 dan lokasi marker stratigrafi daerah penelitian terhadap stratigrafi regional | 14 |
| Gambar 2.4. | Elemen dasar sebagai input pemodelan cekungan secara 3 dimensi (Hantschel dan Kauerauf, 2009) | 19 |
| Gambar 2.5. | Rangkaian pemodelan thermal kemudian diubah menjadi pemodelan kematangan menggunakan formula EasyRo dan dilanjutkan dengan pemodelan pembentukan hidrokarbon (Schlumberger, 2010) | 21 |
| Gambar 2.6. | Contoh kinetik batuan induk berdasarkan tipe dan jumlah hidrokarbon yang dihasilkan (Schlumberger, 2010) | 22 |
| Gambar 2.7. | Perbandingan hasil pemodelan migrasi menggunakan Darcy flow, Flowpath, dan Invasion percolation (Hasantschel dan Kaureauf, 2009) | 23 |
| Gambar 2.8. | Diagram alir pemodelan cekungan mulai dari masukan data, <i>boundary condition</i> , analisis, kalibrasi. (modifikasi dari Schlumberger, 2010)..... | 24 |
| Gambar 3.1. | Sebaran lokasi data sumur di daerah penelitian | 28 |
| Gambar 3.2. | Penampang seismik daerah penelitian dengan beberapa sumur kunci | 29 |
| Gambar 3.3. | Diagram alir tahapan penelitian | 32 |
| Gambar 4.1. | a: Grafik sebaran nilai TOC (% berat) untuk batuan induk di subcekungan Benakat-Lematang untuk tiap-tiap sikuen. Batuan induk memiliki modus pada kelompok baik (TOC1-2 % berat). b: Plot nilai OI dan HI untuk tiap-tiap sikuen subcekungan Benakat-Lematang. Sebagian besar batuan induk termasuk ke dalam tipe III dan sebagian kecil tipe II/III | 36 |
| Gambar 4.2. | a: Plot Tmax dengan HI untuk tiap tiap siken di subcekungan Benakat-Lematang. Gambar menunjukkan bahwa batuan induk sebagian telah matang. b: Plot TOC dan HI untuk tiap-tiap sikuen di subcekungan Benakat-Lematang. Gambar menunjukkan batuan induk cenderung membentuk minyak dan gas | 37 |
| Gambar 4.3. | Grafik sebaran nilai TOC (%) Subcekungan Saung Naga. Jumlah data terbatas dan penyebaran data tidak | |

| | | |
|--------------|--|----|
| | mengikuti pola tertentu | 38 |
| Gambar 4.4. | a: Plot TOC - HI. Gambar menunjukkan batuan induk Sikuen 25 akan cenderung membentuk minyak, Sikuen17 cenderung akan membentuk minyak dan gas, sedangkan Sikuen22 cenderung akan membentuk gas. Data juga menunjukkan bahwa sebagian batuan induk Sikuen 25 dan 22 termasuk kelompok batuan induk yang jelek. b: Plot nilai OI-HI dan Tmax-HI untuk tiap-tiap sikuen di Subcekungan Saung Naga. Sikuen 25 termasuk tipe II/III dan belum matang, Sikuen 22 termasuk tipe III dan belum matang dan Sikuen 17 termasuk tipe III dan belum matang | 39 |
| Gambar 4.5. | Grafik sebaran nilai TOC (%) Subcekungan Pigi. Sebagian besar data Sikuen 25 dan 17 termasuk sedang, batuan induk Sikuen 22 sebagian besar termasuk kelompok baik | 40 |
| Gambar 4.6. | a: Plot nilai OI dan HI. Gambar menunjukan Sikuen 25 termasuk tipe III, Sikuen 22 dan 17 tipe III/III. b: Plot nilai Tmax-HI menunjukkan Sikuen 22 dan 25 yang telah matang dan Sikuen 17 belum matang. c: Plot nilaiTOC – HI Subcekungan Pigi yang menunjukkan kecenderungan batuan induk untuk membentuk minyak | 41 |
| Gambar 4.7. | Distribusi nilai <i>tricyclic terpanes</i> dari minyak-minyak di Tinggian Musi dan Subcekungan Lematang. Biomarker ini dianggap yang paling baik untuk membedakan ketiga kelompok minyak di daerah penelitian | 45 |
| Gambar 4.8. | Penyebaran nilai berat jenis minyak bumi di Tinggian Musi. Warna lingkaran menunjukkan kelompok hidrokarbon di daerah penelitian (LAPI, 2010). Di Tinggian Musi, nilai berat jenis minyak bumi memiliki rentangan mulai dari 13 ⁰ hingga 59 ⁰ API | 46 |
| Gambar 4.9. | Sebaran nilai berat jenis gas relatif terhadap udara (udara =1). Latar belakang menunjukkan kelompok minyak bumi. Nilai berat jenis gas bervariasi mulai dari 0,59 hingga 0,89 | 46 |
| Gambar 4.10. | Penyebaran nilai kandungan CO ₂ di daerah penelitian (dalam mol %). Kandungan CO ₂ bervariasi antara 0% (ND) hingga 73 % mol | 47 |
| Gambar 4.11. | Korelasi tiga sumur yang digunakan sebagai model 1D. Pada kondisi saat ini, Sumur SNG-1 telah mengalami pengangkatan paling banyak dibanding kedua sumur lainnya | 48 |
| Gambar 4.12. | Lokasi sumur untuk 1D dan arah penampang model 2D. Peta latar belakang adalah peta struktur kedalaman untuk batuan dasar (Schlumberger, 2012) | 49 |

| | | |
|--------------|--|----|
| Gambar 4.13. | Kecepatan pengendapan (dalam kaki per juta tahun) beberapa sumur utama di daerah penelitian. Secara umum kecepatan pengendapan maksimal terjadi antara Sikuen 15 dan Sikuen 17..... | 31 |
| Gambar 4.14. | Kiri: Profil kompaksi normal di sumur SNG-1 menunjukkan adanya uplift antara 1000 kaki hingga 2000 kaki. Kanan: Profil kompaksi normal sumur RBD-1 menunjukkan sedikit/tidak ada erosi. Daerah RBD selanjutnya dijadikan acuan karena mengalami erosi paling sedikit dibandingkan tempat lain | 52 |
| Gambar 4.15. | Atas: Penampang E-E' sebelum dilakukan perhitungan erosi. Bawah: Penampang E-E' setelah dilakukan perhitungan erosi. Hasil perhitungan menunjukkan bahwa bagian selatan mengalami erosi lebih banyak dibandingkan daerah utara | 53 |
| Gambar 4.16. | Kinetik batuan induk di Cekungan Sumatera Selatan (Miller, 1993). Data kinetik berupa data <i>bulk</i> dan berasal dari beberapa tipe batuan induk yang ada di Cekungan Sumatera Selatan | 56 |
| Gambar 4.17. | a. Perbandingan data paleobatimetry ketiga sumur acuan. Penurunan cekungan maksimal dialami oleh Subcekungan Benakat sedangkan penurunan paling kecil dialami oleh subcekungan Saung Naga. b. Kurva suhu muka sedimen (SWIT) untuk masing-masing sumur. c. Grafik Laju Alir Bahang untuk masing-masing sumur. Nilai laju aliran bahang stabil sepanjang waktu geologi kecuali di sumur SNG-1 yang naik pada 1,5 Ma | 58 |
| Gambar 4.18. | Kiri: data kematangan batuan induk. Kanan: data suhu bawah permukaan untuk masing-masing subcekungan. Kedua data tersebut digunakan sebagai kalibrasi terhadap model yang akan dibuat | 60 |
| Gambar 4.19. | Kalibrasi model 1D dengan data suhu bawah permukaan dan kematangan batuan induk. Gambar menunjukkan bahwa model telah terkalibrasi dengan baik oleh data sumur baik kematangan maupun suhu bawah permukaan | 62 |
| Gambar 4.20. | Kurva <i>burial history</i> sumur PGI-1 dengan overlay tingkat kematangan dan suhu formasi. Gambar menunjukkan bahwa batuan induk telah matang sampai puncak minyak. Adanya pengangkatan menyebabkan seluruh endapan terangkat sejak 1,5 Ma | 63 |
| Gambar 4.21. | Kurva <i>burial history</i> sumur SNG-1 dengan overlay tingkat kematangan dan suhu formasi. Gambar menunjukkan hanya bagian bawah dari batuan induk yang matang. Tektonik pada 1,5 Ma juga menyebabkan adanya pengangkatan dan erosi | 64 |

| | | |
|--------------|---|----|
| Gambar 4.22. | Kurva <i>burial history</i> sumur RBD-1 dengan overlay tingkat kematangan dan suhu formasi. Batuan induk telah matang sampai wet gas. Erosi yang terjadi di sumur ini juga lebih sedikit dibandingkan dua sumur yang lain..... | 64 |
| Gambar 4.23. | Kalibrasi model 2D dengan data suhu hawah permukaan (atas) dan kematangan batuan induk(bawah) pada lokasi sumur yang dibuat model 1D. Kalibrasi ini dilakukan untuk mengetahui konsistensi model 2D terhadap data bawah permukaan maupun model 1D yang telah dilakukan sebelumnya. Hasil kalibrasi emnunjukkan model terkalibrasi secara baik dengan data suhu bawah permukaan dan data kematangan batuan induk | 66 |
| Gambar 5.1. | Evolusi kematangan batuan induk sumur PGI-1 dan RBD-1. Gambar menunjukkan bahwa batuan induk di subcekungan Benakat lebih cepat matang dibandingkan dengan subcekungan Pigi | 68 |
| Gambar 5.2 | Komposisi hidrokarbon di reservoir dari ekstraksi model 2D penampang A-A'. Kiri ke kanan: Lapangan SKA, BUA, LGN, dan SIA. Gambar menunjukkan bahwa masing-masing batuan induk memberikan kontribusi terhadap akumulasi. Akhiran pada masing-masing fase menunjukkan batuan induk asal dari minyak dan gas bumi. | 74 |
| Gambar 5.3. | Komposisi hidrokarbon di lapangan JNE dari Penampang F-F'. Gambar menunjukkan lapangan JNE diisi oleh hidrokarbon yang berasal dari batuan induk Sikuen 25 dan 22 di Subcekungan Pigi | 75 |
| Gambar 5.4. | Peta migrasi hidrokarbon pada reservoir batuan karbonat Sikuen 17 pada 0 Ma. Terdapat empat pola utama migrasi di tinggian Musi, tiga pola berasal dari Subcekungan Benakat dan satu pola dari Subcekungan Pigi | 75 |
| Gambar 5.5. | Skema migrasi hidrokarbon pada penampang A-A'. Gambar menunjukkan bahwa akumulasi di lapangan dangkal berasal dari bawah dan bermigrasi vertikal melalui patahan. Selain migrasi melalui patahan, sebagian minyak dan gas bumi bermigrasi lateral menuju ke arah Tinggian Musi | 76 |

DAFTAR TABEL

| | |
|---|----|
| Tabel 3.1. Daftar sumur yang memiliki analisa geokimia dan data log | 26 |
| Tabel 3.2. Waktu penelitian | 33 |
| Tabel 4.1. Kelompok hidrokarbon dan hubungannya dengan batuan induk (LAPI, 2010) | 43 |
| Tabel 4.2. Data Karbon Isotop dan perbandingan Pristana dan Pytana (LAPI, 2010) | 44 |
| Tabel 4.3. Data rentangan nilai Sterana, $C_{21}+C_{22}/C_{29}$ untuk <i>n-alkane</i> , dan perbandingan total hopana dan sterana (LAPI, 2010)..... | 44 |

DAFTAR LAMPIRAN

| | | |
|--------------|---|-----|
| Lampiran 1. | Penampang 2D lintasan A-A' | 85 |
| Lampiran 2. | Penampang 2D lintasan B-B' | 86 |
| Lampiran 3. | Penampang 2D lintasan C-C' | 87 |
| Lampiran 4. | Penampang 2D lintasan D-D' | 88 |
| Lampiran 5. | Penampang 2D lintasan E-E' | 89 |
| Lampiran 6. | Penampang 2D lintasan F-F' | 90 |
| Lampiran 7. | Hasil Pemodelan Cekungan Penampang A-A' | 91 |
| Lampiran 8. | Hasil Pemodelan Cekungan Penampang B-B' | 92 |
| Lampiran 9. | Hasil Pemodelan Cekungan Penampang C-C' | 93 |
| Lampiran 10. | Hasil Pemodelan Cekungan Penampang D-D' | 94 |
| Lampiran 11. | Hasil Pemodelan Cekungan Penampang E-E' | 95 |
| Lampiran 12. | Hasil Pemodelan Cekungan Penampang F-F' | 96 |
| Lampiran 13. | Peta Kematangan Batuan Induk Pada Kondisi Saat Ini. | 97 |
| Lampiran 14. | Ekspulsi Hidrokarbon di Sumur RBD-1. | 98 |
| Lampiran 15. | Ekspulsi Hidrokarbon di Subcekungan Pigi. | 99 |
| Lampiran 16. | Grafik Hubungan Berat Jenis Minyak dan Kedalaman Reservoar | 100 |