

BAB V. KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian tugas akhir yang telah dilakukan, diperoleh kesimpulan sebagai berikut :

1. Evaluasi batuan induk menunjukkan bahwa :
 - a. Formasi Buya pada sumur Alpha-1A memiliki kandungan material organik buruk-cukup untuk menghasilkan hidrokarbon dengan tipe kerogen II, II/III, dan III, serta belum memasuki kematangan.
 - b. Formasi Bobong memiliki kandungan material organik yang buruk untuk menghasilkan hidrokarbon dengan tipe kerogen III dan memiliki material organik belum matang-matang awal. Terdapat anomali pada kedalaman 698 dan 720 m yang memiliki kandungan material organik cukup-baik akibat kontaminasi mineral karbonat atau batubara.
 - c. Formasi Buya pada sumur Loku-1 memiliki kandungan material organik buruk-cukup untuk menghasilkan hidrokarbon dengan tipe kerogen II, II/III, dan III, serta memiliki material organik yang mulai memasuki awal kematangan pada kedalaman 1973.5 dan puncak kematangan pada kedalaman 2858 m.
2. Analisis gas rasio menggunakan metode Pixler pada kedalaman 2300-2935 meter menunjukkan karakteristik fluida gas dengan volume gas 17.19-79.54 ppm, sedangkan pada kedalaman 2950 meter menunjukkan zona non-produktif. Berdasarkan analisis menggunakan metode Haworth, diperoleh nilai $0.5 < Wh < 17.5$ dan nilai $Bh < Wh$, dengan nilai Wh antara 3.12-4.30 ppm, nilai Bh antara 43.92-58.36 ppm, dan nilai Ch antara 0.28-1.29 ppm. Berdasarkan dari ketiga parameter tersebut, dapat disimpulkan bahwa karakteristik fluida pada kedalaman 2300-2935 meter merupakan gas yang dapat diproduksi kembali.
3. Kurva *burial history* menunjukkan pengendapan sedimen pada sumur Loku-1 cenderung terjadi secara cepat yang dimulai sejak 197 juta tahun lalu. Kecepatan laju pengendapan pada Cekungan Taliabu dipengaruhi oleh sistem *rifting valley* pada lingkungan *passive margin*. Terjadi dua kali *uplift* yaitu pada 157.10-140.70 dan 97-23.30 juta tahun yang menyebabkan terjadinya erosi. Berdasarkan *maturity history*, sebagian batuan induk sumur Loku-1 sudah mengalami kematangan dan dapat menghasilkan hidrokarbon berupa minyak. Fase *early oil* pertama kali terjadi pada

umur 133.44 tahun lalu pada kedalaman 2581 meter dan fase *main oil* pada umur 109.22 tahun lalu pada kedalaman 2796 meter.

4. Berdasarkan nilai Ro pada Formasi Buya sumur Loku-1, batuan induk belum menunjukkan fase *gas window*. Hal ini diakibatkan oleh Ro *suppression*, karena nilai Tmax sudah mulai memasuki fase awal pembentukan gas. Rembesan gas yang terdapat di sekitar sumur Loku-1 berasal dari tipe kerogen kelas II dari formasi batuan di bawah Formasi Buya yang memiliki konsentrasi awal $<0.005 \text{ kg/kg}$ (5kg/MT). Nilai PEE pada kelas ini rendah sehingga minyak masih tertahan di dalam pori-pori. Semakin bertambahnya suhu, minyak akan dipecah menjadi gas dan dikeluarkan sebagai gas kondensat dan gas kering.

5.2 Saran

Pada penelitian selanjutnya perlu dilakukan analisis lebih lanjut menggunakan parameter geokimia lain seperti analisis kandungan sulfur dan isotop karbon. Hal tersebut perlu dilakukan untuk memperjelas karakterisasi batuan induk dan fluida hidrokarbon di Cekungan Taliabu. Selain itu, pemodelan pematangan termal perlu dilakukan untuk memperkirakan sejarah pemendaman serta potensi generasi hidrokarbon pada Formasi Buya dan Bobong. Integrasi data geokimia dengan data geofisika, seperti *seismic attribute analysis*, dapat membantu mengidentifikasi distribusi batuan induk dan potensi jebakan hidrokarbon secara lebih komprehensif. Penelitian lanjutan dengan sampel dari sumur lain di sekitar area studi juga direkomendasikan untuk memperoleh pemahaman yang lebih luas mengenai sistem petroleum di Cekungan Taliabu.