

BAB 1 PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Pemerintah Indonesia telah mengeluarkan kebijakan energi nasional sebagai *blue print* bagi penggunaan berbagai macam energi pada tahun 2025 untuk mengamankan pasokan energi bagi kebutuhan domestik. Kebijakan tersebut ditujukan untuk mengurangi konsumsi minyak mentah Indonesia hingga 20%, dan mendorong penggunaan gas alam hingga 30% dan batubara hingga 33% pada tahun 2025.

Kebijakan tersebut mendorong penggunaan sumber-sumber energi alternative bagi kebutuhan domestik sebanyak 17%, yaitu masing-masing 5% untuk biofuel dan geothermal, 5% untuk sumber energi baru dan terbarukan.

Salah satu sumber energi baru dan terbarukan adalah Gas Metana-B atau Coalbed Methane (CBM). Gas metana-B adalah gas alam yang terjebak dalam cadangan batubara. Gas metana ini kerap dinilai sebagai masalah bagi operasi penambangan batubara yaitu dapat menimbulkan ledakan pada pertambangan. Perkembangan teknologi menunjukkan bahwa Gas Metana-B justru dapat dimanfaatkan sebagai sumber energi alternatif yang terbaru serta bahan bakar ramah lingkungan, dimana mengandung lebih dari 90 persen metana.

Gas Metana-B diharapkan dapat memasok sekitar 1 – 2% dari total kebutuhan energi pada tahun 2025. Gas Metana-B akan memasok konsumsi domestik :

1. Jangka Pendek (tahun 2010), skala kecil (*pilot project*) meliputi kebutuhan rumah tangga, pembangkit listrik, dan non perkotaan.
2. Jangka Menengah (tahun 2014), pabrik baja, pembangkit listrik, dan bahan bakar transportasi.
3. Jangka Panjang (> 2020), sebagai cadangan distribusi gas dari Kalimantan Timur ke Jawa.

Berdasar studi yang dilakukan Dirjen MIGAS [6], Indonesia memiliki potensi sumber daya Gas Metana-B hingga 450 *Triliun Cubic Feet* (TCF).

Cadangan CBM sebesar itu tersebar pada sebelas areal cekungan (basin) batubara di berbagai lokasi di Indonesia, baik di Sumatera, Jawa, Kalimantan dan

Sulawesi. Ke sebelas basin lokasi CBM itu adalah Sumatera Selatan (183 TCF), Barito (101,6 TCF), Kutei (89,4 TCF) dan Sumatera Tengah (52,5 TCF) untuk kategori *high prospective*. Basin Tarakan Utara (17,5 TCF), Berau (8,4 TCF), Ombilin (0,5 TCF), Pasir/Asam-Asam (3,0 TCF) dan Jatibarang (0,8) memiliki kategori *moderate*. Sedang basin Sulawesi (2,0 TCF) dan Bengkulu (3,6 TCF) berkategori *low prospective*.

Pada saat ini Pemerintah Indonesia melalui Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral telah menandatangani tiga kontrak pengoperasian blok Gas Metana-B, Blok Sekayu, Sumsel untuk konsorsium PT Medco CBM Sekayu, Blok South Sumatra, Indragiri Hulu, Riau untuk konsorsium PT Samantaka Mineral Prima, dan Blok Bentian Besar, Kaltim untuk PT Ridlatama Mining Utama. Skema bagi hasil Blok Sekayu dan Bentian adalah 55% untuk pemerintah dan 45% untuk kontraktor, sedangkan Indragiri Hulu dengan komposisi 60% untuk pemerintah dan 40% kontraktor.

Dibutuhkan 3 tahapan utama dalam memproduksi Gas Metana-B, yaitu (i) Tahap Pengurasan Air, dimana sejumlah besar air akan diproduksi bersama dengan sejumlah kecil Gas Metana-B, (ii) Tahap Stabil, sebagai tahapan produksi stabil yang terjadi setelah pengurangan tekanan reservoir setelah tahap pertama dilakukan, dimana dalam tahap ini sejumlah gas yang diproduksi akan meningkat sedangkan jumlah air yang diproduksi akan menurun, dan (iii) Tahap Penurunan, yaitu terjadi penurunan jumlah gas yang diproduksi serta produksi air yang tetap rendah.

Sehingga keekonomian pengembangan Gas Metana-B agak berbeda dengan gas konvensional. Pada gas konvensional investor hanya menanggung biaya investasi (*drilling investment*) sekitar 1-2 tahun dan sesudahnya investor dapat memperoleh *revenue* dari proyek tersebut. Sementara itu pada Gas Metana-B, investor harus menanggung biaya investasi (*drilling and compression gathering*) sekitar 5-6 tahun untuk kemudian baru memperoleh *revenue*.

Pada penelitian yang telah dilakukan oleh Widodo, L. [19] telah dikembangkan model perhitungan keekonomian kontrak bagi hasil Gas Metana-B dengan melakukan modifikasi model minyak dan gas bumi sesuai dengan ketentuan dan syarat yang akan digunakan pada perusahaan Gas Metana-B. Dengan model tersebut dihasilkan indikator keekonomian yang layak bagi

pengusaha dan pemerintah, atau untuk menentukan keekonomian terhadap blok yang akan ditawarkan. Dalam studinya, Widodo belum memasukkan aspek pengelolaan air sebagai suatu variabel tersendiri. Padahal disamping masalah keekonomian, pengembangan Gas Metana-B berhubungan dengan pengelolaan air terproduksi (*dewatering*).

Pengelolaan air terproduksi pada pengembangan Gas Metana-B sampai saat ini masih dilihat dari segi pengelolaan lingkungan hidup yaitu air terproduksi yang dibuang ke lingkungan tidak boleh melewati ambang batas yang telah ditentukan oleh pemerintah, namun tidak dilihat sebagai aset. Padahal dengan adanya pengembangan lapangan Gas Metana-B dengan pengelolaan produksi air yang memadai, maka seharusnya air yang diproduksi tersebut dapat dinilai sebagai produk samping yang ada harganya.

Pada penelitian ini akan dibahas mengenai kajian keekonomian pengembangan lapangan Gas Metana-B dengan menggunakan model yang telah dikembangkan oleh peneliti terdahulu dengan memasukkan aspek manajemen air terproduksi.

1.2. Perumusan Masalah

Dalam perhitungan keekonomian pengembangan lapangan Gas Metana-B, air terproduksi belum dilihat sebagai aset dan dianggap sebagai air buangan yang tidak ada nilainya. Padahal dengan adanya potensi sumber air, maka perhitungan keekonomian pengembangan lapangan Gas Metana-B seharusnya mempertimbangkan keuntungan yang mungkin akan diperoleh pemanfaatan air terproduksi. Sementara, sampai saat ini belum ada perhitungan keekonomian pengembangan lapangan Gas Metana-B yang dihubungkan dengan jenis pengolahan air terproduksi yang digunakan serta nilai tambah dari air yang dihasilkan.

1.3. Tujuan Penelitian

Maksud dan tujuan dari penelitian ini adalah melakukan kajian keekonomian berdasar kontrak bagi hasil Gas Metana-B yang saat ini sudah ditetapkan oleh pemerintah dengan memasukan air terproduksi sebagai parameter untuk menentukan kelayakan dalam perusahaan Gas Metana-B. Sehingga dapat

dilihat skenario keekonomian yang optimum bagi pengusaha dan pemerintah berdasarkan manajemen pengelolaan air terproduksi Gas Metana-B.

1.4. Batasan Masalah

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang spesifik dan terarah, maka diberikan beberapa batasan-batasan masalah sebagai berikut;

- a. Model perhitungan keekonomian menggunakan ketentuan dan syarat perusahaan Gas Metana-B di wilayah Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur
- b. Pajak sesuai aturan Pemerintah sebesar 44% (standar)
- c. Data perkiraan produksi gas tahunan, produksi air hasil *dewatering* dan jumlah sumur dibor untuk wilayah Sumatera dan Kalimantan Timur dianggap sama.
- d. Model perhitungan keekonomian menggunakan model perhitungan keekonomian untuk Kontraktor Kontrak Kerja Sama migas yang dimodifikasi.
- e. Skenario pengelolaan produksi air yaitu: *Surface discharge, Infiltration Impoundments, Re-injection* dan *Reverse Osmosis*.
- f. Kualitas hasil akhir pengolahan air buangan dianggap sama yaitu memenuhi standar untuk dibuang ke lingkungan.
- g. Perhitungan nilai ekonomi air terproduksi berdasar pada Peraturan Pemerintah No. 65 Tahun 2001 tentang Pajak Daerah.
- h. Biaya pengolahan air terproduksi dihitung berdasarkan *rule of thumb* per *barrels*.
- i. Harga jual gas dihitung pada kepala sumur.
- j. Sumber modal seluruhnya dari kontraktor tanpa meminjam uang kepada perbankan (*equity* 100%).
- k. *Discount Factor* 12%.

1.5. Sistematika Pembahasan

Dalam penulisan tesis ini dibagi dalam beberapa bab dan sub bab dengan perincian lengkap seperti pada daftar isi. Secara ringkas dapat disebutkan sebagai berikut :

BAB 1 merupakan bab pendahuluan yang berisikan latar belakang, perumusan masalah, tujuan penulisan, batasan masalah, dan sistematika penulisan.

BAB 2 merupakan bab landasan teori yang membahas tentang teori yang berkaitan dengan pengembangan lapangan Gas Metana-B dan pengolahan air terproduksi.

BAB 3 merupakan bab metode penelitian yang berisikan pengumpulan data, penelaahan kembali terhadap data tersebut, penentuan produksi dan parameter biaya pengembangan dan pengolahan air terproduksi, melakukan kajian keekonomian dan membuat analisa sensitivitas.

BAB 4 merupakan bab kajian keekonomian kontrak Gas Metana-B yang dimodifikasi berisikan data produksi gas tahunan, kumulatif produksi gas, produksi air hasil pengurasan air (*dewatering*), biaya investasi pemboran, fasilitas produksi dan fasilitas pengelolaan air terproduksi, biaya operasi, dan harga gas serta data-data dari sumber lain untuk melakukan analisis sensitivitas. Pada bab ini juga dilakukan pembahasan dan evaluasi hasil perhitungan dan analisa sensitivitas.

BAB 5 merupakan bab kesimpulan dan saran dari hasil penulisan secara keseluruhan. Dalam lembaran akhir dicantumkan lampiran-lampiran lain yang menunjang isi bab-bab sebelumnya.