

BAB IV

GAMBARAN UMUM OBJEK PENELITIAN

4.1. Sejarah Objek Penelitian

Keberhasilan proses otonomi daerah dapat dinilai dari tata kelola administrasi dan keuangan di masing-masing pemerintah daerah. Meskipun dinilai cukup berhasil dari segi administrasi publik, namun dari sisi keuangan masih menyisakan persoalan yang cukup mendasar. Peningkatan volume kegiatan perekonomian di daerah belum cukup signifikan untuk bisa meningkatkan penerimaan keuangan daerah dari Pendapatan Asli Daerah (PAD).

Dengan kondisi demikian masing-masing daerah berusaha untuk dapat meningkatkan pendapatan dari jenis penerimaan Pendapatan Asli Daerah. Bagi daerah-daerah yang kaya dengan sumber daya alam, termasuk Riau, masih berharap pada pemasukan selain dari PAD yang mengandalkan berkah alam yang dimiliki daerah tersebut.

Riau masih memiliki potensi sumber daya alam migas yang cukup besar. Sampai dengan saat ini, Riau menjadi propinsi pemasok minyak terbesar di Indonesia (sekitar 70 persen dari sekitar 1 juta barrel/hari keseluruhan total produksi minyak Indonesia). Kabupaten Bengkalis memberi kontribusi 90 persen dari total minyak di Riau, yang dioperasikan PT Chevron Pacific Indonesia (CPI). Hasil eksplorasi minyak ini telah menempatkan Riau sebagai salah satu daerah yang penyumbang devisa terbesar bagi negeri ini. Salah satu wacana untuk meningkatkan penerimaan

bagi daerah penghasil minyak dan gas bumi adalah dengan meningkatkan peran daerah dalam pengelolaan industri hulu minyak dan gas bumi. Salah satu cara bagi daerah untuk dapat meningkatkan peran dalam industri migas adalah dengan menjadi Kontraktor Kontrak Kerjasama (KKKS).

Setidaknya terdapat dua Wilayah Kerja Pertambangan (WKP) yang akan segera berakhir masa kontraknya. Menurut catatan, dua blok tersebut adalah:

1. *Siak Block* berlokasi di Kabupaten Siak, Rokan Hulu, Rokan Hilir, Kampar, dan Bengkalis, yang dikelola oleh *Chevron Siak Incorporated*. Dengan operator PT Chevron Pacific Indonesia dengan luas areal 8.314 km² (*original*) dan 2.480,47 km² (*present size*). Kontrak tersebut akan berakhir pada tanggal 27 November 2014.
2. *South and Central Sumatera Block* berlokasi di Kabupaten Pelalawan dan Indragiri Hulu, yang dikelola oleh PT. Medco E&P Indonesia dengan luas areal 10.216 km² (*original*) dan 4.451,10 km² (*present size*). Kontrak tersebut akan berakhir pada tanggal 27 November 2014.

Kesanggupan Pemerintah Provinsi Riau untuk mengelola *Siak Block* dapat dilihat dari Surat Gubernur Riau kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dimana dalam surat tersebut Gubernur meminta agar Pemerintah Provinsi Riau melalui Badan Usaha Milik Daerah (BUMD) dapat diberikan kesempatan pertama untuk melakukan pengelolaan pada *Siak Block* dan *South and Central Sumatera Block*.

4.2. Aktifitas Objek Penelitian

Sejarah pengelolaan migas di *Siak Block* sudah cukup panjang. Sebagai sumber daya alam migas, Siak Block pada awalnya dikenal sebagai *C&T Siak Block*. Dimana pada saat itu Pemerintah Indonesia mempercayakan kontrak pengelolaannya kepada *Calastic & Topco* yang ditandatangani pada tanggal 28 Nopember 1963.

Siak Block sendiri terdiri dari 3 lapangan, yaitu Siak Block Area I, II dan III. Jika dilihat cakupan wilayah *Siak Block* meliputi wilayah di Kabupaten Siak, Rokan Hulu, Rokan Hilir, Kampar, dan Bengkalis. Aktifitas eksplorasi dilakukan pertama kali pada tahun 1966. Pada tahun-tahun berikutnya dilakukan pengeboran eksplorasi di beberapa lapangan (*field*). Pada tahun 1968 dilakukan eksplorasi di lokasi Siringgo, Mahanto, Gedang, Cabang, dan Manggala. Sedangkan pada tahun 1972 dilakukan pengeboran di Gadang, Gerringin, Kotalama, dan Rantau.

Adapun produksi pertama kali (*Put On Production*) *Siak Block* dilakukan setelah sumur South Manggala secara resmi berproduksi pada bulan Mei 1973. Pada tahun-tahun berikutnya kontraktor terus berusaha untuk menaikkan produksi minyak mentah (*crude oil*) dengan menambah sumur-sumur baru diantaranya di Batang, Kotagaro, Ujung Tanjung, Tanjung Medan, Putih, Ranting, Pukat, Tonga, Cerah, Rintis, Jingga dan Kualu. Setelah masa kontrak pengelolaan berakhir pada tahun 1991, maka Pemerintah memperpanjang kontrak dengan sistem kontrak bagi hasil

(*Production Sharing Contrak*) pada tanggal 28 Maret 1991 dengan nama *Siak Block PSC*, menggantikan *Siak C&T – Contract of Work*.

Siak Block merupakan wilayah kerja pertambangan yang terpendam dalam Cekungan Sumatra Tengah (*Central Sumatra Basin*). Dimana cekungan tersebut merupakan salah satu dari tiga cekungan penghasil minyak di Sumatra bagian Timur yang berkembang sebagai cekungan-cekungan sedimentasi yang berada dibagian belakang busur vulkanik. Tiga cekungan yang berada dibelakang busur vulkanik tersebut masing-masing: NSB (*North Sumatra Basin*), CSB (*Central Sumatra Basin*) dan SSB (*South Sumatra Basin*).

Secara teknis *Siak Block* masih cukup menjanjikan untuk dikembangkan. Namun karena jumlah cadangan yang semakin menipis, maka proses produksi yang tadinya merupakan *primary recovery* tidak dapat dilakukan lagi. *Primary recovery* adalah cara mengambil minyak lewat sumur secara alamiah dengan tekanan reservoir yang ada dengan menggunakan pompa (baik pompa angguk maupun *submersible*). Untuk meningkatkan produksinya, PT Chevron Pacific Indonesia telah melakukan *Enhanced Oil Recovery* pada *Siak Block* berupa *secondary* dan *tertiary recovery*. *Secondary recovery* artinya minyak harus dikeluarkan dari perut bumi dengan bantuan dorongan air (*water flood*) ataupun gas (*gas flood*). Sedangkan *tertiary recovery* dilakukan dengan cara menginjeksikan air yang sudah ditambah zat kimia (misalnya *surfactant*), atau menginjeksikan gas yang larut dalam minyak. PT CPI selama ini telah melaksanakan *Enhanced*

Oil Recovery dengan menggunakan *surfactant* di daerah sekitar Minas, tetapi hasilnya memang belum maksimal.

Dengan demikian jika masyarakat Riau akan mengelola dan mengembangkan Siak Block, maka harus dipersiapkan dengan matang konsep *Enhanced Oil Recovery* yang akan dilakukan untuk memaksimalkan produksi minyak. Salah satu karakteristik industri hulu migas adalah adanya biaya, teknologi dan risiko yang tinggi dalam pengelolaannya. Sehingga dengan menerapkan *Enhanced Oil Recovery* maka perlu dipersiapkan teknologi dan biaya yang tidak sedikit.

4.3. Struktur Organisasi

