

BAB 3 INDUSTRI MINYAK DAN GAS INDONESIA

3.1. Perkembangan Landasan Hukum Industri Migas di Indonesia

3.1.1. *Indische Mijn Wet*, 1899

Indische Mijn Wet merupakan landasan hukum yang mengatur tentang pertambangan umum, undang-undang ini dikeluarkan oleh kolonial Belanda untuk pengelolaan sumber daya migas yang ada di Indonesia. Pada mulanya undang-undang ini hanya mengatur kegiatan eksplorasi dan eksploitasi pertambangan oleh swasta Belanda, namun pada tahun 1910 *Indische Mijn Wet* diubah dengan memberikan wewenang pada pemerintah Hindia Belanda untuk dapat ikut serta dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi pertambangan.

Bentuk kerjasama pengelolaan sumber daya migas dalam *Indische Mijn Wet* adalah dalam bentuk konsesi. Dalam konsesi, pemerintah tak mempunyai wewenang untuk menentukan harga jual ataupun ketersediaan minyak dalam negeri. *Indische Mijn Wet* tetap berlaku untuk mengatur pengelolaan pertambangan migas di Indonesia hingga lima belas tahun sejak Indonesia merdeka.

3.1.2. Undang-Undang Dasar 1945

Setelah Indonesia merdeka, terdapat semangat untuk mengurus dan mengatur kekayaan alam yang dimiliki secara sendiri demi kepentingan hajat hidup orang banyak. UUD 1945 merupakan landasan hukum tertinggi Negara ini, landasan hukum atas pengelolaan sumber daya alam yang secara khusus terdapat pada pasal 33 UUD 1945: “Bumi, tanah, dan air dan semua yang terkandung didalamnya dikuasai Negara dan dimanfaatkan sepenuhnya untuk kemakmuran rakyat”.

Berdasarkan pasal tersebut, pemerintah melakukan pengendalian terhadap kegiatan eksplorasi dan eksploitasi semua sumber daya alam, dimana termasuk didalamnya minyak dan gas.

3.1.3. Undang-undang No. 44 Prp Tahun 1960

UU No. 44 Prp Tahun 1960 merupakan bentuk pengejawantahan dari UUD 1945 Pasal 33. Menurut UU No. 44 Prp Tahun 1960, pelaksanaan perusahaan kekayaan migas hanya akan dilakukan oleh perusahaan negara.

Setelah UU ini diundangkan, mulailah ditandatangani perpanjangan perusahaan migas antara perusahaan-perusahaan negara dan perusahaan-perusahaan minyak asing, yaitu antara PN PERTAMIN dan Caltex, PN PERMIGAN dan Shell serta PN PERMINA dan Stanvac. Bentuk kerjasama pengelolaan sumber daya migas dalam bentuk Kontrak Karya.

Meskipun Kontrak Karya merupakan model kontraktual dan bukan merupakan bentuk konsesional, namun dalam kontrak karya tersebut terdapat beberapa klausul yang belum sesuai dengan UUD 1945. Hasil atas minyak dan gas bumi berada ditangan Negara, namun aset yang dibeli oleh kontraktor untuk keperluan pelaksanaan perusahaan migas tersebut menjadi milik kontraktor sampai berakhirnya masa penyusutan. Selain itu manajemen pelaksanaan berada di tangan kontraktor, dimana negara hanya mempunyai akses yang kecil untuk mengetahui atau menentukan jalannya operasi. Satu hal lagi yang membuat Kontrak Karya tidak praktis adalah pengesahan perjanjiannya harus melalui Undang-undang.

3.1.4. Undang-undang No. 8 Tahun 1971 tentang PERTAMINA

UU No. 8 Tahun 1971 tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara (PERTAMINA). Prinsip-prinsip dasar yang diatur dalam UU tersebut adalah:

- a. PERTAMINA didirikan untuk menjalankan perusahaan migas yang meliputi kegiatan eksplorasi, produksi, pemurnian dan pengolahan, pengangkutan dan penjualan serta bidang-bidang lain sepanjang berhubungan dengan pertambangan migas. PERTAMINA menguasai dari sektor hulu sampai sektor hilir.
- b. PERTAMINA diberikan kuasa pertambangan atas seluruh wilayah hukum pertambangan Indonesia, sejauh menyangkut migas.
- c. PERTAMINA dapat bekerjasama dengan pihak lain dalam menjalankan perusahaan eksplorasi dan eksploitasi pertambangan migas dalam bentuk *Production Sharing Contract*.

Universitas Indonesia

d. Diaturnya struktur perusahaan, permodalan, kepengurusan, dan pembukuan sedemikian rupa sehingga dapat menjamin penyelenggaraan perusahaan pertambangan migas.

Prinsip-prinsip itu memberikan wewenang yang sangat luas bagi PERTAMINA. Ini dimaksudkan agar PERTAMINA dapat mengemban amanat Pasal 33 UUD 1945 dengan optimal. Dalam sektor hulu, operasi pelaksanaan perusahaan pertambangan migas khususnya kegiatan eksplorasi dan eksploitasi, PERTAMINA bekerja sama dengan pihak asing dalam perjanjian dengan model *Production Sharing Contract*.

Prinsip-prinsip kerjasama dalam *Production Sharing Contract* adalah antara lain:

- PERTAMINA bertanggung jawab atas manajemen operasi;
- Kontraktor menyediakan seluruh dana dan teknologi yang dibutuhkan dalam operasi perminyakan;
- Kontraktor menanggung biaya dan resiko operasi;
- Kontraktor akan memperoleh kembali seluruh biaya operasi setelah produksi komersial (*cost recovery*);
- Hasil produksi setelah dikurangi biaya operasi dibagi antara negara dan kontraktor (bagi hasil);
- Kontraktor wajib mengembalikan sebagian wilayah kerjanya kepada Negara (*relinquishment*);
- Seluruh barang operasi yang dibeli kontraktor menjadi aset PERTAMINA setelah tiba di wilayah pabean Indonesia;
- Kepemilikan atas minyak yang dihasilkan berada di tangan negara;
- Kontraktor wajib membayar pajak penghasilan langsung kepada pemerintah Indonesia;
- Kontraktor wajib menyisihkan sebagian hak dari bagian bagi hasil migasnya untuk memenuhi kebutuhan migas dalam negeri Indonesia (DMO / *Domestic Market Obligation*).

3.1.5. Undang-undang No. 22 Tahun 2001 tentang Migas

Pemicu dibuatnya Undang-undang baru terkait dengan Minyak dan Gas adalah isu atas ketidakefisienan kinerja PERTAMINA, hal ini terlihat dengan banyaknya

kebocoran finansial, isu monopoli, sehingga timbul ide pembentukan sebuah perusahaan migas nasional yang bertaraf dunia yang mampu bersaing dengan perusahaan-perusahaan dari negara lain. Hal-hal inilah yang kemudian mendasari dikeluarkannya UU Migas tahun 2001.

Pada prinsipnya Undang-undang baru ini berusaha mengembalikan kuasa pertambangan kepada Negara, dalam hal ini pemerintah sehingga pelaksanaan pengusahaan migas juga dikembalikan kepada negara.

Konsekuensi dari diberlakukannya UU No.22 tahun 2001 baik untuk sektor hulu maupun sektor hilir, adalah dibentuknya badan yang khusus mengatur dan melaksanakan kegiatan usaha minyak dan gas. Badan Pelaksana dan Badan Pengatur ini diangkat dan bertanggung jawab kepada presiden. Dalam melaksanakan tugasnya, Badan Pelaksana dan Badan Pengatur dapat membuat kontrak kerja sama dengan badan usaha lain, baik lokal, nasional, maupun internasional. Hal ini tentu saja menghapus semua wewenang yang dimiliki oleh PERTAMINA selama ini.

Pada sektor hulu pemerintah membentuk BPMIGAS (badan pelaksana kegiatan usaha hulu minyak dan gas), sedangkan pada sektor hilir pemerintah membentuk BPHMIGAS (badan pelaksana kegiatan usaha hilir minyak dan gas).

3.2. Perkembangan Industri Migas di Indonesia

3.2.1. Periode Pra Kemerdekaan

Pertama kali pencarian minyak bumi secara komersial dilakukan oleh seorang pengusaha Belanda bernama Jan Reerink pada tahun 1871 di daerah lereng Gunung Ciremai, Jawa Barat, namun tidak membuahkan hasil. Hal ini dilakukan hanya berselang beberapa tahun dari pengeboran minyak komersial pertama di dunia yaitu yang dilakukan di Pennsylvania, Amerika Serikat pada tahun 1859. Selanjutnya, seorang pengusaha tembakau di daerah Langkat, Sumatra Utara, bernama Aeilko Jans Zijlker, pada tahun 1885 berhasil mengebor sumur yang produktif yang bernilai komersial di Telaga Said, Pangkalan Brandan.

Penemuan-penemuan tersebut mendorong tumbuhnya perusahaan-perusahaan minyak di Indonesia. Pada tahun 1890, Zijlker dan kawan-kawan mendirikan Koninklijke Nederlandsche Petroleum Company atau yang lebih dikenal dengan

Universitas Indonesia

Royal Dutch Petroleum. Perusahaan minyak lainnya adalah Shell Transport and Trading Co. yang didirikan oleh Marcus Samuel, warganegara Inggris. Shell menemukan minyak di Kalimantan Timur dan membangun kilang pengolahan di Balikpapan pada tahun 1894. Pada permulaan abad ke-20, kedua perusahaan tersebut melakukan *merger*. kemudian bernama The Royal Dutch Shell Group, yang lebih dikenal dengan "Shell". Pada awal abad ke-20, praktis seluruh industri minyak di wilayah Indonesia berada di bawah pengawasan Shell.

Perusahaan Amerika, Standard of New Jersey (anak perusahaan Standard Oil) mendirikan perusahaan berdasarkan hukum Hindia Belanda dengan nama Nederlandsche Kolonialise Petroleum Maatschappij (NKPM) pada tahun 1912. NKPM membeli izin eksplorasi untuk lapangan Talang Akar, Pendopo, Sumatra Selatan, yang kemudian menjadi lapangan minyak terbesar di Indonesia sebelum Perang Dunia II. Pada 1933 NKPM bergabung dengan Socony Vacuum (Standard of New York, cikal bakal Mobil Oil) yang punya jaringan pemasaran di Asia, Australia sampai Afrika, dengan nama Standard Vacuum Petroleum Maatschappij (SVPM), namun pada tahun 1947 berubah lagi menjadi PT Standard Vacuum Petroleum (STANVAC) Indonesia.

Perusahaan Amerika lainnya, Standard of California menjalin aliansi internasional dengan Texas Company (Texaco) dikenal dengan nama California Texas Oil Company (CALTEX), hal ini melibatkan hampir semua aset mereka di Asia. Caltex memulai pengeboran eksplorasinya pada tahun 1939, namun ketika Caltex bersiap mengadakan pengembangan, pada saat yang bersamaan invasi Jepang mulai masuk.

Jadi sebelum Perang Dunia II industri migas di wilayah Indonesia dikuasai oleh dua perusahaan saja yaitu, Shell dan Stanvac, karena Caltex belum berproduksi. Ketika industri perminyakan dunia dikuasai oleh tujuh perusahaan raksasa yang dikenal dengan "*The Seven Sisters*", yaitu Standard of New Jersey (cikal bakal Exxon), Standard of New York (cikal bakal Mobil), Standard of California (cikal bakal Chevron), Gulf, Texaco, British Petroleum dan Shell. Dapat dicatat bahwa lima dari tujuh perusahaan itu sudah beroperasi di Indonesia sebelum Perang Dunia II, dimana yang belum beroperasi di Indonesia kala itu hanya Gulf dan British Petroleum.

Universitas Indonesia

3.2.2. Periode 1945-1971

Proklamasi kemerdekaan Indonesia 17 Agustus 1945 memberikan semangat kemerdekaan juga di bidang pengelolaan sumber daya alam dengan tujuan sebesar besarnya untuk kemakmuran rakyat. Cita-cita ini dituang dalam UUD 1945 pasal 33 yang berbunyi bahwa bumi dan air dan kekayaan yang terkandung di dalamnya dikuasai oleh Negara dan dipergunakan untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat.

Karena sifatnya yang strategis, penting bagi negara dan menguasai hajat hidup orang banyak maka usaha pertambangan minyak dan gas bumi hanya dilaksanakan oleh Negara. Kekuasaan monopoli sengaja diberikan kepada sebuah perusahaan negara untuk mengemban amanat UUD 1945 pasal 33 tersebut. Sebuah perusahaan negara di bidang migas akhirnya dibentuk melalui UU No. 8 Tahun 1971, PERTAMINA sebagai satu-satunya perusahaan negara di bidang migas mempunyai kekuasaan penuh dalam mengusahakan pengelolaan sumber daya migas di Indonesia.

Undang-undang tersebut menegaskan bahwa perusahaan asing yang beroperasi di Indonesia hanya bertindak sebagai kontraktor dari PERTAMINA. Pada periode tersebut yaitu Shell, Stanvac dan Caltex bekerja untuk PERTAMINA sebagai kontraktor berdasarkan kontrak-kontrak tertentu, salah satunya dalam bentuk *Production Sharing Contract*, yang kemudian menjadi dasar dari hampir kebanyakan kontrak kerja sama pengelolaan migas di Indonesia sesudahnya. Sistem kontrak ini kemudian juga banyak diadopsi oleh negara-negara lain dalam pengelolaan sumber daya migasnya.

3.2.3. Periode 1971-2001

Kegiatan eksplorasi dan produksi meningkat seiring dengan meningkatnya jumlah Kontraktor *Production Sharing Contract*. Pada dekade 70-an merupakan dekade keemasan bagi industri minyak dan gas, di mana terjadi lonjakan harga minyak dunia hingga mencapai US\$ 30 per barrel. *Oil booming* tersebut menjadikan PERTAMINA sebagai tulang punggung pembangunan nasional dengan menyumbang devisa terbesar bagi negara.

Walaupun dekade 70-an telah lewat dan harga minyak yang terus menurun, namun minyak dan gas bumi tetap memberi kontribusi yang signifikan pada pendapatan APBN.

3.2.4. Periode 2001-Seterusnya

Undang-undang No. 22 Tahun 2001 tentang Migas mengubah kondisi industri minyak dan gas Indonesia secara mendasar. Hak pengusahaan sumber daya migas yang selama ini dipegang oleh PERTAMINA dikembalikan kembali kepada negara. Status PERTAMINA pun berubah menjadi Persero dengan kedudukan menjadi sama dengan perusahaan-perusahaan kontraktor lainnya.

Konsekuensi dari diberlakukannya UU No.22 tahun 2001 baik untuk sektor hulu maupun sektor hilir, adalah dibentuknya badan yang khusus mengatur dan melaksanakan kegiatan usaha minyak dan gas. Badan Pelaksana dan Badan Pengatur ini diangkat dan bertanggung jawab kepada presiden. Dalam melaksanakan tugasnya, Badan Pelaksana dan Badan Pengatur dapat membuat kontrak kerja sama dengan badan usaha lain, baik lokal, nasional, maupun internasional. Pada sektor hulu pemerintah membentuk BPMIGAS (badan pelaksana kegiatan usaha hulu minyak dan gas), sedangkan pada sektor hilir pemerintah membentuk BPHMIGAS (badan pelaksana kegiatan usaha hilir minyak dan gas).

3.3. Jenis Kontrak Pengusahaan Minyak dan Gas Bumi di Indonesia

3.3.1. Kontrak Karya (*Contract of Work –COW*)

Merupakan jenis kontrak pengusahaan minyak dan gas bumi yang pertama kali diterapkan di Indonesia, namun sekarang sudah tidak diterapkan lagi. Adapun ciri-ciri dari jenis kontrak ini adalah sebagai berikut:

- a. Perusahaan pengelola merupakan kontraktor bagi PERTAMINA (sebagai wakil Pemerintah).
- b. Kontraktor bertanggung jawab atas manajemen dan operasi.
- c. Pemerintah mendapatkan bagian minimum 20% dari pendapatan.
- d. Pemerintah mendapat bagian 60% dari bagian keuntungan (*after cost recovery*) dan 25% dari sisa keuntungan yang 40% dikenakan kewajiban pasar

domestic (*Domestic Market Obligation – DMO*) dengan harga \$ 0.20 per barrel.

3.3.2. Kontrak Bagi Hasil (*Production Sharing Contract – PSC*)

Production Sharing Contract merupakan bentuk kerjasama antara Pemerintah (Dahulu PERTAMINA, namun setelah UU No.22 tahun 2001 menjadi BPMIGAS) dengan kontraktor. PSC merupakan kontrak yang paling umum diterapkan saat ini. PSC memiliki konsep, sebagai berikut:

- a. BPMIGAS mempunyai kontrol terhadap manajemen.
- b. Kontraktor bertanggung jawab kepada BPMIGAS atas jalannya/beroperasinya perusahaan minyak sesuai dengan kontrak.
- c. Kontraktor setiap tahunnya melaporkan dan meminta persetujuan BPMIGAS atas rencana kerja dan anggaran
- d. Kontrak berdasarkan kepada pembagian hasil produksi (*Production Sharing*), bukannya berdasarkan keuntungan (*profit-sharing basis*).
- e. Kontraktor menyediakan semua pendanaan yang diperlukan dan juga teknologi yang dibutuhkan untuk beroperasinya perusahaan dan menanggung semua risiko.
- f. Kontraktor wajib membayar pajak penghasilan kepada pemerintah melalui BPMIGAS.
- g. Semua peralatan (*Equipment*) yang dibeli dan diimpor oleh perusahaan merupakan hak milik BPMIGAS.

3.3.3. Kontrak Bantuan Teknis (*Technical Assistance Contract – TAC*)

Merupakan variasi dari jenis PSC. Jenis kontrak ini masih dijalankan hingga saat ini oleh PERTAMINA. Adapun ciri-ciri kontrak tersebut adalah sebagai berikut:

- a. Bagi hasil didasarkan atas bagian selain minyak primer. Bagi hasil setelah pengembalian biaya adalah 85% untuk Pemerintah dan 15% untuk kontraktor.
- b. Biaya peralatan dan jasa (*capital dan non capital*) dianggap biaya operasi.
- c. Biaya operasi maksimal 35% dari total produksi/penjualan.
- d. Atas kewajiban DMO ditentukan dengan harga 15% dari harga ekspor.

3.3.4. Perjanjian Kerja Operasi (*Joint Operation Agreement – JOA*)

Merupakan variasi dari kontrak bagi hasil, dengan ciri-ciri sebagai berikut:

- a. PERTAMINA sebagai kontraktor memegang 50% bagian dari kerjasama.

Universitas Indonesia

- b. Bagi hasilnya mengikuti kontrak bagi hasil.
- c. Yang bertindak selaku operator adalah PERTAMINA dan dibantu oleh kontraktor dalam badan kerjasama operasi (*Joint Operating Body – JOB*).
- d. JOB bertanggung jawab kepada dan diawasi oleh komite kerjasama operasi (*Joint Operating Committee – JOC*), yang beranggotakan PERTAMINA dan kontraktor. JOC yang berhak menyetujui anggaran dan membuat peraturan/kebijakan.
- e. Kontraktor menanggung dimuka bagian biaya PERTAMINA untuk kegiatan eksplorasi dan pengembangan.
- f. Biaya PERTAMINA bisa ditagih oleh kontraktor dalam bentuk natura dan diperbolehkan untuk membebankan 50% ekstra (*uplift*).

3.3.5. Kontrak Peningkatan Pengambilan Minyak (*Enhanced Oil Recovery – EOR*)

Merupakan variasi dari kontrak kerjasama operasi, dengan ciri-ciri sebagai berikut:

- a. Ruang lingkup pekerjaannya hanya untuk proyek tertentu yakni proyek untuk meningkatkan pengambilan minyak atas lapangan yang telah lama beroperasi dengan teknologi injeksi air, uap atau lainnya.
- b. Produksi yang dianggap tambahan (*incremental*) ditentukan dimuka untuk masing-masing lapangan produksi.
- c. Bagi hasilnya sama dengan JOA tapi dengan batas maksimum pengembalian biaya pertahun hanya 65% dari total pendapatan.

3.4. Jenis Insentif dalam Kontrak Pengusahaan Minyak dan Gas Bumi di Indonesia

Untuk menarik investor untuk menanamkan modalnya di industri minyak dan gas bumi di Indonesia, terutama sektor hulu, maka Pemerintah memberikan beberapa Insentif yaitu:

- a. Kemudahan dalam mengimpor barang peralatan melalui pelabuhan atau daerah tertentu seperti Pulau Batam dimana kontraktor umumnya dibebaskan dari bea masuk.

- b. Untuk investor asing, anak perusahaannya bisa berstatus sebagai cabang perusahaan asing yang merupakan Badan Usaha Tetap (BUT) di Indonesia.
- c. Kontraktor berhak mendapatkan prioritas pengembalian biaya (*cost recovery*) atas biaya operasi dan investasi (melalui depresiasi) sebelum membagi hasil dengan Pemerintah.
- d. Untuk mempercepat pengembalian investasi digunakan metode depresiasi yang dipercepat yaitu metode *double declining balance*.
- e. *Investment Credit*, insentif untuk pengembangan lapangan baru atau proyek besar lainnya, dimana dengan syarat mutlak *directly production facilities* untuk proyek produksi minyak baik *primary*, *secondary* maupun *tertiary* diluar skema produksi interim atau investasi lanjutan untuk *enhanced production* dari penguasaan minyak dalam tahap produksi primer. Insentif ini berupa kredit atas investasi yang besarnya minimum 20% dari total biaya proyek. Pengambilan insentif ini dilakukan secara *advance*, dibukukan sebagai beban untuk perhitungan biaya *cost recovery* sebelum bagi hasil. Sering dengan perubahan PSC maka insentif ini kini untuk generasi baru PSC sebesar 17%.
- f. *Interest Cost Recovery*, untuk proyek besar ini kontraktor juga dibebankan biaya bunga hipotesis kedalaman biaya operasi. Jadi kontraktor mendapatkan dana dari perusahaan induk untuk mendanai proyek besarnya di Indonesia dan untuk itu tidak dikenakan biaya bunga oleh perusahaan induk, tetapi kontraktor tetap bisa membebankan biaya bunga hipotesis tersebut ke dalam biaya operasi. Namun sejak tahun 2008 melalui Peraturan Menteri no. 22 tahun 2008, insentif tersebut tidak bisa dimasukkan dalam beban biaya operasi lagi.
- g. *Domestic Market Obligation (DMO)*, pada saat kontraktor memasuki tahapan produksi komersial, kontraktor memiliki kewajiban untuk memenuhi kebutuhan pasar dalam negeri. Kontraktor menyerahkan minyak mentah yang menjadi bagiannya yang dipasarkan didalam negeri untuk mensuplai kebutuhan pasar dalam negeri. DMO ditentukan berdasarkan rasio proporsional terhadap produksi total seluruh kontraktor, dengan batasan

lainnya adalah kewajiban ini tidak boleh melebihi 25% dari produksi total kontraktor.

DMO *fee* selama jangka waktu 60 bulan pertama sejak komersial yang dihasilkan dari lapangan baru nilainya sama dengan harga yang digunakan untuk perhitungan *cost recovery*. DMO *fee* untuk lapangan lama sebesar \$ 0.20 per barrel, berdasarkan Paket Insentif II setelah 60 bulan, DMO *fee* naik dari \$ 0.20 per barrel menjadi 10% dari *Indoneian Crude Price* (ICP). Berdasarkan Paket Insentif III DMO *fee* naik dari 10% ICP menjadi 15% ICP, diberikan untuk penemuan cadangan setelah Paket Insentif II.

Kebijakan perubahan DMO *fee* ini berlaku untuk semua lapangan baru untuk semua sistem PSC baik di daerah *Frontier* maupun di daerah konvensional.

- h. Penggantian pembayaran Pajak Pertambahan Nilai (PPN) dan pajak lainnya yang dibayarkan selain pajak penghasilan. Penggantian ini diberikan diluar mekanisme *cost recovery* melainkan melalui mekanisme *reimbursement*.
- i. Semua urusan investasi dilakukan melalui satu pintu yaitu BPMIGAS.

Semua insentif-insentif diatas tidak otomatis diberikan kesemua operator PSC, ada yang harus diusulkan terlebih dahulu untuk mendapatkan persetujuan dari BPMIGAS. Adapun insentif-insentif yang harus mendapat persetujuan BPMIGAS terlebih dahulu antara lain *Investment Credit*, harga minyak untuk DMO. Insentif-insentif ini mempengaruhi keekonomian suatu lapangan, dalam arti bisa meningkatkan nilai ekonomis lapangan yang telah ditemukan, namun ternyata cadangannya tidak terlalu besar bahkan lapangan yang mempunyai cadangan yang sangat besar yang memerlukan investasi yang sangat besar pula untuk mengeksploitasinya.

3.5. *Production Sharing Contract (PSC)*

Pada bagian ini akan dijelaskan secara lebih mendalam mengenai PSC. Indonesia merupakan Negara pertama yang menerapkan PSC dibidang perminyakan, yang kemudian diadopsi oleh Negara-negara lain termasuk Malaysia, Vietnam dan Thailand. Kontraktor PSC yang pertama kali menandatangani PSC adalah IAPCO pada tahun 1966.

Dalam pengembangan industri minyak dan gas dalam negeri Indonesia membutuhkan investor sebagai kontraktor untuk melakukan eksplorasi dan produksi atas cadangan minyak dan gas yang tidak bisa dijalankan oleh PERTAMINA sendiri. Adapun beberapa alasan yang mendasari perlunya investor sebagai kontraktor di Indonesia:

a. Resiko

Pada tahap eksplorasi memiliki resiko sangat tinggi, karena profitabilitas menemukan cadangan minyak atau gas pada tahap eksplorasi hanya sekitar 10% hingga 20% (berdasarkan statistic). Indonesia tidak ingin mempertruhkan sumberdayanya pada bisnis yang beresiko tinggi.

b. Pendanaan

Indonesia belum memiliki kemampuan dari segi pendanaan untuk investasi pada bisnis yang beresiko tinggi ini. Oleh karenanya Indonesia mengundang investor untuk ambil bagian dalam bisnis ini sebagai kontraktor PSC. Hasil dari minyak dan gas ini tidak diinvestasikan kembali pada industri minyak dan gas, melainkan untuk mempercepat pengembangan industri non migas.

c. Teknologi

Indonesia belum menguasai teknologi dibidang minyak dan gas bumi ini, oleh karena itu dibutuhkan tenaga ahli asing, terutama yang berpengalaman di industri minyak dan gas bumi.

3.5.1. Perkembangan PSC

Seiring berjalanya waktu PSC mengalami beberapa kali perubahan, menyesuaikan dengan situasi dan kondisi industri. Adapun perubahannya adalah sebagai berikut:

a. 1966, PSC generasi pertama

- Terdapat batasan 40% *cost recovery*.
- Pembagian hasil produksi antara Pemerintah dan Kontraktor sebesar 65:35 dan untuk produksi diatas 75,000 barrel per hari sebesar 67.5:32.5.
- 25% DMO dengan harga pasar (ICP) untuk 60 bulan pertama, dan selanjutnya dihargai \$ 0.20 per barrel.

b. 1976, PSC generasi kedua

- 100% *cost recovery*, tidak ada batasan

- Pembagian hasil produksi antara Pemerintah dan Kontraktor sebesar 85:15.
 - 25% DMO dengan harga pasar (ICP) untuk 60 bulan pertama, dan selanjutnya dihargai \$ 0.20 per barrel.
 - 20% *Investment Credit*.
- c. 1978, perubahan pada pasal 267 UU PSC
- Tariff pajak menjadi efektif 56%, terdiri dari 45% untuk *Net Income* dan 20% untuk deviden yaitu keuntungan setelah pajak.
 - Pembagian hasil produksi antara Pemerintah dan Kontraktor sebesar 85:15. Pembagian sebelum pajak sebesar 65.9091% dan 34.0909%, dimana setelah pajak menjadi 85:15.
- d. 1984, PSC generasi ketiga
- 17% *Investment Credit*.
 - Tariff pajak menjadi efektif 48%, terdiri dari 35% untuk *Net Income* dan 20% untuk deviden yaitu keuntungan setelah pajak.
 - Pembagian hasil produksi antara Pemerintah dan Kontraktor sebesar 85:15. Pembagian sebelum pajak sebesar 71.1538% dan 28.8462%, dimana setelah pajak menjadi 85:15.
- e. 1988, PSC generasi keempat
- 20% *First Tranche Petroleum*.
 - 17% *Investment Credit*.
 - DMO dihargai sebesar 10% dari harga pasar (ICP).

3.5.2. Jangka waktu, Komitmen dan Wilayah Kerja

Production Sharing Contract memiliki jangka waktu kontak paling lama sekitar 30 tahun. Selama 30 tahun tersebut kontraktor PSC melakukan kegiatan eksplorasi, pengembangan dan produksi dalam area wilayah kerjanya. Jangka waktu kontrak tersebut tidak mutlak berlaku, namun terbuka kemungkinan timbulnya pemutusan kontrak ditengah masa berlaku kontrak tersebut karena situasi dan kondisi tertentu. Adapun sasaran pembatasan jangka waktu kontrak adalah untuk membatasi masa eksplorasi dan mendorong percepatan aktivitas eksplorasi.

Jangka waktu eksplorasi pada periode 6-10 tahun pertama. Pada periode tersebut kontraktor PSC melakukan komitmen program kerja tahunan yang termuat dalam PSC. Saat akhir tahun ke tiga periode eksplorasi, setiap tahunnya kontraktor mempunyai opsi untuk mengambil atau mengembalikan wilayah kerjanya kepada pemerintah. Kontraktor mengembalikan wilayah kerjanya secara periodik bertahap, sehingga apabila sampai akhir periode eksplorasi tidak menemukan adanya cadangan minyak dan gas yang komersial, maka secara otomatis jangka waktu PSC akan habis.

Kewajiban kontraktor dalam melakukan kegiatan eksplorasi akan terus berlanjut walaupun kontraktor tersebut sudah menemukan lapangan produksi. Terkait dengan kewajiban tersebut diatur dalam salah satu pasal dalam PSC yang menyatakan bahwa apabila selama dua tahun berturut-turut pada suatu wilayah kerja tertentu tidak melaksanakan kegiatan eksplorasi, maka bagian dari wilayah kerja tersebut harus dikembalikan kepada pemerintah.

Kegiatan eksplorasi ini sangat tergantung pada hasil perolehan data dan *exploration campaign*. Apabila kajian teknis menunjukkan bahwa kegiatan eksplorasi tersebut tidak mungkin diteruskan, maka pada akhir tahun ke dua atau ke tiga bisa mengajukan pemutusan kontrak.

3.5.3. *Cost Recovery*

Cost recovery pada prinsipnya merupakan pengembalian biaya operasi yang dibayarkan dari perolehan minyak secara *in kind* untuk pengembalian biaya dimana kontraktor mempunyai hak mengambil dan bebas menjual/mengekspor.

Cost Recovery ini menganut *zero balance* dengan batasan produksi dan jangka waktu kontrak. *Operating Cost* akan dikembalikan sepenuhnya dengan mekanisme berdasarkan besarnya produksi pada tahun berjalan, apabila tidak mencukupi maka untuk pengembalian *operating cost* yang belum terbayarkan (*un-recovered*) akan diperoleh dari produksi tahun-tahun berikutnya.

Biaya-biaya yang termasuk *operating cost* merupakan semua pengeluaran dan kewajiban yang telah terjadi dalam melaksanakan operasi perminyakan, meliputi semua kegiatan mulai dari eksplorasi, pengembangan, ekstraksi, produksi, pengangkutan dan pemasaran yang dikuasakan kontraknya. *Operating cost* ini secara akuntansi dimulai saat produksi komersial, dimana semua biaya yang

timbul sebelum produksi komersial diperlakukan sebagai *sunk cost* yang pengembalian biayanya ditunda namun bukan merupakan beban sehingga biaya yang dikeluarkan berkenaan dengan PSC bukan merupakan hutang bagi Perusahaan Negara.

Operating cost dalam PSC terdiri dari tiga kategori, yaitu:

- a. Biaya non kapital pada tahun berjalan.
- b. Depresiasi atas biaya kapital untuk tahun berjalan, merupakan biaya penyusutan atas fasilitas produksi atau barang modal lainnya.
- c. *Operating cost* pada tahun sebelumnya yang masih *unrecovered* yang dibawa ke tahun berjalan.

Biaya Non kapital (*Non capital Expenditure*) merupakan biaya-biaya yang dikeluarkan untuk beroperasinya perusahaan minyak, seperti:

- a. Biaya eksplorasi (G&G, sumur eksplorasi)
- b. Biaya operasi dan produksi.
- c. Biaya administrasi dan umum.
- d. Biaya manajemen proyek (*project management*)
- e. Biaya intangible dan sumur pengembangan/produksi.
- f. Biaya persediaan peralatan non kapital (*non capital inventory*)

3.5.4. Prinsip Dasar Bagi Hasil

Negara memiliki hak penuh terhadap hasil produksi minyak dan gas atas suatu wilayah kerja sampai titik pelepasan hak atau titik penjualan. Berdasarkan hal tersebut Negara dapat secara aktif melakukan pemasaran dan penjualan hasil produksi berupa minyak dan gas. Perhitungan bagi hasil ini berdasarkan pada kuantitas (*natura*) bukan nilai. Dalam kontrak PSC pembagian hasil produksi minyak dan gas dari suatu wilayah kerja secara terus menerus sampai akhir masa kontrak.

Sistem bagi hasil minyak pada awalnya sebesar 65:35, dimana 65% untuk Negara dan 35% untuk kontraktor. Kemudian pada tahun 1976 perbandingan bagi hasil berubah menjadi 85:15, dimana 85% untuk Negara dan 15 % untuk kontraktor.

Sistem bagi hasil untuk gas sebesar 65:35, dimana 65% untuk Negara dan 35% untuk kontraktor. Apabila kontraktor menemukan cadangan gas yang dinilai

komersial, maka Pemerintah memberlakukan perlakuan yang sama dengan minyak untuk pembiayaan pendirian fasilitas produksinya.

3.5.5. Perhitungan Bagi Hasil Perusahaan *Production Sharing Contract*

Cara penghitungan pembagian hasil produksi (*Production Sharing*) disini berbeda dengan pembagian keuntungan (*Profit Sharing*). Pada *production sharing* yang dibagi adalah hasil produksinya.

Perhitungan bagi hasil umumnya diatur dalam prosedur akuntansi (*Accounting Procedures*) yang merupakan bagian dari *PSC*. Walaupun terdapat beberapa jenis kontrak yang berdasarkan prinsip bagi hasil, seperti *TAC*, *JOA*, *EOR*, namun paling umum adalah *PSC*. Oleh karena itu perhitungan ini bisa juga diaplikasikan untuk jenis kontrak lainnya.

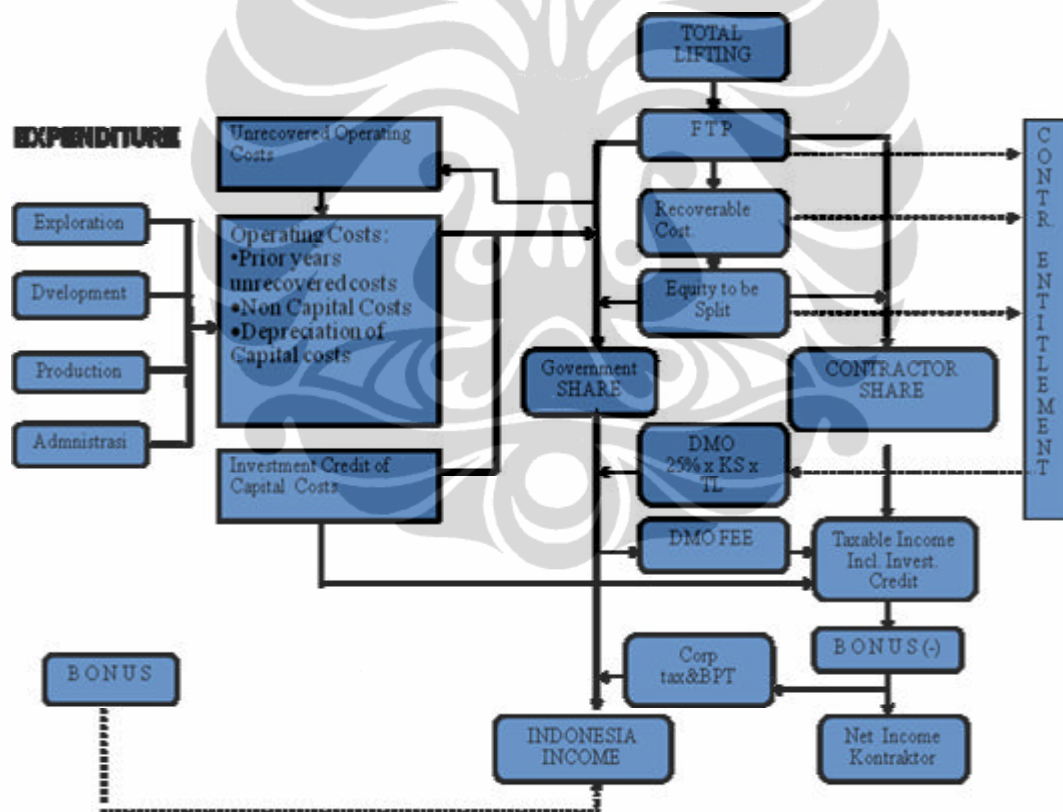


Diagram 3.1. *Flowchart* Perhitungan PSC

Sumber : www.bpmigas.com

Berdasarkan gambar diatas terdapat beberapa istilah yang digunakan dalam penghitungan ini, yaitu:

- a. Produksi yaitu jumlah volume minyak yang diproduksi dari sumurnya. Dinyatakan dalam barrel.
- b. Pengangkatan (*lifting*) adalah jumlah volume minyak yang sudah diproduksi yang diangkat dan dijual oleh kontraktor, dinyatakan dalam barrel.
- c. Harga Minyak Indonesia (*Indonesian Crude Price - ICP*) merupakan harga patokan minyak yang dihitung berdasarkan formula tertentu. ICP ini dipakai untuk perhitungan bagi hasil dan perhitungan pajak namun tidak selalu sama dengan harga sesungguhnya yang didapatkan oleh perusahaan minyak jika menjual produknya di pasar spot.
- d. Pendapatan (*revenue*) yang merupakan hasil perkalian dan *lifting* dan ICP.
- e. *First Tranche Petroleum (FTP)* adalah sejumlah persentase tertentu, dimana hasil produksi minyak harus diserahkan kepada BPMIGAS, sebelum dipotong oleh *Cost Recovery*. *First Tranche Petroleum* merupakan penyisihan jumlah tertentu, biasanya 20%, dari *gross revenue* setiap tahunnya diperuntukan untuk melindungi pendapatan pemerintah sebelum *gross revenue* tersebut terserap oleh *cost recovery*. Pada dasarnya prinsip FTP ini sebagai pembatas *cost recovery*. FTP bukan merupakan *royalty*, sehingga tetap dibagi antara Negara dengan kontraktor sesuai dengan prosentase bagi hasilnya.
- f. FTP diberlakukan terhadap pengembangan lapangan baru. Kebijakan FTP ini diiringi dengan kemudahan ijin pengembangan lapangan, yang dikenal sebagai Paket 10 yang dikeluarkan Pemerintahan RI pada tanggal 31 Agustus 1988 yang kemudian disempurnakan melalui Paket Februari 1989. Berdasarkan paket tersebut, keputusan pengembangan lapangan minyak baru yang awalnya secara operasional ditangan pemerintah (Perusahaan Negara) diserahkan kembali kepada kontraktor.
- g. *Equity to be Split* (Sisa hasil yang akan dibagi), merupakan selisih dan total pendapatan dikurangi *Cost recovery*. Pembagiannya adalah 71,1538 % dan 28,8462 % untuk keuntungan BPMIGAS.

- h. Pajak Penghasilan (*Income Tax*) merupakan pajak penghasilan yang harus dibayarkan oleh kontraktor kepada pemerintah sebesar efektif 48 %, yang terdiri dari 35 % Pajak atas *Net Income* dan 13 %, 20 % dan sisa 65 %, untuk pajak atas dividen.
- i. Bagian bersih kontraktor (*Net contractor's share*) merupakan bagian bersih kontraktor setelah dikurangi pajak penghasilan.

Tabel 3.1. Contoh Perhitungan PSC pada minyak

LINE	DESCRIPTION	\$	KETERANGAN
1	LIFTINGS		
2	Oil/Condensate MBBLs	10,000	Asumsi ICP \$ 50/bbls
3	GROSS REVENUE	500,000	[(2) x \$ 50]
4	FIRST TRANCHE PETROLEUM	100,000	20% x (4)
5	GROSS REVENUE After FTP	400,000	(3) - (4)
6	INVESTMENT CREDIT	10,000	
7	COST RECOVERY :		
8	Unrecovered Other Costs	-	
9	Current Year Operating Costs	50,000	
10	Depreciation - Prior Year Assets	7,500	
11	Depreciation - Current Year Assets	2,500	
12	TOTAL COST RECOVERY	60,000	(8) + (9) + (10) + (11)
13	TOTAL RECOVERABLES	70,000	(6) + (12)
14	EQUITY TO BE SPLIT	330,000	(5) - (13)
15	Indonesia Share		
16	Government FTP Share	71,154	71,1538% x (4)
17	Government Equity Share	234,808	71,1538% x (14)
18	Domestic Requirement	32,452	(24) - (25)
19	Government Tax Entitlement	48,762	(27)
20	TOTAL INDONESIA SHARE	387,175	(16) + (17) + (18) + (19)
21	Contractor Share		
22	Contractor FTP Share	28,846	28,8462% x (4)
23	Contractor Equity Share	95,192	28,8462% x (14)
24	Less: Gross Domestic Requirement	36,058	25% x 28,8462% x (3)
25	Add : Domestic Requirement Adjustment	3,606	10% x (24)
26	Taxable Share	91,587	(22) + (23) - (24) + (25)
27	Government Tax Entitlement	48,762	48% x [(26) + (6)] *
28	Net Contractor Share	42,825	(26) - (27)
29	Total Recoverables	70,000	(13)
30	TOTAL CONTRACTOR SHARE	112,825	(28) + (29)

* Perkembangan UU Pajak memberikan tarif pajak sebesar 48% sehingga distribusi pendapatan antara Pemerintah dan kontraktor berubah menjadi 71.15% dan 28.85%, dan setelah dikurangi pembayaran pajak besarnya bagi hasil tetap 85% dan 15%.

3.6. BPMIGAS (Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi)

Dalam rangka memberikan landasan hukum bagi pembaharuan dan penataan kembali kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi maka Pemerintah pada tanggal 23 Nopember 2001 telah menetapkan UU No.22 /2001 tentang Minyak dan Gas Bumi.

Sejak ditetapkannya UU No.22 tahun 2001 tentang Migas pada tanggal 23 Nopember 2001 dan PP No.42 tahun 2002 tanggal 16 Juli 2002 tentang Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Migas maka masalah pengawasan dan pembinaan kegiatan Kontrak Kerjasama atau Kontrak Productions Sharing yang sebelumnya dilaksanakan oleh PERTAMINA kini dilaksanakan oleh Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Migas atau BPMIGAS.

Dalam Undang-undang tersebut ditegaskan bahwa minyak dan gas bumi sebagai sumber daya alam strategis tak terbarukan yang terkandung didalam Wilayah Hukum Pertambangan Indonesia merupakan kekayaan nasional yang dikuasai negara. Penguasaan negara tersebut diselenggarakan oleh Pemerintah sebagai pemegang Kuasa Pertambangan. Dan selanjutnya pemerintah membentuk Badan Pelaksana untuk melakukan pengendalian Kegiatan Usaha Hulu di bidang Minyak dan Gas Bumi.

Sejak berlakunya Undang-undang No. 22 Tahun 2001 tentang Migas, pada sektor hulu seluruh aktivitas kontraktor PSC diawasi oleh BPMIGAS, dimana secara legal BPMIGAS bertanggung jawab terhadap manajemen semua operasi minyak dan gas diwilayah Indonesia. Pada prakteknya manajemen didelegasikan kepada kontraktor PSC, sehingga kontraktor PSC mengatur sendiri semua biaya dan resiko-resiko yang terjadi dalam kegiatan operasinya.

3.6.1. Budaya BPMIGAS

Fokus Mengutamakan tugas dan sasaran kerja

Profesional Mengedepankan standar keunggulan dan mutu

Kredibilitas Membuat rekan kerja dan mitra merasa percaya dan nyaman

Kerjasama Menciptakan sikap interdependensi terhadap semua mitra

Inovatif Memiliki sikap tanggap dan responsif, selalu mencari terobosan dan solusi

Universitas Indonesia

Tanggung jawab Melaksanakan dengan sepenuh hati, dedikasi tinggi, berani mengambil resiko atas tindakan yang diambil

*Fokus
Profesional
Kredibilitas
Ke Rjasama
Inovatif
Tanggung jawab*

Sumber : www.bpmigas.com

Dipercaya bahwa:

” **BPMIGAS** mem **FOKUS** kan sarana kegiatan dengan cara **PROFESIONAL** serta menjaga **KREDIBILITAS** organisasi melalui **KERJASAMA** berbasis saling ketergantungan serta mencari terobosan **INOVATIF** dengan tetap mengedepankan **TANGGUNG JAWAB** ”

Slogan:

”Managing Oil & Gas for the Nation”

“Mengelola Migas untuk Bangsa”

3.6.2. Visi & Misi BPMIGAS

Visi BPMIGAS adalah menjadi suatu lembaga pengawasan dan pengendalian Kegiatan Usaha Hulu Migas yang efisien dan efektif.

Misi BPMIGAS adalah

- a. Melakukan pengawasan dan pengendalian pelaksanaan kontrak kerja sama untuk menjamin efektifitas dan efisiensi Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi.
- b. Mengupayakan tersedianya minyak dan gas bumi dari hasil Kegiatan Usaha Hulu untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri.
- c. Mengutamakan pemanfaatan sumberdaya nasional yang terkait dengan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi.

Universitas Indonesia

- d. Mendukung terciptanya iklim investasi yang kondusif bagi Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi.
- e. Meningkatkan kompetensi organisasi yang profesional dalam melakukan pengawasan dan pengendalian.

3.6.3. Jumlah Kontraktor PSC yang bekerja sama dengan BPMIGAS

Pada tahun 2009 terdapat sekitar 160 jumlah kontraktor PSC yang bekerja sama dengan BPMIGAS, dimana terbagi atas 52 kontraktor PSC yang sudah dalam tahap produksi dan sudah komersil dan 108 kontraktor PSC yang masih dalam tahap eksplorasi.

3.6.4. Struktur organisasi

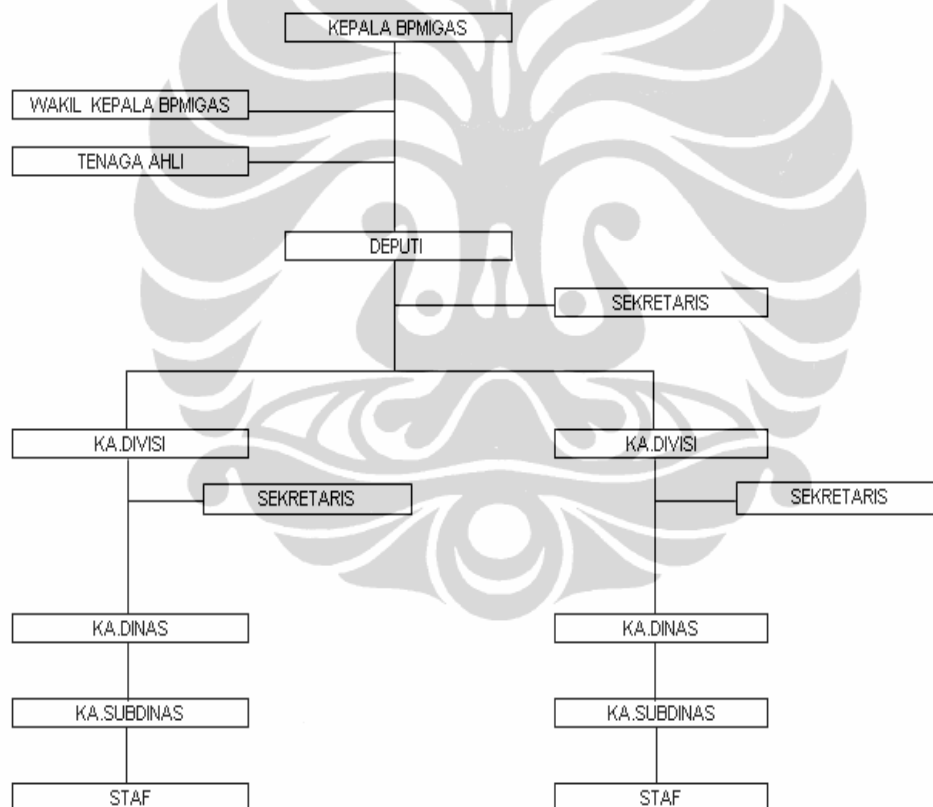


Diagram 3.2. Struktur Organisasi BPMIGAS

Sumber : www.bpmigas.com

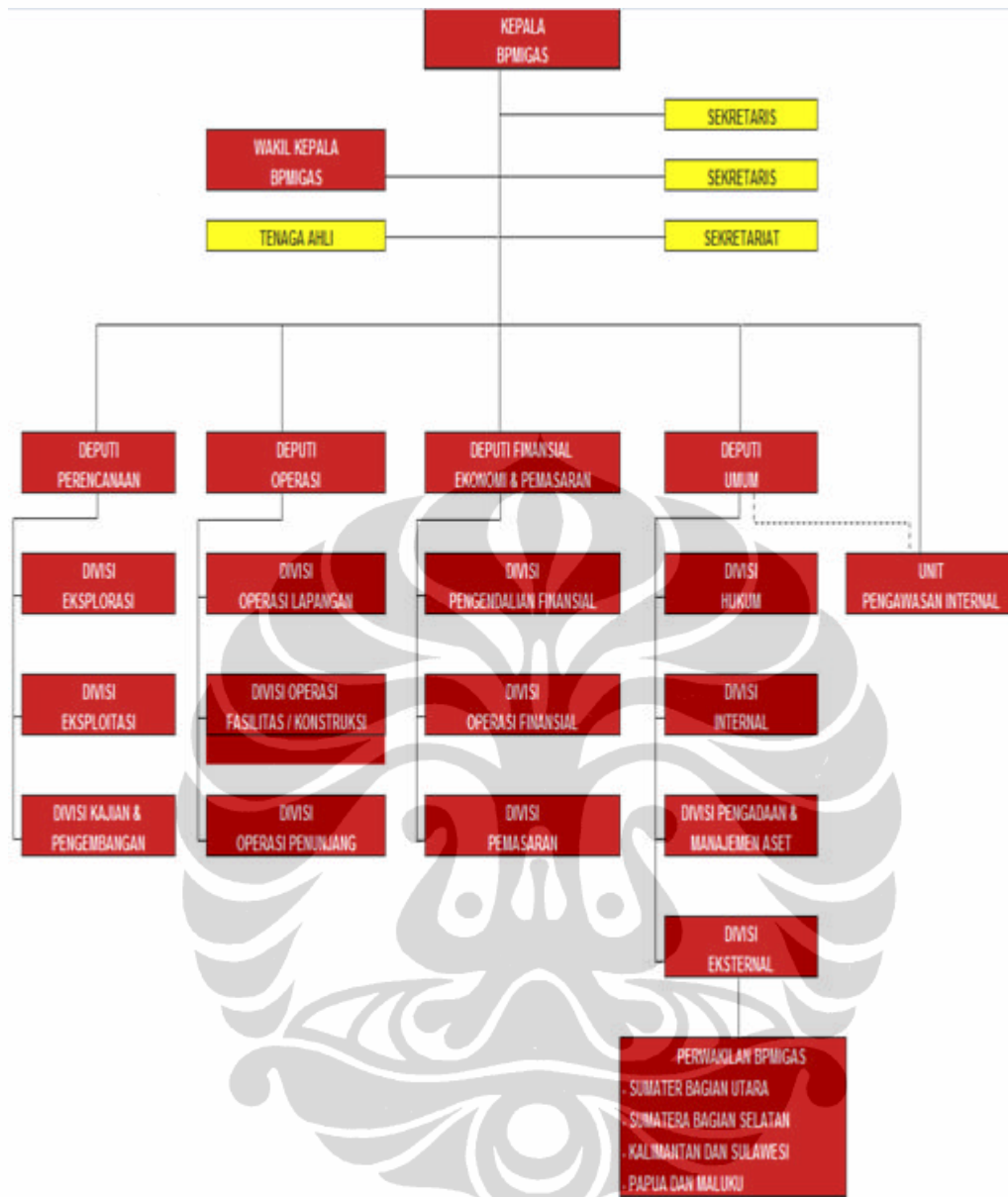


Diagram 3.2. Struktur Organisasi BPMIGAS (sambungan)

Sumber : www.bpmigas.com

3.6.5. Sistem Pengawasan dan Pengendalian BPMIGAS

Mekanisme pengawasan dan pengendalian yang dilakukan oleh BPMIGAS dalam bentuk sebagai berikut:

- Mensupervisi dan merevisi *Work Program & Budget (WP&B)*.
- Memberikan persetujuan program kerja sebelum pelaksanaannya.
- Menilai komitmen kontraktor PSC dalam melaksanakan programnya

- d. Memonitor laporan keuangan dan kegiatan operasi secara periodik: bulanan, kuartalan dan tahunan.

Untuk pengembangan lapangan baru, BPMIGAS melakukan pengawasan dan pengendalian dengan mekanisme sebagai berikut:

- a. Kontraktor PSC mengajukan *Plan of Development* (POD) berupa rencana pengembangan untuk setiap penemuan cadangan baru dimana didalamnya memuat justifikasi terkait dengan rencana pengembangan lapangan tersebut.
- b. BPMIGAS merevisi dan memberikan persetujuan terhadap POD tersebut.
- c. Kontraktor PSC bisa memulai memproduksi minyak dan gas untuk tujuan komersial termasuk menjual hasil produksi sesuai dengan PSC.
- d. BPMIGAS melakukan audit atas aktivitas kontraktor PSC.

3.7. Work Program & Budget (WP&B)

3.7.1 Definisi WP&B

Merupakan usulan rincian kerja kegiatan dan anggaran tahunan dengan mempertimbangkan tentang kondisi, komitmen, efektivitas dan efisiensi pengoperasian KONtraktor PSC di suatu wilayah kontrak kerja.

Adapun rincian rencanan kegiatan dan anggaran tahunan meliputi:

- a. Kegiatan Eksplorasi (survei seismik dan geologi, pemboran eksplorasi dan studi geologi dan geofisik), *Lead & Prospect, Exploration Commitment*.
- b. Kegiatan produksi dan usaha kesinambungannya, yaitu berupa:
 - *Plan of Development*
 - Pemboran sisipan
 - Operasi produksi dan kerja ulang
 - Mempertahankan Produksi
 - Proyek *Enhance Oil Recovery (Secondary Recovery & Tertiary Recovery)*.
- c. Biaya untuk program-program kerja tersebut, yaitu:
 - Kegiatan Eksplorasi
 - Pemboran Development & Fasilitas Produksi
 - Produksi & Operasi
 - Administrasi Umum, Administrasi Eksplorasi & Biaya *Overhead*.

Selain yang telah disebutkan diatas, dalam WP&B secara detail merinci hal-hal sebagai berikut:

- a. *Entitlement Share*
- b. *Gross Revenue*, Harga minyak (*Indonesian Crude Price*) dan gas, *Cost Recovery*, *Indonesian Share*, and *Contractor Share*.
- a. *Status Unrecovered Other Cost*.
- b. *Unit Cost* (US\$/bbl)
 - *Direct Production Cost*
 - *Total production Cost*
 - *Cost Recovery*

BPMIGAS yang dahulu PERTAMINA mengeluarkan *Financial Budget & Reporting Procedure Manual, Revision 1993* yang secara garis besar mengatur prosedur pembuatan rencana kerja dan anggaran, serta pelaporan keuangan mengenai anggaran dan realisasinya. Berikut merupakan isi dari WP&B yang terdiri dari 17 *Budget Schedule*.

FINANCIAL BUDGET AND REPORTING PROCEDURES MANUAL	
1	Financial Status Report
2	Key Operating Statistic
3	Expenses/Expenditures Summary
4	Exploration & Development Summary
5	Exploratory Drilling Expenditures
6	Development Drilling Expenditures
7	Miscellaneous Capital Expenditures
8	Production Expenses Summary
9	Production Facilities Capital Expenditures
10	Miscellaneous Production Capital Expenditures
11	Administration Expenses Summary
12	Administration Capital Expenditures
13	Capital Assets P.I.S. Old/New
14	Depreciation Old/New
15	Detailed Program Support Listing
16	Production/Lifting Forecast
17	Budget Year Expenditures

Tabel 3.2. *Financial Budget & Reporting Procedure Manual, Revision 1993*

Sumber : www.bpmigas.com

Universitas Indonesia

Fungsi perencanaan & pengawasan BPMIGAS adalah upaya “*pre-control*” dengan penekanan pada kelayakan teknis operasional. Penelitian dan analisis terhadap usulan WP&B serta rencana tenaga kerja (asing) sesuai dengan PSC, yaitu:

- a. Kelayakan skala waktu
- b. Tingkat kegiatan operasional
- c. Kelayakan satuan/jumlah biaya
- d. Indonesianisasi/alih teknologi
- e. Perlindungan tenaga kerja nasional.
- f. Menjamin pendapatan pemerintah secara optimal.

3.7.2 Tujuan Prosedur Persetujuan WP&B

Mengevaluasi dan menganalisa serta menyiapkan pengesahan prosedur rencana kerja dan anggaran serta rencana penggunaan tenaga kerja (asing) para KKKS yang realistis berdasarkan efisiensi dan efektivitas dari masing-masing *Production Sharing Contract* guna mempercepat proses persetujuan.

3.7.3 Dasar Ketentuan WP&B

Ketentuan bahwa setiap Kontraktor PSC wajib menyampaikan WP&B disetiap tahunnya terdapat pada *Production Sharing Contract* yang mengikat kedua belah pihak:

- a. *Section I (Scope and Definition)*
BPMIGAS memiliki wewenang dan kendali atas manajemen kegiatan operasi KKKS dan Kontraktor harus bertanggung jawab ke BPMIGAS.
- b. *Section IV (Work Program and Expenditures)*
Tiga (3) bulan sebelum permulaan tahun kalender, kontraktor sudah harus menyiapkan dan menyerahkan Original WP&B untuk mendapat persetujuan dari BPMIGAS dalam rangka pelaksanaan kegiatan sebagaimana yang diusulkan pada rencana kerja.

3.7.4 Penyusunan WP&B

Penyusunan WP&B Tahunan dan Revisi WP&B perlu dijelaskan sebagai berikut:

- a. *Production Sharing Contract*
Mengenai *Work Program & Expenditures*, pengajuan WP&B Tahunan adalah tiga bulan sebelum dimulainya tahun kalender untuk mendapatkan

persetujuan BPMIGAS. BPMIGAS dapat menghendaki revisi WP&B apabila terdapat hal-hal spesifik setelah diterimanya usulan WP&B tahunan tersebut.

b. *PSC Financial Budget & Reporting Procedures Manual*

Pada tahun berjalan WP&B yang telah disetujui BPMIGAS beralasan untuk diperbaiki maka usulan perbaikan terlebih dahulu harus diajukan kepada BPMIGAS. Alasan yang dapat dikemukakan dalam usulan perbaikan *original* WP&B tahun berjalan yaitu rencana kerja tahunan menjadi tidak realistis lagi, atau diperkirakan biayanya menjadi terlalu menyimpang. Usulan perbaikan WP&B disertai penjelasan singkat mengenai penyebab terjadinya penyimpangan.

Berdasarkan hal-hal diatas, apabila BPMIGAS berpendapat bahwa WP&B tahunan tersebut harus direvisi, BPMIGAS akan memberitahukan kepada kontraktor. Diharapkan kontraktor berusaha meningkatkan keakurasian penyusunan WP&B tahunan dan mengurangi kemungkinan terjadi revisi WP&B. dalam hal yang terpaksa dan kondisi tidak realistis lagi untuk mempertahankan *original* WP&B tahunan, maka usulan revisi dapat diajukan ke BPMIGAS sebelum pertengahan tahun kalender berjalan (bulan Juni).

3.7.5 Materi WP&B

a. Wilayah kerja Eksplorasi

- Materi WP&B harus memenuhi komitmen eksplorasi sesuai ketentuan PSC dan didiskusikan secara detil prospek-prospek yang akan dibor (lokasi, cadangan, keekonomian), survei seismik & geologi (prospek & *lead* yang tercakup, sumberdaya, keekonomian) dan studi G&G (harus dijelaskan tujuan, implementasi & nilai tambah) untuk strategi survei/pemboran selanjutnya serta penemuan *play-play* baru.
- Untuk tahap produksi namun memiliki kegiatan eksplorasi, diskusi detail teknis dilaksanakan pada saat pre-WP&B

b. Wilayah kerja Produksi

Materi WP&B yang diserahkan kepada BPMIGAS untuk memenuhi ketentuan PSC *Section IV* terdiri dari butir-butir usulan WP&B serta lembar *operational statistics*, esensi dan materi yang akan dibahas/dipresentasikan harus memenuhi pokok-pokok ketentuan sebagai berikut:

Universitas Indonesia

- Rapat WP&B adalah rapat operasional dan rapat manajemen sehingga harus bersifat menyeluruh, singkat, jelas dan informatif.
- Memberikan gambaran perihal keekonomian dan pendapatan pemerintah dari setiap kegiatan diwilayah kerja kontraktor.
- Memberikan gambaran menyeluruh perihal kegiatan yang akan dilaksanakan dalam usulan rencana kerja dan anggaran pada tahun yang akan datang.
- Memberikan gambaran perihal organisasi dan pengembangan sumber daya manusia. Untuk dapat mencapai sasaran tersebut diatas, perlu dievaluasi keterangan/data yang tercantum pada buku usulan WP&B dan *operational statistics*.

3.7.6 Alur persetujuan WP&B

3.7.6.1. Alur persetujuan WP&B Tahap Eksplorasi

- a. Kontraktor PSC mengirimkan usulan WP&B yang ditujukan ke BPMIGAS dengan Attn./u.p. kepada Deputi Perencanaan dan Deputi Finansial Ekonomi & Pemasaran, dengan ketentuan sebagai berikut:
 - Untuk WP&B original disampaikan 3 bulan sebelum tahun anggaran berakhir, awal Oktober, sesuai dengan ketentuan dalam PSC.
 - Untuk WP&B Revisi disampaikan 6 bulan sebelum tahun anggaran berakhir.
- b. Buku dan data pendukung WP&B kemudian diserahkan ke Subdin Komitmen Divisi Eksplorasi, untuk dicek terkait dengan kelengkapan data sesuai dengan keperluan evaluasi WP&B. Target waktu penyelesaian 1 hari kerja.
 - Apabila data lengkap akan langsung didistribusikan ke Bagian terkait dan staf ahli.
 - Apabila data tidak lengkap akan dikembalikan kepada Kontraktor PSC melalui surat pengembalian.
- c. Bagian terkait dan Staf Ahli bersama-sama dengan kontraktor PSC melakukan diskusi teknis dan *post costing* oleh Divisi Pengendalian Finansial, lalu bagian terkait membuat evaluasi sesuai dengan porsi masing-masing untuk dibawa ke Diskusi Paripurna. Target waktu penyelesaian 5 hari kerja.

- d. Diskusi Paripurna dikoordinasikan oleh Divisi Eksplorasi, membahas secara detail baik teknis maupun finansial. Apabila diskusi sudah selesai, maka draf surat persetujuan dan MOM dilanjutkan ke konseptor (Subdin Komitmen) untuk proses persetujuan. Target waktu penyelesaian 2 hari kerja. Adapun hasil diskusi yang diharapkan:
- WP&B yang perlu klarifikasi Kontraktor PSC.
 - *Minutes of Meeting* (MOM) dipersiapkan dan diselesaikan pada saat diskusi serta ditanda tangani oleh Pemimpin diskusi dan Kontraktor PSC.
- e. Finalisasi WP&B, draf surat persetujuan diparaf oleh Kadiv. Eksplorasi, Kadiv. Pengendalian Finansial dan Deputi Perencanaan dan durat persetujuan ditandatangani oleh Kepala BPMIGAS kemudian disampaikan ke Kontraktor PSC dengan tembusan semua bidang BPMIGAS dan Ditjen Migas. Target waktu penyelesaian 9 hari kerja.

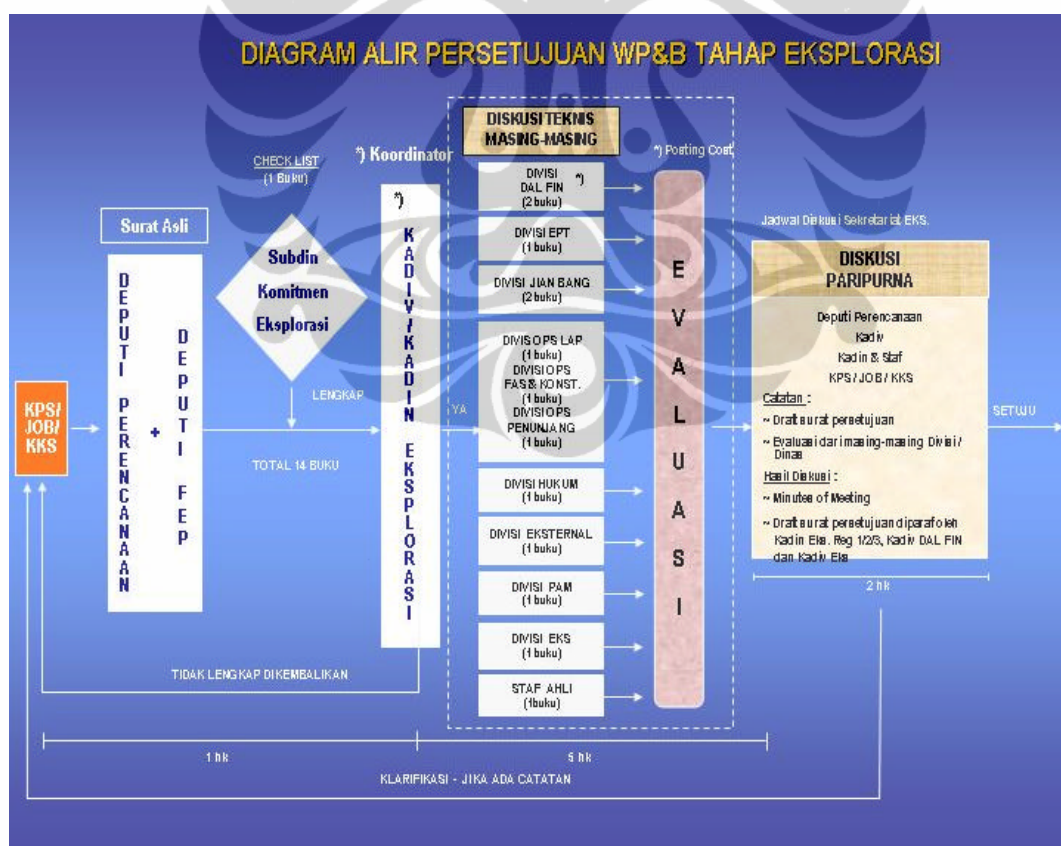


Diagram 3.3. Diagram Alir Persetujuan WP&B tahap Eksplorasi

Sumber : www.bpmigas.com

Universitas Indonesia



Diagram 3.3. Diagram Alir Persetujuan WP&B tahap Eksplorasi (sambungan)

Sumber : www.bpmigas.com

3.7.6.2. Alur persetujuan WP&B Tahap Produksi dan sudah Komersial

- a. Kontraktor PSC mengirimkan usulan WP&B yang ditujukan ke BPMIGAS dengan Attn./u.p. kepada Deputi Perencanaan dan Deputi Finansial Ekonomi & Pemasaran, dengan ketentuan sebagai berikut:
 - Untuk WP&B original disampaikan 3 bulan sebelum tahun anggaran berakhir, awal Oktober, sesuai dengan ketentuan dalam PSC.
 - Untuk WP&B Revisi disampaikan 6 bulan sebelum tahun anggaran berakhir.
- b. Buku dan data pendukung WP&B kemudian diserahkan ke Subdin Reservoir & Produksi Divisi Eksploitasi, untuk dicek terkait dengan kelengkapan data sesuai dengan keperluan evaluasi WP&B. Target waktu penyelesaian 1 hari kerja.

- Apabila data lengkap akan langsung didistribusikan ke Bagian terkait dan staf ahli.
 - Apabila data tidak lengkap akan dikembalikan kepada Kontraktor PSC melalui surat pengembalian.
- c. Bagian terkait dan Staf Ahli bersama-sama dengan kontraktor PSC melakukan diskusi teknis dan *post costing* oleh Divisi Pengendalian Finansial, lalu bagian terkait membuat evaluasi sesuai dengan porsi masing-masing untuk dibawa ke Rapat Teknis WP&B (rapat pre WP&B). Target waktu penyelesaian 5 hari kerja.
- d. Rapat Teknis WP&B (rapat pre WP&B) dikoordinasikan oleh Divisi Eksploitasi, membahas secara detail baik teknis, operasi maupun finansial. Apabila diskusi sudah selesai, maka draf surat persetujuan dan MOM dilanjutkan ke konseptor (Subdin Reservoir & Produksi) untuk proses persetujuan dan dipresentasikan dalam Rapat Manajemen. Target waktu penyelesaian 5 hari kerja. Adapun hasil rapat yang diharapkan:
- WP&B yang perlu klarifikasi Kontraktor PSC.
 - Ada catatan dan memerlukan keputusan Manajemen, akan dibahas dalam Rapat Manajemen.
 - *Minutes of Meeting* (MOM) dipersiapkan dan diselesaikan pada saat diskusi serta ditanda tangani oleh Pemimpin diskusi dan Kontraktor PSC.
- e. Rapat Manajemen dikoordinasikan oleh Divisi Eksploitasi dan dipimpin oleh Deputi Perencanaan. Hasil evaluasi, draf surat persetujuan dan MOM dilanjutkan ke konseptor (Subdin Reservoir & Produksi) untuk proses persetujuan. Target waktu penyelesaian 1 hari kerja. Adapun agenda rapat manajemen adalah sebagai berikut:
- *Highlight* 5 tahun kebelakang
 - *Current year outlook* sampai dengan bulan Desember
 - Usulan tahun depan
 - *Grand strategy* 3-5 tahun kedepan
 - Membahas WP&B yang masih memerlukan klarifikasi dan keputusan manajemen.

- Presentasi WP&B yang sudah diterima di BPMIGAS.
- f. Finalisasi WP&B, draf surat persetujuan diparaf oleh Kadiv. Eksplorasi, Kadiv. Pengendalian Finansial dan Deputi Perencanaan dan draft persetujuan ditandatangani oleh Kepala BPMIGAS kemudian disampaikan ke Kontraktor PSC dengan tembusan semua bidang BPMIGAS dan Ditjen Migas. Target waktu penyelesaian 10 hari kerja.

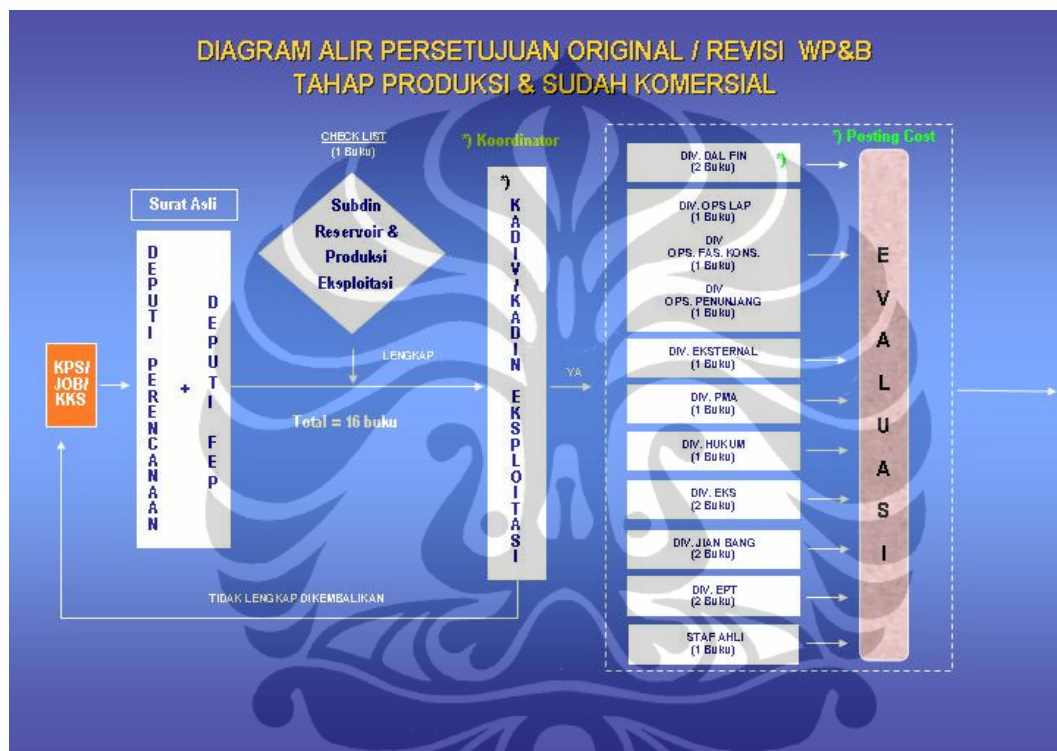


Diagram 3.4. Diagram Alir Persetujuan Original/Revisi WP&B tahap Produksi & Sudah Komersial

Sumber : www.bpmigas.com

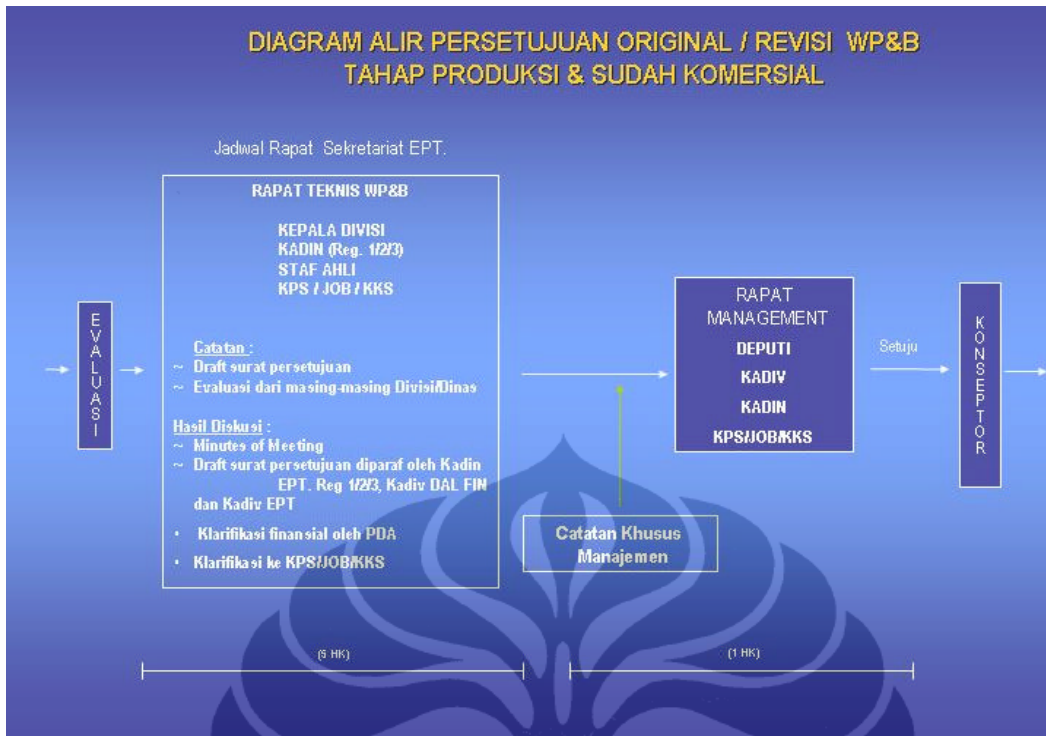


Diagram 3.4. Diagram Alir Persetujuan Original/Revisi WP&B tahap Produksi & Sudah Komersial (sambungan)

Sumber : www.bpmigas.com

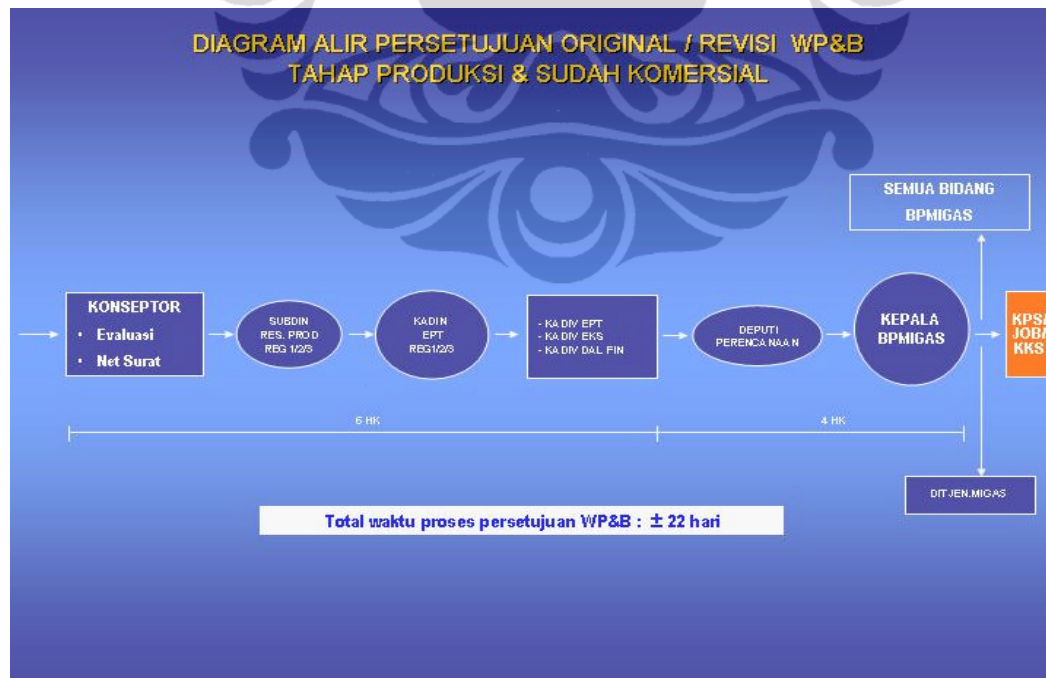


Diagram 3.4. Diagram Alir Persetujuan Original/Revisi WP&B tahap Produksi & Sudah Komersial (sambungan)

Sumber : www.bpmigas.com