

# ***Production Sharing Contract***



**A**pa yang dikerjakan oleh Rachmat bersama Timnya dalam melakukan studi reservoir sebenarnya tidak terlepas dari pelaksanaan pengawasan yang dilakukan di bawah sistem *Production Sharing Contract* (PSC) antara Pertamina dengan perusahaan swasta yang beroperasi di Indonesia. Pertamina sebagai Pemegang Kuasa Pertambangan memegang manajemen operasi dalam arti bahwa hampir semua lini kegiatan ekplorasi dan eksploitasi yang dilakukan kontraktor harus mendapat persetujuan Pertamina. Untuk melaksanakan tugas pengawasan terhadap PSC, Pertamina membentuk apa yang disebut Badan Kerja sama Kontraktor Asing (BKKA). Disebut demikian mungkin karena waktu itu tidak ada satupun perusahaan swasta nasional yang berkecimpung di industri hulu migas. Setelah mengalami beberapa kali pergantian nama pada awal tahun 2000-an, badan ini berubah menjadi *Management Production Sharing* (MPS) karena sudah banyak swasta nasional yang menjadi PSC.

Di bawah Undang-undang Migas No. 44 tahun 1960 junto Undang-undang Pertamina No. 8 tahun 1971, minyak dan gas bumi yang terkandung dalam bumi Indonesia dikuasai oleh negara dan pelaksanaannya diberikan kepada Pertamina sebagai Pemegang Kuasa Pertambangan. Semua perusahaan minyak asing yang beroperasi di Indonesia berstatus kontraktor dan harus melakukan kerja sama

dengan Pertamina. Dengan berlakunya Undang-undang No. 8 tahun 1971, Perjanjian Kontrak Karya tidak digunakan lagi kecuali yang sudah ditandatangani sebelumnya dan berlaku sampai masa kontrak berakhir. Prinsip dasar dari sistem PSC adalah pembagian hasil produksi bersih, yaitu produksi *gross* dikurangi dengan biaya produksi (*cost recovery*). Itulah yang dibagi antara Pertamina dengan pihak PSC. Agar penerimaan negara dari hasil pembagian itu optimal, BKKA mempunyai tugas untuk meneliti biaya produksi. Apakah yang diajukan oleh PSC sudah benar? Apakah masih bisa dilakukan efisiensi sehingga *cost recovery* dapat ditekan?

Menurut Rachmat, sistem PSC yang diterapkan pada industri hulu migas menjadi alat kontrol pemerintah yang luar biasa ketat. Betapa tidak! Sebagai kontraktor, pihak perusahaan minyak asing hampir tidak mempunyai wewenang manajemen, apalagi yang bersifat strategis. Rencana pengembangan lapangan yang bersifat jangka panjang (*Plan of Development* - POD), penyusunan rencana kerja dan anggaran tahunan (*Work Program & Budget* - WP&B), dan bahkan pengeluaran biaya setiap proyek (*Authorization for Expenditure* - AFE) maupun tender yang biayanya melebihi jumlah tertentu tidak bisa dilaksanakan sebelum mendapat persetujuan Pertamina. Masih menurut Rachmat, tidak ada kegiatan usaha selain industri hulu migas yang pengawasannya begitu berlapis. Kesemua persetujuan tersebut di atas merupakan *pre-audit*. *Current-audit* dilakukan melalui pengawasan lapangan dan mewajibkan PSC membuat laporan kemajuan proyek. *Post-audit* yang terkait dengan keuangan tidak saja dilakukan oleh BKKA tapi secara periodik juga dilakukan oleh BPKP dan BPK. Dengan sistem audit yang begitu ketat, Rachmat berpendapat bahwa sebetulnya justru di industri migas inilah yang inefisiensinya paling kecil. Lagi pula hasil penerimaan migas dari PSC langsung disetor oleh PSC ke kas negara.

Untuk melaksanakan pengawasan yang bersifat teknis, apabila diperlukan BKKA dapat melakukan studi-studi evaluasi yang bersifat detail untuk menjawab pertanyaan seperti misalnya apakah pengembangan lapangan beserta pembangunan infrastrukturnya sudah dilakukan secara optimal, apakah metode produksi sudah dilakukan secara efisien dan sebagainya.

Sebagai contoh dalam rangka untuk memberikan persetujuan POD lapangan Duri, BKKA meminta bantuan Lemigas untuk melakukan studi simulasi reservoir terhadap *Steam Flooding* yang dilakukan di lapangan itu. Dari beberapa skenario hasil kajian Tim Lemigas, BKKA mengambil satu skenario yang dianggap paling optimal sebagai dasar persetujuan POD. Contoh lain, berdasarkan Paket Insentif 1989, pihak Caltex telah mengambil insentif dengan memotong terlebih dahulu hasil produksi proyek *water flooding* yang diterapkan secara *peripheral* di lapangan Minas. Insentif ini diberikan Pemerintah dalam rangka untuk mendorong pihak PSC agar melakukan peningkatan produksi melalui metode non-konvensional seperti *secondary recovery* dan EOR.

Untuk memverifikasi besaran insentif, BKKA meminta Lemigas untuk melakukan studi evaluasi hasil proyek *water flooding* lapangan Minas. Tahapan utama yang dilakukan oleh Rachmat dan Timnya adalah membuat *base-line* yang dipakai sebagai dasar perhitungan kenaikan produksi. Untuk mendapatkan *base-line* yang merupakan peramalan rata-rata produksi *primary recovery*, didalam pemodelan semua sumur injeksi di-off-kan. Berdasarkan *base-line* ini akan tampak jelas kenaikan produksi aktual atau penurunan produksi, di atas atau di bawah *base-line*. Hasil simulasi Lemigas menunjukkan bahwa di samping terdapat



Gambar 33. Persiapan Meeting PSC di UK

kenaikan produksi (di atas *base-line*) selama masa awal injeksi juga terdapat penurunan produksi (di bawah *base-line*) pada tahap akhir. Secara keseluruhan terbukti bahwa tidak ada atau sedikit peningkatan jumlah minyak (produksi kumulatif) yang diperoleh. Dengan demikian Caltex dinyatakan tidak berhak mendapatkan insentif sesuai kriteria paket insentif yang diberikan Pemerintah. Sebagai konsekuensi pihak Caltex harus mengembalikan insentif sekitar USD 60 juta yang berdasarkan sistem PSC dapat dipotong terlebih dulu dari hasil produksi lapangan yang bersangkutan.

Pada saat bekerja di Lemigas Rachmat tidak menangani secara langsung masalah aspek hukum dari pengelolaan Migas karena bidang penelitiannya lebih banyak berurusan dengan masalah teknis kegiatan eksploitasi Migas. Dia mulai menangani masalah PSC secara langsung waktu dia mulai bekerja di lingkungan birokrasi di Direktorat Jenderal Migas sebagai Direktur EP Migas pada 1992. Begitu masuk kerja, Rachmat langsung diminta untuk ikut merumuskan paket insentif yang terkait dengan masalah depresiasi, *investment credit*, harga *Domestic Market Obligation* (DMO) dan pembagian hasil daerah *frontier* dan laut dalam yang kemudian dikenal dengan Paket Insentif 31 Agustus 1992. Sebelumnya persyaratan dari PSC mengalami beberapa perubahan yang digolongkan dalam beberapa generasi dan beberapa paket insentif juga sudah beberapa kali dikeluarkan terkait antara lain dengan *ceiling* untuk *cost recovery* hasil bagi daerah terpencil dan laut dalam serta kewajiban DMO.

Sistem PSC diperkenalkan pertama kali sebagai bentuk kerja sama baru menggantikan bentuk Kontrak Karya pada tahun 1968. Sistem ini kemudian diadopsi oleh berbagai negara penghasil minyak lain di dunia. "Tapi mungkin tidak banyak yang tahu bahwa sistem ini merupakan derivatif dari pemikiran Bung Karno yang kemudian diterapkan di dunia perminyakan oleh Ibnu Sutowo," Rachmat menjelaskan. Dia tahu seluk beluk tentang PSC ini karena dia mencoba untuk mendalaminya sewaktu dia diminta menjadi Ketua Tim Persiapan Pembentukan Undang-undang Migas yang baru pada saat menjabat Direktur EP Migas.

Menurut Rachmat, cikal bakal konsep PSC ini dilahirkan oleh Bung Karno melalui Undang-undang No. 2 tahun 1960 tentang Perjanjian Bagi Hasil. Undang-undang ini bertujuan untuk mengatur hubungan kerja antara petani penggarap dengan pemilik tanah yang secara adat dilakukan melalui sistem bagi hasil bumi (*in-kind*) antara kedua belah pihak dengan sistem 'paron'. Dengan adanya Undang-undang ini pihak penggarap yang posisinya lemah lebih terlindungi karena ada pengaturan formal-yuridis dan bukan sekedar adat kebiasaan. Bung Karno memandang konsep bagi hasil ini sesuai dengan konsep kerja sama yang dianut bangsa selama ini dan minta agar diperluas ke sektor usaha lainnya.

Pada zaman itu, slogan anti imperialis-kapitalis demikian gencarnya sehingga modal asing tidak mendapat tempat dalam tatanan sistem keekonomian yang Bung Karno cita-citakan. Agar ekonomi tidak stagnan, investasi asing diperbolehkan asalkan dalam bentuk bagi hasil. Kebijakan ini kemudian dijabarkan dalam bentuk Keputusan Presidium Kabinet tahun 1965 yang mengatur kerja sama dengan luar negeri atas dasar *Production Sharing*. Konsep itulah yang kemudian diadopsi industri migas pada zaman Ibnu Soetowo. "Tetapi kali ini pihak yang dilindungi terbalik, bukan lagi pihak penggarap asing yang datang dengan modal kuat tetapi justru pemilik tanah (Pemerintah). Pihak Pemerintah tidak perlu mengeluarkan apa-apa, semua modal, teknologi dan resiko ditanggung kontraktor. Pembagian hasil produksi dilakukan secara *in-kind* terhadap hasil *netto* yaitu produksi *gross* dipotong *cost recovery*. Inilah prinsip dari apa yang disebut PSC," komentar Rachmat: "Untuk PSC standar bagi hasil antara Pemerintah dan Kontraktor setelah pajak adalah 85:15 untuk minyak dan 70:30 untuk gas."

Konsep *cost recovery* itu sendiri merupakan bagian yang melekat pada PSC. Namun akhir-akhir ini konsep *cost recovery* banyak dipermasalahkan oleh banyak kalangan. "Seolah-olah bintang baru, padahal sudah berjalan berpuluh tahun sejak PSC diberlakukan," tegas Rachmat: "Kenapa ada embel-embel *recovery*? Begini, sebenarnya *cost recovery* itu ya sama saja dengan biaya yang dikeluarkan oleh setiap perusahaan untuk menggerakkan roda usahanya. Bedanya kalau di hulu migas,

secara filosofis, semua hasil produksi 100% menjadi milik pemerintah hingga ke titik penyerahan (*custody transfer*). Setelah itu baru porsi kontraktor diberikan plus biaya yang sudah dikeluarkan. Jadi biaya yang dibelanjakan oleh kontraktor seolah-olah diambil kembali (*recover*) dari kantong pemerintah. Itulah sebabnya ada embel-embel *recovery*. Sedangkan kalau di sektor lain, kita tahu bahwa semua yang dihasilkan itu ya milik sendiri. Artinya biaya yang dibelanjakan diambil kembali dari kantong sendiri, jadi sah-sah saja tidak ada yang mempersoalkan. Itulah sebabnya kita sebut sebagai *cost doang*, tanpa embel-embel *recovery*,” Rachmat menjelaskan: “Tapi jangan salah ya, biaya yang kita bicarakan disini adalah biaya yang diperbolehkan sebagai faktor pengurang dalam kaitan *accounting* untuk perhitungan pajak dan khusus untuk PSC, faktor pengurang yang disebut *cost recovery* sebagaimana diatur khusus dalam *Appendix C* perjanjian PSC. Jadi tidak boleh misalnya pesta ulang tahun Direktur dimasukan dalam biaya.” Kemudian Rachmat melanjutkan: “Waktu di BP Migas, pernah ada insiden kecil. Saya mendapat laporan dari staf bahwa dalam daftar *cost recovery* dari salah satu PSC yang diperiksanya tercantum biaya kue hadiah ulang tahun saya yang dikirim ke kantor. Saya marah besar. Apakah PSC itu bercanda atau serius saya tidak tahu, tapi yang jelas anak kecil pun tahu kalau itu tidak boleh. Itu PSC memang dari swasta ‘ece-ece’. Saya langsung bilang sama staf, kembalikan itu kue dan coret itu biaya kue dari *cost recovery*. Jangan lupa tegur dan beri peringatan itu Direktur Keuangannya. Bikin malu saja! Ya, sengaja saya ambil contoh ekstrem ini supaya masalah *cost recovery* mendapat pengertian yang proporsional,” katanya sambil tertawa.

Ada satu hal penting yang perlu digaris bawahi disini yaitu kebijakan *ring fencing*. Di dalam prosedur akuntansi umum, konsolidasi biaya antar beberapa WK yang dioperasikan oleh satu PSC tidak dilarang. Artinya bahwa biaya eksplorasi dari WK yang belum berproduksi boleh dibebankan kepada WK yang sudah berproduksi. Tentu *cost recovery* WK berproduksi ini akan membesar dan penerimaan bagian negara pun jadi berkurang. Dengan alasan ini kebijakan non-konsolidasi biaya antar WK dikeluarkan. Larangan konsolidasi biaya ini kemudian dituangkan dalam salah satu pasal Undang-undang Migas No. 22 tahun 2001. “Eh malah



Gambar 34. Di Anjungan Laut Utara Bersama Rombongan Pertamina BKKA, 1991

ditentang secara membabi buta oleh para oponent Undang-undang Migas ini. Ada yang bilang Pasal ini ditujukan untuk membonsai dan mengkerdikan Pertamina, pro asing dan sebagainya. Kata bombastik semacam ini sengaja terus dihembuskan untuk menggalang opini publik melawan Undang-undang Migas yang baru,” Rachmat menambahkan.

Ada lagi tambahan sedikit detail. Kita ingat bahwa di bawah PSC, bagi hasil produksi netto dilakukan dalam bentuk natural (barel) setelah produksi *gross* dipotong dengan *cost recovery* (dolar). “Bagaimana bisa barel dipotong dengan dolar? Agar *apple-to-apple*, *cost recovery* harus dikonversi menjadi *barrel equivalent* dengan membaginya dengan harga minyak. Di pasar harga dari jenis minyak yang sama bisa jauh berbeda. Rachmat menjelaskan: Beruntung bahwa pemerintah memiliki acuan harga nasional yang disebut *Indonesian Crude Price* (ICP). Harga acuan ini dirumuskan setiap enam bulan sekali oleh Tim Harga yang anggotanya terdiri Departemen Keuangan, Pertambangan dan Energi, Pertamina dan beberapa instansi terkait. ICP ini digunakan sebagai patokan harga bagi penjualan minyak bagian Pemerintah, di samping untuk konversi *cost recovery*. “Sebagai Direktur EP Migas saya menjadi anggota Tim

Harga tersebut. Waktu itu rumusan ICP disusun berdasarkan rata-rata dari harga yang diterbitkan oleh RIM, Platts dan *Asean Petroleum Price Index* (APPI). Saya perhatikan bahwa karena ada unsur dari asosiasi pembeli dalam APPI, harga yang diterbitkan cenderung rendah. Saya mengusulkan agar supaya bobot APPI dalam perumusan ICP diturunkan dan kalau bisa dihapus sama sekali. Akhirnya komponen APPI dalam komposisi ICP dihapuskan.”



Gambar 35. Konferensi Pers Kementerian ESDM

Pada saat Undang-undang No. 44 tahun 1960, sistem kontrak kerja sama yang berlaku adalah Kontrak Karya. Di bawah sistem kontrak ini pembagian antara Pemerintah dengan perusahaan operator adalah keuntungan yang berupa devisa, bukan *in-kind* migas. Persoalan kemudian timbul karena Pemerintah tidak punya akses terhadap migas yang diproduksi. Untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri tentu Pemerintah harus membayar dengan devisa hasil pembagian keuntungan. Untuk menanggulangi masalah ini maka dikeluarkan kewajiban pemenuhan kebutuhan dalam negeri yang disebut DMO. Pada kebijakan ini, kontraktor wajib memenuhi sebagian kebutuhan Minyak dan Gas Bumi Dalam Negeri (DMO), maksimum 25% dari produksi. Kemudian pada saat sistem berganti menjadi PSC Pemerintah mendapat pembagian berupa *in-kind*. Dengan demikian, Pemerintah mempunyai akses penuh terhadap hasil produksi yang menjadi bagiannya. Namun



demikian di bawah sistem PSC, kewajiban DMO ini tetap diteruskan ini. Namun kata maksimum dari kewajiban DMO yang diberlakukan selama 40 tahun sejak Kontrak Karya berlaku dan diteruskan pada sistem PSC yang menjadi salah satu pasal dari Undang-undang Migas tahun 2001 digugat oleh sebagian kalangan masyarakat pada tahun 2003 melalui Mahkamah Konstitusi. Sebenarnya pengertian kata maksimum disitu dikaitkan dengan pelaksanaan bulanan kewajiban DMO. Apabila pada bulan tertentu beban biaya membesar karena suatu aktivitas pada bulan itu meningkat sehingga kewajiban DMO tidak dapat mencapai 25%, maka kekurangan ini tidak perlu dikompensasi pada bulan berikutnya. Hal ini untuk mencegah kekurangan kumulatif kewajiban DMO yang bersifat kumulatif terutama pada lapangan yang beban biayanya cukup tinggi. Tuntutan pihak penggugat akhirnya disetujui Mahkamah Konstitusi dengan menyatakan bahwa kata 'maksimum' pada pasal Undang-undang Migas tersebut bertentangan dengan Konstitusi.

Dalam perjanjian PSC, semua modal dan risiko ditanggung oleh pihak kontraktor. Biaya yang dikeluarkan dalam tahap eksplorasi hanya dapat dikembalikan setelah ada penemuan dan ada produksi. Apabila upaya eksplorasi gagal menemukan migas dalam jumlah komersial maka kontraktor harus angkat kaki dan biaya yang telah dikeluarkan pun hilang percuma. Sudah puluhan perusahaan minyak yang angkat kaki dari Indonesia karena gagal menemukan migas dengan meninggalkan dana ratusan juta dolar. Sewaktu pertama kali mengebor sumur untuk membuktikan ada tidaknya minyak, pengetahuan kita terhadap lapangan sangat minim. Begitu dari sumur pertama kita mendapatkan bukti adanya minyak pada sumur tersebut, maka dilakukan pengeboran sumur dengan lokasi sejauh mungkin dari sumur pertama untuk mengetahui batas terluar dan luas lapangan (deliniasi). Namun, jika ternyata dengan pengeboran lanjut tersebut justru air yang kita dapat, menurut Rachmat, berarti kita terlalu jauh menggeser titik pengeboran. Dengan demikian, akhirnya kita dapat memperkirakan batas antara zona minyak dengan zona aquifer (*oil-water contact*)

Dengan bantuan data seismik, kita dapat mengetahui struktur di bawah lapangan minyak. Rachmat mengibaratkan, dengan survei seismik, proses

eksplorasi minyak baru pada tahap menemukan piring-piring. Apakah piring itu ada nasinya? Kita belum tahu kecuali kalau sudah dilakukan pemboran. Dengan kata lain, dari data seismik, kita hanya mendapatkan bentuk struktur dari lapisan batuan yang diduga mengandung migas. Mengingat eksplorasi minyak di Indonesia sekarang sudah mengarah ke Indonesia bagian timur, saat infrastruktur pendukung yang dibutuhkan masih langka di samping potensi lapangan migas berada dalam kondisi yang sulit dijangkau, biaya eksplorasi menjadi tinggi. "Sampai ada satu sumur eksplorasi biayanya sampai 30 juta US dollar. Jadi, kalau ternyata sumur itu kosong, ya biaya sebesar itu hilang percuma." Hal seperti ini kadang-kadang tidak disadari oleh masyarakat. Inilah resiko yang harus dihadapi perusahaan minyak. Terlebih di Indonesia *success ratio* menemukan lapangan migas dalam jumlah yang komersial saat ini adalah sekitar 1:10. Artinya, dari sepuluh sumur yang kita bor, hanya satu yang menghasilkan minyak atau gas. Bayangkan berapa ratus juta dolar uang yang harus disediakan. Kegiatan migas adalah usaha yang bersifat *gambling*. Padahal, sepengetahuan Rachmat, perusahaan yang angkat kaki karena gagal lebih banyak daripada yang berhasil sampai mencapai tahap produksi komersial. Perusahaan minyak yang berproduksi di Indonesia sekarang sekitar 60. Sementara itu, perusahaan yang sedang melakukan eksplorasi ada sekitar 200. Secara kumulatif ada ratusan perusahaan yang angkat kaki jika dihitung sejak tahun 1960-an sampai sekarang.

"Ini yang sering dilupakan masyarakat. Mereka hanya melihat perusahaan yang sukses saja dan tidak melihat industri migas secara keseluruhan. Tentu hal ini tidak *fair*," komentar Rachmat, "Risiko yang dihadapi para investor cukup besar. Kadangkala pemerintah perlu mengeluarkan insentif untuk menarik investor dalam rangka meningkatkan daya tarik dibanding dengan negara lain penghasil migas. Kebijakan semacam ini perlu dimengerti oleh masyarakat dan jangan langsung dicap sebagai pro asing." Sebagai contoh ekstrem adalah lapangan gas Natuna Barat yang merupakan gas raksasa yang marginal karena kandungan CO<sub>2</sub> mencapai sampai 70%. Dari kandungan total gas sebesar 220 triliun kaki kubik (TCF) 'hanya' sekitar 45 TCF gas hidrokarbon yang dapat diperoleh.

Sekalipun cadangan gasnya sangat besar, karena biaya pemisahan CO<sub>2</sub> dari gas hidrokarbon sangat mahal maka secara keseluruhan biaya eksploitasinya juga sangat besar. Menurut Rachmat, dengan sistem bagi hasil PSC standar sebesar 70:30 untuk gas, selamanya gas Natuna ini tidak akan pernah dapat diproduksi. Bahkan, dengan menghilangkan bagian pemerintah, artinya pemerintah hanya memperoleh pendapatan dari pajak, komersialitas dari lapangan ini pun masih dipertanyakan. Hingga saat ini masalah lapangan gas Natuna yang sudah berlangsung selama sekitar 25 tahun ini belum terselesaikan.

