

LAPORAN PENELITIAN

Tanggung Jawab Penutupan Tambang (Abandonment and Site Restoration/ASR) pada Industri Ekstraktif Migas di Indonesia

[Studi PSC Bengara II, PSC Yapen, PSC Cepu]



Dyah Paramita
Maryati Abdullah



Didukung Oleh :



**Tanggung Jawab Penutupan Tambang (*Abandonment and Site Restoration/ASR*)
pada Industri Ekstraktif Migas di Indonesia**

Laporan Penelitian

Peneliti

Dyah Paramita

Maryati Abdullah

Penelitian ini dilakukan oleh **Indonesia Corruption Watch (ICW)** bekerjasama dengan **Indonesian Center for Environmental Law (ICEL)** atas dukungan **Vecht Mee Tegen Onrecht (11.11.11)**

Hak menerbitkan dilindungi oleh Undang-Undang. Pengutipan diperbolehkan dengan menyebutkan nama penulis dan sumbernya sesuai etika penulisan yang berlaku

Jakarta : 2010

Daftar Isi

Kata Pengantar

Daftar Singkatan

ASR	: <i>Abandonment and Site Restoration</i>
BPMIGAS	: Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Migas
BU/BUT	: Badan Usaha/Bentuk Usaha Tetap
DTI	: <i>Department of Trade and Industry</i>
DMO	: <i>Domestic Market Obligation</i>
ESDM	: Energi dan Sumber Daya Mineral
ICEL	: <i>Indonesian Centre for Environmental Law</i>
ICW	: <i>Indonesia Corruption Watch</i>
IMO	: <i>International Maritime Organisation</i>
JOA	: <i>Joint Operating Agreement</i>
JOB	: <i>Joint Operating Body</i>
KPO	: Kegiatan Pasca Operasi
KKS	: Kontrak Kerja Sama
KKKS	: Kontraktor Kontrak Kerja Sama
KLH	: Kementerian Lingkungan Hidup
Migas	: Minyak dan Gas Bumi
NKRI	: Negara Kesatuan Republik Indonesia
POD	: <i>Plan of Development</i>
PSA	: <i>Production Sharing Agreement</i>
PSC	: <i>Production Sharing Contract</i>
PSSC	: <i>Production Sharing Service Contract</i>
UNCLOS	: <i>United Nations Convention on the Law of the Sea</i>

Bab I

Pendahuluan

1.1. Latar Belakang

Dalam tiga tahun terakhir, sektor energi dan sumber daya mineral menyumbang rata-rata hampir 30% dari total penerimaan negara. Dimana sebagian besarnya ditopang oleh sektor Minyak dan Gas Bumi (Migas). Selain perannya sebagai sumber penerimaan negara, sektor Migas memegang peranan penting dalam penyediaan energi, penggerak investasi, penyedia bahan baku industri, serta efek berantainya dalam menciptakan lapangan kerja, menggerakkan perekonomian dan jalannya pembangunan di pemerintahan, baik di pusat maupun daerah.

Di Indonesia, kegiatan usaha Migas terdiri atas kegiatan usaha hulu, yang mencakup kegiatan eksplorasi dan eksploitasi, serta kegiatan usaha hilir yang mencakup pengolahan, pengangkutan, penyimpanan dan niaga. Dalam penyelenggaraan kegiatan usaha hulu Migas, Pemerintah Indonesia menyelenggarakannya melalui Kontrak Kerja Sama (KKS) dengan Badan Usaha (BU)¹ atau Bentuk Usaha Tetap (BUT)². BU/BUT yang diberi wewenang untuk melaksanakan eksplorasi dan eksploitasi pada suatu Wilayah Kerja (WK) disebut Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS), atau secara singkat disebut Kontraktor.

Industri ekstraktif (hulu) Migas, merupakan industri yang sarat dengan modal, teknologi dan juga resiko. Salah satu resiko dari kegiatan ekstraktif Migas ini adalah dampak yang ditimbulkannya bagi lingkungan. Seluruh proses pelaksanaan kegiatan operasional eksplorasi dan eksploitasi Migas secara langsung maupun tidak langsung akan berakibat pada perubahan rona lingkungan, baik pada tahap prakonstruksi, konstruksi dan pemboran, operasi produksi, pasca operasi hingga tahap penutupan tambang (*decommissioning*).

Merupakan tanggung jawab perusahaan, pemerintah dan semua pihak untuk melakukan perlindungan dan pengelolaan lingkungan hidup, termasuk dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi Migas. Secara normatif, perlindungan dan pengelolaan lingkungan hidup bertujuan un-

¹Badan Usaha adalah perusahaan berbentuk badan hukum yang menjalankan jenis usaha bersifat tetap, terus menerus dan didirikan sesuai dengan peraturan perundang-undangan yang berlaku serta bekerja dan berkedudukan dalam wilayah Negara Kesatuan Republik Indonesia (Pasal 1 UU No. 22/2001)

²Bentuk Usaha Tetap adalah Badan Usaha yang didirikan dan berbadan hukum di luar Wilayah NKRI yang melakukan kegiatan di wilayah NKRI dan wajib mematuhi peraturan perundang undangan yang berlaku di Republik Indonesia (Pasal 1 UU No.22/2001)

tuk melindungi wilayah Negara Kesatuan Republik Indonesia dari pencemaran dan/atau kerusakan lingkungan hidup; menjamin keselamatan, kesehatan, keseimbangan dan keberlangsungan kehidupan manusia, makhluk hidup, dan kelestarian ekosistem; serta mengendalikan pemanfaatan sumber daya alam secara bijaksana untuk menjamin terpenuhinya keadilan bagi generasi kini dan generasi mendatang.

Salah satu bentuk perlindungan dan pengelolaan lingkungan hidup dalam kegiatan eskplorasi dan eksploitasi Migas adalah pelaksanaan *decommissioning* yang bertanggungjawab terhadap lingkungan, khususnya pada tahapan pemulihan lingkungan yang sering disebut dengan *Abandonment and Site Restoration* (ASR).

Secara umum *decommissioning* diartikan sebagai kondisi dimana kegiatan operasi produksi (eksploitasi) Migas telah berakhir³. Pada masa ini terjadi pembongkaran fasilitas yang tidak dipergunakan dan juga upaya pemulihan lokasi yang sering disebut sebagai *abandonment and site restoration* (ASR). *Abandonment* diartikan sebagai pemindahan atau pembongkaran instalasi produksi diantaranya pipa-pipa, terminal dan fasilitas bongkar muat⁴. Sementara restorasi merupakan pemulihan lokasi seperti *camp*, sumur-sumur, jalur pipa, terminal dan fasilitas bongkar muat serta kantor, kepada kondisi awal atau kondisi (untuk pemanfaatan) di masa depan⁵.

Peraturan di Indonesia tidak secara eksplisit menyebutkan istilah dekomisioning akan tetapi pasca operasi pertambangan dan istilah *Abandonment and Site Restoration* (ASR). Tidak ada penjelasan lebih lanjut mengenai definisi pasca operasi pertambangan. Ketentuan Umum PP No. 79 tahun 2010 menyebutkan *plug and abandonment* sebagai penutupan dan peninggalan sumur, kemudian *site restoration* diartikan sebagai pemulihan bekas penambangan. Dokumen lain, yakni laporan hasil Pemeriksaan BPK tanggal 1 Juli 2010 menyebutkan istilah Kegiatan Pasca Operasi (KPO), kemudian tahap pelaksanaan kegiatan pemindahan seluruh peralatan dan instalasi dari Wilayah Kerja Kontrak Kerja Sama (*abandonment*), dan kegiatan pemulihan yang diperlukan atas kondisi lokasi sesuai dengan ketentuan pemerintah yang berlaku (*site restoration*)⁶.

³Towards Sustainable Decommissioning and Closure of Oil Fields and Mines : a Toolkit to Assist Government Agencies, The World Bank, diakses pada:
http://siteresources.worldbank.org/EXTOGMC/Resources/3369291258667423902/decommission_toolkit3_full.pdf 22 Desember 2010

⁴ ibid

⁵ Ibid

⁶ Laporan Hasil Pemeriksaan atas Kegiatan Pencadangan dan Penggunaan Dana Abandonment and Site Restoration untuk Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi Pada BP Migas dan Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKS) Terkait di Jakarta, Badan Pemeriksa Keuangan Republik Indonesia, 1 Juli 2010.

Pada Surat Keputusan BPMIGAS mengenai Pedoman Tata Kerja *Abandonment and Site Restoration*, definisi ASR adalah kegiatan untuk menghentikan pengoperasian fasilitas produksi serta sarana penunjang lainnya secara permanen dan menghilangkan kemampuannya untuk dapat dioperasikan kembali, serta melakukan pemulihan lingkungan di wilayah Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi⁷. Dalam hal definisi, peneliti menggunakan istilah *decommissioning* yang diartikan sama dengan kegiatan penutupan tambang atau masa pasca operasi. Sedangkan pengertian ASR, peneliti merujuk pada definisi dalam Pedoman Tata Kerja BPMIGAS.

Terkait ASR di Indonesia, data menunjukkan bahwa pada 2004, ada sekitar 21 dari 448 anjungan Wilayah Kerja Migas yang telah mencapai masa *decommissioning*⁸. Sedangkan berkaitan dengan pendanaan, di akhir tahun 2009 saja, total dana ASR yang disetorkan Kontraktor KKS kepada pemerintah mencapai 135.426.712 USD. Dana tersebut disetorkan kepada Bank BUMN melalui perjanjian rekening bersama antara BP Migas dengan kontraktor KKS. Sedangkan di tahun 2010, per November 2010 dana ASR telah mencapai sekitar 162 juta USD⁹.

Sementara itu, jenis KKS yang diterapkan di Indonesia saat ini adalah model *Production Sharing Contract (PSC)*. Model PSC dalam kegiatan usaha hulu Migas telah berlangsung sejak tahun 1964, yang dilaksanakan berdasarkan Undang-Undang Nomor 14 Prp Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi dan Undang-Undang Nomor 8 Tahun 1971 tentang Pertamina. Hingga kini, model PSC di Indonesia telah mengalami beberapa generasi, hingga kini memasuki generasi ke-4 dari penerapan model PSC di Indonesia. Model PSC ini diantaranya mengatur kewajiban parapihak, termasuk di dalamnya adalah ketentuan pelaksanaan ASR sebagai tanggung jawab para pihak dalam melakukan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi Migas.

Indonesia merupakan negara penghasil Migas, akan tetapi aspek penanganan dan pengaturan *decommissioning* di sektor pertambangan Migas merupakan hal yang baru. Padahal, salah satu prinsip dari penyelenggaraan kegiatan usaha Migas di Indonesia yang diatur dalam Undang-Undang Migas Nomor 22 Tahun 2001 (pasal 3) bertujuan untuk “menciptakan lapangan kerja, meningkatkan kesejahteraan dan kemakmuran rakyat yang adil dan merata, serta tetap menjaga kelestarian lingkungan hidup”.

⁷ Surat Keputusan BPMIGAS No. KEP-0139/BP00000/2010/S0 tentang Pedoman Tata Kerja *Abandonment and Site Restoration*

⁸ Indonesia Aims to Reduce Cost of Decommissioning Work, The Jakarta Post, 9 April 2004, diakses pada <http://www.gasandoil.com/goc/news/nts41673.htm>, 22 Desember 2010

⁹ Penerimaan Migas Lebih Target, BPMIGAS, diakses pada http://www.bpmigas.com/depan_content.asp?isi=news&ID=iMdp2SR210H13GV0ITep, 26 Desember 2010

Dengan demikian maka dipandang perlu untuk dilakukan sebuah kajian lebih mendalam tentang tanggung jawab *decommissioning*-ASR dalam kegiatan industri ekstraktif Migas. Kajian ini penting untuk memberikan masukan dan rekomendasi kebijakan lebih lanjut kepada pemerintah menyangkut perbaikan kebijakan/regulasi tentang *decommissioning*-ASR di sektor industri ekstraktif Migas, serta bagaimana seharusnya tanggungjawab tersebut diatur dan disempurnakan dalam model kontrak (PSC) yang diberlakukan dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi sumber daya alam Migas di Indonesia.

1.2. Permasalahan

Decommissioning dalam industri ekstraktif Migas yang mencakup aspek ASR merupakan hal yang sangat penting, tidak hanya menyangkut pemulihan dan pengembalian fungsi lingkungan, melainkan juga menyangkut pertanggungjawaban dan pembiayaannya. Apabila aspek ini diabaikan, dikhawatirkan akan terjadi permasalahan di masa mendatang terutama ketika operasi-operasi pertambangan Migas tersebut telah selesai, dan ketika perusahaan yang beroperasi tersebut telah meninggalkan Indonesia. Sehingga, penting untuk dilakukan kajian lebih mendalam tentang ASR dalam industri ekstraktif Migas di Indonesia.

Penelitian ini berangkat dari titik permasalahan :

- 1) Bagaimana ketentuan/regulasi tentang *decommissioning*-ASR yang berlaku di Indonesia saat ini? apakah cukup memenuhi standar tata kelola ASR yang akuntabel? bagaimana praktek pelaksanaannya hingga saat ini? serta hal-hal apa saja yang seharusnya diperbaiki terkait dengan kebijakan *decommissioning*-ASR di Indonesia?
- 2) Bagaimana model kontrak Migas (PSC) selama ini mengatur kewajiban para pihak dalam pelaksanaan *decommissioning*-ASR? apakah telah memenuhi standar tata kelola *decommissioning*-ASR yang akuntabel? serta hal-hal apa saja yang seharusnya diperbaiki dalam model PSC ke depan agar cukup mengakomodasi persoalan *decommissioning*-ASR dalam industri ekstraktif Migas?
- 3) Bagaimana persoalan *decommissioning*-ASR dalam konteks internasional? serta bagaimana praktek pelaksanaan *decommissioning*-ASR pada negara-negara lain di dunia?

1.3. Tujuan Penelitian

Penelitian ini secara umum bertujuan untuk :

- 1) Mengidentifikasi dan menganalisa kerangka hukum dan kebijakan *decommissioning* serta ASR di tingkat internasional dan nasional;
- 2) Menganalisa ketentuan ASR pada beberapa PSC antara Pemerintah Indonesia dan Kontraktor Kontrak Kerja Sama Migas
- 3) Menghasilkan rekomendasi kebijakan dalam rangka perbaikan pengaturan *decommissioning*, khususnya aspek ASR di Indonesia

1.4. Cakupan Penelitian

Cakupan penelitian ini meliputi :

- 1) Studi hukum dan kebijakan tingkat nasional, mencakup : Aspek hukum dan kebijakan *decommissioning*-ASR di Indonesia (studi pada PSC Bengara II, PSC Yapen, dan PSC Cepu)
- 2) Studi peraturan dan kebijakan di tingkat internasional mencakup : kebijakan internasional terkait dengan *decommissioning*-ASR serta *best practice* ketentuan dan pelaksanaan *decommissioning*-ASR pada negara lain di dunia.

1.5. Metode Penelitian

Penelitian ini merupakan penelitian kualitatif yang disajikan dalam bentuk laporan deskriptif analitik. Pengambilan data dalam penelitian ini dilakukan melalui studi pustaka dan wawancara dengan pihak pemerintah terkait, dalam hal ini BPMIGAS sebagai pembuat kebijakan teknis sekaligus sebagai pembina dan pengawas Kontraktor dalam pelaksanaan kegiatan usaha hulu Migas di Indonesia.

Analisa kualitatif dilakukan terhadap data primer dan sekunder yang diperoleh dalam penelitian ini. Data primer di antaranya berupa peraturan nasional, konvensi internasional serta hasil wawancara dan diskusi terfokus dengan pakar (*expert meeting*) yang dilakukan selama penelitian. Sedangkan data sekunder diperoleh dari laporan, jurnal, tulisan ilmiah, dan sumber pustaka lainnya. Data-data yang diperoleh kemudian dianalisa menggunakan pendekatan normatif dan kontekstual dari pelaksanaan *decommissioning*-ASR di Indonesia dan negara lain di dunia untuk kemudian didapatkan rekomendasi untuk perbaikan kebijakan *decommissioning*-ASR di Indonesia.

Bab II

Decommissioning-ASR dalam Konteks Internasional

2.1. Standar Internasional

Decommissioning instalasi lepas pantai (*offshore*) lebih mendapat perhatian internasional dibandingkan dengan instalasi di darat (*onshore*). Hal ini terkait dengan sifat kegiatan *offshore* yang sangat berpotensi untuk menyebabkan polusi di perairan lintas batas negara. Atas hal ini, konvensi internasional dan regional banyak dikembangkan. Sementara itu, pada *onshore decommissioning*, pengaturannya lebih tergantung pada hukum nasional atau wilayah yurisdiksi lokasi fasilitas berada serta kontrak antara kontraktor dan pemerintah yang mencakup operasi fasilitas Migas¹⁰.

Secara umum ada beberapa metode pilihan *decommissioning* bagi operator *offshore*, sebagai berikut¹¹ :



¹⁰Martin, AT, Decommissioning of International Petroleum Facilities Evolving Standards and Key Issues, Oil, Gas and Energy Law Intelligence, Vol. 1-Issue 5, December 2003

¹¹ Decommissioning Offshore Oil and Gas InstallationsL Finding the Right Balace, Discussion Paper, 1996, halaman 7-9 dikutip pada Gibson, Graeme, The Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations: A Review of Current Legislation, Financial regimes and the Opportunities for Shetland, 2002 STEP Placement.

Kerangka hukum internasional terkait dengan *decomisioning* dan *abandonment* di lepas pantai telah dikembangkan dalam jangka waktu lima puluh tahun terakhir. Ada tiga konvensi utama dan satu set pedoman yang sifatnya tidak mengikat yang menjadi referensi dalam pemindahan dan pembuangan instalasi *offshore*, yang akan dibahas berikut ini.¹²

2.1.1. Konvensi Genewa tentang Landas Kontinen 1958 (1958 Geneva Convention on Continental Shelf)

Konvensi ini merupakan konvensi pertama yang mempertimbangkan pemindahan instalasi *offshore*. Ketentuan penting yang memuat hal ini adalah Pasal 5 ayat (5) yang menyatakan: “*Any installation which are abandoned or disused must be entirely removed*”. Secara umum diartikan: Instalasi apapun yang *abandoned* atau tidak terpakai harus dipindahkan secara menyeluruh. Pasal 5 ayat (5) memberikan kewajiban secara eksplisit atas pemindahan total dan melarang pihak yang terikat dengan Konvensi ini (kurang lebih 57 negara) untuk melakukan segala hal yang kurang dari yang diatur oleh ketentuan Pasal 5 ayat (5). Akan tetapi, teks ini telah digantikan dengan ketentuan lain yang lebih fleksibel yakni Konvensi Hukum Laut Internasional 1982 (1982 *United Nations Convention on the Law of the Sea*).

Konvensi Genewa tidak mencantumkan jalur pipa sebagai bagian dari infrastruktur yang harus dipindahkan. Akibatnya, ada pihak yang berpendapat bahwa konvensi ini tidak memberikan kewajiban yang ketat untuk memindahkan jalur pipa. Konvensi ini memuat referensi yang sangat minim terkait dengan aspek kelautan (seperti dimuat pada Pasal 5 ayat (2)) dan tidak memberikan persyaratan yang eksplisit untuk melindungi lingkungan lepas pantai¹³.

2.1.2. Konvensi Dumping London 1972 (1972 London Dumping Convention)

Konvensi 1972 mengenai Pencegahan Pencemaran Laut oleh Pembuangan Limbah dan Hal Lain (1972 *Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter*) atau sering disebut sebagai Konvensi London, merupakan konvensi kedua yang mempertimbangkan aspek instalasi lepas pantai. Konvensi ini mendefinisikan *dumping* sebagai:

1. *Any deliberate disposal at sea of wastes, or other matters from vessel, aircraft, platforms or other man-made structure at sea;*

¹² Op.cit, Martin, AT

¹³ Ibid

2. *Any deliberate disposal at sea of vessels, air craft, platforms or other manmade structures at sea*

Secara umum diartikan sebagai:

1. Tindakan pembuangan di laut (yang dilakukan dengan sengaja) berupa limbah atau hal lain dari kapal, pesawat udara, anjungan atau konstruksi lain yang dibuat oleh manusia di laut
2. Tindakan pembuangan di laut (yang dilakukan dengan sengaja) di laut dari kapal, pesawat udara, anjungan atau konstruksi lain yang dibuat oleh manusia di laut.

Hal ini berlaku bagi semua wilayah laut kecuali wilayah perairan internal dari negara pantai. Saat ini, secara umum telah diterima bahwa *abandonment* suatu konstruksi (seperti anjungan lepas pantai) di laut, sebagian atau keseluruhan, dikategorikan sebagai *dumping* berdasarkan definisi Konvensi London. Lebih lanjut, hal ini diperkuat dengan Protokol baru yang diadopsi pada pertemuan khusus para pihak yang terikat Konvensi London, pada 7 November 1966. Berdasarkan protokol ini definisi “*Dumping*” pada konvensi di mutakhirkan dan diperluas secara eksplisit sebagai berikut:

“Any abandonment or toppling at site of platforms or other man-made structures at sea, for the purposes of deliberate disposal” .

Secara umum dumping mencakup segala bentuk *abandonment* atau pembuangan di suatu lokasi (di laut) yang berupa anjungan atau konstruksi yang dibuat manusia di laut yang dilakukan dengan sengaja. Atas hal tersebut di atas, Konvensi London secara jelas memuat ketentuan mengenai pembuangan anjungan lepas pantai secara parsial maupun keseluruhan.

Apabila anjungan yang dibuang diubah menjadi rumpon (terumbu karang buatan), hal ini termasuk dalam yurisdiksi Konvensi London. Akan tetapi, merupakan bagian bagi negara pantai untuk memutuskan apakah kegiatan tersebut dibolehkan atau tidak dibolehkan. Belum ada kesepakatan yang telah dicapai berdasarkan konvensi ini dalam hal *abandonment* jalur pipa, apakah hal tersebut merupakan dumping atau tidak.

Ketentuan dasar dari Konvensi London ada pada Pasal IV yang memuat pelarangan umum dumping atas limbah atau hal lain dalam kondisi atau bentuk apapun jika tidak ditentukan

secara spesifik. Pasal ini me-list bahan-bahan spesifik dan tipe-tipe limbah dan bagaimana hal tersebut ditangani:

- Annex I (list hitam) melarang pembuangan bahan-bahan yang sangat berbahaya
- Annex II (list abu-abu) mensyaratkan adanya penerbitan “izin khusus” (disebutkan pada Pasal III sebagai “izin yang diberikan secara spesifik terkait dengan permintaan yang disampaikan di awal”) atas dumping dari bahan-bahan yang ada dalam list.
- Annex III, mensyaratkan izin umum (disebutkan pada Pasal III sebagai “izin yang diberikan diawal”) atas dumping untuk bahan-bahan lain.

Terkait dengan Pasal VI, setiap pihak yang terikat konvensi ini, harus menentukan otoritas yang tepat untuk menerbitkan izin umum untuk kriteria list pada Annex III. Konvensi London sangat jelas menyebutkan bahwa pihak yang terikat dengan konvensi, berdasarkan hukum nasionalnya memperketat upaya-upaya yang telah ditentukan oleh konvensi, khususnya tentang pelarangan total atas dumping bahan-bahan tertentu.

2.1.3. Hukum Laut Internasional 1982 (1982 United Nations Convention on the Law of the Sea/UNCLOS)

Pasal 60 (3) pada 1982 *United Nations Convention on the Law of the Sea* (UNCLOS) secara spesifik mengatur tentang *decommissioning*, khususnya pemindahan instalasi lepas pantai, sebagai berikut:

“ Any installations or structures (in the exclusive economic zone) which are abandoned or disused shall be removed to ensure safety of navigation, taking into account any general accepted international standards established in this regard by the competent international organization. Such removal shall also have due regard to fishing, the protection of marine environment and the rights and duties of the other states. Appropriate publicity shall be given to the depth, position and dimensions of any installation or structures not entirely removed”.

Secara umum berarti: “Instalasi atau konstruksi di zona ekonomi eksklusif yang abandoned atau dibuang harus dipindahkan untuk memastikan keselamatan navigasi dengan memperhatikan standar internasional umum yang diterima oleh organisasi internasional yang kompeten. Pemindahan tersebut juga harus memperhatikan perikanan, perlindungan lingkungan laut dan hak serta

tugas negara lain. Publisitas yang tepat harus diberikan terkait kedalaman, posisi dan dimensi instalasi atau konstruksi apapun yang tidak dipindah secara menyeluruh”.

Pasal 80 UNCLOS menyebutkan bahwa Pasal 60 berlaku secara otomatis pada pulau buatan, instalasi dan konstruksi pada landas kontinen. Meski Pasal 5 ayat (5) pada Konvensi Genewa mensyaratkan pemindahan secara menyeluruh atas instalasi di landas kontinen, Pasal 60 ayat (3) pada UNCLOS mensyaratkan “pemindahan”. Istilah “secara menyeluruh” telah dia-baikan. Sebagai konsekuensinya, kewajiban untuk memindahkan instalasi dan konstruksi berlaku berdasarkan UNCLOS, tetapi bisa saja hal tersebut kemudian ditentukan oleh negara pantai, selama mereka mematuhi standar internasional yang berlaku.

Mirip dengan Konvensi Genewa, UNCLOS tidak secara eksplisit mensyaratkan pemindahan jalur pipa, akan tetapi konvensi tersebut menyediakan prinsip-prinsip umum terkait dengan polusi laut. Pasal 194 UNCLOS, mensyaratkan lebih dari 50 pihak penandatangan konvensi tersebut untuk melakukan kegiatan *decomissioning* secara baik dan tidak membahayakan lingkungan laut atau menyebabkan kerugian pada negara lain.

UNCLOS dan Konvensi Genewa menyebabkan konflik kewajiban berdasarkan perjanjian internasional diantara penandatangan konvensi. Sebagaimana telah dijelaskan di atas, UNCLOS mengakui bahwa pemindahan secara parsial dapat dibolehkan, sementara Konvensi Genewa mensyaratkan instalasi untuk dipindahkan secara menyeluruh.

Ada beberapa teori hukum yang terkait dengan upaya untuk menangani konflik atas perjanjian internasional tersebut., yakni: Pandangan mayoritas adalah berdasarkan pendekatan tekstual, yang menerima bahasa Pasal 5 ayat (5) Konvensi Genewa telah jelas, tegas dan terang-terangan. Pasal tersebut hanya memiliki satu arti: segala fasilitas lepas pantai harus dipindahkan secara menyeluruh dari lokasi pada saat masa operasi berakhir. Atas pendekatan ini, negara yang telah meratifikasi Konvensi Genewa terikat oleh kewajiban yang lebih ketat, tanpa memperdulikan apakah negara tersebut kemudian meratifikasi UNCLOS.

Pendekatan yang kedua, yakni pendekatan yang minoritas adalah teleologikal. Pandangan ini berargumen bahwa ketentuan yang berkonflik tersebut perlu diinterpretasikan secara fleksibel dengan menggunakan ketentuan umum tentang interpretasi perjanjian pada Konvensi Wina mengenai Hukum Perjanjian International (*Vienna Convention on the Law of Treaties*) yang menyebutkan bahwa perjanjian harus diinterpretasikan dengan maksud baik, sesuai dengan arti kontekstual dan mempertimbangkan tujuan dan obyeknya. Hal ini akan menghasilkan pendeka-

tan yang fleksibel atas UNCLOS sebagai preseden dan mengurangi kewajiban hukum dan kebutuhan praktikal untuk memindahkan fasilitas minyak.

2.1.4. Pedoman IMO (*International Maritime Organisation*)

Standard internasional umum yang tercantum pada Konvensi LOS diterbitkan pada tahun 1989 oleh *International Maritime Organisation* (IMO) dalam bentuk Pedoman IMO dan standar untuk pemindahan Instalasi dan Konstruksi Lepas Pantai pada Landas Kontinen dan Zone Ekonomi Eksklusif (*IMO Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structure on the Continental Shelf and in the Economic Exclusive Zone*) atau lebih dikenal dengan Pedoman IMO.

Pedoman IMO tidak memiliki status hukum internasional, sehingga tidak mengikat negara. Walau demikian, IMO memiliki status sebagai rekomendasi. IMO memberikan prinsip umum terkait dengan pemindahan pada negara pantai, mensyaratkan semua instalasi yang tidak dipakai dan konstruksi harus dipindahkan, kecuali ada situasi khusus yang konsisten/sesuai dengan pedoman IMO. Operasi pemindahan harus dilakukan secepat mungkin selama secara praktis dapat diterima setelah ditinggalkan abandonment atau tidak digunakan secara permanen, dan IMO harus diberi tahu terkait instalasi dan konstruksi yang tidak dipindahkan secara menyeluruh¹⁴.

Poin-poin penting dari Pedoman IMO ini meliputi:

1. Prinsip umum bahwa seluruh instalasi yang tidak dipakai “disyaratkan untuk dipindah”.
2. Pedoman IMO mensyaratkan pendekatan kasuistik untuk menentukan kondisi khusus dimana negara pantai dapat memberbolehkan instalasi lepas pantai, atau konstruksi atau bagian daripadanya untuk tetap tinggal di dasar laut, berdasarkan beberapa evaluasi.
3. Instalasi pada kedalaman air kurang dari 75 meter, atau 100 meter setelah 1 Januari 1998 dan berat kurang dari 4000 ton harus dipindah kecuali: a) secara teknis tidak memungkinkan, b) menyebabkan biaya yang sangat besar; atau c) menyebabkan resiko yang tidak dapat diterima bagi personel atau lingkungan laut. Instalasi yang ada di kedalaman air lebih dari 75 meter (atau 100 meter apabila

¹⁴ Ibid

dipasang setelah 1 Januari 1998) atau lebih berat daripada 4000 ton dapat ditinggalkan seluruhnya atau sebagian di tempatnya, dengan ketentuan bahwa hal tersebut tidak menyebabkan gangguan yang tidak dapat dijustifikasi dengan pengguna laut yang lain. Namun demikian, penyelesaian pemindahan harus dilakukan tanpa ada pengecualian apabila instalasi atau konstruksi berada dekat dengan pelabuhan atau di selat yang digunakan untuk navigasi internasional, jalur laut dalam dan sistem rute yang telah diadopsi IMO.

4. Kolom air sekitar 55 meter tanpa halangan harus disisakan dalam hal pemindahan sebagian; Dalam hal instalasi atau konstruksi tetap berada di permukaan laut, hal tersebut harus di kelola secara baik untuk mencegah kesalahan struktural. Dalam hal pemindahan sebagian di bawah laut, harus diupayakan kondisi air tanpa halangan dengan kedalaman tidak kurang dari 55 meter dan negara pantai harus menyakinkan diri nya bahwa residu apapun yang tinggal di dasar laut akan tinggal secara permanen di dasar laut dan tidak berpindah karena pengaruh ombak, pasang surut, dan arus atau penyebab alam lainnya yang dapat diprediksi yang dapat membahayakan navigasi. Pedoman IMO tidak secara khusus menyebutkan jalur pipa akan tetapi ada ketentuan bahwa negara pantai harus memberikan “otorisasi secara khusus yang mengidentifikasi kondisi dimana instalasi atau konstruksi atau bagiannya akan diperbolehkan untuk tetap tinggal di dasar laut”.
5. Pedoman IMO juga menjelaskan secara spesifik mengenai terumbu karang buatan, adanya mahluk hidup dan dapat diupayakan di dasar laut dari material yang berasal dari instalasi atau konstruksi yang dipindahkan (misalnya: membuat rumpon). Materi tersebut harus diletakkan jauh dari jalur lalu lintas, sesuai dengan pedoman IMO dan standar lain yang relevan terkait dengan pengelolaan keselamatan di laut.

Paragraf 3.3. dari pedoman menyatakan bahwa “Upaya pemindahan atau pemindahan sebagian harus tidak menimbulkan dampak yang besar pada mahluk hidup dilingkungan laut, khususnya spesies yang terancam punah”. Hal ini bisa diartikan bahwa penggunaan bahan peledak di bawah laut dalam skala besar tidak diperbolehkan meski bahan tersebut diperlukan pada teknologi pemindahan modern.

Minimal, kontraktor harus memastikan bahwa bahan peledak dan teknik pemindahan lainnya tidak memiliki dampak penting di wilayah dekomisioning. Pilihan bagi pemindahan pilar-pilar besar untuk pengeboran juga harus dibatasi sesuai ketentuan ini. Lebih lanjut, dalam menentukan dampak potensial pada lingkungan laut saat pemindahan direncanakan, ada persyaratan untuk mempertimbangkan “potensi pencemaran atau kontaminasi di lokasi oleh produk residu dari, atau korosi dari instalasi atau struktur lepas pantai”.

6. Seluruh instalasi setelah 1 Januari 1998 harus didesain dan dibuat sedemikian rupa sehingga memungkinkan untuk pemindahan secara menyeluruh.
7. Poin mengenai tanggung jawab residual (*residual liability*) yakni potensi kewajiban yang timbul setelah dekomisioning dan pemindahan instalasi minyak dan jaringan pipa.
8. Dalam hal *residual liability* (pertanggung jawaban residual), IMO menyatakan bahwa negara pantai harus memastikan *alas hak* atas instalasi atau puing di dasar laut tidak ambigu dan tanggung jawab yang meliputi monitoring, perawatan dan kemampuan finansial untuk mengantisipasi apabila di masa depan terjadi kerusakan, pengaturan mengenai pertanggung jawaban telah diatur dengan jelas.

Pedoman IMO tidak menjelaskan lebih lanjut mengenai tanggung jawab residual. Namun tanggung jawab residual ini merupakan topik yang penting karena bentuk tanggung jawabnya terus menerus dan bisa menjadi tak terbatas, diantaranya mencakup aspek: tanggung jawab untuk perawatan dan memberi peringatan, pertanggung jawaban pada pihak ketiga di masa mendatang, premi asuransi, kerusakan dan dampak lingkungan, ketaatan pada persyaratan hukum di masa mendatang, serta kewajiban bagi generasi yang akan datang. Pedoman IMO merupakan standar internasional dan komprehensif terkait *decommissioning* anjungan lepas pantai yang diterima masyarakat internasional.

2.1.5. Konvensi Regional

Di tingkat regional, terdapat berbagai kesepakatan terkait dengan konvensi-konvensi yang telah disebutkan di atas. Di Laut Utara misalnya terdapat Konvensi OSLO 1972, Pedoman OS-

COM 1991, serta Konvensi OSPAR 1992¹⁵. Di wilayah Mediterania terdapat Konvensi Barcelona, di wilayah Teluk Persia terdapat Konvensi Kuwait. Pada Laut Merah dan Teluk Aden terdapat Konvensi Jeddah. Di Laut Hitam terdapat Konvensi Laut Hitam serta wilayah Afrika Barat terdapat Konvensi Abidjan.

Pasal 3.3 dari Konvensi Abidjan menyatakan bahwa konvensi tersebut tidak merugikan persyaratan berdasarkan UNCLOS. Artikel 4.3 mensyaratkan Pihak yang menjadi anggota konvensi untuk membuat hukum dan peraturan nasional untuk pembuangan yang efektif sesuai dengan kewajiban pada konvensi tersebut. Referensi spesifik untuk minyak dan gas tercantum pada Pasal 8 konvensi ini:

“The Contracting Parties shall take all appropriate measure to prevent, reduce, combat and control pollution resulting from or in connection with activities relating to the exploration and exploitation of the sea bed and its subsoil subject to their jurisdiction and from artificial islands, installations and structures under their jurisdiction”.

Secara umum berarti pihak yang terikat dengan perjanjian ini harus melakukan tindakan yang tepat untuk mencegah, mengurangi, memerangi dan mengontrol polusi hasil dari atau sehubungan pada kegiatan terkait eksplorasi dan eksploitasi di dasar laut dan lapisan tanah dibawahnya yang merupakan subyek dari yurisdiksinya dan merupakan bentuk dari pulau buatan, instalasi, dan konstruksi yang berada di bawah yurisdiksinya. Tidak ada penjelasan spesifik pada Konvensi Abidjan terkait dekomisioning, pemindahan atau pembuangan instalasi lepas pantai, infrastruktur, anjungan-anjungan atau jalur pipa.

Di wilayah Asia Pasifik belum ada perjanjian terkait perairan regional, yang ada hanyalah perjanjian antar negara, misalnya Indonesia dan Australia menandatangani kesepakatan mengenai batas dasar laut pada tahun 1971. Kemudian, antara Indonesia dan Malaysia mengenai penetapan batas landas kontinen antara dua negara tahun 1969, serta kesepakatan Indonesia dan Vietnam mengenai penetapan batas landas kontinen antara dua negara tahun 2003¹⁶. Perjanjian antar negara tersebut tidak mendiskusikan mengenai pengelolaan perairan di wilayah Asia Pasifik, serta proses dekomisioning anjungan Migas di lepas pantai, sementara saat ini ada sejumlah anjungan Migas lepas pantai di wilayah Indonesia, Australia dan Timor Timur.

¹⁵ OSPAR merupakan singkatan dari Oslo and Paris Convention on the Protection of the Marine Environment in the North East Atlantic (OSPAR), konvensi ini mengatur tentang perlindungan lingkungan perairan (termasuk juga aspek dekomisioning) di wilayah Timur Laut Atlantik termasuk Laut Utara dan bagian Samudera Arctic.

¹⁶UNCLOS, Indonesia, diakses pada <http://www.un.org/Depts/los/LEGISLATIONANDTREATIES/STATEFILES/IDN.htm>, 6 Januari 2011

2.2. Praktek Pelaksanaan Decommissioning

2.2.1 Praktek di Inggris

Beberapa peraturan yang mengatur decommissioning-ASR di Inggris, misalnya¹⁷:

- **Petroleum Act 1998.** Pada undang-undang ini terdapat sejumlah persyaratan mengenai pelaksanaan dekomisioning pada instalasi dan jalur pipa lepas pantai, termasuk persiapan dan penyerahan program dekomisioning. Proposal dekomisioning untuk jalur pipa dan program dekomisioning instalasi dicanumkan secara terpisah namun diserahkan dalam bentuk satu dokumen.
- **Energy Act 2008.** Bagian III dari Undang-undang Energy mengamandemen Bagian 4 dari Petroleum Act 1998 dan terdapat ketentuan yang memungkinkan Sekretariat Negara (*Secretary of State*) meminta seluruh pihak yang relevan bertanggung jawab atas decommissioning suatu instalasi atau jaringan pipa; memiliki kekuasaan untuk meminta keamanan dekomisioning atas instalasi atau jaringan pipa sewaktu-waktu, serta memiliki kekuasaan untuk menahan dana yang disetorkan untuk dekomisioning apabila pihak terkait kebangkrutan.
- **Pipeline Safety Regulations 1996.** Peraturan-peraturan terkait keamanan jaringan pipa memuat persyaratan-persyaratan bagi dekomisioning yang aman bagi jaringan pipa. Pelaksanaan atas peraturan-peraturan ini di tangani oleh Eksekutif Kesehatan dan Keselamatan (*Health and Safety Executive*)
- **Offshore chemical regulations 2002A.** Peraturan-peraturan yang terkait dengan bahan kimia di lepas pantai mensyaratkan adanya izin yang harus diperoleh dalam rangka menggunakan dan membuang bahan kimia saat dekomisioning.
- **Offshore Petroleum Activities (Oil Pollution Prevention and Control) Regulations 2005.** Peraturan-peraturan yang terkait dengan kegiatan perminyakan (pencegahan dan pengendalian pencemaran minyak) 2005, mensyaratkan adanya izin untuk membuang atau penyuntikan ulang atas materi apapun yang terkontaminasi dengan resevoir hidrokarbon sebagaimana dalam ketentuan peraturan tersebut.

¹⁷Oil and Gas UK, diakses pada:

http://www.ukooaenvironmentallegislation.co.uk/Contents/Topic_Files/Offshore/Decommissioning_Pipelines.htm 20 Januari 2011

Pemerintah Inggris berpandangan bahwa harus ada keseimbangan antara pertanggung jawaban dekomisioning dan perlindungan bagi para pembayar pajak (warga negara). Untuk itu, Pemerintah Inggris berpendapat bahwa industri yang harus membayar biaya pemindahan infrastruktur pada akhir dari operasinya dan tidak boleh menjadi beban masyarakat¹⁸. Aturan terkait dekomisioning di Inggris mensyaratkan operator untuk menyerahkan rencana dekomisioningnya kepada Menteri yang bertanggung jawab dan memberikan jaminan untuk memastikan dilakukannya kewajiban dekomisioning. Apabila operator gagal untuk melaksanakan kewajibannya, maka semua operator atau secara bersama-sama dan secara tanggung renteng bertanggung jawab dan memberikan hak bagi pemerintah untuk menyelesaikan dekomisioning tersebut dan biaya-biaya atas dekomisioning tersebut akan diganti oleh operator/pemilik. Tanggung jawab ini telah diperluas kepada perusahaan induk dan mengenakan pidana bagi para pejabat, direktur dan manager apabila dapat dibuktikan bahwa pelanggaran (yang dapat dihukum) telah dilakukan dengan pengetahuan, kerjasama secara diam-diam (persekongkolan) atau kelalaian.

Dekomissioning pada *Joint Operating Agreement* (JOA)

Kegiatan migas di Inggris pada umumnya menggunakan JOA (*Joint Operating Agreement*) yakni bentuk kontrak yang mengatur tentang relasi, tugas dan tanggung jawab pihak-pihak yang berpartisipasi serta penjelasan mengenai prosedur yang harus dipenuhi oleh kontraktor¹⁹.

Kesepakatan mengenai *decommissioning* biasanya di lampirkan pada perjanjian tersebut. Hal-hal yang dimuat antara lain: pembagian tanggung jawab biaya dekomisioning; 2) persiapan, penyerahan dan modifikasi atau revisi atas abandonment program dan 4) ketentuan mengenai jaminan oleh tiap pihak. Salah satu bentuk klausul terkait abandonment adalah²⁰:

“It is agreed that following any proposal made to the Joint Operating Committee for the Operator to prepare a development programme and budget for a particular discovery the Participants will before the submission of an Annex “B” to the Department of Energy agree (on) the terms of an Abandonment Agreement which should, inter alia, include an equitable sharing of liabilities between the participants and the provision of security therefore provided that in the event of failure to obtain unanimous agreement of the participant to the terms of such Abandonment Agreement (they shall) hold in aggregate a Percentage interest not less that in Clause.....and provided further that in such event the Participants shall use all reasonable endeavors to obtain unanimous agreement to the terms of the Abandonment Agreement as soon as practiceable after such submission”

¹⁸ Moller, Leon, The Cost of Decommissioning: Government and Industry Attempts at Addressing Decommissioning Liabilities, 7 November 2007, diakses pada: <http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/index.php?news=29051>, 20 Januari 2011

¹⁹ Petroleum Report Indonesia 2007-2008, US Embassy, Jakarta 2008, di akses pada <http://www.scribd.com/doc/27921228/Petroleum-Report-Indonesia-2008>, 25 Januari 2011

²⁰ Mankabady, Samir, Decommissioning of Offshore Installations, *Journal of Maritime Law and Commerce*, Vol. 28, No. 4, October 1997.

Klausul pada JOA tersebut menyatakan adanya kesepakatan (perjanjian) *abandonment*. Program *abandonment* harus diatur dengan memperhatikan pembagian tanggung jawab yang adil diantara para pihak, dan mensyaratkan ketentuan adanya jaminan²¹.

Model JOA yang dipakai oleh Inggris relatif lebih komprehensif, karena mensyaratkan adanya *abandonment agreement*. Hal ini memberi kepastian lebih lanjut tentang pelaksanaan ASR. Perjanjian tersebut tersebut juga membuka peluang bagi pemerintah untuk mengatur lebih lanjut dan detail, baik menyangkut persoalan teknis maupun pendanaan.

Tanggung jawab residual

Tanggung jawab residual dimuat dalam Pedoman Pemerintah Inggris mengenai dekomisioning. Pada pedoman tersebut dinyatakan bahwa: “ *The persons who own an installation or pipeline at the time its decommissioning will normally remain the owners of any residues. Any residual liability remains with the owners in perpetuity*”.

Secara umum berarti orang-orang (pihak) yang memiliki instalasi atau jalur pipa pada saat dekomisioning, tetap menjadi pihak yang bertanggung jawab atas residu. Tanggung Jawab residual berada pada pemilik secara berkelanjutan. Dalam hal ini perusahaan (operator) serta perusahaan yang terkait dengan operasi tersebut yang bertanggung jawab atas dekomisioning²².

“Any claims for compensation by third parties arising from damage caused by any remains will be a matter for the owner and the affected parties and will be governed by the general law”

Atas klausul di atas, berarti permintaan kompensasi oleh pihak ketiga yang timbul dari kerusakan yang ditimbulkan dari (bagian) yang tersisa merupakan persoalan pemilik dan pihak-pihak yang terkait dan akan diatur dalam hukum.

Seperti disebutkan di atas bahwa Pemerintah Inggris menyadari bahwa mereka harus melindungi para pembayar pajak dari resiko-resiko atau wanprestasi pihak operator terkait biaya dekomisioning. Untuk itu pemerintah membuat kebijakan untuk memastikan adanya jaminan atas biaya dekomisioning yang cukup. Berdasarkan Petroleum Act (1998), DTI (*Department of Trade and Industry*) dapat mensyaratkan para pihak untuk menandatangani kesepakatan jaminan keuangan (*Financial Security Agreements/FSAs*).

²¹ Peneliti belum mendapatkan dokumen Abandonment Agreement, sehingga tidak dapat menjabarkan lebih lanjut isi dari Abandonment agreement.

²² Gibson, Graeme, *The Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations: A Review of Current Legislation, Financial regimes and the Opportunities for Shetland*, 2002 STEP Placement.

2.2.2 Praktek di Norwegia

Proses *decommissioning* instalasi minyak dan gas di Laut Utara sama halnya dengan operasi di wilayah perairan laut Inggris. Seperti halnya Inggris, Norwegia terikat dengan Konvensi OSPAR dan subyek bagi ketentuan keputusan OSPAR. Sampai saat ini Kementerian Minyak dan Energi telah menyetujui lebih dari 10 rencana dekomisioning dan pada umumnya rencana tersebut fasilitas yang tidak digunakan harus dipindah dan dibawa ke pantai/darat²³.

Petroleum Activities Act (1996) mensyaratkan keputusan pembuangan harus dibuat berdasarkan evaluasi secara tersendiri dengan titik berat pada aspek teknis, keselamatan, lingkungan dan ekonomi serta pertimbangan mengenai pengguna laut yang lain. Analisis untung – rugi (*cost-benefit*) diprediksi. Resiko biaya dan keselamatan berhubungan dengan berbagai alternatif cara pembuangan yang secara hati-hati mempertimbangkan lingkungan, perikanan dan kepentingan penggunaan laut lain, dan kegunaan alternative tersebut harus dipertimbangkan dan dapat diterima. Sebagai tambahan, selain Petroleum Activities Act, legislasi Norwegia yang lain seperti undang-undang pengendalian polusi, undang-undang pelabuhan dan pelayaran serta undang-undang lingkungan kerja, harus di pertimbangkan dalam melaksanakan dekomisioning sehingga tujuan akhir yang diharapkan tercapai. ²⁴

Tanggung jawab residual

Tanggung jawab residual di Norwegia berbeda dengan Inggris. Di Inggris tanggung jawab ada pada operator dan pihak yang terkait (*co-venture*). Sementara di Norwegia, berdasarkan Petroleum Activities Act (1996) Bagian 4-5 disebutkan: *“In the event of decision for abandonment, it may be agreed between the licensees and the owners on one side and the State on the other side that future maintenance, responsibility, and liability shall be taken over by the State based on agreed financial compensation”*

Secara umum berarti dalam hal abandonment, Pemerintah Norwegia dan para pihak (pemilik dan pemegang izin) dapat melakukan kesepakatan terkait pertanggungjawaban residual. Pemerintah dapat mengambil alih tanggung jawab tersebut berdasarkan kompensasi keuangan yang disepakati.

2.2.3 Praktek di Nigeria

Nigeria telah membangun kerangka kebijakan terkait dekomissioning. Yurisdiksi hukum Nigeria atas fasilitas offshore dibentuk berdasarkan hukum internasional dimana negara pantai memiliki hak atas wilayah territorial air yang berdaulat dari batas air dalam hingga batas 12 mil laut. Hal ini diperkuat dengan 1967 Territorial Water Act of Nigeria dan 1969 Petroleum Act. Adapun beberapa regulasi yang terkait dengan dekomisioning antara lain:

²³ Norwegian Petroleum Directorate, <http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2010/Chapter-7/>

²⁴ Oc.cit, Gibson, Graeme.

· **Petroleum Act 1969.** Bagian 9 dari Petroleum Act memberikan mandat kepada Menteri Sumberdaya Minyak untuk membuat peraturan mengenai “pencegahan polusi pada lintasan air dan atmosfer (dan untuk) mengatur konstruksi, perawatan, dan operasi instalasi” . Berdasarkan ketentuan ini, Menteri telah menetapkan Petroleum (Drilling and Production) Regulations 1990 yang berlaku untuk aktivitas onshore maupun offshore. Adapun Bagian 35 dari Petroleum Regulation tersebut mensyaratkan pemegang izin atau penyewa untuk menyampaikan program *abandonment* kepada Director of Petroleum Resources (DPR) untuk mendapatkan persetujuan sebelum menutup sumur. Akan tetapi atas hal tersebut tidak ada penjelasan yang detail bagaimana seharusnya *abandonment* program itu. Penerbitan instrument seperti izin prospecting minyak, atau kontrak-kontrak tambang minyak tidak memberikan aspek kontraktual terkait dekomisioning²⁵.

Bagian 45 dan 35 Petroleum Regulations memisahkan kewajiban pemegang izin atau penyewa dalam hal dekomisioning sumur. Pertama, apabila Menteri tidak tertarik pada sumur (untuk dikelola), pemegang izin atau penyewa harus memberikan program *abandonment* kepada DPR. Setelah program tersebut disetujui pemegang izin atau penyewa harus mengambil langkah-langkah untuk penutupan atau jika tidak, menangani sumur dan perlengkapannya di bawah kepala sumur dengan cara yang sesuai dengan program *abandonment* yang telah disetujui. Kemudian, yang kedua, atas instalasi, drilling dan tempat produksi peraturan tersebut memberikan kewajiban kepada pemegang izin atau penyewa untuk mengambil langkah-langkah yang *reasonable* (masuk akal) untuk memulihkan lokasi pengeboran minyak dan produksi sedapat mungkin ke kondisi awal. Pemegang kontrak atau penyewa juga terikat untuk memindahkan “semua bangunan, instalasi, pekerjaan-pekerjaan, barang, atau dampak yang dihasilkan oleh pemegang izin atau penyewa pada wilayah terkait sehubungan dengan pekerjaannya” merupakan subyek kepentingan bagi pihak lain dan bentuk dari keinginan Menteri untuk mendapatkan instalasi insitu²⁶. Atas regulasi tersebut, diatur mengenai kewajiban pemindahan secara menyeluruh, kecuali apabila fasilitas Migas akan diambil alih oleh Menteri, dalam hal fasilitas tersebut akan digunakan untuk kepentingan tertentu.

· **Oil and Gas Pipelines Regulations 1995** Peraturan-peraturan mengenai jaringan pipa migas 1995 mengatur bahwa dalam hal abandonment jaringan pipa²⁷ khususnya jaringan pipa pada kegiatan onshore. Pipa dapat ditinggalkan atau di pindah. Dalam hal pipa ditinggalkan prosedurnya diatur dalam Regulasi 23. Apabila pipa dipindahkan rencana pemindahan tersebut harus disetujui terlebih dahulu oleh DPR dan pemegang

²⁵ Martin, AT, Decommissioning of International Petroleum Facilities Evolving Standards and Key Issues, Oil, Gas and Energy Law Intelligence, Vol. 1-Issue 5, December 2003

²⁶ Ibid

²⁷ Wariye West, Soloabo, The Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Structures in Nigeria and South Africa In the Context of Best Practice diakses pada http://lawspace2.lib.uct.ac.za/dspace/bitstream/2165/250/1/WestS_2005.pdf

izin memiliki kewajiban untuk memulihkan tanah dan sekitarnya ke kondisi yang sempurna. Definisi “kondisi yang sempurna” ini tidak didefinisikan lebih lanjut dan merupakan diskresi DPR untuk mengartikannya.

Kritik atas Petroleum Act 1969 dan Oil and Gas Pipelines Regulation 1995 adalah keduanya tidak membedakan fasilitas *onshore* dan *offshore* (keduanya diperlakukan sama), sementara sifat kegiatan *offshore* sangat berbeda dengan *onshore*.

Federal Environmental Protection Agency Act 1998 (FEPA Act) dan The Harmful Waste (Special Criminal Provisions) Act 1988. Kedua undang-undang ini mengatur pembuangan limbah di darat dan di perairan Nigeria sampai zona ekonomi eksklusif. Pembuangan bahan berbahaya tertentu ke perairan Nigeria termasuk bahan kimia dan benda-benda yang tidak terpakai pada instalasi anjungan lepas pantai dikategorikan sebagai tindakan kriminal. FEPA Act memberikan petunjuk mengenai metode pemindahan fasilitas *offshore*, kewajiban pelaporan dan tingkat tanggung jawab keuangan bagi pemilik atau operator fasilitas. Pemegang izin atau penyewa harus taat pada peraturan ini saat mereka melakukan dekomisioning pada instalasi *offshore*.

Dekomisioning pada Joint Operating Agreement (JOA) dan Production Sharing Contract (PSC)

Bentuk kontraktual Migas yang berlaku di Nigeria adalah JOA dan PSC. JOA di Nigeria pada umumnya digunakan untuk kegiatan *onshore* atau di perairan dangkal, sementara PSC untuk kegiatan dilepas pantai atau lepas pantai dalam wilayah zona ekonomi eksklusif. JOA tidak secara spesifik memberikan ketentuan mengenai dekomisioning atas instalasi dan struktur, namun memberikan kuasa pada Komite Operasi (*Operating Committee*) dalam hal supervisi dan memberikan petunjuk pada segala hal terkait dengan operasi bersama (*joint operations*) yakni mencakup penentuan ruang lingkup, jangka waktu, lokasi, uji coba, penutupan dan pemindahan semua sumur dan fasilitas *joint operations*. Komite Operasi juga bertanggung jawab atas barang yang dipindah atau tersisa. Pada JOA ada ketentuan mengenai penunjukan perwakilan dari para pihak apabila ada kondisi darurat dan diperlukan keputusan yang mengikat (dapat dipertanggungjawabkan secara hukum) saat menutup dan sumur.

Dalam hal PSC, model tahun 1990 dan 1995 yang saat ini berlaku pada operasi *offshore* yang telah beroperasi. Pada PSC tersebut tidak terdapat ketentuan mengenai *abandonment* dan dekomisioning. Akan tetapi Petroleum Act dan regulasi yang lain berlaku pada pemegang PSC, meskipun sebenarnya Petroleum Act dan regulasi tersebut tidak menjelaskan lebih detail mengenai pelaksanaan dekomisioning. Segala hak atas tanah dan asset kontraktor berdasarkan kontrak akan kembali pada Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC-perusahaan minyak nasional) saat kontrak selesai.

Hal mengenai siapa yang membayar biaya *abandonment* tidak diatur secara spesifik pada peraturan Nigeria. Akan tetapi telah diusulkan bahwa biaya tersebut diperlakukan sebagai biaya joint venture operations dan dapat dikurangi pajaknya.

Pertanggung jawaban residual

Tidak ada ketentuan mengenai tanggung jawab residual. Izin mensyaratkan untuk pemindahan instalasi secara keseluruhan saat operasi berakhir, Menteri akan melakukan pembayaran selama dalam batas-batas yang wajar.

2.3. Kecelakaan pada Decommissioning

Di Laut Utara setidaknya ada 400 konstruksi, jumlah ini kira-kira mencapai lima persen dari 6500 anjungan di seluruh dunia. Biaya dekomisioning anjungan-anjungan tersebut diperkirakan mencapai 10 Milyar US Dollar²⁸. Dua peristiwa dekomisioning yang menjadi perhatian publik dan mempengaruhi perkembangan kebijakan dekomisioning adalah insiden Piper Alpha di tahun 1988 dan Brent Spar pada tahun 1995.

Piper Alpha

Anjungan Piper Alpha dioperasikan oleh Occidental Petroleum²⁹ dan mitranya. April 1998 Sekretariat Negara memberikan peringatan agar perusahaan tersebut menyerahkan abandonment program anjungan Piper Alpha. 6 Juli 1988, anjungan tersebut meledak dan hancur, menelan 167 korban jiwa. Bagian pusat anjungan runtuh ke laut, yang tertinggal adalah dua menara dengan gundukan reruntuhan di tengah-tengahnya dan menara yang satu menyangga kapsul (modul) yang tersisa. Untuk melepas anjungan satu persatu, terlebih dahulu harus memindahkan modul yang tersisa, akan tetapi hal tersebut akan membahayakan orang-orang yang terlibat dalam proses pemindahan tersebut.

Atas program abandonment perusahaan, DTI memberikan pertimbangan mengenai perobohan anjungan pada kedalaman 75 meter dari dasar laut atau permukaan air laut surut terendah. Setelah menjaring masukan publik, laporan di terbitkan pada 12 November 1990. Laporan tersebut berisi 106 rekomendasi. Salah satu rekomendasi utamanya adalah pengurangan resiko para pekerja dengan memasukkan upaya-upaya untuk memperbaiki pengendalian atas bahaya kecelakaan dan meningkatkan standard keselamatan dan kesehatan melalui manajemen yang lebih

²⁸ Ibid, halaman 7

²⁹ Occidental Petroleum (Oxy) merupakan perusahaan Migas asal Amerika Serikat

baik. Rekomendasi-rekomendasi pada laporan tersebut kemudian dituangkan dalam Offshore Safety Act 1992³⁰.

Brent Spar

Brent Spar (BS) adalah fasilitas penyimpanan dan muatan mengambang (bukan rig atau anjungan) milik Shell Inggris yang dipasang sejak 1976, tingginya 141 meter dan beratnya 14500 ton. BS berhenti beroperasi di laut utara pada September 1991. February 1995, DTI mengumumkan maksud pemerintah untuk menyetujui pembuangan di air dalam Samudera Atlantik. DTI memberitahu dua belas anggota konvensi OSLO dan Uni Eropa atas hal tersebut kemudian pada 5 Mei 1995 *Marine Safety Agency* dari DTI memberikan izin pembuangan kepada Shell. 5 Juni 1995 BS ditarik oleh dua kapal dengan kecepatan 2 knot per jam menuju tempat penenggelaman, kira-kira 150 mil dari pantai barat Skotlandia pada kedalaman 1.5 mil³¹.

Sementara itu, Greenpeace Internasional dan kelompok lingkungan lain melakukan kampanye untuk mencegah pembuangan Brent Spar di laut. Greenpeace berpendapat bahwa dumping tersebut merupakan kemunduran atas upaya-upaya yang telah dilakukan untuk melindungi lingkungan laut, kemudian dampak yang akan terjadi belum dapat diperkirakan secara pasti dan hal ini sesuai dengan *precautionary principle*³² (prinsip kehati-hatian)³³. Brent Spar mungkin saja tidak memberikan ancaman besar bagi lingkungan akan tetapi dumping tersebut memberikan preseden bagi industri minyak. Hal ini akan menjadi masalah di kemudian hari sebab apabila Shell Inggris diperbolehkan menenggelamkan Brent Spar, maka perusahaan lain akan melakukan hal yang serupa.

³⁰ Mankabady, Samir, Decommissioning of Offshore Installations, *Journal of Maritime Law and Commerce*, Vol. 28, No. 4, October 1997.

³¹ Ibid

³² Jordan, Grant, Indirect Causes and Effects in Policy Change: The Brent Spar Case, *Public Administration* Vol.76 Winter 1998 (713-740).

³³ Prinsip yang menyatakan bahwa ketiadaan bukti ilmiah tidak dapat menghentikan pelarangan suatu kegiatan yang diperkirakan memiliki dampak lingkungan yang besar

Bab III

Decommissioning-ASR dalam Konteks Indonesia

3.1. Kebijakan Decommissioning-ASR di Indonesia

Secara normatif, Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi, pada Pasal 3 Huruf f menyatakan bahwa “Penyelenggaraan kegiatan usaha Minyak dan Gas Bumi bertujuan untuk menciptakan lapangan kerja, meningkatkan kesejahteraan dan kemakmuran rakyat yang adil dan merata, serta tetap menjaga kelestarian lingkungan hidup”. Selain UU Migas, beberapa peraturan perundangan lain juga memberikan dasar bahwa kegiatan Migas harus memperhatikan kepentingan lingkungan hidup misalnya Peraturan Pemerintah No. 35 tahun 1994 tentang Syarat dan Pedoman Kerjasama Kontrak Bagi hasil Minyak dan Gas Bumi Pasal 4 menyebutkan : “Kontraktor wajib berperan serta dalam menjamin kepentingan nasional dan memperhatikan kebijaksanaan Pemerintah dalam pengembangan daerah serta pelestarian lingkungan”.

Terkait aspek lingkungan hidup, UU No. 32 tahun 2010 tentang Pengelolaan dan perlindungan lingkungan hidup memberikan kewajiban bagi pemerintah dan pelaku usaha/kegiatan untuk mengelola dan melindungi lingkungan hidup. Ketentuan mengenai AMDAL , perizinan lingkungan, pengelolaan limbah dan bahan berbahaya dan beracun serta dumping sebagaimana diatur dalam UU ini berlaku bagi kegiatan Migas.

Wilayah perairan Indonesia meliputi laut teritorial Indonesia, perairan kepulauan dan perairan pedalaman³⁴. Laut teritorial Indonesia adalah jalur laut selebar 12 (dua belas) mil laut yang diukur dari garis pangkal kepulauan Indonesia. Perairan Kepulauan Indonesia adalah semua perairan yang terletak pada sisi dalam garis pangkal luas kepulauan tanpa memperhatikan kedalaman atau jaraknya dari pantai. Sementara itu, Perairan pedalaman Indonesia adalah semua perairan yang terletak pada sisi darat dari garis air rendah dari pantai-pantai Indonesia termasuk ke dalamnya semua bagian dari perairan yang terletak pada sisi darat dari suatu garis penutup³⁵.

Zona Ekonomi Eksklusif (ZEE) Indonesia adalah daerah di luar Laut Teritorial Indonesia, cakupan luasnya sampai 200 mil laut dari garis pangkal dari mana lebar Laut Teritorial Indonesia diukur. Pada ZEE tersebut Indonesia memiliki: (a) Hak berdaulat untuk tujuan eksplorasi dan eksploitasi, pengelolaan dan pelestarian hidup dan sumber daya alam yang tidak hidup dari tanah dan sub-dasar laut dan perairan dan hak-hak kedaulatan berkenaan dengan kegiatan lain untuk eksplorasi ekonomi dan eksploitasi zona, seperti produksi energi dari arus air, dan angin; (b)

³⁴ Pasal 3 UU No. 6 tahun 1996 tentang Perairan Indonesia

³⁵ Ibid

Yurisdiksi sehubungan dengan: i) pembentukan dan penggunaan buatan, instalasi pulau dan struktur, ii) penelitian ilmiah kelautan, iii) pelestarian lingkungan laut, iv) hak-hak lain berdasarkan hukum internasional³⁶. Dalam Zona Ekonomi Eksklusif Indonesia, kebebasan navigasi dan penerbangan dan peletakan sub-kabel laut dan pipa akan terus diakui sesuai dengan prinsip-prinsip baru hukum internasional laut.

Indonesia menandatangani UNCLOS pada tanggal 10 Desember 1982, dan telah meratifikasi UNCLOS melalui Undang-Undang Nomor 17 Tahun 1985 tentang Pengesahan *United Nations Conventions on the Law of the Sea*. Indonesia sebagai penandatangan UNCLOS wajib untuk mencegah, mengurangi dan mengawasi pencemaran lingkungan hidup laut yang khususnya disebabkan oleh adanya instalasi dan peralatan yang dipergunakan dalam eksplorasi dan eksploitasi sumber daya alam di permukaan tanah dan bawah laut. Negara anggota juga diminta untuk mengatur dan mengawasi pembangunan instalasi dan penggunaan alat-alat tersebut di atas dan memastikan adanya prosedur keselamatan kerja di laut³⁷.

Konsekuensi dari ditandatanganinya UNCLOS oleh Pemerintah Indonesia adalah kontraktor Migas yang beroperasi di Indonesia terutama yang beroperasi di wilayah laut atau lepas pantai (*offshore*) diwajibkan untuk melakukan ASR dalam pasca operasinya yang sesuai dengan ketentuan UNCLOS agar tidak bertentangan dengan kewajiban Indonesia yang timbul dari Hukum Internasional tersebut.

Kewajiban kontraktor untuk tunduk pada kewajiban Indonesia atas ketentuan UNCLOS sebagaimana telah dinyatakan dalam PSC sebagai berikut : Ketentuan PSC Pasal 5.2.5 : ‘.....Program Kerja dilaksanakan tidak bertentangan dengan kewajiban Negara yang timbul dari Hukum Internasional’³⁸. Kewajiban untuk mentaati ketentuan UNCLOS ini tidak hanya bagi pertambangan migas yang Wilayah Kerjanya di lepas pantai (*off shore*) melainkan juga mengikat pertambangan migas di wilayah daratan (*on shore*) yang fasilitas FSONya (*Floating Storage and Offloading*) berada di tepian pantai.

Indonesia belum meratifikasi Konvensi London. Padahal Konvensi London sangat penting selain Indonesia memiliki anjungan lepas pantai dan memiliki wilayah perairan yang luas (dan masih berpotensi untuk di eksploitasi), Indonesia juga berbatasan dengan negara lain yang memiliki anjungan lepas pantai seperti Australia. Australia merupakan negara penandatangan UNCLOS sejak tahun 1996 dan Konvensi London sejak tahun 1985.

Dalam hal pasca operasi pertambangan, Pasal 11 ayat (1) UU Migas menyatakan bahwa Kontrak Kerja Sama wajib memuat paling sedikit ketentuan-ketentuan pokok diantaranya kewajiban pasca operasi pertambangan. Ketentuan ini ditegaskan kembali dalam Pasal 26 Huruf I Peraturan Pemerintah Nomor 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi. Lebih lanjut, Peraturan Menteri No. 02.P/075/MPE/1992 tentang Pedoman Pelaksanaan Pengawasan Eksplorasi dan Eksploitasi Minyak dan Gas Bumi Pasal 24 ayat (1) “Setelah

³⁶ UU No, 5 tahun 1983 tentang Zona Ekonomi Eksklusif Indonesia

³⁷ Informasi dari wawancara dengan BP MIGAS (Bagian Hukum) pada 13 Januari 2011

³⁸ Informasi dari hasil wawancara dengan BP MIGAS (Bagian Hukum) pada 13 Januari 2011)

selesainya kegiatan penambangan minyak dan gas bumi, Pengusaha wajib mengadakan reklamasi terhadap lahan yang sudah rusak dan tidak dipergunakan”. Peraturan Menteri ini bertitik berat pada kegiatan *onshore*.

Pada tahun 2010, BP Migas mengeluarkan Surat Keputusan No. KEP-0139/BP00000/2010/S0 tentang Pedoman Tata Kerja (PTK) Abandonment and Site Restoration. Surat Keputusan ini secara umum memuat : Definisi, maksud dan tujuan, ruang lingkup, pencadangan dana ASR, penempatan dana ASR, pelaksanaan ASR, pencairan dana ASR, pertanggungjawaban pelaksanaan ASR, penutupan rekening bersama dana ASR, dan ketentuan peralihan. PTK Ini juga mengatur pembongkaran fasilitas *onshore* maupun *offshore*.

Kontraktor KKS mengajukan usulan pelaksanaan ASR kepada Deputy Pengendalian Operasi BP Migas dengan memberikan tembusan kepada Deputy Pengendalian Keuangan dan Kepala Divisi Manajemen Resiko dan Perpajakan untuk mendapatkan persetujuan paling lambat 2 (dua) tahun sebelum pelaksanaan ASR. Usulan pelaksanaan ASR mengacu pada AMDAL yang telah disetujui.

3.2. Pendanaan ASR di Indonesia

Setelah berakhirnya kontrak atau penyerahan sebagian dari wilayah kontrak atau abandonment dari setiap lapangan, kontraktor harus membongkar dan memindahkan semua peralatan dan pemasangan dari wilayah dengan cara yang disetujui oleh BP Migas dan Pemerintah Indonesia dan melaksanakan semua kegiatan pemulihan yang diperlukan sesuai dengan hukum dan peraturan perundangan yang berlaku di Indonesia untuk mencegah bahaya terhadap kehidupan manusia dan barang milik orang lain atau lingkungan. Bagi para pemegang Kontrak Kerja Sama, ASR harus dilakukan sesuai dengan Pedoman Tata Kerja yang ditetapkan oleh BP Migas

Dalam hal pendanaan ASR, PP Nomor 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Migas mengatur bahwa kontraktor wajib mengalokasikan dana untuk kegiatan pasca operasi Kegiatan Usaha Hulu³⁹. Kewajiban tersebut dilakukan sejak dimulainya masa eksplorasi dan dilaksanakan melalui rencana kerja dan anggaran⁴⁰. Penempatan alokasi dana tersebut disepakati Kontraktor dan Badan Pelaksana dan berfungsi sebagai dana cadangan khusus kegiatan pasca operasi Kegiatan Usaha Hulu di Wilayah Kerja yang bersangkutan⁴¹. Kemudian, tata cara penggunaan dana cadangan khusus untuk pasca operasi lebih lanjut akan ditetapkan dalam Kontrak Kerja Sama⁴².

Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Alam No. 22 tahun 2008 tentang Jenis-jenis Biaya Kegiatan dan Gas Bumi yang Tidak Dapat Dikembalikan Kepada Kontraktor Kontrak Kerjasama menyebutkan bahwa pengelolaan dan penyimpanan dana cadangan untuk *abandonment* dan *site restoration* pada rekening Kontraktor Kontrak Kerjasama merupakan jenis biaya

³⁹ Pasal 36 ayat (1) PP No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Migas

⁴⁰ Pasal 36 ayat (2) PP No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Migas

⁴¹ Pasal 36 ayat (3) PP No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Migas

⁴² Pasal 36 ayat (4) PP No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Migas

yang tidak dapat dikembalikan kepada kontraktor kerjasama. Atas hal ini berarti dana cadangan ASR tersebut tidak dikembalikan kepada kontraktor setelah masa kontrak berakhir. (masukkan hasil wawancara ke BP Migas)

Pada Peraturan Pemerintah No. 79 tahun 2010 tentang Biaya Operasi yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi. Ketentuan umum menyebutkan definisi operasi perminyakan adalah kegiatan yang meliputi eksplorasi, eksploitasi, pengangkutan, penutupan dan peninggalan sumur (*plug and abandonment*) serta pemulihan bekas penambangan (*site restoration*) minyak dan gas bumi.

Pasal 17 ayat (1), (2) dan (3) PP No. 79 tahun 2010 mengatur tentang penutupan dan pembiayaan. Berdasarkan pasal tersebut, kontraktor akan membayar biaya penutupan dan pemulihan tambang yang dibebankan untuk satu tahun pajak, dihitung berdasarkan perkiraan penutupan dan pemulihan tambang berdasarkan masa manfaat ekonomis⁴³. Besaran biaya akan dihitung oleh tim yang dibentuk oleh badan pelaksana dan pemerintah⁴⁴. Kemudian, cadangan biaya penutupan dan pemulihan tambang tersebut harus disimpan dalam rekening bersama antara Badan Pelaksana dan Kontraktor di bank umum Pemerintah Indonesia⁴⁵. Apabila total realisasi biaya penutupan dan pemulihan tambang lebih kecil atau lebih besar dari jumlah yang dicadangkan, selisihnya menjadi pengurang atau penambah biaya operasi yang dapat dikembalikan dari masing-masing wilayah kerja atau lapangan yang bersangkutan, setelah mendapat persetujuan Kepala Badan Pelaksana⁴⁶.

Berdasarkan PTK, kekurangan dana ASR pada lapangan atau beberapa lapangan dalam satu persetujuan POD yang masih berproduksi dapat dibebankan sebagai Biaya Operasi. Untuk lapangan yang sudah tidak berproduksi, kontraktor KKS wajib menanggung kekurangan dana ASR dan tidak dapat dibebankan sebagai biaya operasi. Kemudian, untuk wilayah Kerja yang sudah tidak berproduksi. Kontraktor KKS wajib menanggung kekurangan Dana ASR dan tidak dapat dibebankan sebagai biaya operasi. Dalam hal dana ASR setelah pelaksanaan ASR pada wilayah kerja yang telah terminasi, maka sisa dana ASR tersebut merupakan dana milik Negara Republik Indonesia⁴⁷.

Berdasarkan Peraturan Menteri No. 22 tahun 2008 tentang Jenis-jenis Biaya Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi yang Tidak Dapat Dikembalikan Kepada Kontraktor Kerja Sama pada lampirannya menyebutkan bahwa pengelolaan dan penyimpanan dana cadangan untuk abandonment dan site restoration pada rekening Kontraktor Kerja Sama merupakan biaya yang tidak dapat dikembalikan. Ketentuan mengenai tata cara penggunaan dana cadangan biaya penutupan dan pemulihan tambang lebih lanjut akan diatur dengan Peraturan Menteri⁴⁸. Atas hal ini Peraturan Menteri sebaiknya dapat menjabarkan mekanisme penggunaan dan pengelolaan

⁴³ Pasal 17 ayat (1) PP No. 79 tahun 2010,

⁴⁴ Informasi dari FGD Tanggung Jawab *Abandonment and Site Restoration* (ASR) pada Industri Ekstraktif Hulu Migas di Indonesia tanggal 30 Desember 2010

⁴⁵ Pasal 17 ayat (2) PP No. 79 tahun 2010,

⁴⁶ Pasal 17 ayat (3) PP No. 79 tahun 2010

⁴⁷ Opcit PTK BP Migas mengenai ASR

⁴⁸ Pasal 17 ayat (3) PP No. 79 tahun 2010

dana dengan jelas, serta mengadopsi prinsip transparansi dan akuntabilitas, serta lebih menyempurnakan hal-hal yang diatur dalam PTK BP Migas.

Sejalan dengan prinsip *Matching Cost Against Revenue* (MCAR), estimasi biaya ASR dikemudian hari harus ditandingkan dengan pendapatan yang diperoleh dari sumur, lapangan, atau WK dari KKS yang bersangkutan. Oleh karena itu, seharusnya estimasi ASR dapat dihitung dan diperlakukan sebagai biaya operasi dalam rangka *cost recovery* dan dana senilai *cost recovery* tersebut merupakan nilai pencadangan Dana ASR. Praktek ini akan sejalan dengan prinsip MCAR karena dalam perhitungan bagi hasil KKS, revenue dari lifting minyak dan gas bumi akan dibagi Pemerintah dan KKS dan *cost recovery* akan ditanggung bersama oleh Pemerintah dan KKS⁴⁹.

3.3. Praktek Pelaksanaan ASR

Lingkungan hidup adalah kesatuan ruang dengan semua benda, daya, keadaan, makhluk hidup, termasuk manusia dan perilakunya, yang mempengaruhi alam itu sendiri, kelangsungan perikehidupan, dan kesejahteraan manusia serta makhluk hidup lainnya⁵⁰. Lingkungan hidup yang baik dan sehat merupakan hak asasi setiap warga negara Indonesia sebagaimana diamanatkan dalam pasal 28H Undang-Undang Dasar Negara Republik Indonesia tahun 1945. Konstitusi yang sama juga mengamanatkan bahwa pembangunan ekonomi nasional diselenggarakan berdasarkan prinsip pembangunan berkelanjutan dan berwawasan lingkungan.

Secara umum, dampak kegiatan eksplorasi dan eksploitasi Migas bagi lingkungan hidup, antara lain meliputi terjadinya perubahan lingkungan yang meliputi baik komponen kimia, fisika, dan biologi dari lingkungan. Pelaksanaan ASR merupakan salah satu cara untuk meminimalisir dampak lingkungan dari instalasi Migas yang telah selesai beroperasi.

BPMIGAS merupakan badan yang berfungsi melakukan pengawasan dan pembinaan kepada kontraktor menyangkut pelaksanaan kegiatan operasi pertambangan di sektor hulu. BP Migas juga bertanggung jawab untuk mengatur dan mengontrol pelaksanaan ASR.

Pada 1 Juli 2010, Badan Pemeriksa Keuangan Republik Indonesia melakukan pemeriksaan atas Kegiatan Pencadangan dan Penggunaan Dana Abandonment dan Restoration untuk Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi pada BP Migas dan KKKS terkait. Adapun hasil temuan pemeriksaan tersebut diantaranya⁵¹:

1. Sebanyak 20 (dua puluh) KKS secara tegas telah mengatur kewajiban KKKS untuk mencadangkan Dana ASR dan melaksanakan kegiatan ASR, akan tetapi tidak seluruh KKKS mematuhi ketentuan klausul pencadangan dana ASR yang secara tegas telah diatur dalam 20 KKKS tersebut;

⁴⁹Laporan BPK, 1 Juli 2010

⁵⁰ Undang-Undang Perlindungan & Pengelolaan Lingkungan Hidup, Pasal 1(1)

⁵¹ Laporan Hasil Pemeriksaan atas Kegiatan Pencadangan dan Penggunaan Dana Abandonment and Site Restoration untuk Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi Pada BP Migas dan Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKS) Terkait di Jakarta, Badan Pemeriksa Keuangan Republik Indonesia, 1 Juli 2010.

2. Sebanyak 34 (tiga puluh empat) KKS tidak secara tegas mengatur kewajiban KKKS untuk mencadangkan dana ASR namun tidak membebaskan KKKS dari kewajiban melaksanakan kegiatan ASR;
3. Sebanyak 1 (satu) KKS tidak secara tegas mengatur kewajiban KKKS untuk mencadangkan dana ASR dan secara tegas tidak mewajibkan KKKS untuk melakukan kegiatan ASR berupa kegiatan pemindahan peralatan dan instalasi;
4. Beberapa KKKS tidak mematuhi Work Program and Budget (WP&B) yang telah disetujui BPMigas yaitu tidak melakukan penyetoran dana ASR ke dalam rekening bersama misalnya KKKS Kondur Petroleum SA, KKKS Kalrez Petroleum (Seram) Limited, KKKS Citic Seram Energy Limited;
5. BP Migas belum menerapkan criteria, formula, dan standar dalam perhitungan besaran dana ASR;
6. Pengendalian BP Migas atas pengelolaan dana ASR belum memadai;
7. Penyajian dan pengungkapan dana ASR dalam dokumen rencana kerja dan anggaran dan dokumen Financial Quarterly Report tidak memadai;

Laporan tersebut menunjukkan bahwa sejak tahun 1971 sampai tahun 2010, pemerintah belum memikirkan aspek ASR secara sungguh-sungguh, padahal biaya ASR sangat besar dan merupakan faktor pengurang pendapatan negara yang cukup berpengaruh. Selain itu, perlu dicermati bahwa pemeriksaan BPK, masih terbatas pada setidaknya 55 KKS, sementara itu jumlah KKS sejak tahun 1971 bisa saja jumlahnya lebih dari 55. Hal ini tentu perlu mendapatkan perhatian.

Atas pemeriksaan tersebut, BPK memberikan rekomendasi:

1. BP Migas menagih KKKS Kondur Petroleum SA untuk merealisasikan penyetoran kekurangan dana ASR KKS WK Malacca Strait ke rekening bersama sekitar USD 750000 sesuai dengan komitmen yang dinyatakan dalam WP & B;
2. BP Migas menagih KKKS Kalrez Petroleum (Seram) Limited untuk merelaisasikan penyetoran dana ASR KKS WK Seram (Bula) sebesar USD 500,000 beserta pendapatan bunganya ke dalam rekening bersama;
3. BP Migas melakukan evaluasi kelayakan dan kewajaran estimasi dana ASR KKS WK Seram (Bula)
4. BP Migas menagih KKKS Kangean Energy Indonesia untuk merealisasikan penyetoran kekurangan dana ASR KKS WK Kangean sebesar USD 5000,025.00 ke rekening bersama sesuai dengan komitmen yang dinyatakan dalam WP&B;
5. BP Migas menetapkan Pedoman Tata Kerja tentang Kegiatan ASR dan Pencadangan Dana ASR yang berlaku baik untuk KKS yang secara tegas telah mengatur maupun KKS yang tidak secara tegas mengatur kewajiban KKS untuk mencadangkan dana ASR.

Bab IV

Decommissioning-ASR dalam Model Production Sharing Kontrak (PSC) Indonesia

4.1. Konsep dan Karakteristik Model PSC

Kontrak bagi hasil merupakan terjemahan dari istilah *Production Sharing Contract* (PSC). Dalam *Russia's Law on Production Sharing Agreement* tahun 1995 dan *The Petroleum Tax Code*, 1997, istilah yang digunakan adalah *production sharing agreement* (PSA), sedangkan di Suriname, istilah yang lazim digunakan adalah *production sharing service contract* (PSSC) (S.E Jharap, 1997:5). Di Indonesia, istilah kontrak *Production Sharing* ditemukan pada pasal 12 ayat (2) Undang-Undang Nomor 8 Tahun 1971 tentang Pertamina Jo Undang-Undang Nomor 10 Tahun 1974 tentang Perubahan Undang-Undang Nomor 8 Tahun 1971 Pertamina. Sementara itu, pada pasal 1 angka 19 Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi, istilah yang digunakan adalah dalam bentuk Kontrak Kerja Sama (KKS). KKS ini dapat dilakukan dalam bentuk kontrak bagi hasil atau bentuk kerja sama lainnya⁵².

Dalam *Russia's Law on Production Sharing Agreement*, yang ditandatangani pada tanggal 19 Desember 1995, yang diartikan dengan *production sharing agreement* adalah : “*Enable the state and investor*” (Mark A Stoelesn, tt : 7). Dalam PSA ini dimungkinkan kontrak itu dibuat antara negara dengan investor. Negara berkedudukan sebagai pemilik sumber daya alam, sementara investor merupakan lembaga atau badan hukum yang menanamkan investasinya di dalam bidang minyak dan gas bumi. PSA ini bertujuan untuk melindungi investasi yang ditanamkan oleh investor. Di dalam Article 1 huruf L *The Petroleum Tax Code*, 1997 kita dapat membaca pengertian dari *production sharing contract*. Dalam pasal itu disebutkan bahwa :

“*Production sharing contract means an agreement entered into on or after.....by the Government of India with any person for the association or participation of the Government of India or any person authorized by it in any business consisting of the prospecting for or extraction or production of petroleum and natural gas*”

Ketentuan ini menjelaskan bahwa *production sharing contract* merupakan persetujuan antara Pemerintah India dengan berbagai asosiasi bisnis untuk melakukan eksplorasi dan eksploitasi/produksi minyak dan gas bumi. Sementara itu, pengertian *production sharing service contract* (PSSC), yang diintroduksi dalam *The Oil Commission* in 1980 adalah sebuah persetujuan, dimana kegiatan tersebut memberikan peluang kepada perusahaan swasta untuk melakukan aktivitas di bidang pertambangan minyak dan gas bumi (Jharap, 1997 : 5)⁵³.

⁵² HS Salim, 2004 : 303

⁵³ *opcit*

Di Indonesia, kontrak ini ditemukan pada Pasal 1 angka 19 Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi. Di dalam pasal ini berbunyi bahwa Kontrak Kerja Sama adalah : “Kontrak bagi hasil atau bentuk kerja sama lain dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi yang lebih menguntungkan negara dan hasilnya dipergunakan untuk kemakmuran rakyat”⁵⁴

Pasal ini tidak khusus menjelaskan pengertian *production sharing contract*, tetapi difokuskan pada konsep teoritis kerja sama di bidang minyak dan gas bumi. Kerja sama dalam bidang minyak dan gas bumi dapat dibedakan menjadi dua macam, yakni *production sharing contract* dan kontrak-kontrak lainnya. Di dalam Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi, tidak kita dapatkan pengertian *production sharing contract*, namun pengertian kontrak *production sharing* dapat kita baca dalam Pasal 1 angka (1) PP Nomor 35 Tahun 1994 tentang Syarat-syarat dan Pedoman Kerja Sama Kontrak Bagi Hasil Minyak dan Gas Bumi. Kontrak *production sharing* adalah : “kerja sama antara Pertamina dan kontraktor untuk melaksanakan usaha eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi berdasarkan prinsip pembagian hasil produksi”⁵⁵

Production sharing contract merupakan perjanjian bagi hasil di bidang minyak dan gas bumi. Para pihaknya adalah Pertamina⁵⁶ dan kontraktor. Dalam Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 para pihak adalah Badan Pelaksana dengan Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap (BU/BUT). Dengan demikian, definisi ini perlu dilengkapi dan disempurnakan. *Production sharing contract* adalah : “perjanjian atau kontrak yang dibuat antara badan pelaksana dengan badan usaha dan atau bentuk usaha tetap untuk melakukan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi di bidang minyak dan gas bumi dengan prinsip bagi hasil”⁵⁷ Unsur-unsur yang tercantum dalam definisi ini adalah :

- adanya perjanjian atau kontrak;
- adanya subjek hukum, yaitu badan pelaksana dengan badan usaha atau bentuk usaha tetap;
- adanya objek, yaitu eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi, dimana eksplorasi bertujuan untuk memperoleh informasi mengenai kondisi geologi untuk menemukan dan memperoleh perkiraan cadangan minyak dan gas bumi di wilayah kerja yang ditentukan, sedangkan eksplorasi bertujuan untuk menghasilkan minyak dan gas bumi;
- kegiatan di bidang minyak dan gas bumi; dan
- adanya prinsip bagi hasil.
- Prinsip bagi hasil merupakan prinsip yang mengatur pembagian hasil yang diperoleh dari eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi antara badan pelaksana dengan badan

⁵⁴ opcit

⁵⁵ opcit

⁵⁶ Sebelum UU No. 22 tahun 2001 berlaku

⁵⁷ opcit

usaha atau bentuk usaha tetap. pembagian hasil ini dirundingkan antara kedua belah pihak dan biasanya dituangkan dalam kontrak *production sharing*.

4.1.1 Prinsip-Prinsip Dalam *Production Sharing Contract*

Production sharing contract yang berlaku di Indonesia sejak tahun 1964 telah mengalami beberapa generasi, mulai dari generasi I hingga generasi IV. Masing-masing generasi mempunyai prinsip-prinsip yang berbeda antara satu dengan lainnya, prinsip-prinsip tiap generasi PSC tersebut antara lain ⁵⁸:

Production Sharing Contract (PSC) generasi I (1964-1977)

Kontrak ini merupakan bentuk awal kontrak *production sharing*. Pada tahun 1973/1974 terjadi lonjakan harga minyak dunia sehingga pemerintah menetapkan kebijaksanaan bahwa sejak tahun 1974, kontraktor wajib melaksanakan pembayaran tambahan kepada pemerintah. Prinsip-prinsip *production sharing contract* (PSC) generasi I, adalah sebagai berikut :

- Manajemen operasi berada di tangan Pertamina
- Kontraktor menyediakan seluruh biaya operasi perminyakan
- Kontraktor akan memeprolah kembali seluruh biaya operasinya dengan ketentuan maksimum 40% setiap tahun
- Dari 60% dibagi menjadi Pertamina 65% dan Kontraktor 35%
- Pertamina membayar pajak pendapatan kontraktor kepada pemerintah
- Kontraktor wajib memenuhi kebutuhan Bahan Bakar Minyak (BBM) untuk dalam negeri secara proporsional (maksimum 25% bagiannya) dengan harga US\$ 0.20/barel
- Semua peralatan dan fasilitas yang dibeli oleh kontraktor menjadi milik Pertamina
- Interest kontraktor ditawarkan kepada Perusahaan Nasional Indonesia setelah dinyatakan komersial
- Sejak tahun 1974 sampai dengan tahun 1977, kontraktor diwajibkan memberikan tambahan pembayaran kepada pemerintah.

Production Sharing Contract (PSC) generasi II (1978-1987)

Pada tahun 1976, Pemerintah Amerika Serikat mengeluarkan IRS Ruling yang antara lain menetapkan bahwa penyeteroran 60% *Net Operating Income* PSC (yang sesuai dengan Undang-Undang Nomor 8 tahun 1971 tentang Pertamina merupakan pembayaran pajak Pertamina dan kontraktor) dianggap sebagai pembayaran *royalty* sehingga disarankan kontraktor membayar pajak secara langsung kepada pemerintah. Di samping itu, perlu diterapkan *Generally Accepted Accounting Procedure* (GAAP), di mana pembatasan pengembalian biaya operasi (*Cost Recovery Ceiling*) 40%/tahun dihapuskan. Untuk PSC yang berproduksi dilakukan *amandment*. Prinsip-prinsip pokok *production sharing contract* (PSC) generasi II adalah :

⁵⁸ opcit

- Tidak ada batas pengembalian biaya operasi yang diperhitungkan oleh kontraktor
- Setelah dikurangi biaya-biaya, pembagian hasil menjadi minyak : 65,91% untuk Pertamina; 34,09% untuk kontraktor. Sedangkan gas : 31,80% untuk Pertamina; 68,20% untuk kontraktor
- Kontraktor membayar pajak 56% secara langsung kepada pemerintah
- Kontraktor mendapat insentif, yaitu harga ekspor penuh minyak *Domestic Market Obligation* (DMO) setelah lima tahun pertama produksi
- Insentif pengembangan 20% dari modal yang dikeluarkan untuk fasilitas produksi

Production Sharing Contract (PSC) generasi III (1988-2002)

Pada tahun 1984, Pemerintah menetapkan peraturan perundang-undangan pajak baru untuk *production sharing contract* (PSC) dengan tarif 48%. Namun, peraturan tersebut baru dapat diterapkan terhadap PSC yang ditandatangani pada tahun 1988 karena dalam perundingan-perundingan yang dilakukan, pihak kontraktor masih mempunyai kecenderungan untuk menggunakan peraturan perpajakan yang lama. Dengan demikian pembagian hasil berubah menjadi minyak : 71,31% untuk Pertamina; 57,69% untuk kontraktor. Akan tetapi, setelah dikurangi pajak, komposisi pembagian hasilnya untuk masing-masing pihak adalah : Minyak : 65% untuk Pertamina; 15% untuk kontraktor; dan Gas : 70% untuk Pertamina dan 30% untuk kontraktor.

Production Sharing Contract (PSC) generasi IV (2002-sekarang)

Momentum *production sharing contract* (PSC) generasi IV dimulai pada saat diberlakukannya Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi. Struktur dan prinsip bagi hasil dalam undang-undang ini berbeda dengan undang-undang yang lama. Pada undang-undang yang lama, yang menjadi para pihak adalah Pertamina dan kontraktor. Sementara itu, dalam Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi, yang menjadi parapihaknya adalah badan pelaksana dengan badan usaha dan/atau bentuk usaha tetap.

Di dalam Undang-Undang Nomor 22 tahun 2001 tidak diatur secara khusus tentang komposisi pembagian hasil antara badan pelaksana dengan badan usaha dan atau bentuk usaha tetap. Pembagian ini akan diatur lebih lanjut dalam peraturan yang lebih rendah serta dituangkan dalam PSC. Apabila kita mengacu pada pasal 66 ayat (2) UU Nomor 22 Tahun 2001, maka jelas di dalam pasal ini disebutkan bahwa segala peraturan pelaksanaan dari Undang-Undang Nomor 44 Prp. Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi dan Undang-Undang Nomor 8 Tahun 1971 tentang Pertamina masih tetap berlaku sepanjang tidak bertentangan atau belum diganti dengan peraturan yang baru berdasarkan undang-undang ini.

Di dalam pasal 16 Peraturan Pemerintah 35 Tahun 1994 tentang Syarat-Syarat dan Pedoman Kerja Sama Kontrak Bagi hasil Minyak dan Gas Bumi ditentukan bahwa yang menetapkan pembagian hasil itu adalah Menteri Pertambangan dan Energi. Apabila digunakan ukuran pada generasi II, pembagian hasilnya adalah minyak : 85% untuk badan pelaksana; 15% untuk

badan usaha atau bentuk usaha tetap gas : 70% untuk badan pelaksana dan 30% untuk badan usaha atau bentuk usaha tetap.

Dalam undang-undang Migas diatur tentang penyerahan pembagian hak badan usaha atau bentuk usaha tetap untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri paling banyak 25%⁵⁹ dimana kata ‘paling banyak’ dihilangkan setelah keluar putusan MK atas yudisial review yang diajukan oleh beberapa kalangan masyarakat.

Bentuk dan Substansi *Production Sharing Contract*

Production sharing contract (PSC) berbentuk tertulis. Kontrak itu dalam bentuk akta di bawah tangan, yaitu dibuat antara Badan Pelaksana dengan badan usaha dan/atau bentuk usaha tetap. Sementara, peraturan yang berlaku saat ini bahwa substansi yang harus dimuat dalam PSC telah ditentukan dalam Pasal 11 ayat (3) Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi. Dimana PSC wajib memuat paling sedikit ketentuan-ketentuan pokok antara lain :

- penerimaan negara;
- wilayah kerja dan pengembaliannya;
- kewajiban pengeluaran dana;
- perpindahan kepemilikan hasil produksi atas minyak dan gas bumi;
- jangka waktu dan kondisi perpanjangan kontrak;
- penyelesaian perselisihan;
- kewajiban pemasokan minyak bumi dan/atau gas bumi untuk kebutuhan dalam negeri;
- berakhirnya kontrak;
- kewajiban pasca operasi pertambangan;
- keselamatan dan kesehatan kerja;
- pengelolaan lingkungan hidup
- pengalihan dan kewajiban;
- pelaporan yang diperlukan;
- rencana pengembangan lapangan;
- pengutamaan pemanfaatan barang dan jasa dalam negeri
- pengembangan masyarakat sekitarnya dan jaminan hak-hak masyarakat adat
- pengutamaan penggunaan tenaga kerja Indonesia

Penjabaran lebih lanjut dari tujuh belas ketentuan di atas, dituangkan ke dalam model PSC yang dibuat antara pemerintah Indonesia dengan kontraktor. Pemerintah Indonesia, melalui BPMIGAS telah melakukan standarisasi terhadap isi PSC. Judul kontraknya adalah *Production Sharing Contract Between Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (BPMigas) and.....(kontraktor)*. Isi kontrak telah dibakukan oleh BPMigas. PSC terdiri atas 17 bagian atau seksi. Ketujuh belas bagian tersebut meliputi :

⁵⁹ Pasal 22 UU Migas

- Ruang lingkup dan definisi
- Pengertian
- Di luar area
- Program kerja dan pembiayaan
- Hak dan kewajiban para pihak
- Biaya penemuan, pengembangan, dan pemeliharaan produksi
- Penilaian/penafsiran tentang minyak dan gas bumi
- Kompensasi, bantuan, dan bonus produksi
- Pembayaran
- Hak atas perlengkapan
- konsultasi dan arbitrase
- Pekerjaan dan pelatihan personel dari Indonesia
- Penghentian
- Pembukuan dan perhitungan dan audit
- Ketentuan lainnya
- Pengambilan bagian
- Mulai berlakunya

4.2. Klausul ASR dalam Beberapa PSC

Skema pertanggung jawaban ASR mulai dicantumkan pada PSC setelah tahun 1995, sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 1. Skema pertanggungjawaban Abandonment bagi Kontraktor PSC⁶⁰

<i>1st Generation PSC (1964-1977)</i>	<i>2nd Generation PSC (1978-1987)</i>	<i>3rd Generation PSC (1988-2002)</i>	<i>4th Generation -1995 East Indonesia</i>	<i>New Contracts (Post Law No. 22/2001)</i>
Tidak ada	Tidak ada	Tidak ada. Paska 1995 PSCs mewajibkan kontraktor untuk menyediakan ketentuan abandonment.	Tidak ada. Paska 1995 PSCs mewajibkan kontraktor untuk menyediakan ketentuan abandonment.	PSC mewajibkan kontraktor untuk menyediakan ketentuan abandonment.

Kontraktor PSC yang menandatangani kontrak setelah 1995 harus memasukkan ketentuan anggaran mengenai pembersihan dan restorasi lokasi pada saat pekerjaan (operasi) selesai. Dana tunai (cash fund) tersebut disimpan pada suatu rekening yang dananya tidak dapat dikembalikan (*non refundable account*) untuk kepentingan *abandonment dan site restoration* (ASR), akan

⁶⁰ Oil and Gas in Indonesia, Investment and Taxation Guide, Price Water House Coopers, 2005, halaman 113

tetapi biaya untuk ASR tersebut dapat dipulihkan/diganti oleh negara (recoverable) dan mendapatkan pengurangan pajak (perlu di klarifikasi lagi,?). Dana yang tidak terpakai akan di transfer kepada BP Migas. Dengan catatan bahwa PSC yang tidak berlanjut ke tingkat pembangunan, segala biaya yang terjadi dikategorikan sebagai biaya dan tidak akan di ganti BP Migas. Telah diusulkan bahwa biaya dan pertanggungjawaban ASR terkait dengan PSC yang ditandatangani sebelum 1995 tetap menjadi tanggung jawab Pemerintah dan BP Migas. Namun demikian, konsisten dengan PSC yang ditandatangani tahun 1995, BP Migas atau Pemerintah, di masa mendatang, mewajibkan kontraktor untuk berpartisipasi untuk biaya restorasi dan kegiatan *abandonment*⁶¹.

4.2.1. Ketentuan ASR bagi PSC Sebelum Tahun 1995

Walaupun PSC periode sebelum tahun 1995 tidak mengatur secara khusus ketentuan tentang kewajiban ASR, namun kontraktor tetap wajib melakukan ASR sebagaimana terlihat melalui penafsiran tertentu atas pasal-pasal terkait PSC⁶². Misalnya pada PSC Wiriagar Block, Pasal 1 ayat 1 dikatakan bahwa : “BPMIGAS bertanggung jawab atas manajemen dari operasi, Kontraktor bertanggung jawab atas operasi. Karena tanggung jawab operasi bersifat luas, mencakup *abandonment* dan *site restoration* yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari operasi pertambangan hulu migas. Hal tersebut didasarkan pada tuntutan kepatutan, kebiasaan maupun undang-undang sebagaimana ketentuan dalam Pasal 1339 KUHPerdara yang menyatakan :”Perjanjian tidak hanya mengikat untuk hal-hal yang dengan tegas dinyatakan di dalamnya tetapi juga untuk segala sesuatu yang menurut sifat perjanjian diharuskan oleh kepatutan, kebiasaan atau Undang-Undang “⁶³.

Kewajiban melakukan ASR pada PSC sebelum periode 1995 juga berdasarkan pada peraturan publik yang juga berlaku mengikat dalam pelaksanaan PSC sebagaimana juga telah disepakati secara tegas oleh para pihak dalam PSC Pasal 15.2.1 :”Hukum Republik Indonesia berlaku atas Kontrak PSC”. Beberapa aturan publik yang mendasari penafsiran tersebut antara lain : (1) PP Nomor 35 Tahun 1994 Tentang Syarat-syarat dan Pedoman Kerjasama Kontrak Bagi Hasil Minyak dan Gas Bumi yang mewajibkan kontraktor untuk berperan serta dalam menjamin kepentingan nasional dan memperhatikan kebijaksanaan Pemerintah Indonesia dalam pengembangan daerah serta pelestarian lingkungan⁶⁴; (2) Peraturan Menteri No.02.P/075/PME/1992 Tentang Pedoman Pelaksanaan Pengawasan Eksplorasi dan Eksploitasi Minyak dan Gas Bumi yang mewajibkan reklamasi atas lahan lahan yang sudah tidak dipergunakan⁶⁵.

Sedangkan terkait pendanaan ASR pada periode sebelum tahun 1995 penafsiran kewajibannya didasarkan pada PP Nomor 35 tahun 1994 Tentang Syarat-syarat dan Pedoman Kerja Sama Kontrak Bagi Hasil Migas. Berdasarkan PP Ini, kontrak bagi hasil dilaksanakan atas

⁶¹ Ibid halaman 53

⁶² Informasi dari wawancara dengan BPMIGAS (Bagian Hukum) pada 13 Januari 2011

⁶³ Ibid

⁶⁴ Pasal 4 PP Nomor 35 Tahun 1994

⁶⁵ Pasal 24 ayat 1

dasar prinsip-prinsip sebagai berikut : a) manajemen di tangan PERTAMINA, b) Kontraktor menyediakan semua dana, teknologi dan keahlian, c. Kontraktor menanggung semua risiko finansial⁶⁶. PP Ini juga mewajibkan kontraktor untuk menyediakan dana untuk investasi dan menanggung semua Biaya Operasi⁶⁷, kemudian atas biaya operasi tersebut Kontraktor akan menerima kembali yang diperhitungkan dari hasil produksi komersial⁶⁸. Dari skema ini maka biaya ASR pada prinsipnya merupakan aspek pengurang dan merupakan bagian dari *cost recovery* yang diganti oleh pemerintah (setelah memperhitungkan hasil produksi komersial).

4.2.2 Studi Kasus Pada Beberapa PSC di Indonesia

PSC Bengara II

PSC Bengara II ditandatangani pada 4 desember 1997 oleh PERTAMINA dan APEX (Bengara-II) Ltd, dan berlaku hingga 4 Desember 2027⁶⁹. Blok Bengara-II dioperasikan oleh Continental Geopetro (Bengara-II) Ltd (CGB2), yang merupakan perusahaan patungan (*joint venture company*) antara Continental energy Corporation dengan GeoPetro Resources Company (60%:40%). Blok yang terletak di Kalimantan Timur ini meliputi area Wilayah Kerja (WK) seluas 3.650 KM². Sebagian besar Blok ini berlokasi di wilayah daratan (*onshore*), dan sebagiannya merupakan wilayah *offshore* yang terbentang di Delta Bulungan River. Secara geologis, blok ini terletak di cekungan Tarakan dekat ladang minyak besar Pulau Tarakan dan Pulau Bunyu⁷⁰.

Ketentuan mengenai kewajiban ASR dalam PSC ini terdapat pada Bagian V tentang Hak dan Kewajiban Para Pihak (Right and Obligation of the Parties), Klausul 5.2.5, yang berbunyi : “*CONTRACTOR shall :*

- (a) conduct an environmental baseline assessment at the beginning of CONTRACTOR’s activities;*
- (b) take the necessary precautions for protection of ecological systems, navigation and fishing and shall prevent extensive pollution of the area, sea or rivers and other as the result of operations undertaken under the Work Program;*
- (c) after the Contract expiration or termination, or relinquishment of part of the Contract Area, or abandonment of any field, remove from the area all equipment and installations brought to the area by CONTRACTOR in a manner acceptable to PERTAMINA, and perform all necessary site restoration activities in relation to CONTRACTOR’s Petroleum Operations in accordance with the applicable Government regulations to prevent hazards to human life and property of others or environment to the extent caused by or arising from CONTRACTOR’s*

⁶⁶ Pasal 5

⁶⁷ Pasal 13 ayat (1)

⁶⁸ Pasal 13 ayat (2)

⁶⁹ Setelah UU Migas berlaku para pihak seharusnya diganti Menjadi BP MIGAS APEX (Bengara-II) Ltd, namun Peneliti tidak memiliki PSC yang telah direvisi tersebut.

⁷⁰ Indonesian Oil & Gas Book, 2008, halaman 39

Petroleum Operations; provided however, if PERTAMINA or any third party designated by PERTAMINA, takes over any area or field prior to its abandonment, CONTRACTOR, shall be released from its obligation to remove the equipment and installations and perform the necessary site restoration activities in respect of the field in such area. In such event, all the accumulated funds reserved for the removal and restoration operations shall be transferred to PERTAMINA;

- (d) include in the annual Budget of Operating Costs, estimates of the anticipated abandonment and site restoration costs for each exploratory well in the Work Program. All expenditures incurred by the CONTRACTOR in the abandonment of all such wells and restoration of their drillsites shall be treated as Operating Costs in accordance with the Accounting Procedure attached hereto as Exhibit “C”;*
- (e) include with requisite plan of development for each commercial discovery, an abandonment and site restoration program together with a funding procedure for such program. The amount of monies estimated to be required for this program shall be determined each year in conjunction with the Budget of Operating Costs for the plan of development and all such estimates shall be treated as Operating Costs in accordance with the Accounting Procedure attached hereto as Exhibit “C”;*

PSC Yapen 1999

PSC Yapen ditandatangani pada 27 September 1999 oleh PERTAMINA dan APEX (YAPEN) Ltd, dan berlaku hingga 27 September 2029. Blok Yapen dioperasikan oleh Nations Petroleum (Yapen) B.V. Blok yang terletak di Provinsi Papua Barat ini meliputi area Wilayah Kerja (WK) seluas 9.500 KM² dengan kedalaman mencapai 400 kaki. Keseluruhan blok ini berlokasi di wilayah laut (*off shore*) sepanjang pesisir utara Papua Barat⁷¹.

Ketentuan terkait dengan kegiatan ASR dalam PSC ini terdapat pada Bagian V tentang Hak dan Kewajiban Para Pihak (Right and Obligation of the Parties), Klausul 5.2.5, yang berbunyi : “CONTRACTOR shall :

- (a) conduct an environmental baseline assessment at the beginning of CONTRACTOR's activities;*
- (b) take the necessary precautions for protection of ecological systems, navigation and fishing and shall prevent extensive pollution of the area, sea or rivers and other as the result of operations undertaken under the Work Program;*
- (c) after the Contract expiration or termination, or relinquishment of part of the Contract Area, or abandonment of any field, remove all equipment and installations from the area in a manner acceptable to PERTAMINA, and perform all necessary site restoration activities in accordance with the applicable Government regulations to prevent hazards to human life and property of others or environment; provided however, if PERTAMINA takes over any area or*

⁷¹Ibid, halaman 205

field prior to its abandonment, CONTRACTOR shall be released from its obligation to remove the equipment and installations and perform the necessary site restoration activities of the field in such area. In such event all the accumulated funds reserved for the removal and restoration operations shall be transferred to PERTAMINA;

- (d) include in the annual Budget of Operating Costs, estimates of the anticipated abandonment and site restoration costs for each exploratory well in the Work Program. All expenditures incurred by CONTRACTOR in the abandonment of all such wells and restoration of their drill sites shall be treated as Operating Costs in accordance with the Accounting Procedure attached hereto as Exhibit "C";*
- (e) include with requisite plan of development for each commercial discovery, an abandonment and site restoration program together with a funding procedure for such program. The amount of monies estimated to be required for this program shall be determined each year in conjunction with the Budget of Operating Costs for the plan of development and all such estimates shall be treated as Operating Costs in accordance with the Accounting Procedure attached hereto as Exhibit "C";*

Adapun bagian dari Exhibit C dari PSC Yapen menyebutkan:

“Operating Costs shall include all expenditures incurred in the abandonment of all exploratory wells and the restoration of their drillsites, together with all estimates of monies required for the funding of any abandonment and site restoration program established in conjunction with an approved plan of development for a commercial discovery’

Expenditures incurred in the abandonment of exploratory wells and the restoration of their drillsites shall be charged as Operating Costs in accordance with Article II of this Exhibit "C".

Estimates of monies required for the funding of any abandonment and site restoration program established pursuant to paragraph (e) of clause 5.2.5 of the Contract shall be charged as Operating Costs annually on the basis of accounting accruals beginning in the year of first production. The amount charged in each Year will be calculated by dividing the total estimated cost of abandonment and site restoration for each discovery by the total estimated number of years in the economic life of each discovery. The estimates of monies required for all abandonment and site restoration activities shall be reviewed on an annual basis and such estimates shall be adjusted each Year as required”

PSC Bengara II (1997), PSC Yapen (1999) adalah jenis PSC generasi II. Secara umum klausul terkait kegiatan ASR pada kedua PSC tersebut tidak banyak berbeda, sedikit perbedaan terletak pada ketentuan mengenai pengambilalihan area sebelum abandonment. PSC Bengara memungkinkan pengambilalihan oleh Pertamina atau pihak ketiga yang ditunjuk Pertamina, sementara PSC Bengara pengambilalihan tersebut hanya dimungkinkan oleh Pertamina.

Berdasarkan klausul 5.2.5.kedua PSC ini memberikan kewajiban kepada kontraktor yang meliputi:

- a) Melakukan penilaian /kajian lingkungan saat kegiatan dimulai;
- b) Melakukan tindakan yang penting dan hati-hati/pencegahan untuk perlindungan sistem ekologi, navigasi, perikanan, dan harus mencegah polusi pada sungai atau laut dan lainnya sebagai akibat dilaksanakannya operasi berdasarkan program kerja
- c) Setelah kontrak selesai atau dihentikan atau penyerahan sebagian wilayah kontrak terjadi atau abandonment di lapangan manapun, pemindahan seluruh peralatan dan instalasi dari wilayah (kerja) dengan cara yang dapat diterima oleh PERTAMINA, dan melakukan segala kegiatan pemulihan lokasi sesuai dengan peraturan Pemerintah yang berlaku untuk mencegah bahaya pada kehidupan manusia dan harta benda atau yang lain atau lingkungan,
- d) Dalam hal PERTAMINA mengambil alih wilayah atau lapangan sebelum masa abandonment, Kontraktor harus dilepaskan dari kewajibannya untuk memindahkan peralatan dan instalasi dan melakukan kegiatan pemulihan lokasi di area tersebut. Pada kondisi ini, seluruh akumulasi dana yang tersedia untuk pemindahan dan pemulihan operasi harus ditransfer ke PERTAMINA.
- e) Pada budget biaya operasi pertahun, perkiraan biaya ASR untuk setiap sumur eskplorasi di Program kerja. Seluruh biaya yang dikeluarkan oleh Kontraktor dalam hal pemindahan seluruh peralatan dan instalasi dari wilayah kerja KKS dan kegiatan pemulihan lokasi pengeboran harus diperlakukan sebagai biaya operasi sesuai dengan prosedur akuntansi terlampir pada *Exhibit C*;
- f) Pada *Plan of Development* (POD) untuk setiap temuan komersial yang disyaratkan, program ASR bersama-sama dengan prosedur pendanaan program tersebut. Jumlah uang yang diperkirakan menjadi syarat untuk program ini harus ditentukan setiap tahun bersama dengan budget biaya operasi untuk rencana pembangunan dan perkiraan tersebut harus diperlakukan sebagai biaya operasi sesuai dengan prosedur akuntansi terlampir pada *Exhibit C*.

Ketentuan di atas memberikan beban kewajiban ASR kepada Kontraktor dan kewajiban pendanaannya, apabila ada biaya yang dikeluarkan terkait dengan kegiatan ASR maka biaya tersebut adalah biaya operasi, hal ini ditekankan kembali pada *Exhibit C*. Akan tetapi adanya klausul tersebut tidak membebaskan Kontraktor dari kewajiban untuk melakukan pemulihan lingkungan pasca operasi kegiatan usaha hulu migas dan gas bumi.

Beberapa hal penting yang perlu diperhatikan pada klausul di atas diantaranya terkait pemindahan seluruh peralatan dari wilayah kerja (lihat huruf c) dilakukan dengan cara yang dapat diterima oleh PERTAMINA, dalam hal ini PERTAMINA seharusnya memiliki standar

atau pengaturan mengenai kriteria cara yang dapat diterima tersebut. Dalam hal ini, peneliti belum mendapatkan informasi lebih lanjut dari PERTAMINA (saat ini BP Migas) mengenai adanya standar tersebut. Kemudian, dalam hal pemulihan lokasi yang sesuai dengan peraturan pemerintah, kiranya peraturan pemerintah apa saja atau standar apa yang berlaku dalam konteks ini? Penulis juga belum mendapatkan informasi dari BP Migas mengenai peraturan khusus untuk pemulihan lokasi di bidang Migas, misalnya apakah untuk kegiatan *offshore* harus dilakukan pemindahan total, dalam hal apa diperbolehkan pemindahan sebagian dan kondisi apa yang disyaratkan untuk hal tersebut? Biaya ASR merupakan biaya operasi (lihat huruf e dan f) sementara itu biaya operasi merupakan biaya yang dapat di kembalikan (*recover*). Dalam hal ini perlu penjelasan bagaimana mekanisme penggantian biaya operasional tersebut.

Pada PSC Bengara, penulis tidak mendapatkan lampiran Exhibit C. Penulis hanya mendapatkan lampiran Exhibit C dari PSC Yapen. Adapun Exhibit C tersebut menyatakan bahwa biaya operasional meliputi segala pengeluaran yang terjadi dalam *abandonment* seluruh sumur eksploitasi dan pemulihan lokasi pengeboran, bersamaan dengan seluruh perkiraan dana yang disyaratkan untuk mendanai program ASR yang dibentuk bersamaan dengan plan of development yang disetujui untuk penemuan (sumur) komersial. Pengeluaran-pengeluaran (biaya) yang terjadi dalam *abandonment* seluruh sumur eksploitasi dan pemulihan lokasi pengeboran harus dikenakan sebagai biaya operasional sesuai dengan Pasal II dari Exhibit C.

Perkiraan dana yang disyaratkan untuk pendanaan program ASR dibentuk sesuai dengan paragraph (e) pada klausul 5.2.5 pada Kontrak harus di kenakan sebagai biaya operasional per tahun berdasarkan akuntansi akrual yang dimulai saat produksi pertama. Jumlah biaya yang harus dibayar setiap tahun akan di hitung dengan membagi biaya total ASR untuk setiap penemuan dengan total perkiraan jumlah tahun ekonomi setiap penemuan. Dana perkiraan yang disyaratkan untuk kegiatan ASR harus di review setiap tahun dan perkiraan tersebut harus disesuaikan setiap tahun sebagaimana telah disyaratkan.

Exhibit C memberika tekanan bahwa biaya ASR merupakan biaya operasional. Berarti biaya tersebut akan diganti oleh negara dan akan mempengaruhi pendapatan negara dari bagi hasil Migas yang didapatkan. *Exhibit C* tidak menjelaskan lebih lanjut mengenai standar pengelolaan PERTAMINA (saat ini BP Migas) mengenai pengelolaan, tanggung jawab ASR yang meliputi kriteria, formula dan standar penghitungan besaran dana ASR, atas hal tersebut seharusnya PERTAMINA (BP Migas) memiliki peraturan tersebut (penulis belum mendapatkan informasi apakah Tata Laksana ASR yang diterbitkan oleh BP Migas mengakomodasi hal ini).

Klausul pada PSC Bengara maupun Yapen, juga tidak menjelaskan lebih lanjut mengenai adanya *Abandonment Agreement* (yang disusun tersendiri) seperti pada JOA Inggris. Klausul PSC Bengara maupun Yapen juga tidak mengakomodir adanya tanggung jawab residual.

PSC Cepu

PSC Cepu ditandatangani pada 17 September 2005 oleh BPMIGAS dan MOBIL CEPU Ltd, dan berlaku hingga 17 September 2035. Blok Cepu dioperasikan oleh Mobil Cepu Ltd. Pada bulan Maret 2006, ExxonMobil dan Pertamina menandatangani JOA (Joint Operating Agreement). Kepemilikan saham pada awal penandatanganan kontrak terdiri atas : PT. Pertamina E&P Cepu (50%), Mobil Cepu Ltd (25.5%), dan Ampolex (Cepu) Pte Ltd (24.5%). Blok yang terletak di perbatasan antara Jawa Tengah dan Jawa Timur ini meliputi area Wilayah Kerja (WK) seluas 919 KM². Keseluruhan blok ini berlokasi di wilayah daratan (*on shore*). Wilayah ini memiliki sejarah panjang eksplorasi migas dengan penemuan minyak yang minim di tahun 1893⁷². Lapangan ini diperkirakan akan memproduksi minyak hingga rata-rata produksi 165.000 BOPD (*Barel Oil Per Day*).

Ketentuan terkait dengan kegiatan ASR pada PSC ini terdapat pada klausul Bagian V tentang Hak dan Kewajiban Para Pihak (Right and Obligation of the Parties), klausul 5.1.5. KONTRAKTOR berkewajiban:

- (a) *conduct an environmental baseline assessment at the beginning of CONTRACTOR's activities;*
- (b) *take the necessary precautions for protection of ecological systems, navigation and fishing and shall prevent extensive pollution of the area, sea or rivers and other as the result of operations undertaken under the Work Program;*
- (c) *after the Contract expiration or termination, or relinquishment of part of the Contract Area, or abandonment of any field, remove all equipment and installations from the area in a manner acceptable to BP MIGAS and GOI, and perform all necessary site restoration activities in accordance with the applicable Government regulations to prevent hazards to human life and property of others or environment; provided however, if third party appointed by GOI, takes over any area or field prior to its abandonment, CONTRACTOR shall be released from its obligation to remove the equipment and installations and perform the necessary site restoration activities of the field in such area. In such event all the accumulated funds reserved for the removal and restoration operations for such Contract Area shall be transferred to BP MIGAS;*
- (d) *include in the annual Budget of Operating Costs, estimates of the anticipated abandonment and site restoration costs for each exploratory well in the Work Program. All expenditures incurred by CONTRACTOR in the abandonment of all such wells and restoration of their drill sites shall be treated as Operating Costs in accordance with the Accounting Procedure attached hereto as Exhibit "C";*
- (e) *include with requisite plan of development for each commercial discovery, an abandonment and site restoration program together with a funding procedure for such program. The*

⁷²Ibid, halaman 59

amount of monies estimated to be required for this program shall be determined each year in conjunction with the Budget of Operating Costs for the plan of development and all such estimates shall be treated as Operating Costs in accordance with the Accounting Procedure attached hereto as Exhibit "C";

Exhibit C pada klausul 3.6. mengenai Abandonment and Site Restoration menjabarkan:

“Operating Costs shall include all expenditures incurred in the abandonment of all exploratory wells and the restoration of their drillsites, together with all estimates of monies required for the funding of any abandonment and site restoration program established in conjunction with an approved plan of development for a commercial discovery.

Expenditures incurred in the abandonment of exploratory wells and the restoration of their drillsites shall be charged as Operating Costs in accordance with Article II of this Exhibit "C".

Estimates of monies required for the funding of any abandonment and site restoration program established pursuant to paragraph (e) of clause 5.2.5 of the Contract shall be charged as Operating Costs annually on the basis of accounting accruals beginning in the year of first production.

The amount charged in each Year will be calculated by dividing the total estimated cost of abandonment and site restoration for each discovery by the total estimated number of years in the economic life of each discovery. The estimates of monies required for all abandonment and site restoration activities shall be reviewed on an annual basis and such estimates shall be adjusted each Year as required”

PSC Cepu adalah jenis PSC generasi IV, yang merupakan generasi terkini. Akan tetapi, tidak banyak perubahan konsep pada klausul mengenai ASR. Klausul ASR pada PSC Cepu hampir sama dengan klausul PSC Yapen, yang berbeda hanyalah para pihak, pada PSC Cepu pihaknya adalah yakni BP MIGAS dan Pemerintah Indonesia serta Kontraktor. Kemudian pada klausul 5.2.5. huruf c, pemindahan seluruh peralatan dan instalasi dari wilayah (kerja) dengan cara yang dapat diterima oleh BP MIGAS dan Pemerintah, hal ini berarti pemindahan harus dapat diterima oleh dua pihak yakni BP Migas dan Pemerintah. Akan tetapi, tidak dijelaskan lebih lanjut, criteria maupun standar mengenai pemindahan yang bagaimana yang dapat diterima oleh BP Migas dan Pemerintah. Pada PSC Bengara dan Yapen, pemindahan harus dapat diterima oleh satu pihak yakni PERTAMINA, tentu saja perubahan UU MIGAS mengakibatkan perubahan para pihak pada PSC. Pada PSC Bengara II dan Yapen, PERTAMINA bertindak sebagai perusahaan negara yang bertindak sebagai pihak. Sementara pada PSC Cepu, BP Migas, selaku Badan Hukum Negara yang menjadi pihak. Kemudian dalam hal pengambilalihan, maka Pemerintah Indonesia yang akan menunjuk pihak ketiga dan dana akumulasi (ASR) pada area

kontrak harus dintransfer kepada BP Migas. Lebih lanjut, isi *Exhibit C* PSC Cepu sama sekali tidak ada perbedaan dengan *Exhibit C* pada PSC Yapen.

Selain secara konsep (khususnya konsep ASR) tidak mengalami perkembangan, pada PSC Cepu khususnya *Exhibit C* terdapat kesalahan, pada bagian *Exhibit* tersebut merujuk paragraph (e) klausul 5.2.5 sebagai berikut “.....*funding of any abandonment and site restoration program established pursuant to paragraph (e) of clause 5.2.5.....*” seharusnya yang dirujuk adalah paragraph (e) klausul 5.1.5.

Bab V

Kesimpulan dan Rekomendasi

5.1. Kesimpulan

1. Dunia internasional berpandangan bahwa prinsip kehati-hatian perlu diterapkan pada tahap decommissioning dan pelaksanaan ASR. Hal ini memberikan konsekuensi adanya perhatian total pada pelaksanaan ASR, jangan sampai instalasi yang mencapai masa operasi diabaikan dan menimbulkan masalah dikemudian hari. Indonesia belum meratifikasi konvensi London, hal ini membuka peluang bagi praktek pertambangan untuk melakukan dumping di Indonesia yang tidak sesuai dengan ketentuan konvensi London. Walaupun Indonesia menandatangani UNCLOS, akan tetapi hal tersebut tidak cukup sebab UNCLOS tidak mengatur aspek dumping limbah dari kegiatan Migas.
2. Di Indonesia, dana cadangan ASR tidak dapat dikembalikan kepada Kontraktor akan tetapi biaya ASR merupakan dana operasional yang menurut PP No. 79 tahun 2010 merupakan biaya yang dapat dikembalikan (*cost recovery*), hal ini akan dilakukan dengan prinsip MCAR sehingga dana yang dicadangkan sama besarnya dengan biaya riil yang keluar.
3. PSC pada generasi awal tidak mengatur secara jelas mengenai kewajiban ASR, akan tetapi pada PSC pada dasarnya Pemerintah yang memiliki sumur dan fasilitas yang kemudian pengoperasiannya dilakukan oleh kontraktor dimana biaya operasi ditanggung pemerintah melalui *cost recovery*. Berdasarkan hukum internasional, pemilik dari fasilitas Migas memiliki kewajiban untuk melakukan ASR. Oleh karena pada saat berakhirnya PSC Pemerintah-lah yang memiliki alas hak atas fasilitas Migas, maka Pemerintah pula yang bertanggung jawab atas ASR tersebut. Pada saat *cost recovery* diformulasikan berdasarkan sistem PSC, hal ini mungkin luput dari perhatian, akan tetapi sayangnya beban biaya ASR merupakan hal yang harus ditanggung negara akibat kepemilikan dari fasilitas tersebut⁷³.
4. Pada PSC Bengara II, Yapan dan Cepu secara umum telah mencantumkan kewajiban mengenai dana ASR dan pelaksanaan ASR, dan pelaksanaan atas hal tersebut perlu dibuat lebih detail. Pembaruan konsep ASR atau pengaturan lebih lanjut mengenai ASR bukanlah menjadi halangan sebab pada PSC Cepu misalnya, pada klausul 5.1.20 mewajibkan kontraktor untuk taat pada hukum Indonesia yang berlaku. Hal ini juga dipahami bahwa eksekusi program kerja harus dilakukan tanpa menyebabkan konflik dengan kewajiban yang diberlakukan oleh kewajiban internasional⁷⁴. Dalam hal ini maka kontraktor harus menyesuaikan dengan kewajiban tersebut sebagai bentuk ketaatan terhadap hukum di Indonesia. Kemudian,

⁷³ Martin, AT, Decommissioning of International Petroleum Facilities Evolving Standards and Key Issues, Oil, Gas and Energy Law Intelligence, Vol. 1-Issue 5, December 2003

⁷⁴ Bunyi klausul 5.1.20: “*comply with all applicable laws of the Republic of Indonesia. It is also understood that the execution of the Work Program shall be exercised so as not to conflict with obligations imposed on GOI by international laws*”.

pelaksanaan ASR yang baik merupakan kewajiban internasional dimana Indonesia terikat dalam UNCLOS.

5. Dana ASR merupakan biaya operasional yang akan di kembalikan (komponen *cost recovery*), hal ini merupakan faktor pengurang yang besar atas keuntungan negara dari kegiatan Migas. Atas hal ini perlu dipertimbangkan dan diteliti lebih lanjut apakah bentuk PSC akan tetap digunakan untuk kegiatan onshore dan offshore, atau dibedakan seperti halnya model Nigeria yang menggunakan JOA untuk kegiatan onshore dan PSC untuk kegiatan offshore. Perlu dipertimbangkan agar biaya ASR bukan menjadi tanggungan negara semata tetapi menjadi beban bersama para aktor yang terlibat dalam operasi Migas.

5.2. Rekomendasi

1. Pengaturan ASR baik pengelolaan dana maupun pelaksanaannya harus lebih detail, dapat diakomodasi pada Abandonment Agreement seperti di Inggris dan secara umum diakomodasi pada peraturan perundang-undangan
2. Perlu pembedaan dekomissioning (atau ASR) pada kegiatan *onshore* dan *offshore* baik dari standar, tata laksana maupun regulasi.
3. Perlu adanya kajian lebih lanjut mengenai dana ASR, aspek penghitungan, pengelolaannya serta kritisi *cost recovery* ASR dan MCAR (apakah proporsinya tidak perlu dimodifikasi?)
4. Indonesia perlu mempertimbangkan untuk meratifikasi London Convention mengingat Konvensi London memuat aspek dumping limbah dari kegiatan Migas, selain itu sekretariat London Dumping Convention juga memberikan peningkatan kapasitas bagi para pihak, hal ini dapat membantu Indonesia untuk meningkatkan kapasitas.
5. Apabila perlu, Indonesia dapat membentuk Konvensi Regional yang diharapkan dapat mengatasi masalah pencemaran laut akibat kegiatan Migas termasuk ASR di *offshore* yang berpotensi terjadi di wilayah perairan ASEAN atau Asia pasifik.
6. Perlu adanya keterbukaan informasi pada BP Migas, diantaranya keterbukaan kontrak, pedoman dan dokumen tata kelola Migas, data anjungan/operasi Migas. Hal ini dapat memberikan ruang diskusi dan diaog ilmiah pada publik untuk dapat berpartisipasi dalam mengkaji, memberikan usulan perbaikan kebijakan tata kelola Migas kepada Pemerintah dan mengawasi pelaksanaan operasi Migas
7. Dalam kerangka pembangunan berkelanjutan, tanggung jawab residual merupakan aspek yang penting. Setelah ASR dilakukan perlu adanya kepastian siapa yang bertanggung jawab atas perawatan, pemantauan dan apabila ada kerusakan dan dampak lingkungan, serta apabila timbul kewajiban bagi generasi yang akan datang.

8. Model PSC Indonesia belum mengatur secara detail mengenai ASR, begitu pula dengan PTK dan peraturan perundang-undangan yang ada. Perlu disusun lebih lanjut mengenai standar-standar pemulihan, perbedaan pelaksanaan ASR pada onshore dan offshore, transparansi serta akses informasi kepada masyarakat;

-----,,-----,,-----



Daftar Pustaka

Peraturan Perundang-undangan Republik Indonesia

Undang-undang No. 5 tahun 1983 tentang Zona Ekonomi Eksklusif Indonesia

Undang-undang No. 6 tahun 1996 tentang Perairan Indonesia

Undang-undang No. 22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi

Peraturan Pemerintah No. 35 tahun 2004 tentang Kegiatan Hulu Migas

Peraturan Pemerintah No. 79 tahun 2010 tentang Biaya Operasi yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Penghasilan Di Bidang Usaha Hulu Minyak dan gas Bumi

Surat Keputusan No. KEP-0139/BP00000/2010/S0 tentang Pedoman Tata Kerja *Abandonment and Site Restoration*

Perjanjian Internasional

1958 Geneva Convention on Continental Shelf

1972 London Dumping Convention

1982 United Nations Convention on the Law of the Sea

International Maritime Organisation Guide

Laporan

Badan Pemeriksa Keuangan Republik Indonesia, Laporan Hasil Pemeriksaan atas Kegiatan Pencadangan dan Penggunaan Dana Abandonment and Site Restoration untuk Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi Pada BP Migas dan Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKS) Terkait di Jakarta, 1 Juli 2010.

Norwegian Petroleum Directorate, diakses pada <http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2010/Chapter-7/>

Oil and Gas in Indonesia, Investment and Taxation Guide, Price Water House Coopers, 2005, halaman. 113, Indonesian Oil & Gas Book, 2008

Oil and Gas UK, diakses pada:

http://www.ukooaenvironmentallegislation.co.uk/Contents/Topic_Files/Offshore/Decommissioning_Pipelines.htm 20 Januari 2011

US Embassy, Petroleum Report Indonesia 2007-2008, Jakarta 2008, di akses pada

<http://www.scribd.com/doc/27921228/Petroleum-Report-Indonesia-2008>, terakhir diakses pada 25 Januari 2011

The World Bank, Towards Sustainable Decommissioning and Closure of Oil Fields and Mines: a Toolkit to Assist Government Agencies, diakses pada:
http://siteresources.worldbank.org/EXTOGMC/Resources/3369291258667423902/decommission_toolkit3_full.pdf terakhir diakses pada 22 Desember 2010

Paper

Martin, AT, Decommissioning of International Petroleum Facilities Evolving Standards and Key Issues, Oil, Gas and Energy Law Intelligence, Vol. 1-Issue 5, December 2003

Gibson, Graeme, The Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations: A Review of Current Legislation, Financial regimes and the Opportunities for Shetland, 2002 STEP Placement.

Mankabady, Samir, Decommissioning of Offshore Installations, Journal of Maritime Law and Commerce, Vol. 28, No. 4, October 1997

Jordan, Grant, Indirect Causes and Effects in Policy Change: The Brent Spar Case, Public Administration Vol.76 Winter 1998 (713-740).

Moller, Leon, The Cost of Decommissioning: Government and Industry Attempts at Addressing Decommissioning Liabilities, 7 November 2007, diakses pada:
<http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/index.php?news=29051>, 20 Januari 2011

Wariye West, Soloabo, The Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Structures in Nigeria and South Africa In the Context of Best Practice diakses pada
http://lawspace2.lib.uct.ac.za/dspace/bitstream/2165/250/1/WestS_2005.pdf

Surat Kabar

Indonesia Aims to Reduce Cost of Decommissioning Work, The Jakarta Post, 9 April 2004, diakses pada
<http://www.gasandoil.com/goc/news/nts41673.htm>, 22 Desember 2010

Penerimaan Migas Lebih Target, BPMIGAS, diakses pada
http://www.bpmigas.com/depan_content.asp?isi=news&ID=iMdp2SR210H13GV0ITep, 26 Desember 2010