Nagamedia

ASPEK FISKAL
BISNIS HULU MIGAS

Editor : Rofyanto Kurniawan & Hidayat Amir

BKF
PUSAT KEBIJAKAN APBN
BADAN KEBIJAKAN FISKAL
KEMENTERIAN KEUANGAN REPUBLIK INDONESIA

ASPEK FISKAL BISNIS HULU MIGAS

Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 19 Tahun 2002 tentang Hak Cipta
Lingkup Hak Cipta

Pasal 2

1. Hak cipta merupakan hak eksklusif bagi Pencipta atau Pemegang Hak Cipta untuk mengumumkan atau memperbanyak ciptaannya, yang timbul secara otomatis setelah suatu ciptaan dilahirkan tanpa mengurangi pembatasan menurut perundang-undangan yang berlaku.

Ketentuan Pidana
Pasal 72

1. Barang siapa dengan sengaja atau tanpa hak untuk melakukan perbuatan sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 ayat (1) atau Pasal 49 ayat (1) dan ayat (2) dipidana dengan pidana penjara paling singkat 1 (satu) bulan dan/atau denda paling sedikit Rp1.000.000,00 (satu juta rupiah), atau pidana penjara paling lama 7 (tujuh) tahun dan/atau denda paling banyak Rp5.000.000.000,00 (lima miliar rupiah).
2. Barangsiapa dengan sengaja menyiarkan, memamerkan, mengedarkan, atau menjual kepada umum suatu Ciptaan atau barang hasil pelanggaran Hak Cipta atau Hak Terkait sebagaimana dimaksud pada ayat (1), dipidana dengan pidana dengan pidana penjara paling lama 5 (lima) tahun dan/atau denda paling banyak Rp500.000.000,00 (lima ratus juta rupiah).

Editor :
Rofyanto Kurniawan
Hidayat Amir

ASPEK FISKAL BISNIS HULU MIGAS

PT. NAGAKUSUMA
MEDIA KREATIF

Aspek Fiskal Bisnis Hulu Migas
©Badan Kebijakan Fiskal (BKF)

Hak Cipta dilindungi Undang-Undang
All Rights Reserved

Cetakan I, Januari 2017

Koreksi Typos : Mutaqin
Desain Sampul : Khayra F. Nirwasita
Tata Letak : Arief A Setiawan
Pra-cetak : Zuprianto
Ukuran : 15 x 23 cm
Halaman : xiv + 252
ISBN : 978-602-1379-46-2

Diterbitkan oleh :
PT NAGAKUSUMA MEDIA KREATIF
Anggota IKAPI No.469/DKI/XI/2013
Menara Cawang Lantai Dasar Blok A No.1
Jl. SMA 14 Cawang Kramat Jati Jakarta Timur 13630
Telepon: +62-21-36501501
Mobile : +62-811-4140-080
E-Mail: penerbit@nagamedia.co.id
Website: www.nagamedia.co.id

Perpustakaan Nasional RI, Katalog Dalam Terbitan(KDT)

BADAN KEBIJAKAN FISKAL (BKF)
Aspek Fiskal Bisnis Hulu Migas / Rofyanto Kurniawan & Hidayat Amir (Editor) —
Jakarta: PT Nagakusuma Media Kreatif, 2017.

266 hlm.; 23 cm
Bibliografi : hlm. 11, 28, 48, 73, 91, 110, 128, 150, 175, 206, 228, 247
ISBN: 978-602-1379-46-2
1. Ekonomi I. Judul

DISCLAIMER

Pandangan, gagasan, atau ide yang termuat dalam artikel di buku ini bukanlah representasi dari kebijakan yang dikeluarkan oleh Badan Kebijakan Fiskal, Kementerian Keuangan, dan sepenuhnya menjadi tanggung jawab profesional penulis.

KATA PENGANTAR

Dalam beberapa tahun terakhir terdapat beberapa perubahan besar dalam APBN (Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara). Salah satunya ialah kontribusi Migas dalam APBN. Kontribusi Migas bagi pendapatan negara merosot tajam. Pada 2010-2014, Migas menyumbang tidak kurang dari Rp250 triliun, yang terdiri atas Pos Penerimaan Pajak Migas dan Pos Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP) Sumber Daya Alam Minyak dan Gas (SDA Migas). Namun pada 2015, kontribusinya menurun tajam hingga hanya Rp127,8 triliun. Jika hanya melihat pos PNBP SDA Minyak maka selama periode 2010-2014 rata-rata kontribusi per tahun ke APBN sebesar Rp132,8 triliun. Pada 2015, kontribusi menurun menjadi hanya sebesar Rp48 triliun.

Terdapat dua faktor utama yang mengakibatkan penurunan kontribusi penerimaan ini: (1) harga migas dunia yang anjlok, dan (2) produksi minyak nasional yang mengalami trend penurunan. Faktor pertama lebih diakibatkan oleh konstelasi geopolitik internasional yang meningkahi dinamika *supply-demand* minyak di pasar internasional. Sementara faktor kedua karena kebanyakan sumur-sumur minyak nasional yang sudah menua, sementara sumur-sumur baru tidak banyak ditemukan atau belum mulai digali.

Faktor harga migas dunia ialah faktor yang *uncontrollable,* sementara faktor kedua yaitu penurunan produksi minyak nasional masih ada kemungkinan untuk dicegah atau setidaknya dikurangi kecepatan penurunannya. Yaitu misalnya dengan mempercepat proses produksi sumur-sumur baru dan atau menggiatkan proses penemuan sumur-sumur baru yang secara potensial masih ada walau pun mungkin di tempat yang tidak semudah sebelumnya. Misalnya sumur-sumur migas di area laut dalam (*deep water*).

Selain fenomena tersebut di atas, ada lagi topik hangat dalam diskusi penyusunan APBN ialah fenomena *cost recovery* yang nilainya meningkat sementara *lifting* produksi minyak sedang mengalami penurunan. Maka dalam konteks ini, kami menugaskan para peneliti

di Pusat Kebijakan APBN untuk melakukan studi untuk mendapatkan informasi yang lebih komprehensif terkait aspek fiskal bisnis hulu migas. Buku ini menjadi dokumentasi dan sarana publikasi atas sebagian besar informasi yang dihasilkan oleh kajian tersebut.

Harapannya buku ini bisa menjadi salah satu sumber referensi aspek fiskal bisnis hulu migas yang memang masih sangat terbatas. Selain itu, kami berharap buku ini bisa memicu diskusi antara seluruh pemangku kepentingan untuk mencari alternatif terbaik yang dapat diakomodasi sebagai suatu kebijakan di bidang fiskal yang terkait bisnis hulu migas.

Jakarta, Jelang Akhir Tahun 2016

Rofyanto Kurniawan, Ph.D.
Kepala Pusat Kebijakan APBN

PRAKATA

Bisnis Hulu Migas dan Fiskal memiliki hubungan yang sangat erat. Sejarah mencatat bahwa Indonesia pernah mendapatkan berkah minyak sebagai sumber pendapatan negara yang utama – yaitu mencapai lebih dari 55% pendapatan negara pada periode 1970-1980-an. Kondisi yang demikian tak luput dalam catatan Prof. Dr. Boediono dalam bukunya "Ekonomi Indonesia dalam Lintasan Sejarah" yang diterbitkan oleh Mizan 2016.

Namun demikian, periode berkah itu tidak bertahan lama. Kontribusi minyak terhadap Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN) mengalami tendensi penurunan terus menerus. Hal ini memotivasi kami untuk melakukan penelitian agar mendapatkan informasi yang lebih komprehensif sebagai basis knowledge dalam pengambilan keputusan di bidang fiskal.

Artikel-artikel di dalam buku ini ditulis oleh para peneliti sebagai hasil pencernaan sepanjang penelitian melihat lebih dalam tentang Bisnis Hulu Migas di Indonesia. Motivasi para peneliti sederhana, melihat bahwa masih minimnya referensi yang mengaitkan topik fiskal dengan bisnis hulu migas, maka penerbitan sebuah buku akan menjadi amal jariyah bagi dunia akademis. Untuk menghindari diskusi yang kompleks, penulisan buku ini dibuat dengan bahasa yang sederhana dan ilustrasi untuk memudahkan komunikasi.

Walau pun masih penuh keterbatasan, harapannya peneribitan buku ini bisa menjadi wahana komunikasi dan pemicu diskusi seluruh pemangku kepentingan baik di bidang kebijakan fiskal maupun para penggiat bisnis hulu migas. Sedianya buku ini terbit di akhir tahun 2016, namun mengingat pada saat itu muncul diskusi atas gagasan baru terkait skema *Gross Split* sebagai alternatif PSC maka kami menunda untuk mengakomodasi isu ini walau pun hanya diulas secara sekilas.

Tak lupa kami haturkan ucapan terima kasih kepada semua pihak yang telah mempermudah membuka jalan bagi penerbitan buku ini.

Terima kasih juga kami sampaikan kepada Pak Amin Sunaryadi, Kepala SKK Migas, yang telah memberikan akses dan dukungan dalam proses studi yang dilakukan oleh para peneliti di Pusat Kebijakan APBN. Kepada Pak A. Rinto Pudyantoro dan Tim SKK Migas serta para pihak yang mewakili kontraktor yang telah menemani dalam proses diskusi dan observasi lapangan. Pak Turiman dari Dewan Energi Nasional serta Pak Deendarlianto dan teman-teman dari Pusat Studi Energi UGM atas diskusi hangat dan 'gayeng'-nya selama kunjungan kami ke Yogyakarta.

Dengan kelapangan dada kami menerima setiap masukan, kritik, dan koreksi untuk memperbaiki buku ini. Kami juga sangat bergembira jika seandainya buku ini bisa menjadi sarana silaturahim yang berbuah diskusi hangat penuh persahabatan sebagai bagian dari komitmen kami terus mengasah dan memperbaiki diri untuk memberikan iuran terbaik bagi negeri.

Jakarta, Desember 2016

Rofyanto Kurniawan & Hidayat Amir
Editor

DAFTAR ISI

hal.

KATA PENGANTAR KEPALA PUSAT KEBIJAKAN APBN ..... **ix**
PRAKATA EDITOR ..... **xi**
DAFTAR ISI ..... **xiii**

1. **KONTRIBUSI MINYAK BAGI PEREKONOMIAN INDONESIA** **1**
   Hidayat Amir
2. **DINAMIKA PENERIMAAN NEGARA SEKTOR MIGAS** **15**
   Praptono Djunedi
3. **POTRET DAN TANTANGAN MIGAS INDONESIA** **31**
   Tri Wibowo
4. **ANALISIS PEMILIHAN SKEMA FISKAL BISNIS HULU MIGAS** **51**
   Abdul Aziz
5. ***COST RECOVERY* DAN KONDISI PROYEK HULU MIGAS NASIONAL** **75**
   Anda Nugroho
6. **KONDISI *COST RECOVERY* DAN PENERIMAAN NEGARA DARI SEKTOR MIGAS** **93**
   Eko Wicaksono
7. **MIGAS: ANTARA INDONESIA DAN MALAYSIA** **113**
   Tri Wibowo

8. *PRODUCTION SHARING CONTRACT* DAN *COST RECOVERY*: PERJANJIAN PENGUSAHAAN MINYAK DAN GAS BUMI **131**
Akhmad Yasin

9. MENAKAR POTENSI MANFAAT DAN KERUGIAN PSC *GROSS SPLIT* BAGI APBN **153**
Abdul Aziz

10. PERKEMBANGAN PENGATURAN KONTRAK KERJA SAMA PENGUSAHAAN MINYAK DAN GAS BUMI DI INDONESIA **177**
Akhmad Yasin

11. HAMBATAN INVESTASI SEKTOR HULU MIGAS DI INDONESIA **209**
Praptono Djunedi

12. MENINGKATKAN PRODUKSI MINYAK NASIONAL: MUNGKINKAH? **231**
Hidayat Amir

BIODATA PENULIS **249**

1

KONTRIBUSI MINYAK BAGI PEREKONOMIAN INDONESIA

Hidayat Amir - Peneliti pada Pusat Kebijakan APBN, Badan Kebijakan Fiskal

ABSTRAK

Indonesia pernah dikenal dan disegani sebagai negara pengekspor minyak. Berkah sumber daya alam minyak telah memberikan kontribusi bagi perekonomian yang sangat besar. Pada tahun 1970/80-an penerimaan minyak memberikan kontribusi hingga 50% lebih dari total pendapatan negara yang sangat penting bagi pembangunan nasional setelah periode transisi dan stabilisasi politik pasca kemerdekaan. Namun kontribusi ini tidak bertahan lama. Produksi domestic mengalami penurunan tajam, sementara sebagai hasil pembangunan dengan pertumbuhan ekonomi tinggi, konsumsi minyak domestik terus mengalami peningkatan. Konsekuensinya impor minyak Indonesia pun membengkak. Sebetulnya masih ada ruang untuk meningkatkan produksi minyak nasional agar kontribusinya tetap optimal di tengah cadangan minyak yang tidak terlalu besar.

Kata kunci: minyak bumi, kontribusi ekonomi, Indonesia

PENDAHULUAN

Indonesia dikenal sebagai salah satu negara penghasil migas di dunia. Bahkan Indonesia pernah menjadi negara yang amat disegani di komunitas negara pengekspor minyak (*Organization of the Petroleum Exporting Countries* disingkat OPEC). OPEC didirikan pada 1960 dan Indonesia bergabung menjadi anggota pada 1962. Setelah bergabung ke OPEC, tercatat berderet nama-nama orang Indonesia yang telah menghiasai sejarah OPEC dengan menempasi posisi penting sebagai Sekretaris Jenderal OPEC. Mereka adalah Prof. M. Sadli (1976), Prof. Dr. Subroto (1980), IB Sujana (1997), dan Prof. Dr. Purnomo Yusgiantoro (2004). Namun pada tahun 2008 Indonesia mencabut keanggotaannya di OPEC setelah sejak tahun 2003 Indonesia menjadi negara pengimpor (*net-importer*) minyak (Amir, 2015a).

Neraca ekspor-impor minyak Indonesia telah mengalami defisit sejak tahun 2003. Defisit minyak ini memiliki kecenderungan yang semakin besar. Hal ini dipengaruhi oleh tingkat konsumsi domestik yang semakin meningkat sejalan dengan pertumbuhan ekonomi, dan tingkat produksi nasional yang terus mengalami penurunan sejak tahun 1996. Konsumsi yang meninggi antara lain juga karena konversi energi ke sumber energi alternatif (non-fosil) yang masih jalan di tempat. Konsekuensi atas kondisi ini ialah sumber minyak Indonesia dari impor mengalami peningkatan. Ketergantungan Indonesia atas pasar minyak dunia menjadi semakin besar. Kondisi ini kontras dan mungkin tidak terpikirkan ketika Indonesia sedang mengalami *oil boom* pada periode 1970-an s.d. 1980 (Bevan, Collier, & Jan Willem Gunning, 1999; Wihardja, 2016; Zen, 2012).

Sejarah panjang dinamika minyak telah mengalami pasang surut dalam perekonomian Indonesia. Setelah mengalami masa keemasan era minyak pada tahun 1970/80-an, kini sebagian berpendapat bahwa era minyak di Indonesia telah mendekati tamat. Banyak kalangan yang memperkirakan bahwa cadangan minyak nasional akan habis dalam periode kurang lebih 12 tahun yang akan datang (Amir, 2015a). Namun, sebagian yang lain masih optimistis bahwa sebetulnya masih cukup banyak cekungan (basin) sumber minyak di wilayah Indonesia. Walau pun lokasinya tidak semudah yang sudah digali. Yang diperlukan ialah usaha keseriusan menemukan sumber-sumber baru minyak dan investasi untuk menggalinya dengan teknologi yang lebih baik dan

lebih murah. Selain itu, untuk menghindari ketergantungan pada segelintir *trader* minyak di pasar internasional, pada 2016 Indonesia kembali masuk menjadi anggota OPEC. Dengan kembali menjadi anggota OPEC, harapannya posisi Indonesia meningkat baik dalam konteks negosiasi dengan negara-negara utama penghasil minyak dunia serta menjalin kepentingan jangka panjang untuk investasi di sektor minyak di Indonesia. Paper ini mencoba memberikan gambaran sejarah bagaimana minyak memberikan kontribusi bagi perekonomian Indonesia.

KILAS SEJARAH MINYAK INDONESIA

Sejarah minyak Indonesia dimulai dengan ditemukannya tambang minyak secara komersial yang pertama kali pada tahun 1883 di Sumatera Utara dengan konsesi pengeboran sumur pertama yang diberikan kepada *Koninklijke Nederlandsche Maatschappij tot Exploitatie van Petroleumbronnen in Nederlansch Indie* (kemudian berganti nama menjadi *Royal Dutch Company*). Sebetulnya proses eksplorasinya sendiri di Indonesia telah dimulai sejak 1871 (OPEC 2016 p.30). Menyusul setelah itu, sejumlah konsesi untuk pengusahaan migas di Kalimantan Timur, Sumatera Selatan, Jawa Tengah dan Jawa Timur (Nasir 2014 p.225).

Awalnya, ijin konsesi eksplorasi dan produksi minyak bumi dikeluarkan oleh raja atau sultan, misalnya konsesi pertama di Sumatera Utara diberikan oleh Sultan Langkat dan di Kalimantan Timur diberikan oleh Sultan Kutai. Namun kemudian kewenangan ini diambil alih oleh kolonial Belanda pada 1889. Pemerintah kolonial Belanda mengatur bahwa seluruh kegiatan pertambangan termasuk migas harus memperoleh ijin terlebih dahulu dari Gubernur Jenderal Hindia Belanda. Hingga tahun 1924, setidaknya telah dikeluarkan 119 ijin konsesi. Tetapi karena meletus Perang Dunia ke-2 masih banyak sumur minyak yang belum tergali sampai pada era kemerdekaan Republik Indonesia.

Sejak Indonesia merdeka pada 1945 maka perusahaan-perusahaan minyak ini dinasionalisasi. Pada 1960, pemerintah Indonesia mengeluarkan Peraturan Pengganti Undang-Undang (Perpu) No. 44/1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi yang antara lain mengatur bahwa migas merupakan kekayaan nasional yang dikuasai

oleh negara, dan usaha pertambangannya hanya dapat dilakukan oleh perusahaan negara (Nasir 2014 p.227).

Mulai pertengahan tahun 1960-an inilah Indonesia memperkenalkan *kontrak production sharing* (KPS) atau *production sharing contract* (PSC) sebagai pengganti sistem konsesi di pengusahaan migas. Konsep KPS ini kemudian menjadi skema kontrak antara pemerintah Indonesia dengan perusahaan di bidang tambang migas. Hingga tahun 1975, telah beroperasi 59 perusahaan migas yang telah menandatangani PSC (Nasir, 2014). Hingga kini konsep PSC masih diterapkan untuk mengatur pola hubungan antara pemerintah (negara) dengan kontraktor dalam hal pengusahaan migas.

PRODUKSI DAN KONSUMSI MINYAK INDONESIA

Indonesia pernah mengalami berkah kontribusi minyak yang luar biasa. Prof. Dr. Boediono (2016 p.131-132) menuliskannya untuk menggambarkan kontribusi minyak pada zaman itu:

> "Tetapi dalam dasawarsa 1970-an ini, Indonesia mendapatkan berkah yang tidak terduga – harga ekspor utama Indonesia, minyak bumi, meningkat empat kali lipat pada 1974 dan kemudian meningkat lagi dua kali lipat pada 1979/1980. Tiba-tiba saja terbuka ruang lebar bagi pemerintah untuk meningkatkan investasi di berbagai bidang. Masalah "defisit ganda" yang selalu membayangi masa-masa sebelumnya serta merta hilang. Rezeki minyak memungkinkan pemerintah untuk memperluas program-program pembangunannya tanpa harus mengorbankan stabilitas dan keseimbangan makro yang sudah dicapai dengan susah payah. Indonesia memasuki jalur cepat pembangunannya."

Produksi minyak mentah Indonesia mencapai puncaknya pada tahun 1977, yaitu dengan tingkat produksi melebihi 1,6 juta barrel per hari. Capaian ini sedikit menurun ke angka 1,5 juta barel per hari secara rata-rata untuk kurun waktu 1980-1998. Setelah itu, mengalami tendensi penurunan secara terus-menerus hingga ke level hanya 785 ribu barrel per hari pada tahun 2015 (Lihat Gambar-1). Bahkan ketika harga minyak internasional (*Indonesia Crude-oil Price*/ICP) beranjak naik dari sekitar USD24 per barrel pada tahun 2001 menjadi sekitar USD113 per barel pada tahun 2012 pun tidak mampu menjadi pengungkit untuk meningkatkan level produksi minyak nasional.

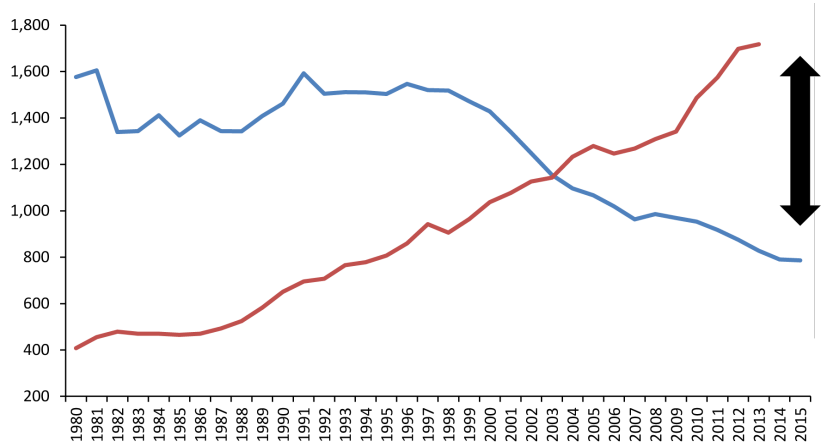
Ada beberapa kemungkinan yang faktor menurunnya produksi minyak nasional secara terus menerus, yaitu (Dartanto, 2013; Hasan, Mahlia, & Nur, 2012; Mujiyanto & Tiess, 2013): (1) produksi masih mengandalkan sumur-sumur minyak tua yang sudah digali sejak tahun 1970-an, (2) iklim investasi untuk eksplorasi sumur minyak baru yang kurang kondusif sejak krisis ekonomi 1998, dan (3) munculnya regulasi-regulasi baru di bidang minyak yang kurang atraktif atau justru semakin memperburuk iklim investasi minyak di Indonesia. Dengan kondisi yang demikian maka potensi migas Indonesia yang sebetulnya masih relatif besar terutama di wilayah timur Indonesia dan di area laut dalam belum mampu tergali.

Di sisi lain, konsumsi minyak nasional terus mengalami peningkatan yang signifikan. Gambar-1 menunjukkan bahwa sejak tahun 1987 terlihat tendensi peningkatan yang makin cepat dari konsumsi minyak nasional. Peningkatan konsumsi ini antara lain dipicu oleh pertumbuhan ekonomi yang relatif tinggi selama 3 dekade terakhir. Ketika harga minyak internasional melambung mencapai level di atas USD60 per barel pada periode 2006-2014 pun konsumsi minyak nasional tetap meningkat. Bahkan meningkat lebih pesat pada periode 2009-2012 tatkala harga minyak sedang tinggi-tingginya. Harga minyak yang tinggi pada periode ini bukan hanya tinggi secara nominal nilai mata uang yang berlaku pada periode tersebut – bahkan ketika dihitung dengan nilai harga uang konstan dengan tahun dasar 2011 (A. Rinto Pudyantoro, 2014 p.184).

Selain karena selaras dengan pertumbuhan ekonomi yang tinggi, konsumsi minyak domestik yang terus meninggi mengindikasikan beberapa hal. Pertama, minyak masih menjadi sumber utama energi nasional. Dengan kata lain, proses pembangunan untuk mendiversifikasi sumber energi nasional masih perlu kerja keras. Sebagai contoh saja, untuk sumber energi di sektor transportasi, minyak masih sangat lah dominan. Program konversi bahan bakar minyak (BBM) ke bahan bakar gas (BBG) yang telah dimulai sejak tahun 1998 belum menunjukkan hasil yang menggembirakan (Setiawan, 2015). Program pengembangan energi terbarukan pun masih belum memberikan hasil yang menggembirakan padahal Indonesia memiliki potensi aneka ragam sumber energi alternatif dari sumber energi terbarukan yang sangat kaya (Hasan et al., 2012).

Kedua, Indonesia merupakan salah satu negara yang sangat *generous* memberikan subsidi BBM. Padahal pernyataan bahwa Indonesia sebagai negara kaya minyak dipertanyakan (A. Rinto Pudyantoro, 2013). Hampir setengah atau sekitar 48,1% cadangan minyak bumi dunia dimiliki oleh negara-negara Timur Tengah. Sekitar 19,7% cadangan minyak bumi berada di kawasan *South & Central America*. Sementara hanya 2,5% cadangan minyak bumi yang berada di negara-negara Asia Pasifik.

Gambar-1: Produksi dan Konsumsi Minyak Mentah Indonesia (ribu barrel per hari)



Sumber: http://www.indexmundi.com/energy/?country=id

Indonesia diperkirakan hanya memiliki 1% cadangan minyak bumi dunia. Namun dalam pola kebijakan subsidi BBM sangatlah eksesif. Hal ini berkontribusi pada konsumsi BBM yang terus meninggi dan menjadi barrier bagi pengembangan sumber energi alternatif termasuk energi baru-terbarukan (Wargadalam, Amir, & Nugroho, 2014). Secara ekonomi juga kebijakan subidi BBM ini memberikan eksternalitas negatif yang kurang produktif bagi pembangunan (Amir, 2015a; Dartanto, 2013; Røsjø, 2014; Yusuf & Resosudarmo, 2007). Perjuangan menghapus kebijakan subsidi BBM dan merealokasi belanja subsidi kepada belanja yang lebih produktif lainnya sebetulnya sudah dimulai sejak tahun 2004, namun reformasi subsidi BBM ini baru membuahkan hasilnya pada awal tahun 2015 (Amir, 2015b). Subsidi BBM jenis Premium dihapuskan dan menerapkan skema subsidi tetap per liter

(Nugroho, Wargadalam, & Amir, 2015) untuk Subsidi BBM jenis Solar – yang secara bertahap akan dikurangi.

EKSPOR-IMPOR MINYAK INDONESIA

Sebagai konsekuensi atas kondisi produksi minyak Indonesia yang terus menurun sementara konsumsi terus mengalami peningkatan maka statistik neraca ekspor-impor minyak Indonesia mulai mengalami defisit pada tahun 2003 (Lihat Tabel-1). Nilai defisit dalam juta dolar Amerika ini mengalami tendensi peningkatan yang tidak hanya disebabkan oleh kuantitas impor minyak (mentah dan produk) yang meningkat tetapi juga harga minyak internasional yang membubung dan juga kurs mata uang yang rupiah terhadap dolar Amerika yang melemah (Amir, 2015a).

Nilai impor minyak yang meninggi tidak hanya mengakibatkan subsidi BBM yang semakin besar dalam APBN – sebagai konsekuensi harga dan kurs yang semakin mahal, tetapi juga memberikan kontribusi kepada defisit neraca perdagangan pada tahun 2012 untuk pertama kalinya dan hingga kini.

Tabel-1 tersebut juga menggambarkan bahwa Indonesia masih sebagai eksportir minyak mentah dan produk minyak sekaligus sebagai importir juga untuk minyak mentah dan produk minyak. Nilai impor produk minyak Indonesia menunjukkan angka yang lebih besar, ini mengindikasikan keterbatasan kilang produksi minyak di dalam negeri.

Tabel-1: Statistik Ekspor-Impor Minyak Indonesia (juta USD)

Tahun	Minyak Mentah			Produk Minyak			Total			ICP (US$/b)
	Ekspor	Impor	Netto	Ekspor	Impor	Netto	Ekspor	Impor	Netto	
2000	6,090	2,525	3,565	1,652	3,491	-1,839	7,742	6,016	1,726	28.4
2001	5,715	2,888	2,827	1,189	2,574	-1,385	6,904	5,462	1,442	23.9
2002	5,228	3,217	2,011	1,308	3,309	-2,001	6,535	6,526	10	24.6
2003	5,621	4,027	1,594	1,554	3,581	-2,028	7,175	7,609	-434	28.8
2004	6,241	5,831	410	1,654	5,892	-4,238	7,896	11,724	-3,828	37.6
2005	8,146	6,797	1,349	1,932	10,646	-8,714	10,078	17,443	-7,365	53.4
2006	8,169	7,853	316	2,844	11,080	-8,237	11,012	18,933	-7,921	64.3
2007	9,226	9,057	169	2,879	12,787	-9,908	12,105	21,844	-9,739	72.3
2008	12,419	10,062	2,357	3,547	20,231	-16,684	15,966	30,292	-14,327	96.1
2009	7,820	7,362	458	2,262	11,129	-8,867	10,083	18,492	-8,409	61.6
2010	10,403	8,531	1,872	3,967	18,018	-14,051	14,370	26,550	-12,179	79.0
2011	13,829	11,155	2,674	4,777	28,135	-23,358	18,606	39,289	-20,684	111.6
2012	12,293	10,803	1,490	4,163	28,679	-24,516	16,457	39,483	-23,026	112.7
2013	10,205	13,586	-3,381	4,299	28,568	-24,269	14,504	42,154	-27,650	105.9
2014	9,215	13,072	-3,857	3,623	27,363	-23,739	12,838	40,435	-27,597	96.5
2015	6,457	8,063	-1,606	1,754	14,537	-12,783	8,211	22,600	-14,389	49.2

Sumber: BPS (dalam juta US$; nilai ekspor dengan FOB; nilai impor dengan CIF)

MENEKAN MINYAK, MENDIVERSIFIKASI ENERGI INDONESIA

Sebetulnya pemerintah Indonesia telah memiliki *Roadmap* Bauran Nasional sebagaimana tertuang dalam Peraturan Presiden (Perpres) No. 5 Tahun 2006 dan telah diperbarui dengan Peraturan Pemerintah (PP) No. 79 Tahun 2014. *Roadmap* ini memberikan arah kebijakan energi nasional agar Indonesia tetap memiliki ketahanan energi yang baik, antara lain dengan mengurasi porsi ketergantungan atas energi minyak dan melakukan diversifikasi energi dengan pengembangan energi baru dan energi terbarukan (EBT). PP 79/2014 menargetkan bahwa pada tahun 2025 Bauran Energi Nasional terdiri atas 30% Batubara, 22% Gas, 23% EBT dan tinggal menyisakan 25% Minyak.

Walau pun demikian, hingga tangun 2015 kontribusi minyak dalam Bauran Energi Nasional masih relatif tinggi, 41%. Sementara kontribusi EBT masih relatif rendah, hanya 10,7%. Masih dibutuhkan kerja keras untuk pengembangan EBT, walau pun sekali lagi Indonesia memiliki potensi sumber daya EBT yang relatif besar (Hasan *et al.*, 2012). Namun setidaknya, kebijakan yang baik telah dicanangkan – iklim yang menghambat berupa subsidi BBM yang jor-joran telah dihapuskan.

Tabel-2: Komposisi Suplai Energi Indonesia

	Proporsi Bauran Energi (%)				Target (%)
	2000	**2005**	**2010**	**2015***	**2025**
Minyak	59.6	55.1	44.8	41.0	25.0
Batubara	12.9	19.4	24.3	27.4	30.0
Gas	22.7	21.3	23.3	21.0	22.0
Energi Terbarukan	4.8	4.2	7.6	10.7	23.0
- Hydro Power	*3.5*	*3.0*	*3.8*	*2.6*	
- Geothermal	*1.3*	*1.2*	*1.3*	*1.2*	
- Biofuels	*0.0*	*0.0*	*2.5*	*6.8*	
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Million Tonnes of Oil Equivalent (MTOE)	*101.7*	*125.5*	*162.1*	*186.5*	*400.0*

Sumber: *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2016* (tidak memperhitungkan Biomass)

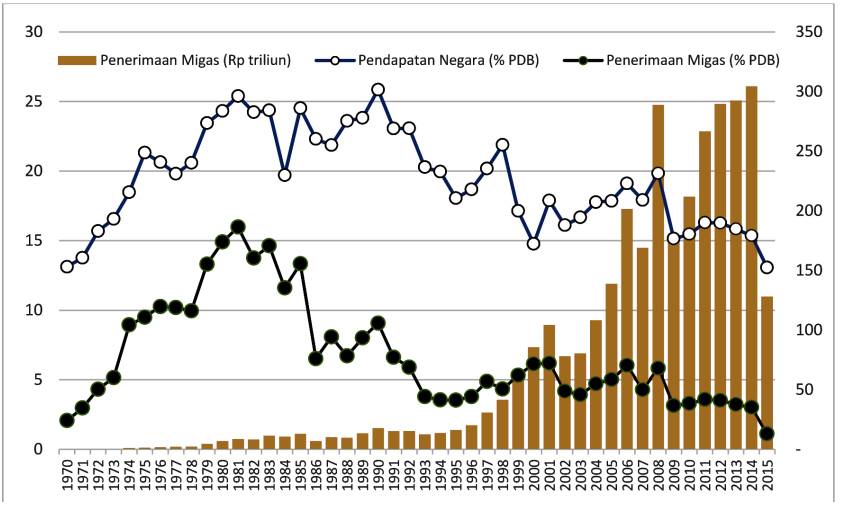
KONTRIBUSI MINYAK BAGI APBN

Gambar-2 menyajikan kontribusi migas bagi APBN Indonesia sejak tahun 1970 sampai dengan 2015. Indonesia mendapatkan berkah dari Penerimaan Minyak dan Gas (Migas) yang sangat besar selama

periode 1975 – 1986 yang mencapai 10% dari produk domestik bruto (PDB) bahkan lebih. Puncaknya pada tahun 1981, penerimaan migas mencapai 15,9% PDB. Dari Gambar-2 juga bisa kita lihat bahwa dalam periode 1974-1985 gerak grafik pendapatan negara (% PDB) berfluktuasi mengikuti gerak grafik penerimaan migas (% PDB). Dalam periode ini, secara rata-rata penerimaan migas (sebetulnya dalam periode ini masih didominasi minyak, pengusahaan gas masih sangat terbatas) memberikan kontribusi secara rata-rata sekitar 55% dari total pendapatan negara. Bahkan puncaknya mencapai kontribusi sebesar 62,9% dari total pendapatan negara. Dengan nilai Penerimaan Migas sebesar ini maka pemerintah memiliki keleluasaan untuk membiayai pembangunan nasional.

Setelah tahun 1987, kontribusi Penerimaan Migas hanya diangka sekitar 5% PDB atau lebih rendah dari itu bahkan ketika harga minyak internasional sempat meroket di atas 100 dolar Amerika per barel pada tahun 2008 atau 2012. Masa-masa indah sumber pendapatan negara dari migas terus mengalami penurunan. Kontribusi migas terhadap pendapatan negara menurun tinggal menjadi sekitar 20% untuk periode tahun 2010-2014. Bahkan untuk tahun 2015 karena harga minyak yang drop kontribusi penerimaan migas ke pendapatan negara tinggal sekitar 8,5%.

Gambar-2: Kontribusi Migas Bagi Fiskal Indonesia

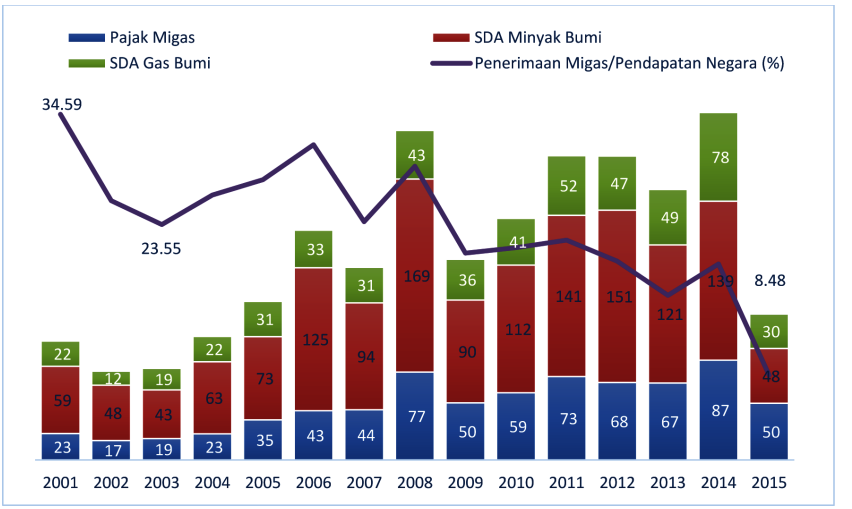


Sumber: Nota Keuangan beberapa terbitan, Buku Saku APBN dan Indikator Ekonomi, WDI

Penurunan kontribusi penerimaan migas dalam APBN memang tidak semata karena faktor migas itu sendiri namun juga karena peningkatan kontribusi penerimaan perpajakan sebagai hasil reformasi sistem perpajakan di Indonesia yang dimulai tahun 1983/1984 (Amir, Asafu-Adjaye, & Ducpham, 2013). Proporsi penerimaan perpajakan terhadap PDB meningkat dari hanya sebesar 5% pada tahun 1980/1980 menjadi sebesar 12,5% pada tahun 2005 – dan bertahan pada level ini 11-13% hingga kini.

Jika dilihat lebih detail terhadap komponen penerimaan migas dalam APBN maka dapat di bagi dalam tiga bagian: (1) Pajak migas, dalam publikasi pemerintah biasanya komponen pajak dari minyak bumi dan dari gas bumi disatukan dalam satu akun, (2) penerimaan sumber daya alam (SDA) minyak bumi, dan (3) penerimaan SDA gas bumi. Gambar-3 mengilustrasikan komponen penerimaan migas bagi APBN untuk periode 2001-2015. Komponen terbesar disumbangkan oleh penerimaan SDA minyak bumi sekitar 50% dari total penerimaan migas, kemudian pajak migas dan terakhir SDA gas bumi. Sebagaimana terlihat dalam Gambar-3 bahwa kontribusi penerimaan migas bagi penerimaan negara pada tahun 2001 masih sebesar 34,59%. Kemudian cenderung menurun hingga 8,48% pada tahun 2015.

Gambar-3: Komponen Penerimaan Migas Bagi Fiskal Indonesia (triliun Rp)



Sumber: Buku Saku APBN

PENUTUP

Indonesia bersyukur pernah dikaruniai oleh Tuhan Yang Mahakaya dengan mendapatkan berkah minyak pada periode tahun 1970-1980-an. Sumber daya alam minyak mampu memberikan sumbangan bagi pendapatan negara yang relative besar. Potensi ini memungkinkan Indonesia untuk mengembangkan berbagai program pembangunan, tepat di saat kondisi politik nasional mulai stabil pasca kemerdekaan.

Seiring kemajuan perkembangan ekonomi Indonesia, kontribusi minyak terhadap APBN semakin melemah dan digantikan oleh penerimaan perpajakan. Namun di sisi lain, konsumsi masyarakat terhadap sumber energi minyak masih sangat besar dan terus meningkat selaras pertumbuhan ekonomi. Konsekuensinya konsumsi minyak dalam negeri harus dipenuhi dengan impor. Makin hari impor migas makin membesar mengingat kebutuhan konsumsi yang semakin meninggi sementara produksi minyak mengalami penurunan, karena minimnya investasi untuk eksplorasi sumber-sumber baru dan masih mengandalkan sumur-sumur minyak yang sudah tua, yang puluhan tahun digali minyaknya.

Memang dari sisi potensi, Indonesia memiliki cadangan minyak yang tidak terlalu besar – diperkirakan hanya sebesar 1% dari potensi cadangan minyak dunia. Namun demikian, dari potensi cadangan minyak yang ada baru sekitar separuhnya yang sudah digali secara komersial. Sisanya masih terpendam menjadi potensi di perut bumi.

Iklim usaha pertambangan migas yang kurang kondusif, ekonomi biaya tinggi, dan ketidakpastian regulasi menjadi akumulasi hambatan bagi investasi baru pengusahaan migas di Indonesia. Praktis hanya cekungan Cepu yang dapat diklaim sebagai sumur baru dalam dua dasawarsa terakhir. Tentu, daya tarik investasi yang perlu ditawarkan bagi para investor untuk pengusahaan minyak bumi di Indonesia harus tetap mengacu bagi sebesar-besar kemakmuran rakyat.

REFERENSI

A. Rinto Pudyantoro. (2013). *A to Z Bisnis Hulu Migas* (2nd ed.). Jakarta: Petromindo.

A. Rinto Pudyantoro. (2014). *Proyek Hulu Migas: Evaluasi dan Analisis PetroEkonomi.* Jakarta: Petromindo.

Amir, H. (2015a). Evaluasi Kritis Formula Subsidi BBM dan Usulan Solusinya. In S. Ika, H. Amir, & H. Setiawan (Eds.), *Politik Energi dalam Kebijakan Fiskal.* Jakarta: PT Nagakusuma Media Kreatif.

Amir, H. (2015b). Reformasi Subsidi BBM: Mencari Jalan Tengah. *Majalah Warta Fiskal Edisi 3.*

Amir, H., Asafu-Adjaye, J., & Ducpham, T. (2013). The impact of the Indonesian income tax reform: A CGE analysis. *Economic Modelling,* 31(1), 492–501.

Bevan, D. L., Collier, P., & Jan Willem Gunning. (1999). *Nigeria and Indonesia.* New York: Oxford University Press. Retrieved from http://documents.worldbank.org/curated/en/118981468775569456/pdf/multi-page.pdf

Dartanto, T. (2013). Reducing fuel subsidies and the implication on fiscal balance and poverty in Indonesia : A simulation analysis. *Energy Policy,* 58, 117–134. http://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.02.040

Hasan, M. H., Mahlia, T. M. I., & Nur, H. (2012). A review on energy scenario and sustainable energy in Indonesia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* 16(4), 2316–2328. http://doi.org/10.1016/j.rser.2011.12.007

Mujiyanto, S., & Tiess, G. (2013). Secure energy supply in 2025: Indonesia's need for an energy policy strategy. *Energy Policy,* 61(5), 31–41. http://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.119

Nasir, A. (2014). *Sejarah Sistem Fiskal Migas Indonesia.* Jakarta: PT Grasindo.

Nugroho, A., Wargadalam, V. J., & Amir, H. (2015). Menimbang Berbagai Alternatif Penyesuaian Harga BBM Premium dan Dampaknya Terhadap Perekonomian. *Kajian Ekonomi & Keuangan,* 19(3).

OPEC. (2016). *Annual Report 2015.* Vienna Austria.

Prof. Dr. Boediono. (2016). *Ekonomi Indonesia Dalam Lintasan Sejarah.* Bandung: PT Mizan Pustaka.

Røsjø, M. J. (2014). *The Adverse Effects of Fossil-Fuel Subsidies in Indonesia.* University of Oslo. Retrieved from https://www.duo.uio.no/bitstream/handle/10852/40950/Jul-Roesjoe---Magnus.pdf?sequence=1

Setiawan, H. (2015). Konversi Bahan Bakar Minyak ke Bahan Bakar Gas

Pada Sektor Transportasi: Mungkinkah Dilakukan? In Syahrir Ika, H. Amir, & Hadi Setiawan (Eds.), *Politik Energi dalam Kebijakan Fiskal.* Jakarta: PT Nagakusuma Media Kreatif.

Wargadalam, V. J., Amir, H., & Nugroho, A. (2014). Kajian Dampak Kebijakan Insentif Energi Terbarukan dan Konservasi Terhadap Ekonomi Makro. *In Kolokium P3TKEBTKE, November 18-19, 2014 at Jakarta.*

Wihardja, M. M. (2016). The Effect of the Commodity Boom on Indonesia's Macroeconomic Fundamentals and Industrial Development. International Organizations Research Journal, 11(1), 39–54. Retrieved from https://iorj.hse.ru/data/2016/11/15/1110407997/M.M. Wihardja.pdf

Yusuf, A. A., & Resosudarmo, B. P. (2007). Searching for Equitable Energy Price Reform for Indonesia Arief. *MPRA Paper No. 1946.* Retrieved from http://mpra.ub.uni-muenchen.de/1946/

Zen, F. (2012). Economic Diversification: The Case of Indonesia. Revenue Watch Institute. Retrieved from http://www.resourcegovernance.org/sites/default/files/RWI_Econ_Diversification_Indonesia.pdf

2

DINAMIKA PENERIMAAN NEGARA SEKTOR MIGAS

Praptono Djunedi - Peneliti pada Pusat Kebijakan APBN, Badan Kebijakan Fiskal

ABSTRAK

Penerimaan negara sumber daya alam khususnya minyak dan gas bumi (migas) sejak satu dekade yang lalu hingga sekarang masih merupakan komponen penting dalam anggaran negara. Penerimaan negara dari sektor ini menjadi sumber pendanaan utama untuk membiayai pembangunan di Indonesia. Namun, seiring dengan semakin menipisnya cadangan terbukti migas yang dimiliki Indonesia, kontribusi sektor migas terhadap penerimaan negara pun semakin berkurang. Tujuan kajian ini adalah untuk menggambarkan dinamika penerimaan negara dalam satu dekade ini. Dari hasil kajian ini, penulis menemukan bahwa lifting migas terus mengalami penurunan dalam satu dekade terakhir. Selain itu, dengan kondisi perekonomian yang melambat, pemerintah masih menerapkan kebijakan fiskal yang *procyclical.* Rekomendasi yang diusulkan adalah perlu perbaikan iklim investasi terutama pada tata kelola dan regulasi. Kedua, perlu dipertimbangkan *countercyclical* pada kebijakan fiskal di masa mendatang.

Kata kunci: penerimaan negara, sektor migas, kebijakan fiskal

PENDAHULUAN

Indonesia tergolong salah satu dari 12 negara atau yurisdiksi yang memiliki cadangan terbukti sektor minyak bumi dan gas bumi (migas) yang relatif besar. Cadangan terbukti migas yang dimiliki Indonesia sekitar 23,01 miliar BOE (Jackson *et al,* 2016:11). Dengan demikian, sektor migas masih menjadi salah satu industri yang penting bagi Indonesia. Setidaknya ada dua faktor yang membuat industri ini masih menjadi tumpuan dalam pembangunan nasional yaitu dari sisi konsumsi energi dan penerimaan negara.

Konsumsi energi bisa ditinjau dari sisi jenis energi maupun sektor penggunanya. Berdasarkan data Kementerian ESDM (2016), pada tahun 2015 total konsumsi energi akhir mencapai sebesar 1.139.869 ribu BOE. Komposisinya meliputi biomassa 309.450 ribu BOE, batubara 70.224 ribu BOE, gas alam 123.877 ribu BOE, bahan bakar minyak (fuel) 380.079 ribu BOE, produk BBM lain 77.484 ribu BOE, briket 50 ribu BOE, LPG 54.361 ribu BOE, dan tenaga listrik 124.344 ribu BOE. Jadi, rasio ketergantungan kebutuhan energi nasional terhadap migas masih sekitar 56%. Hal ini berarti terdapat kenaikan kontribusi sebesar 3% apabila dibandingkan dengan sumbangan industri migas pada tahun 2010 yang hanya sekitar 53% dalam memenuhi kebutuhan energi nasional.

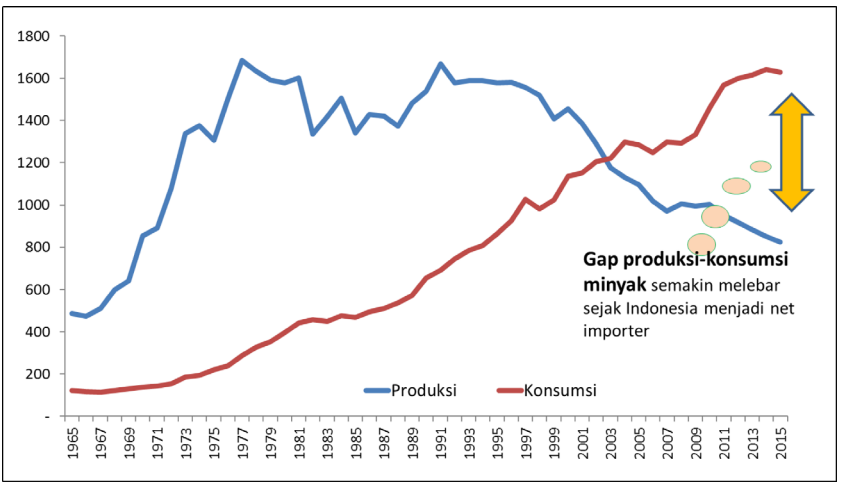
Kemudian, apabila ditinjau dari sisi penggunanya, sektor rumah tangga ternyata mengkonsumsi energi yang paling banyak yaitu sebesar 373.787 ribu BOE, kemudian diikuti oleh sektor transportasi 329.411 ribu BOE, industri 274.901 ribu BOE, sektor komersial 38.188 ribu BOE, serta *non energy use* 16.950 ribu BOE. Dengan demikian, total konsumsi energi adalah 1.139.869 ribu BOE. Untuk *non energy use,* berdasarkan Neraca Energi Indonesia Tahun 2015, terdiri dari gas alam dan produk BBM lainnya.

Untuk pemakaian BBM, menurut Sanusi (2004:90), masih didominasi oleh empat sektor utama. Empat sektor tersebut meliputi sektor transportasi yang mengkonsumsi BBM sebanyak 25,5 juta kilo liter, kemudian sektor industri (15,3 juta kilo liter), sektor ketenagalistrikan (PLN dan non-PLN) sebanyak 11,9 juta kilo liter dan sektor rumah tangga (8,5 juta kilo liter).

Selanjutnya, menurut Lissakers dan de Swardt (2010:6), berdasarkan data *International Monetary Fund* (IMF) selama periode

tahun 2000 sampai 2007, penerimaan negara yang bersumber dari hidrokarbon dan mineral rata-rata bisa mencapai 40% dari total penerimaan fiskal yang dihasilkan oleh negara-negara berkembang yang kaya sumber daya. Menurut Prasetiantono (2009:22), kontribusi penerimaan migas di Indonesia pernah mencapai 71% dari total penerimaan dalam negeri pada tahun fiskal 1981/1982. Menurut Satyana (2013), Indonesia mengalami puncak *lifting* minyak selama dua kali, yaitu pada tahun 1977 (1,68 juta barel per hari) dan 1995 (1,62 juta bph). Setelah tahun 1995, produksi minyak mulai mengalami penurunan. Data BP (2016) mengkonfirmasi statemen Satyana (2013) dimana *lifting* minyak Indonesia mengalami puncaknya selama dua kali dan mulai mengalami penurunan produksi minyak jauh sebelum menjadi *oil net importer* (lihat Grafik-1). Topik penurunan produksi minyak Indonesia juga menjadi bahasan Dartanto (2013), Hasan *et al* (2012), LM FEUI (T.t), dan Mujiyanto dan Tiess (2013).

Grafik-1: *Gap* Produksi Konsumsi Minyak Indonesia, 1965-2015



Sumber: BP, 2016

Sebagai negara yang kaya dengan sumber daya terutama pertambangan, mineral dan sumber daya alam, perekonomian Indonesia sangat terbantu dengan kegiatan produksi dan ekspor berbagai sumber daya tersebut. Namun, yang perlu mendapatkan perhatian adalah bahwa sektor migas merupakan sumber daya yang tidak terbarukan. Hal ini menjadi tantangan bagi keuangan negara Indonesia apabila

masih sangat tergantung pada penerimaan negara sektor migas. Dengan demikian, tantangan penerimaan negara sektor migas tidak hanya pada variabel angka produksi migas dan cadangan migas yang semakin menipis, tetapi juga dari harga migas dunia, fluktuasi nilai tukar mata uang (kurs) Rp/USD dan faktor lainnya.

Berdasarkan paparan di atas, maka penulis akan menyoroti penerimaan negara sektor migas yang cenderung fluktuatif dalam satu dekade terakhir ini. Beberapa hal yang menjadi tujuan penulisan ini meliputi: memberikan deskripsi atas volume penerimaan negara sektor migas, mengidentifikasi faktor penyebab menurunnya penerimaan negara, dan menyediakan rekomendasi kebijakan dalam rangka menjaga kesinambungan penerimaan negara sebagai sumber pendanaan yang penting dalam APBN.

METODOLOGI

Metodologi yang digunakan dalam kajian ini adalah studi literatur dengan analisis deskriptif. Terkait dengan penerimaan negara sektor migas, penulis mendeskripsikan tentang signifikansinya penerimaan dari sektor ini bagi APBN walaupun diketahui bahwa migas bagian dari sumber daya yang tidak terbarukan dan harganya cenderung fluktuatif. Selain itu, penerimaan migas juga dipengaruhi oleh lifting migas dimana lifting migas sendiri tergantung pada tata kelola investasi yang baik.

TINJAUAN PUSTAKA

Berdasarkan studi terkait penyusunan indeks transparansi penerimaan negara terhadap 41 negara terpilih, lembaga *Revenue Watch Institute* dan *Transparency International* menyajikan hasil penilaiannya menjadi tiga kelompok negara yaitu: *comprehensive revenue transparency, partial revenue transparency,* dan *scant revenue transparency*. Dari ketiga kelompok tersebut, Indonesia berada pada kelompok *partial revenue transparency* dengan skor 50,0. Dalam kelompok ini, posisi Indonesia di antara negara Asia relatif lebih baik daripada Malaysia (48,4), China (42,2), Mongolia (38,2) dan Iran (36,1) (Lissakers dan de Swardt (2010:2)).

Kelompok pertama yaitu *comprehensive revenue transparency.* Yang termasuk dalam kelompok ini adalah negara yang menyajikan berbagai informasi penting terkait penerimaan negara sektor migas dalam

laporan pemerintah dengan dilengkapi data secara detail. Brazil dan Norwegia merupakan dua contoh dari 12 negara atau yurisdiksi yang tergabung dalam kelompok ini. Kedua, partial *revenue transparency.* Yang termasuk dalam kelompok ini adalah negara yang menyajikan berbagai informasi terkait penerimaan negara sektor migas, tetapi memiliki kesenjangan transparansi pada satu atau lebih kategori dari indeks transparansi ini. Ketiga, *scant revenue transparency*. Yang termasuk dalam kelompok ini adalah negara yang menyajikan berbagai informasi terkait penerimaan negara sektor migas namun tergolong kurang transparan dalam berbagai kategori dari indeks transparansi ini.

Adapun tujuh kategori dalam rangka penyusunan indeks transparansi penerimaan negara yaitu: *access to resources* (kategori 1), *generation of revenue* (kategori 2), *institutional setting* (kategori 3), *state-owned companies* (kategori 4), *natural resources fund* (kategori 5), *sub-national transfers* (kategori 6), dan *extractive industries transparency inisiative* (EITI) sebagai kategori 7.

Yang dimaksud kategori 1 yaitu ketersediaan data yang menjelaskan prosedur lisensi dan kontrak, serta mekanisme peraturan perundang-undangan yang ada terkait dengan aksesibilitas informasi. Untuk kategori 2 yaitu ketersediaan informasi publik yang detail dari berbagai lembaga pemerintah terkait dengan penerimaan negara sektor migas. Kategori 3 yaitu dasar hukum, tugas pokok, wewenang dan tanggung jawab lembaga yang terkait dengan penerimaan sektor migas dan pengendalian internal. Kategori 4 yaitu ketersediaan informasi yang menyangkut tata kelola Badan Usaha Milik Negara (BUMN) dan praktik pelaporan aktivitas usahanya. Kategori 5 yaitu aturan yang mengatur penggunaan dana yang berasal dari sumber daya alam dan ketersediaan informasi atas penggunaan dana tersebut. Kategori 6 yaitu adanya Undang undang yang mengatur dana bagi hasil antar level pemerintahan. Kategori 7 yaitu menguji penambahan negara anggota yang memenuhi kriteria EITI (contoh melakukan publikasi atas laporan EITI). Menurut Damayanty (2016:265), EITI adalah organisasi internasional yang melakukan penilaian berdasarkan standar tertentu untuk mendorong transparansi dan akuntabilitas kebijakan fiskal pada industri ekstraktif.

Skema atau pola bisnis sektor migas pada dasarnya, menurut Johnston (1994) dalam Pudyantoro (2013:139-141) ada tiga skema yaitu:

konsesi (*concessionary*), kontrak jasa (*service contract*), dan kontrak bagi produksi (*production sharing contract*/PSC). Investor internasional pasti mempertimbangkan berbagai faktor dalam memilih negara tujuan investasi. Menurut Pudyantoro (2014:74), beberapa risiko bisnis hulu migas diantaranya adalah risiko sumber daya alam, risiko kontraktual, risiko teknis, risiko perubahan politik dan peraturan, serta risiko fluktuasi perekonomian makro dan global.

Sementara itu, pemerintah juga memandang penting skema bisnis yang akan dipilih karena akan mempengaruhi penerimaan negara secara langsung. Dari ketiga skema tersebut, menurut Pudyantoro (2013: 153), pemerintah memilih skema PSC. Terkait dengan kepentingan pemerintah tersebut, beberapa hal yang menurut Jackson *et al* (2016:6) mendapatkan perhatian dari investor migas yaitu *fiscal terms* dan *taxation in general.*

Terkait dengan termin fiskal (*fiscal terms*) sektor migas, beberapa hal yang bisa dikomparasi antara praktik yang berlaku di Indonesia dan di beberapa negara Asia menurut Ariyati (2010) adalah sebagai berikut:

Tabel-1: Perbandingan Termin Fiskal PSC di Beberapa Negara Asia

	Indonesia	China	India	Malaysia
Tipe	*Production Sharing*	*Production Sharing*	*Production Sharing*	*Production Sharing*
Jangka Waktu -Eksplorasi -Produksi	 3 Tahun 20 Tahun	 7 Tahun 15 Tahun	 7 Tahun 20 Tahun	 5 Tahun 20 Tahun
Cost Recovery	Dibatasi 80% dari *Gross Revenue*	Dibatasi 50% dari *Gross Revenue*	Tidak ada pembatasan	Dibatasi berdasarkan R/C *ratio*
Profit Share	GOI: Contractor 71,15%: 28,85% (tergantung saat penandatangan kontrak)	Bervariasi berdasarkan *annual gross production*	Bervariasi berdasarkan *investment multiple*	Bervariasi berdasarkan *R/C ratio*
Pajak	48% (tergantung saat penandatangan kontrak)	33%	50%	45% 25% *duty on profit exported*
Lainnya	*Domestic Market Obligation (DMO)*			70% *supplementary payment if price over base*

Sumber: Ariyati, 2010, diolah

Dalam hal DMO di Indonesia, harga minyak yang dijual oleh kontraktor sebesar harga diskonto, sedangkan harga gas dijual pada harga pasar (APEC, 2010). Menurut Galawidya (2008:38-41), skema PSC diterapkan di Malaysia sejak 1976 guna menggantikan skema konsesi. Jangka waktu untuk eksplorasi adalah 5 tahun dan produksi untuk minyak 15 tahun dan untuk gas 20 tahun. Pada tahun 1992, Petronas memperkenalkan *Deepwater* PSC dimana jangka waktu eksplorasi dan produksi minyak di laut dalam masing-masing adalah 7 tahun dan 25 tahun.

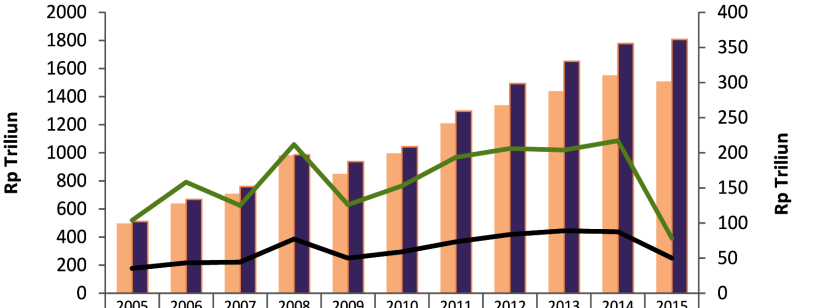
ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Penerimaan Sektor Migas Menjadi Andalan APBN

Dalam struktur APBN, komposisi pendapatan negara dan hibah terdiri dari penerimaan perpajakan, penerimaan negara bukan pajak (PNBP) dan hibah. Penerimaan perpajakan meliputi PPh, PPN, PBB, BPHTB, Cukai, Bea Masuk, Bea Keluar dan pajak lainnya. PNBP meliputi PNBP SDA Migas, PNBP SDA Non Migas, PNBP Bagian laba BUMN, Pendapatan BLU dan PNBP lainnya. PPh Migas merupakan bagian dari PPh, sedangkan PNBP SDA Migas merupakan bagian dari PNBP SDA.

Selama periode tahun 2005 sampai 2015, kontribusi PPh Migas dan PNBP Migas cukup signifikan terhadap total pendapatan negara dan hibah, terutama pada tahun 2005, 2006 dan 2008. Dalam tiga tahun tersebut, rata-rata kontribusi kedua jenis penerimaan sektor migas tersebut mencapai 29,7%. Kontribusi terendah sebesar 28% (2005) sedangkan kontribusi tertinggi sebesar 31,7% (2006). Setelah tahun 2008, kontribusi PPh Migas dan PNBP Migas menunjukkan kecenderungan yang semakin menurun. Penurunan paling signifikan dari kontribusi penerimaan sektor migas terjadi dari semula sebesar 19,6% (tahun 2014) menjadi hanya 8,5% (2015). Menurut Nor (2015), rendahnya harga minyak dunia juga berdampak pada menurunnya pendapatan minyak di Malaysia. Selama periode 2011 sampai 2015, kontribusi pendapatan minyak menurun dari 36% menjadi 27%. Ilustrasi dari Grafik-2 di atas mengkonfirmasi temuan Abdurrohman dan Resosudarmo (2016) dan Bova *et al* (2016) dimana Indonesia tampak lebih *procyclical* dalam mengimplementasikan kebijakan fiskalnya, terutama melalui instrumen belanja pemerintah.

Grafik-2: Pendapatan Negara, Belanja Negara dan Penerimaan Sektor Migas



	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Pendapatan Negara	495,2	638	707,8	981,6	848,8	995,3	1210,6	1338,1	1438,9	1550,5	1508
Belanja Negara	509,6	667,1	757,6	985,7	937,4	1042,1	1295	1491,4	1650,6	1777,2	1806,5
PPh Migas	35,1	43,2	44	77	50	58,9	73,1	83,5	88,7	87,4	49,7
PNBP Migas	103,8	158,1	124,8	211,6	125,8	152,7	193,5	205,8	203,6	216,9	78,2

Sumber: Kemenkeu, 2016

Penerimaan SDA migas diduga dipengaruhi oleh perubahan beberapa variabel seperti *lifting, cost recovery,* harga minyak dunia melalui ICP, kurs Rp/USD, dan naiknya komponen pengurang (PBB, Pengembalian PPN, Pajak dan Retribusi Daerah) karena adanya peningkatan aktivitas eksplorasi. Faktor lain yang bersifat nonfundamental yang dapat mempengaruhi penerimaan SDA migas adalah perubahan geopolitik internasional terutama di kawasan Timur tengah (Nota Keuangan APBN 2008, III-21 dan VI-55). Dengan bervariasinya variabel yang mempengaruhi penerimaan SDA migas maka hubungan antara penerimaan migas dan *lifting* tidak selalu linier. Hal ini terjadi pada wilayah kerja pertambangan baru sehingga naiknya *lifting* tidak selalu diikuti dengan naiknya penerimaan negara dalam APBN (Nota Keuangan APBN 2008, VI-56).

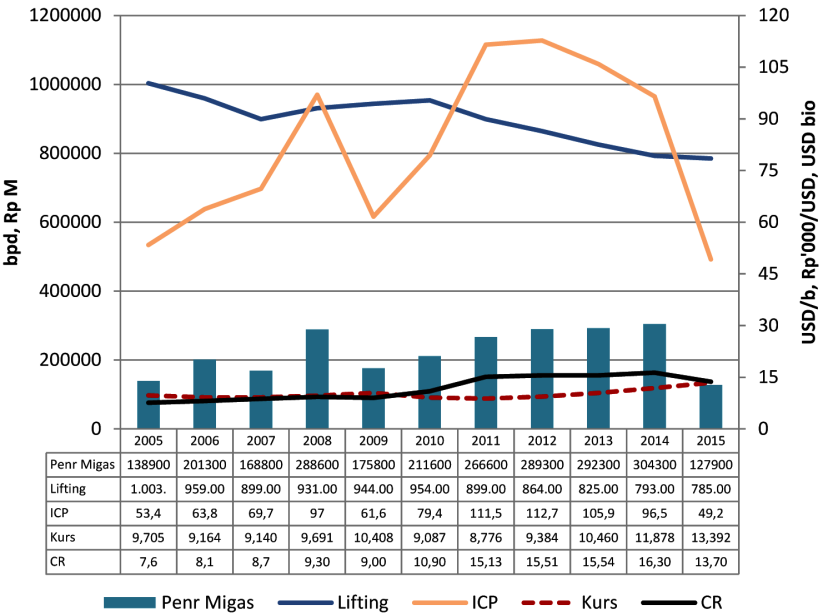
Sebagai ilustrasi adalah turunnya penerimaan SDA migas tahun 2015. Penurunan realisasi penerimaan SDA migas dipengaruhi oleh rendahnya harga minyak mentah dan rendahnya *lifting*. Pada tahun 2014, ICP masih sebesar USD96,51 per barel sedangkan ICP tahun 2015 hanya sebesar USD49,21 per barel. Sementara itu, *lifting* minyak tahun 2014 sebesar 793 ribu barel per hari (bph) sedangkan tahun 2015 angka *lifting* minyak hanya mencapai 785 ribu bph. Hal ini juga terjadi pada *lifting* gas dimana pada tahun 2014 angkanya mencapai 1.224 MBOEPD

sedangkan *lifting* gas tahun 2015 hanya mencapai 1.203 MBOEPD (LKPP 2015:67).

Harga Minyak Berfluktuasi

Sebagaimana disebutkan di atas, penerimaan negara sektor migas diduga dipengaruhi oleh perubahan beberapa variabel seperti *lifting,* harga minyak dunia melalui ICP, kurs Rp/USD, *cost recovery,* naiknya komponen pengurang (PBB, Pengembalian PPN, Pajak dan Retribusi daerah) karena peningkatan aktivitas eksplorasi, dan faktor perubahan geopolitik di kawasan Timur tengah. Untuk dua variabel terakhir tidak akan dibahas dalam tulisan ini karena keterbatasan data.

Grafik-3: Penerimaan Migas, *Lifting,* ICP, Kurs dan *Cost Recovery*



	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Penr Migas	138900	201300	168800	288600	175800	211600	266600	289300	292300	304300	127900
Lifting	1.003.	959.00	899.00	931.00	944.00	954.00	899.00	864.00	825.00	793.00	785.00
ICP	53,4	63,8	69,7	97	61,6	79,4	111,5	112,7	105,9	96,5	49,2
Kurs	9,705	9,164	9,140	9,691	10,408	9,087	8,776	9,384	10,460	11,878	13,392
CR	7,6	8,1	8,7	9,30	9,00	10,90	15,13	15,51	15,54	16,30	13,70

Sumber: Kemenkeu, 2016

Tabel-2 mengilustrasikan mengenai mekanisme bagi hasil sesuai dengan konsep PSC sejak tahap *lifting* migas. Pada tahap itu, diperoleh *gross revenue* setelah memperhitungkan nilai kurs USD/Rp dan harga migas. Volatilitas pada variabel lifting migas, nilai kurs USD/Rp dan harga migas akan mempengaruhi besaran *gross revenue*. Berdasarkan ketentuan PSC, angka *gross revenue* dikurangi *first tranche petroleum*

(FTP) dan *cost recovery* akan memperoleh besaran bagian yang akan dibagihasilkan (*equity to be split*). Angka FTP bersifat *given* dalam bentuk prosentase tertentu. Menurut Agustina *et al* (2012), besarnya FTP sekitar 20% dari *gross revenue*. Sedangkan besar kecilnya *cost recovery* akan mempengaruhi besaran ETS. Besaran ETS selanjutnya dibagi sesuai dengan ketentuan untuk bagian kontraktor (28,8%) dan bagian pemerintah (71,2%). Terhadap bagian kontraktor, pemerintah akan memperoleh penerimaan negara (pajak dan bukan pajak). Berdasarkan paparan di atas, menjadi jelas bahwa variabel-variabel yang mempengaruhi besaran penerimaan negara sektor migas adalah *lifting,* harga minyak dunia melalui ICP, kurs Rp/USD, dan *cost recovery.* Hubungan antara penerimaan negara dengan *lifting* dan harga minyak ICP adalah searah atau positif, sedangkan hubungan antara penerimaan negara dengan kurs Rp/USD dan *cost recovery* adalah terbalik atau negatif.

Tabel-2: Kalkulasi Bagi Produksi Minyak Bumi

Keterangan	Split Sebelum Pajak		
	28,8462 %		71,1538 %
	BBL	Kontraktor	SKK Migas
Proceed	**10.000**		
FTP	(2.000)	577	1.423
After FTP	8.000		
Biaya Operasi	(3.000)		
ETS	5.000	1.442	3.558
D M O		(721)	721
Net Share		1.298	5.702
Cost Recovery		3.000	
Entitlement		**4.298**	**5.702**
% Entitlement		42,98	57,02

Sumber: Pudyantoro, 2013:184

Dari Grafik-3, tampak bahwa selama periode tahun 2005 sampai 2015, besaran penerimaan negara sektor migas cenderung berfluktuasi. Variabel lifting migas cenderung terus menurun, sedangkan ketiga variabel lainnya cenderung berfluktuasi. Dari berbagai variabel yang mempengaruhi, tampaknya variabel harga migas ICP memiliki perilaku data yang mirip dengan kecenderungan perilaku data penerimaan negara. Yang menarik adalah pada periode 2006 sampai 2007 dan periode 2012 sampai 2014 dimana terdapat perbedaan arah antara penerimaan negara dengan ICP. Pada periode 2006 sampai 2007, harga minyak ICP meningkat, tetapi angka penerimaan negara justru menurun. Turunnya angka penerimaan negara ini bisa disebabkan oleh tiga variabel lain (*lifting*, kurs, dan *cost recovery*) yang mempengaruhinya. Kemudian, pada periode 2012 sampai 2014, harga minyak ICP menurun, tetapi angka penerimaan negara justru meningkat. Apabila Grafik 3 dicermati, maka dapat diduga bahwa meningkatnya penerimaan negara selama periode tersebut disebabkan oleh melemahnya nilai rupiah terhadap USD. Dalam tulisan ini tidak membahas lebih lanjut tentang variabel apa yang sangat berpengaruh terhadap perilaku penerimaan negara dan apakah signifikansi pengaruh suatu variabel akan menafikan pengaruh variabel lain pada saat keduanya berbeda arah.

Iklim Investasi Yang Tidak Kondusif

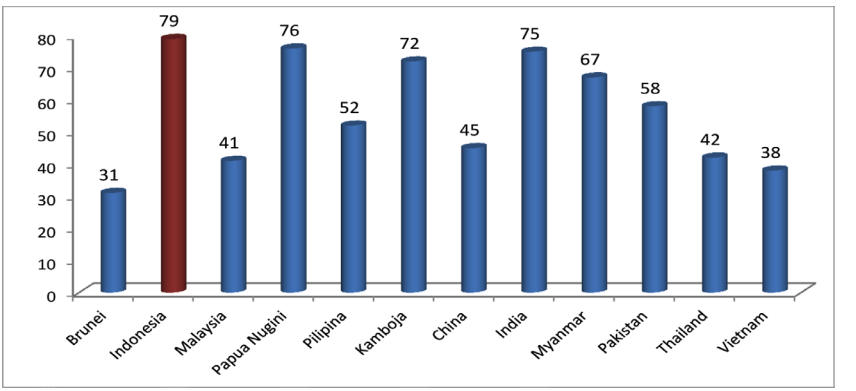
Langkah-langkah yang dilakukan untuk menahan laju penurunan alamiah *lifting* meliputi: optimalisasi perolehan minyak dari lapangan yang beroperasi melalui peningkatan manajemen cadangan minyak, percepatan pengembangan lapangan minyak, percepatan produksi minyak terhadap sumur-sumur baru, meningkatkan kehandalan fasilitas produksi sampai menurunkan peluang *unplanned shut down*, penerapan *enhanced oil recovery* (EOR), serta meningkatkan koordinasi antar instansi dalam mendukung operasi kegiatan hulu migas (pembebasan lahan dan perizinan).

Salah satu faktor penyebab terus menurunnya *lifting* minyak di Indonesia adalah iklim investasi sektor migas yang kurang menarik. Sebagai ilustrasi, investor sektor migas mempersoalkan regulasi yang mewajibkan penggunaan mata uang rupiah dalam setiap transaksi di dalam negeri, implementasi pengenaan pajak bumi dan bangunan di blok *offshore* sumur migas, atau menolak memberikan ijin bekerja bagi

tenaga kerja asing berusia di atas 55 tahun. Tidak menariknya iklim investasi migas di dalam negeri tampak dari persepsi investor sektor migas yang menempatkan Indonesia pada posisi 79 dari 96 negara. Walaupun posisi ini lebih baik daripada tahun-tahun lalu, tetapi posisi tersebut belum mengubah Indonesia menjadi negara yang menarik untuk tujuan investasi. Sebagai perbandingan, berikut ini disajikan Grafik yang menunjukkan posisi berbagai negara Asia yang relatif lebih kondusif menurut persepsi investor.

Pada Grafik 4 tampak bahwa Malaysia memiliki posisi di peringkat ke-41. Negara ini mampu menarik minat investor karena telah melakukan perbaikan pada konsep *fiscal terms*-nya. Menurut Manaf *et al* (2014), hal tersebut ditandai dengan pesatnya peningkatan jumlah PSC sebanyak 95 PSC selama kurun waktu 15 tahun (1998-2013). Dharmadji dan Parlindungan (2002) dalam Ariyati (2010) menjelaskan bahwa *fiscal terms* Indonesia menempati urutan terakhir apabila dikomparasikan dengan China, India dan Malaysia ditinjau dari sisi ekonomi keuangan.

Grafik-4. Posisi Berbagai Negara Asia Menurut Persepsi Investor



Sumber: Jackson *et al* (2016:18-19)

Berdasarkan gambaran di atas, Indonesia masih memiliki persoalan terkait dengan iklim investasi yang belum kondusif. Walaupun cadangan terbukti migas yang dimiliki Indonesia masih sekitar 23,01 miliar BOE dimana jumlah cadangan tersebut relatif lebih besar daripada cadangan migas di beberapa negara Asia lainnya, tetapi apabila investor sektor migas tidak menempatkan Indonesia

sebagai negara tujuan investasi, maka cadangan migas di atas tidak bisa dimanfaatkan untuk kepentingan pembangunan dan peningkatan kesejahteraan masyarakat. Selain itu, *lifting* migas yang cenderung terus menurun dalam satu dekade ini memerlukan langkah segera yang solutif guna memenuhi kebutuhan energi nasional di dalam negeri.

KESIMPULAN DAN SARAN

Indonesia tergolong salah satu negara yang memiliki cadangan terbukti sektor migas yang relatif besar, sekitar 23,01 miliar BOE. Selama satu dekade terakhir (2005-2015), kontribusi PPh migas dan PNBP migas masih cukup signifikan terhadap total pendapatan negara dan hibah, khususnya pada tahun 2005, 2006 dan 2008. Dalam tiga tahun tersebut, rata-rata kontribusi penerimaan negara sektor migas tersebut mencapai 29,7 persen. Sejak tahun 2009, kontribusi penerimaan negara sektor migas menunjukkan kecenderungan yang semakin menurun. Penurunan paling signifikan terjadi pada tahun 2014-2015, yang semula sebesar 19,6 persen (tahun 2014) menjadi hanya 8,5 persen (2015).

Variabel-variabel yang mempengaruhi penerimaan negara sektor migas adalah *lifting*, harga minyak ICP, kurs Rp/USD, dan *cost recovery*. Hubungan antara penerimaan negara dengan *lifting* dan harga minyak ICP adalah searah atau positif, sedangkan hubungan antara penerimaan negara dengan kurs Rp/USD dan *cost recovery* adalah terbalik atau negatif.

Selama periode tahun 2005-2015, penerimaan negara sektor migas cenderung berfluktuasi. Variabel *lifting* migas cenderung terus menurun, sedangkan ketiga variabel lainnya cenderung berfluktuasi. Pada periode 2006-2007, harga minyak ICP meningkat, tetapi penerimaan negara justru menurun. Turunnya penerimaan negara ini disebabkan oleh *lifting*, kurs, dan *cost recovery* yang mempengaruhinya. Pada periode 2012-2014, harga minyak ICP menurun, tetapi angka penerimaan negara justru meningkat. Maka dapat diduga bahwa meningkatnya penerimaan negara tersebut disebabkan oleh melemahnya nilai Rp/USD.

Untuk itu disarankan dalam rangka mendorong peningkatan produksi migas perlu perbaikan iIklim investasi terutama pada tata kelola dan regulasi. Kedua, perlu dipertimbangkan *countercyclical*

pada kebijakan fiskal di masa mendatang guna mengatisipasi kondisi perekonomian yang disebabkan oleh volatilitas harga komoditas, dalam hal ini migas.

REFERENSI

Abdurrohman dan B.P. Resosudarmo. 2016. *Behavior of Fiscal Policy in Indonesia in Response to Economic Cycles.* The Singapore Economic Review.

Agustina, C.D., Ahmad, E., Nugroho, D., dan H. Siagian . 2012. *Political Economy of Natural Resources Revenue Sharing in Indonesia.* Asia Research Centre Working Paper 55. London: Asia Research Centre

Ariyati, E.S. 2010. *Analisis Ketentuan-Ketentuan Di Production Sharing Contract Indonesia Dalam Kaitannya Dengan Penerimaan Negara Minyak dan Gas Bumi.* Tesis. Fakultas Ekonomi Program Studi Magister Akuntansi. Jakarta. Tersedia dalam http://lib.ui.ac.id/file?file=digital/136325-T%2028275-Analisis%20ketentuan-full%20text.pdf. Diakses tanggal 14 Desember 2016.

Asia-Pacific Economic Cooperation. 2010. *Assessment of The Capture and Storage Potential of CO2 Co-produced with Natural Gas in South-East Asia.* Bentley: CO2CRC Technologies Pty Ltd. Tersedia dalam www.egcfe.ewg.apec.org/.../EWG_potential%20of%20CO2_. Diakses tanggal 8 November 2016.

Biro Riset LM FEUI. T.t. *Analisis Industri Minyak dan Gas di Indonesia: Masukan Bagi Pengelola BUMN.* Tersedia dalam www.lmfeui.com/data/Analisis%20Industri%20Minyak.pdf. Diakses tanggal 14 Desember 2016.

Bova, E., Medas, P., dan T. Poghosyan. 2016. *Resource Revenue Volatility and Macroeconomic Stability in Resource-Rich Countries: The Role of Fiscal Policy.* IMF Working Paper WP/16/36. Washington, D.C.: IMF

BP. 2016. *BP Statistical Review of World Energy 2016.* London. Tersedia dalam https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf. Diakses tang-gal 16 Desember 2016.

Agustina, C.D., Ahmad, E., Nugroho, D., dan H. Siagian . 2012. *Political Economy of Natural Resources Revenue Sharing in Indonesia.* Asia

Research Centre Working Paper 55. London: Asia Research Centre.

Damayanty, S.A. 2016. *Pengelolaan Industri Ekstraktif di Indonesia: Kebijakan Fiskal dan Tantangan ke Depan.* Dalam Ekanto, G., Riphat, S., dan Sugana, R. 2016. Menggali Potensi Penerimaan Negara Di Tengah Lesunya Ekonomi Global. Jakarta: PT Nagakusuma Media Kreatif. hal 259.

Dartanto, T. 2013. *Reducing Fuel Subsidies and The Implication on Fiscal Balance and Poverty in Indonesia : A simulation Analysis.* Energy Policy, 58, 117–134. Tersedia dalam http://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.02.040

Galawidya, D.A. 2008. *Analisis Perbandingan Termin Fiskal Production Sharing Contract di Indonesia, Production Sharing Contract Non Cost recovery dan Production Sharing Contract di Malaysia.* Tesis. Fakultas Ekonomi Program Studi Magister Manajemen Universitas Indonesia Jakarta. Tersedia dalam http://lib.ui.ac.id/file?file=digital/127606-T%2026373-Analisis%20perbandingan-full%20text.pdf. Diakses tanggal 14 Desember 2016.

Hasan, M. H., Mahlia, T. M. I., dan Nur, H. 2012. *A Review on Energy Scenario and Sustainable Energy in Indonesia.* Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16(4), 2316–2328. Tersedia dalam http://doi.org/10.1016/j.rser.2011.12.007.

Jackson, T., Green, K.P., dan Kyle Sholes. 2016. *Global Petroleum Survey 2016.* Vancouver: Fraser Institute. Tersedia https://www.fraserinstitute.org/studies/global-petroleum-survey-2016. Diakses tanggal 16 Desember 2016.

Lissakers, K. dan Cobus de Swardt. 2010. *2010 Revenue Watch Index, Transparency: Governments and The Oil, Gas and Mining Industries.* Revenue Watch Institute dan Transparency International. Tersedia http://www.resourcegovernance.org/rwindex2010/pdf/RevenueWatchIndex_2010.pdf. Diakses tanggal 20 Desember 2016.

Manaf, N.A.A., Saad, N., Ishak, Z., dan Abdulsalam Mas'ud. 2014. *Effects of Fiscal Regime Changes on Investment Climate of Malaysia's Marginal Oil Fields: Proposal Model.* Procedia Social and Behavioral Sciences 164 (2014) 55-61. International Conference on Accounting Studies 2014, ICAS 2014, 18-19 August 2014, Kuala Lumpur Malaysia. Tersedia dalam www.sciencedirect.com. Diakses tanggal

14 Desember 2016.

Mujiyanto, S., dan G. Tiess. 2013. *Secure Energy Supply in 2025: Indonesia's Need for an Energy Policy Strategy.* Energy Policy, 61(5), 31–41. Tersedia dalam http://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.119

Nor, S.B.M. 2015. *Petroleum Fiscal Regime-Malaysia's Experience. Ministry of Finance Malaysia.* Tersedia dalam http://www.imf.org/external/np/seminars/eng/2015/ natrestax/pdf/syakirah.pdf. Diakses tanggal 14 Desember 2016.

Prasetiantono, A.T. 2009. *Transformasi Pertamina Dilema Antara Orientasi Bisnis dan Pelayanan Publik.* Yogyakarta: Penerbit Galangpress.

Pudyantoro, A.R. 2013. *A to Z Bisnis Hulu Migas.* Jakarta: Petromindo

_____. 2014. *Proyek Hulu Migas Evaluasi dan Analisis Petroekonomi.* Jakarta: Petromindo

Sanusi, Bachrawi. 2004. *Potensi Ekonomi Migas Indonesia.* Penerbit Rineka Cipta. Jakarta.

Satyana, A.H. 2013. *Menyigi Geologi, Mencari Migas Indonesia.* Geomagz Vol.3 No.3, 2013. Badan Geologi Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. Tersedia dalam http://geomagz.geologi.esdm.go.id/menyigi-geologi-mencari-migas-indonesia/. Diakses tanggal 16 Desember 2016.

U.S. Energy Information Administration. 2016. *International Energy Outlook 2016 With Projections To 2040.* Washington D.C. Tersedia dalam http://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2016).pdf Diakses tanggal 16 Desember 2016.

3

POTRET DAN TANTANGAN MIGAS INDONESIA

Tri Wibowo - Peneliti pada Pusat Kebijakan APBN, Badan Kebijakan Fiskal

ABSTRAK

Bisnis hulu Migas Indonesia memasuki masa kejayaan pada era tahun 1980an. Produksi minyak Indonesia per hari mampu mencapai 1600 ribu barel. Dengan konsumsi hanya sebesar ¼ dari produksi, minyak menjadi andalan utama penerimaan Pemerintah. Namun kondisi tersebut sekarang berbalik arah, produksi minyak Indonesia hanya mencapai separo dari konsumsi. Pesatnya pertumbuhan ekonomi Indonesia dengan didukung banyaknya masyarakat yang pada usia produktif, mengakibatkan perintaan akan import terus mebengkak Artikel ingin mengetahui bagaimana perkembangan dan tatangan migas Indonesia ke depan. Hasil temuan diperoleh bahwa sumber utama kebutuhan energi Indonesia masih terfokus pada energi fosil. Energi Terbarukan pengembangannya masih belum jelas, Apabila kondisi ini terus belanjut, bisnis migas Indonesia berada pada signal kuning. Indonesia masih mempunyai cadangan migas yang belum dimanfaatkan secara optimal.

Kata kunci: Minyak dan Gas, Produksi, Konsumsi

PENDAHULUAN

Dengan stabilitas makro ekonomi yang baik pasca krisis ekonomi tahun 1998 serta didukung stabilitas politik yang mantab, telah membawa Indonesia sebagai negara penting di dunia. Indonesia memegang peran besar dalam menentukan arah perekonomian dunia. Sejak Indonesia menerapkan otonomi daerah yang diikuti dengan desentralisasi fiskal, pertumbuhan ekonomi daerah menjadi lebih merata. Dengan pertumbuhan yang lebih merata, ekonomi Indonesia menjadi lebih kokoh dan stabil. Hal ini terbukti bahwa pasca 15 tahun diterapkannya otonomi daerah, ekonomi Indonesia mampu tumbuh diatas Negara-negara tetangga. Prestasi ini Indonesia telah membawa Indonesia masuk kedalam kelompok negara G-20. Kelompok 20 besar negara-negara penyumbang ekonomi dunia.

Dengan populasi lebih dari 250 juta, Indonesia merupakan negara dengan jumlah penduduk terbesar di Asean, dan menempati peringkat keempat dunia setelah China, India dan Amerika Serikat (World Bank, 2014). Letak geografis yang terdiri dari beribu kepulauan dengan 2/3 merupakan lautan, moda transportasi Indonesia menjadi tidak semudah dibanding Negara tetangga.

Sektor migas telah memberikan kontribusi besar dalam sejarah pembangunan Indonenesia. Namun dalam perjalanannya, peran sektor migas dalam perekonomian semakin menurun. Pada tahun 1974, kontribusi sektor minyak terhadap PDB mencapai 22% dan memberikan kontribusi sebesar 37% terhadap penerimaan negara, Ahmad (2014). Pada tahun 2014, kontribusi sektor migas terhadap PDB hanya sebesar 7% dan kontribusi terhadap penerimaan negara hanya sebesar 13%. Babajide,dkk. (2014), hal ini tergantung dari bagaimana sistem fiskal yang diterapkan terhadap sektor migas. Sistem fiskal yang optimal akan memiliki pengaruh langsung terhadap penerimaan negara.

Pertumbuhan ekonomi pesat, jumlah penduduk yang besar dan faktor geografis, mengakibatkan tinginya permintaan energi di Indonesia. Pada beberapa dekade lalu, Indonesia merupakan negara eksportir minyak. Namun seiring meningkatnya konsumsi, produksi minyak Indonesia tidak mampu lagi memenuhi kebutuhan dalam negeri. Sejak tahun 2004, Indonesia tercatat sebagai negara net importer minyak.

Suksesnya ekonomi Indonesia, meningkatkan standar hidup, pertumbuhan populasi serta urbanisasi mengakibatkan tumbuh pesatnya konsumsi energi di Indonesia. Dari sisi *supply*, melambatnya eksplorasi untuk menemukan sumur minyak baru serta sumur minyak yang telah menua mengakibatkan produksi minyak terus mengalami penurunan (IEA, 2015). Kondisi ini mengakibatkan Kesenjangan antara konsumi dan produksi menjadi semakin lebar. Ketergantungan Indonesia terhadap import minyak semakin tinggi. Artikel ini bertujuan untuk mengetahui bagaimana kondisi migas di Indonesia, tantangan serta prognosa kondisi ke depan.

SUMBER ENERGI DUNIA

Pada tahun 2016, Konsumsi energi dunia naik sebesar 1 % dibanding 2015. Nilai ini dibawah rata-rata sepuluh tahun terakhir yang besarnya mencapai 1,9%. Semua harga minyak dunia pada tahun 2015 mengalami penurunan. Minyak Brent sebagi indikator internasional mengalami penurunan sampai 47%. Minyak masih menjadi pasokan utama kebutuhan energi. Sebesar 33% kebutuhan energi dunia masih mengandalkan minyak (BP, 2016).

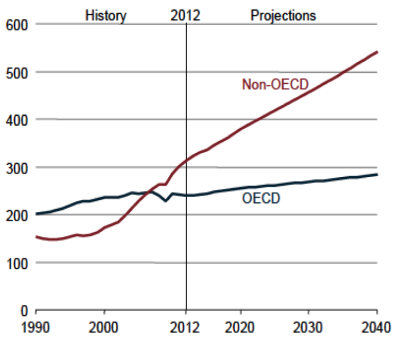
International Energy Outlook (IEO, Mei 2016) memprakirakan bahwa total konsumsi energi dunia akan meningkat dari 549 quadrillion British thermal units (Btu) pada tahun 2012, menjadi 815 quadrillion Btu pada tahun 2040, atau meningkat sebesar 48% dari 2012 ke 2040. Total konsumsi energi dunia secara rata-rata mengalami peningkatan sebesar 1,4 per tahun. Peningkatan ini sebagian besar justru disumbang oleh Negara nonOECD. Konsumsi energi Negara nonOECD tahun 2012 sebesar 311 quadrillion Btu meningkat menjadi 533 quadrillion Btu, atau meningkat rata-rata 1,9% per tahun. Sementara itu, konsumsi energi negara OECD pada tahun 2012 sebesar 238 quadrillion Btu meningkat menjadi 282 quadrillion Btu pada tahun 2040, atau hanya mengalami peningkatan rata-rata sebesar 0,6% per tahun.

Peningkatan konsumsi ini terjadi seiring dengan perekonomian dunia yang terus tumbuh. Negara-negara yang tergabung dalam kelompok OECD adalah Negara yang sudah maju, disisi lain negara dalam kelompok nonOECD adalah negara *emerging market* yang sedang tumbuh pesat. Pertumbuhan ekonomi yang pesat akan seiring dengan peningkatan kebutuhan energi. Energi merupakan *Leading*

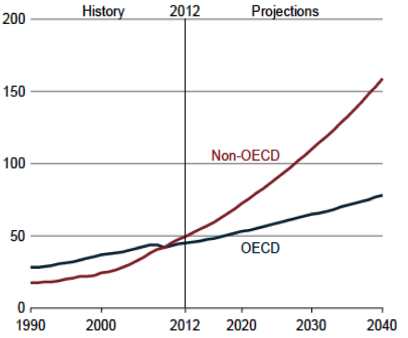
Indikator perekonomian suatu negara. Negara dengan permintaan minyak yang merosot, mengindikasikan bahwa perkonomian negara tersebut sedang lesu.

Gambar 1. Prakiraan PDB dan Konsumsi Energi Dunia

Total PDB Dunia (2010, triliun USD)



Konsumsi Energi Dunia (quadrillion Btu)



Sumber : IEO, 2016

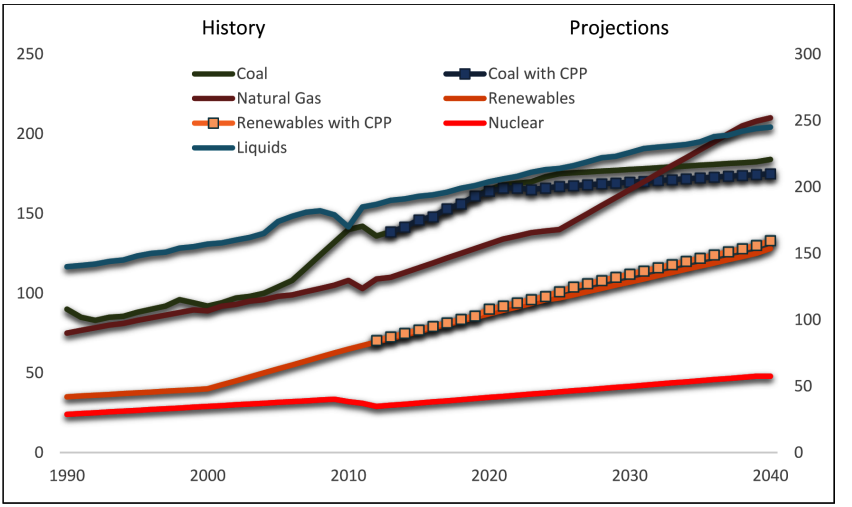
Lebih lanjut IEO (2016) memprakirakan bahwa pertumbuhan ekonomi dunia (PDB diukur dengan *purchasing power parity*) dari tahun 2012 sampai dengan 2040 rata-rata meningkat 3,3% per tahun. Pada periode yang sama, kelompok Negara OECD pertumbuhan ekonomi hanya meningkat rata-rata sebesar 2,0% per tahun. Sementara itu, Negara nonOECD pertumbuhan ekonominya mampu meningkat rata-rata sebesar 4,2% per tahun.

Dengan memperhatikan ketahanan energi kedepan, efek emisi terhadap lingkungan dari energi fosil, harga minyak dunia yang tidak menentu; kebijakan energi dunia diarahkan pada pengembangan energi terbarukan (*renewable energy*). Meskipun saat ini banyak negara yang mendalami potensi energi terbarukan, namun ketergantungan terhadap minyak sebagai sumber energi masih besar (IMF, 2011). Sebagai negara *emerging market*, permintaan energi Indonesia semakin meningkat. Namun dari sisi produksi, Minyak dan gas Indonesia mengalami penurunan sejak tahun 2010 (IMF, 2015).

Pasokan dari energi yang bersumber dari energi terbarukan diprakirakan akan akan tumbuh pesat dengan pertumbuhan mencapai 2,6 per tahun. Pasokan energi dengan sumber batu bara merupakan yang paling lambat. Batubara hanya tumbuh sebesar 0,6% per tahun (dibawah rata-rata total energi yang tumbuh 1,4% pe tahun). Sementara

itu, tidak bisa dipungkiri bahwa permintaan masih terus tinggi. Minyak masih menjadi sumber utama walaupun dengan trend yang melambat. Konsumsi minyak hanya tumbuh 1% per tahun. Kontribusi minyak sebagai sumber energi yang pada tahun 2012 sebesar 33%, pada tahun 2040 diprakirakan turun menjadi 30% (IEO, 2016).

Gambar 2. Konsumsi Energi Dunia Menurut Sumber Energi (quadrillion Btu)



Sumber : IEO, 2016

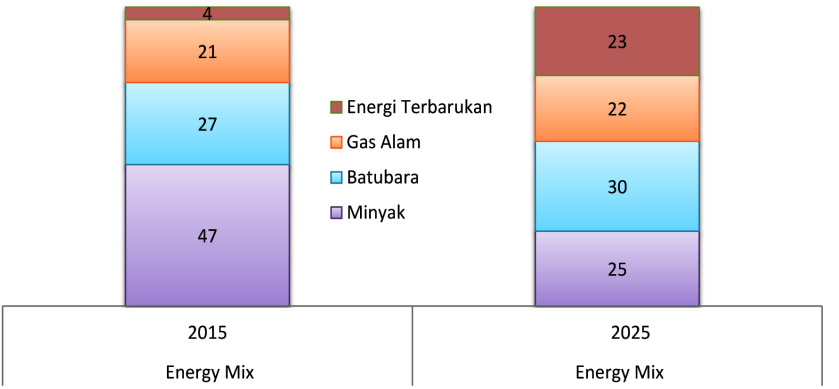
SUMBER ENERGI INDONESIA

Dalam berbagai pertemuan internasional terkait dengan perubahan iklim (UNFCC), Indonesia mempunyai komitmen yang tinggi dalam mengurangi emisi gas rumah kaca. Salah satu kebijakan dalam mengurangan emisi gas rumah kaca tersebut adalah melalui penggunaan bahan baku energi yang ramah lingkungan, salah satunya dari energi terbarukan.

Arah kebijakan bauran energi (*Energy Mix*) Indonesia telah diatur melalui Melalui Peraturan Pemerintah Nomor 79 tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional, sumber pasokan energi Indonesia diarahkan dari energi fosil menjadi energi terbarukan. Energi terbarukan yang pada tahun 2014 hanya memberikan kontribusi sebesar 4%, dalam kebijakan tersebut pada tahun 2025 diharapkan mampu memberikan konstribusi sebesar 23%.

Banyak pihak yang pemisimis target *energy mix* untuk energi terbarukan tersebut dapat tercapai. IEA 2015 dalam laporannya menyatakan bahwa kebijakan *energy mix* untuk energi terbarukan sebesar 23% pada tahun 2025 adalah target yang terlalu ambisius. Kebijakan *energy mix* perlu didukung kebijakan sektoral antar kementerian. Selain itu, perlu adanya koordinasi yang jelas antara para pihak pembuat kebijakan baik pada tingkat nasional serta pemerintah daerah.

Gambar 3. Arah Kebijakan Sumber Energi Indonesia (%)



Sumber : ESDM, 2016

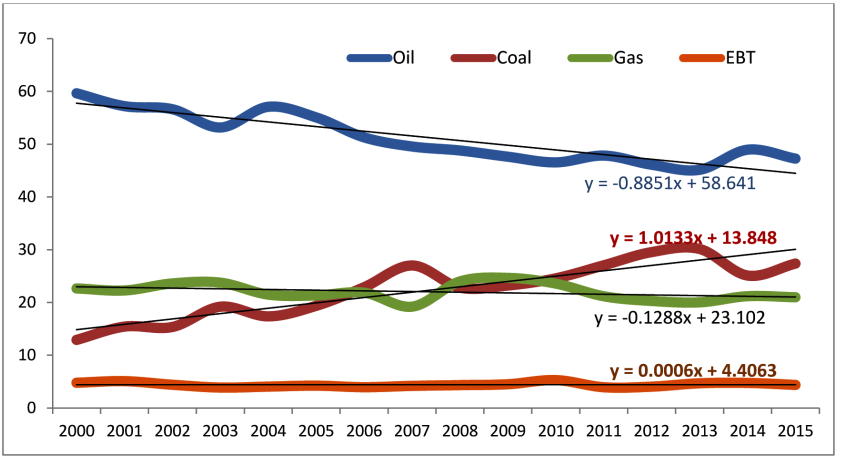
Meskipun arah kebijakan jangka panjang menuju ke sumber energi terbarukan sebagi prioritas, namun diprakirakan batubara, minyak dan gas masih menjadian dalan sumber pasokan energi di Indonesia.

Sebagai Negara dengan potensi sumberdaya batuabara yang besar, serta banyaknya pembangkit listrik yang bersumber dengan tenaga batubara, arah kebijakan sumber energi batubara kedepan masih mendapat prioritas. Kontribusi batubara sebagai pasokan energi, mengalami kenaikan dari 27% pada tahun 2015 menjadi 30% pada tahun 2025. Dengan memperhatikan isu lingkungan, Negara-negara maju mulai beralih pada energi terbarukan. Permintaan ekspor batubara kedepan diprakirakan akan mengalami penurunan. Rendahnya permintaan ekspor akan dialihkan menjadi sumber energi untuk kebutuhan domestik.

Berdasarkan Statistik Enegri (ESDM, 2016), pada tahun 2015 sumber pasokan energi Indonesia dari minyak sebesar 47%, dari gas

sebesar 21%, batubara menyumbang 27%, dan energi terbarukan sebesar 4%. Tahun 2025, pasokan energi yang bersumber dari energi terbarukan diharapkan mampu mencapai 26%. Sementara itu, pasokan energi yang bersumber dari minyak pada tahun 2015 sebesar 47%, akan dikurangi menjadi 23%.

Gambar 4. Trend Sumber Energi Indonesia



Sumber : Statistik Energi, ESDM, 2016, diolah

Dengan melihat sumber pasokan energi Indonesia selama kurun waktu tahun 2000 sampai tahun 2014, dapat dilihat arah/trend pasokan sumber energi mendatang. Dilihat dari masing-masing jenis sumber energi, kontribusi minyak mengalami penurunan yang cukup tinggi. Setiap tahun kontribusi minyak terhadap total kebutuhan energi nasional berkurang sebesar -0,885%. Demikian juga untuk gas, walaupun relative kecil dibanding minyak tetapi menunjukkan arah penurunan. Setiap tahun kontribusi gas terhadap total kebutuhan energi nasional menurun sebesar -0,129%.

Di sisi lain, sumber energi dari batubara terus mengalami peningkatan. Setiap tahun terjadi peningkatan konstribusi batu bara sebagai pasokan energi nasional sebesar 1,013. Sementara itu, pasokan engeri yang bersumber dari energi terbarukan relative belum menunjukkan perubahan yang berarti. Kontribusi pasokan energi terbarukan setiap tahun hanya bertambah sebesar 0,001%.

Dengan target *energy mix* untuk energi terbarukan sebesar 23% pada tahun 2025, sementara sumber pasokan energi terbarukan jalan

ditempat, target *energy mix* untuk energi terbarukan akan sulit tercapai. Dengan target tersebut, kontribusi pasokan energi terbarukan harus tumbuh minimal sebesar 1,7% per tahun.

Dari hasil analysis trend pasokan energi dari tahun 2000 sampai dengan 2014, *energy mix* untuk gas akan tercapai. Sementara itu, pengurangan kontribusi minyak dan batubara sebesar 21% diharapkan dari energi terbarukan yang pengembangannya relative jalan ditempat. Perlu keseriusan para *stakeholder* dalam pengembangan energi terbarukan baik kedepan.

Tabel 1. Target dan Prakiraan *Energy Mix* Tahun 2025

Sumber Energi	Target (PP 79 tahun 2014	Prakiraan	Selisih
Minyak	25	36	-11
Batubara	30	40	-10
Gas	22	20	2
EBT	23	4	19

Sumber: Hasil Analisis

PRODUKSI

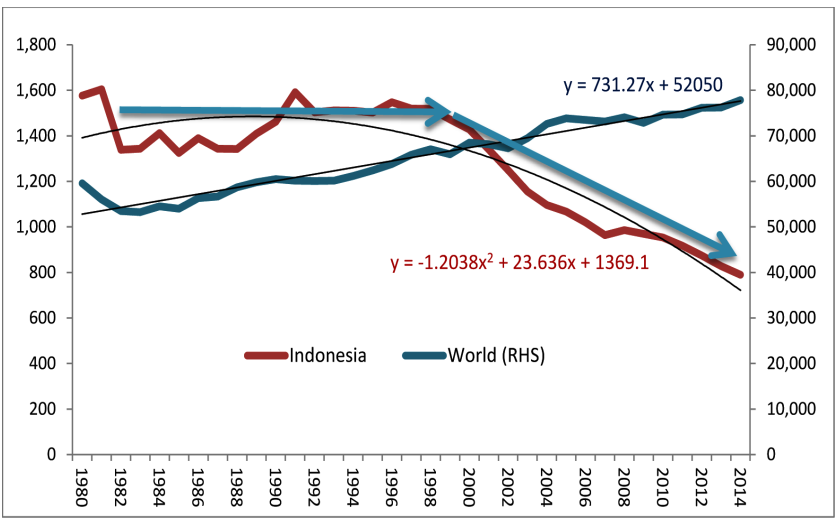
Minyak dan gas bumi akan tetap memainkan peranan penting sebagai sumber energi primer di dunia sampai beberapa dekade ke depan (Lubiantara, 2012). Pada tahun 2010, sebesar 57% pasokan energi primer berasal dari migas. Pada tahun 2035 diprakirakan kontribusi migas sebagai pasokan energi primer masih sebesar 53%. Kontribusi minyak akan menurun dari 34% menjadi 28%, sementara gas kontribusinya meningkat dari 23% menjadi 25% (OPEC, 2011).

Walalupun kontribusi minyak diprakirakan akan mengalami penurunan, namun dari sisi produksi masih terus menunjukkan peningkatan seiring pertambahan konsumsi energi dunia. Dari data IEA kurun waktu 1980 sampai dengan 2014, tahun 1980 produksi minyak dunia sebesar 60 juta barel per hari. Pada 2014 produksi minyak mencapai 79 juta barel per hari, atau meningkat sebesar 30% dalam 35 tahun.

Sementara itu, produksi minyak Indonesia pada tahun 1980 mampu mencapai 1577 ribu barel per hari, pada tahun 2014 hanya sebesar 790 ribu per hari, atau mengalami penurunan separonya dalam 35 tahun. Kemerosotan produksi ini mengakibatkan pangsa produksi minyak Indonesia terus mengalami penurunan. Kontribusi minyak Indonesia terhadap total produksi minyak dunia pada tahun 1980 sebesar 2,65%, tahun 2014 hanya tinggal 1%.

Sejak krisis ekonomi 1998 melanda Indonesia, produksi minyak Indonesia terus mengalami penurunan. Produksi minyak Indonesia mengalami masa kejayaan pada tahun 1980an. Pada tahun 1981 produksi minyak Indonesia mampu mencapai 1600 ribu barel per hari. Pada tahun 1990-an produksi berkisar 1500 ribu barel per hari. Sampai dengan tahun 1998, produksi minyak masih mencapai 1518 barel per hari. Selepas itu, produksi terus mengalami kemerosotan.

Gambar 5. Produksi Minyak Dunia dan Indonesia 1980 – 2014 (ribu barel per hari)



Sumber : IEA, diolah

Daniel dan David (2015) mengatakan, ketika harga minyak dunia pada tahun 2002 sampai dengan 2010 naik hampir lima kali lipat, banyak pemerintah pada negara penghasil minyak memperoleh prosentase bagian dari bisnis minyak yang malah mengalami penurunan. Hal ini dikarenakan sebagian besar sistem bagi hasil minyak yang regresif,

terutama berkaitan dengan dengan harga minyak. Sebaliknya pada saat terjadi penurunan harga yang tajam, keuntungan kontraktor berkurang dan menjadi kurang bergairah meningkatkan produksi. Sistem bagi hasil tidak dirancang untuk menangani adanya *shock* harga minyak. Dengan kondisi ini, kenaikan harga minyak dunia tidak memberikan dampak yang signifikan terhadap peningkatan produksi minyak secara berkelanjutan.

Pada tahun 2014, produksi minyak Indonesia hanya sebesar 790 ribu barel per hari. Dibanding produksi pada tahun 1999 yang masih mencapai 1472 ribu barel per hari, terjadi kemerosotan produksi rata-rata sebesar -3% per tahun. Turunnya produksi minyak Indonesia sebagai akibat sumur minyak yang telah menua serta lambannya penemuan sumur sumur baru. Ratih dan Muyanja (2009) menyampaikan bahwa tantangan terberat Pemerintah Indinesia adalah menjaga keseimbangan antara produksi dan konsumsi.

Lubiantara (2014) menyebutkan paling tidak terdapat 3 faktor yang mempengaruhi produksi migas dalam jangka pendek yaitu: (i) stategi terhadap blok/WK yang akan berakhir, (ii) kemungkinan mundurnya rencana *onstream* proyek, serta (iii) semakin lesunya kegiatan operasi di blok produksi.

Lebih lanjut, Lubiantara (2014) dalam beberapa tahun kedepan beberapa kontrak terhadap blok produksi akan berakhir. Seperti blok Mahakam, Total (2017), Blok Southeast Sumatra, CNOOC (2018), Blok East Kalimantan, Chevron (2018), dan Blok Rokan, Chevron (2012). Blok-blok produksi ini memiliki kontribusi besar terhadap produksi minyak nasional. Blok Rokan memberikan kontribusi 38%, serqa blok Mahakam sebesar 22%. Pemerintah perlu lebih awal menetapkan kepastian berlanjut atau tidak kontrak produksi agar produksi tidak anjlok saat kontrak berakhir.

KONSUMSI

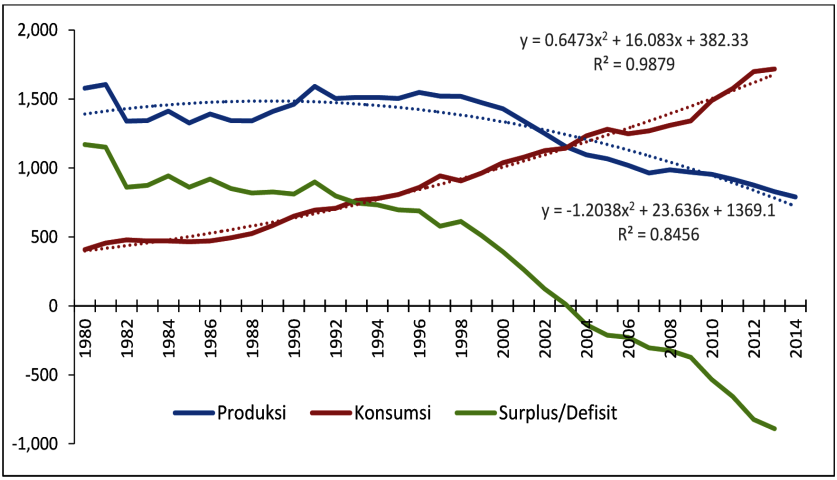
Seiring dengan meningkatnya kelas menengah masyarakat Indonesia dengan didukung pertumbuhan ekonomi yang tinggi dan stabil, mengakibatkan permintaan minyak Indonesia terus meningkat. Konsumsi minyak Indonesia yang pada tahun 1980 hanya sebesar 408 ribu barel per hari, naik menjadi 1718 ribu barel per hari ada tahun 2013. Selama kurun waktu 34 tahun, konsumsi minyak Indonesia telah

meningkat 4 kali lebih besar.

Semakin meningkatnya permintaan minyak sementara dari sisi pasokan justru mengalami penurunan, mengakibatkan Indonesia pada tahun 2004 masuk semagai Negara *Net Importir* minyak. Pasokan/ produksi yang dihasilkan tidak mampu lagi mencukupi permintaan dalam negeri. Kesenjangan permintaan dan pasokan minyak Indonesia semakin lama semakin melebar. Pada tahun 2013, dengan produksi anya mencapai 818 ribu per hari, hanya sebesar 48% permintaan minyak dapat dipenuhi dari produksi dalam negeri. Sebesar 52% kebutuhan minyak dipenuhi dari impor.

IEA (2015) melaporkan bahwa total konumsi energi Indonesia telah meningkat sebesar 28,6% dalam 10 tahun. Pada tahun 2012 total permintaan energi Indonesia telah mencapai 159,7 Mtoe. Dilihat dari sumber penggunanya, paling besar adalah untuk keperluan rumah mencapai 37%. Diikuti oleh Indutri sebesar 30,5%, transoprtasi sebesar 27,6%, serta sector jasa komersial sebesar 4,9%. Tanpa adanya kebijakan yang signfikan, sekitar 15 tahun lagi kebutuhan energi nasional sebagian besar konsumsi minyak harus dipenuhi dari impor.

Gambar 6. Perkembangan Produksi dan Konsumi Minyak Indonesia



Sumber : IEA, diolah

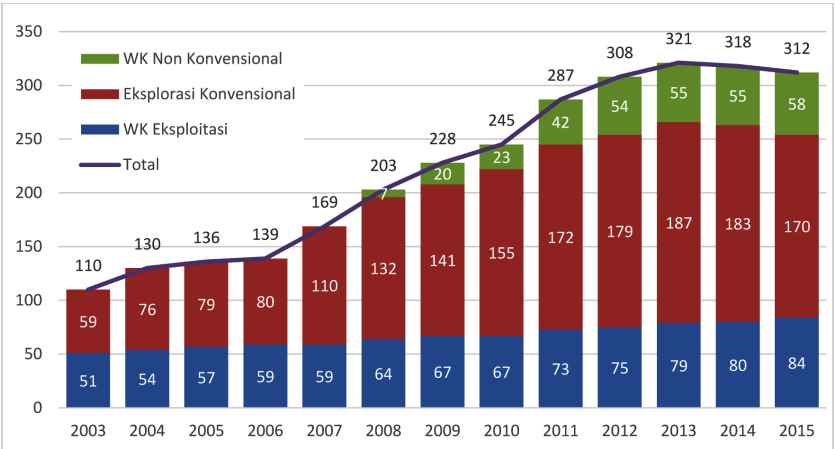
PENINGKATAN PRODUKSI

Salah satu cara pemerintah dalam meningkatkan cadangan serta produksi minyak dan gas bumi (migas) adalah dengan melakukan usaha ekstensifikasi, yaitu menambah jumlah wilayah kerja (WK) baru dengan menandatangani Kontrak Kerja Sama (KKS). Sejak dikeluarkannya Undang-UndangNomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi, Pemerintah diwakili oleh SKK Migas telah menandatangani 224 KKS dan 12 di antaranya ditandatangani pada tahun 2015. Pada tahun 2015, terdapat 312 WK yang terdiri dari 228 WK eksplorasi dan 84 WK eksploitasi. Jika dirinci, sejumlah 160 WK onshore, 115 WK offshore, dan 38 WK merupakan gabungan. Perkembangannya adalah sebagaimana dalam Gambar-7 (SKK Migas, 2015).

Dalam pengembangan Wilayah Kerja (WK), terdapat berbagai kendala. SKK Migas (2015) mencatat terdapat 50 WK yang menemui kendala/masalah untuk wilayah Sumatera dan Kalimantan. Jika dikelompokan, kendala terbesar adalah kendala di perijinan. Terdapat 11 kendala diperijinan, diikuti oleh infrastruktur dengan 9 kendala, kendala, peralatan sebanyak 6 kendala, lahan sebanyak 4 kendala, serta kendala internal KKS sebanyak 3 kendala.

Tidak dapat dipungkiri, masalah perijinan baik antar kementerian maupun antara Pemerintah Pusat dan Pemerintah Daerah menjadi kendala utama dalam pengembangan Wilayah Kerja. Kendala yang sering terjadi adalah kawasan yang oleh Kementerian Kehutanan dan Lingkungan Hidup telah menetapkan suatu kawasan sebagai kawasan hutan lindung. Sementara kendala di Pemerintah Daerah tidak kalah komplek. Banyaknya ijin yang harus diurus oleh KKS baik tingkat daerah maupun pusat yang lintas sektor menjadi kendala utama pengembangan WK. Perlu adanya aturan yang lebih tinggi dalam bentuk sinkronisasi perundangan sehingga KKS cukup menurus perijinan dalam satu atap.

Gambar 7. Perkembangan Jumlah WK



Sumber : SKK Migas , 2015

Tabel 2. Tantangan dan Kendala Pencapaian Target Produksi Migas

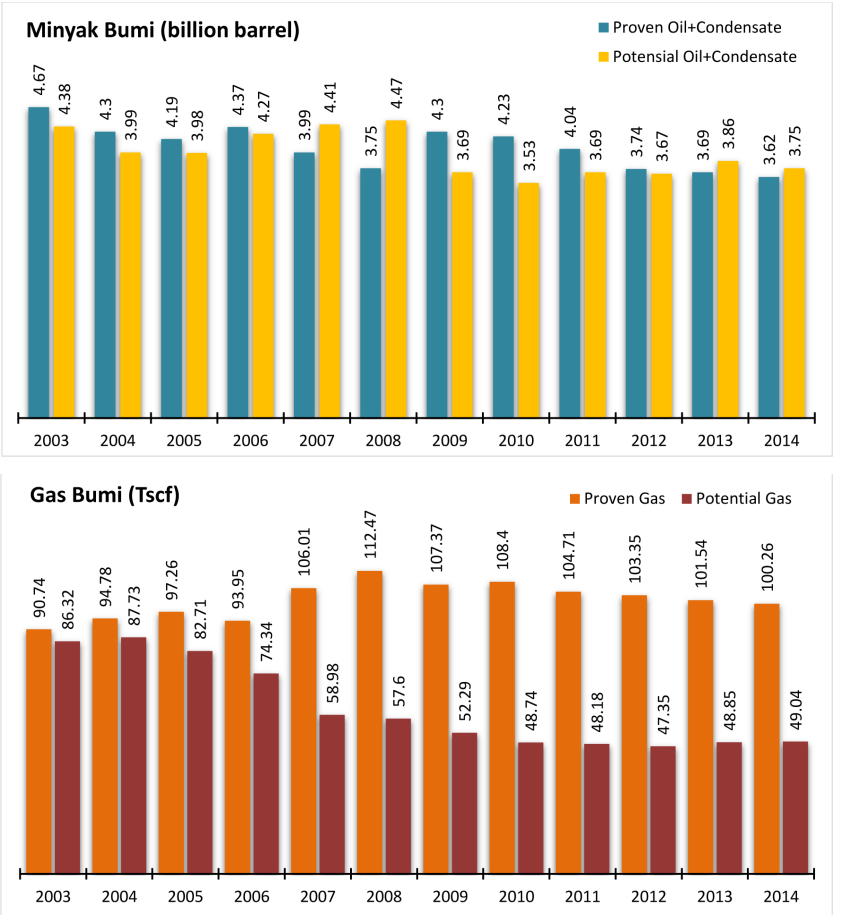
TANTANGAN DALAM MENCAPAI TARGET PRODUKSI	UPAYA YANG DILAKUKAN
A. Kondisi Global ○ Penurunan harga minyak dunia	• Efisiensi penggunaan biaya untuk menjaga keeekonomian
B. Kondisi Utama ○ Jadwal *onstream* mundur ○ *Decline rate* yang tajam (sekitar 28%) ○ Kendala *subsurface* ○ Kendala Operasional ○ *Unplanned/planned shutdown*	• Monitoring lebih intensif terhadap *on going project* • Menambah sumur pengembangan, *workover* dan *well services* • Meminimalkan gangguan operasi • Mengurangi terjadinya *umplammed shutdown*
C. Kondisi Lainnya ○ Kendala pembebasan lahan dan perizinan ○ Kendala pengadaan ○ Penyerapan *buyer* yang rendah ○ Kendala pengelolaan WK terkait perpanjangan Kotrak Wilayah	• Koordinasi lebih aktif dengan instansi terkait • Strategi pengadaan yang lebih baik • Mendorong penyelesaian masalah di *midstream* dan *downstream* • Memberi kepastian pengelolaan WK jauh sebelum masa waktu kontrak berakhir

Sumber : SKK Migas, 2015

CADANGAN MIGAS

SKK Migas (2015) melaporkan bahwa penurunan cadangan migas nasional terus terjadi dengan tingkat rata rata 0.75 miliar setara barel minyak per tahun dalam kurun waktu 2003 -2014. Upaya untuk menahan laju penurunan tersebut telah dilakukan dengan berbagai program peningkatan aktivitas eksplorasi.

Gambar 8. Perkembangan Cadangan Migas Indonesia



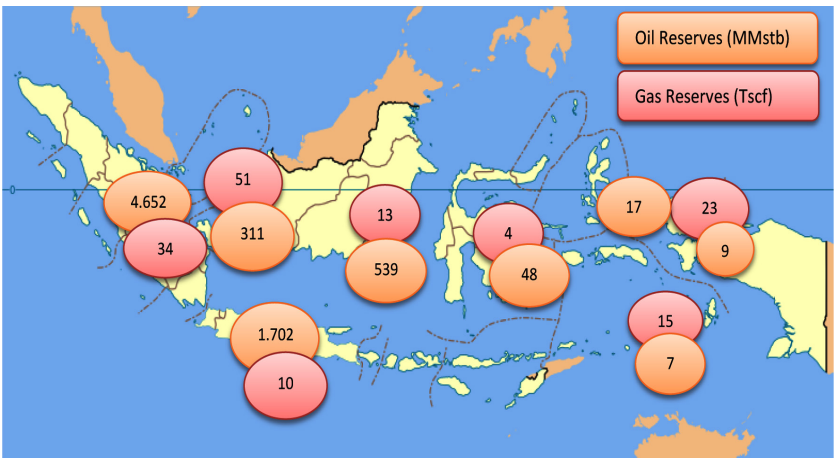
Sumber: SKK Migas (2015)
Catatan: *) Proven reserve (P1)
**) Potential reserve = probable reserve (P2) + possible reserve (P3)

SKK Migas (2015) melaporkan bahwa saat ini cadangan migas nasional secara umum tersebar sepanjang nusantara mulai dari pulau Sumatera sampai dengan Papua dengan besaran cadangan di wilayah barat cenderung lebih besar daripada wilayah timur. Jumlah keseluruhan cadangan minyak (3P) sebesar 7.375 MMstb dan cadangan gas (3P) sebesar149 Tscf. Sumber daya migas nasional masih cukup besar. Total *recoverable resource* migas nasional mencapai 37.025 juta stboe, dengan jumlah tiga terbesar terdapat di wilayah Jawa, Papua dan Sumatera.

Untuk meningkatkan status dari *Resources* ke *Proven Resources* dibutuhkan peningkatan program eksplorasi secara lebih intensif. Idealnya untuk satu setara barel migas yang diproduksikan segera tergantikan oleh satu setara barel migas yang ditemukan. Perbandingan penemuan cadangan baru terhadap cadangan yang terproduksikan disebut sebagai *Reserves Replacement Ratio* (RRR) (SKK Migas, 2014). Dalam kurun waktu 2007 sampai 2015, angka RRR untuk minyak tertinggi terjadi pada tahun 2015 dengan nilai sebesar 138%. Sementara itu, untuk gas nilai RRR tertinggi pada pada tahun 2010 mencapai 309%.

Salah satu kendala peningkatan produksi gas Indonesia adalah ketersediaan infrastruktur. Seperti disampaikan Hanan (2004), meskipun Indonesia telah sangat maju dalam mengembangkan industri gas buminya dalam bentuk LNG untuk diekspor, namun struktur industri gas bumi Indonesia, khususnya yang diterapkan di dalam negeri, masih sangat sederhana sehingga dapat dikelompokkan ke dalam model "industri gas dalam transisi." Infrastruktur gas bumi yang telah dibangun (transmisi, distribusi, penyimpanan) masih sangat terbatas dibandingkan potensi permintaan gas bumi di dalam negeri yang sangat besar.

Gambar 9. Peta Cadangan Migas Indonesia



Sumber : SKK Migas, 2015

SKK Migas (2014) melaporkan bahwa pada 2014 terdapat satu WK tahap eksplorasi yang memperoleh persetujuan *plan of development* (POD) pertama dari Menteri ESDM, yaitu WK Bulu. Adapun perkiraan

biaya investasi dan operasi yang dikeluarkan oleh Kontraktor KKS, produksi migas, serta penerimaan negara dari POD-POD tersebut adalah sebagai berikut:

Tabel 3. Perkiraan Biaya Operasi, Investasi dan Penerimaan Negara dari Persetujuan POD

Komulatif Produksi		Biaya Operasi dan Investasi (US$ juta)	
Minyak (Juta Bbl)	150,42	Biaya Investasi	5.486,77
		Biaya Operasi	3.930,32
Gas (Bscf)	1.654,16	- Biaya Operasi - Biaya ASR	3.720,77 209,55
Pendapatan Pemerintah (US$ Juta)	10.134,93	Tota Biaya Investasi dan Operasi	9.417,09

Sumber : SKK Migas, 2014

Sampai dengan akhir tahun 2014, nilai kumulatif investasi kegiatan eksplorasi di wilayah kerja eksplorasi diperkirakan mencapai US$1.11 milliar atau hanya mencapai 47% dari target yang tertuang dalam Revisi *Work Program & Budget* (WP&B) 2014 (SKK Migas, 2014). Rendahnya realisasi investasi Kontraktor KKS Eksplorasi disebabkan adanya kendala operasional baik kendala eksternal maupun kendala internal Kontraktor KKS. Kendala eksternal diantaranya adalah tumpang tindih lahan dengan perkebunan, hutan industri, dan hutan lindung, proses birokrasi perizinan dengan instansi lain, kekhawatiran masyarakat mengenai dampak kegiatan migas dan tuntutan adanya kegiatan tanggung jawab sosial, dan ketersediaan rig pengeboran yang sangat terbatas.

Tantangan lain yang dihadapi adalah upaya penemuan cadangan baru mengingat saat ini cadangan migas di Indonesia lebih banyak berada di kawasan timur, terutama di laut dalam. Kegiatan eksplorasidi wilayah ini menghadapi tantangan yang tidak mudah karena secara teknis lebih sulit dilakukan. Kegiatan eksplorasi maupun eksploitasi di laut dalam juga membutuhkan biaya yang tidak sedikit.

Jackson, dkk (2016) dalam *Global Petroleum Survey 2016* melaporkan, bahwa Indonesia menempati urutan ke 12 negara yang memiliki cadangan minyak yang besar. Dalam laporan tersebut,

Indonesia mempunyai *Proved Reserves* sebesar 23,01 bboe. Namun demikian, mempunyai *Policy Perception Index* (PPI) yang rendah sebesar 45,83. Venezuela menempati nilai terendah dalam PPI dengan nilai 0. Nilai PPI terbesar adalah Texas, dengan nilai mencapai 97,6, diikuti oleh Emirat Arab sebesar 83 dan Qatar 75,4. Semakin rendah nilai PPI mencerminkan semakin banyaknya kendala yang dihadapi dalam peningkatan cadangan migas. Walaupun nilai PPI Indonesia masih rendah (45,8), namun apabila dibandingkan dengan nilai PPI pada tahun 2012 (38,5) telah mengalami peningkatan.

Indonesia masih mempunyai potensi besar migas yang belum tergali, perlu koordinasi yang mantab para pihak terkait serta aspek kepastian hukum menempatkan pengurusan perijinan dalam satu atap.

PENUTUP

Arah kebijakan bauran energi Indonesia dengan mengarahkan sumber pasokan energi dari eneri fosil menjadi energi terbarukan belum menunjukan arah yang seharusnya. Meskipun kontribusi terhadap total kebutuhan energi dengan sumber energi dari minyak dan gas mengalami penurunan, kontribusi beralih ke batubara. Sementara itu kontribusi sumber energi terbarukan masih belum menunjukkan perkembangan yang berarti.

Produksi minyak paska krisis ekonomi 1998 terus menunjukkan penurunan, sementara itu konsumsi minyak terus meningkat. Kesenjangan produksi konsumsi tersebut dipenuhi dari import. Dari tahun ke tahun kesenjangan yang semakin melebar. Sementara itu cadangan migas dari tahun ke tahun terus menunjukan penurunan. Lebih dari separo kebutuhan konsumsi minyak harus dipenuhi dari import.

Indonesia mempunyai cadangan migas yang belum dimanfaatkan secara optimal. Berbagai kendala untuk penemuan cadangan migas baru perlu dukungan berbagai pihak terkait untuk tercukupinya kebutuhan energi dimasa datan. Agar iklim investasi hulu migas lebih menarik bagi investor, masalah perijinan harus berada satu atap untuk mengurangi tumpang tindih kewenangan. Kepastian hukum perlu mendapat perhatian serius, agar hukum bias menjadi pendorong produksi bukan malah menjadi penghambat.

REFERENSI

Ahmad Helmy Fuady, 2014, Aid and policy preference in oil-rich countries, Comparing Indonesia and Nigeria, WIDER Working Paper 2014/023, World Institute for Development Economics Research

Babajide,dkk., 2014, Comparative Analysis of Upstream Petroleum Fiscal System of three petroleum exporting Countires : Malaysia, Nigeria, Indoinesia, IJSBAR, *International Journal of Sciences: Basic and Applied Research (IJSBAR)(2014) Volume 15, No 2, pp 99-115*

BP Statistical, 2016, Review of World Energi 2016

Daniel Johnston & David Johnston, 2015, Fundamental Petroleum Fiscal Considerations, The Oxford Institute for Energy Studies

Hanan Nugroho, 2004, Pengembangan Industri Hilir Gas Bumi Indonesia: Tantangan dan Gagasan, Perencanaan Pembangunan No. IX/04 September 2004, Bappenas

International Energy Outlook 2016, With Projections to 2040, U.S. Energi Information Administration, Washington, DC

IMF, 2011, World Economic Outlook

IMF, 2015, IMF Country Repot No. 15/75, Indonesia,

Lubiantara, Benny, 2012, Ekonomi Migas, tinjauan aspek komersial kontrak migas, Gramedia, Jakarta

Lubiantara, Benny, 2014, Dinamika Industri Migas, Catatan Analis OPEC, Petromindo, Jakarta

Peraturan Pemerintah Nomor 79 tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional

OPEC, 2011, World Oil Outlook

U.S. Energy Information Administration, 2015, Indonesia 2015, Washington, DC

OPEC, 2011, World Oil Outlook

Ratih Pratiwi Anwar and Muyanja Ssenyonga, 2009, Industrial relations and social dialogue in the oil and gas industries in Indonesia (based on a fíeld study), WP 269, ILO

SKK Migas, Laporan Tahunan 2014, Jakarta

SKK Migas, Laporan Tahunan 2015, Jakarta

Taylor Jackson, Kenneth P. Green, and Kyle Sholes, 2016, Global Petroleum Survey 2016, Fraser Institute

World Energy Council, 2016, World Energi Prespectives, Energy Efficiency Policies,

4

ANALISIS PEMILIHAN SKEMA FISKAL BISNIS HULU MIGAS

Abdul Aziz - Peneliti pada Pusat Kebijakan APBN, Badan Kebijakan Fiskal

ABSTRAK

Minyak dan Gas Bumi (migas) adalah salah satu jenis sumber daya alam yang merupakan sumber energi dan sumber devisa bagi negara Indonesia. Kegiatan pengelolaan bisnis migas di Indonesia digolongkan dalam dua kegiatan utama (*core bussines*) yaitu bisnis hulu migas (*up-stream*) dan bisnis hilir migas (*down-stream*). Pada artikel ini, penulis fokus pada pembahasan bisnis hulu migas. Bisnis hulu migas terdiri dari dua kegiatan besar yaitu eksplorasi dan eksploitasi/produksi. Dalam pengelolaan bisnis hulu migas, Negara Indonesia yang diwakili oleh pemerintah melakukan kerja sama dengan perusahaan/pihak ketiga tertentu yang diikat dengan suatu kontrak yaitu kontrak kerja sama (KKS) dan dengan menggunakan skema fiskal tertentu. Sebenarnya ada berbagai alternatif skema fiskal bisnis hulu migas yang dapat dilakukan oleh suatu negara dengan kontraktor, seperti: skema bagi hasil produksi, skema konsesi, skema kontrak karya dan lainnya. Dengan metode penelitian *fiscal scheme qualitative analysis* penulis mencoba membuat matriks analisis kelebihan dan kekurangan dari masing-masing skema fiskal tersebut sekaligus memberikan pertimbangan pemilihan skema fiskal alternatif yang dapat mendatangkan potensi dampak terhadap APBN yang paling optimal.

Kata kunci: SDA Migas, Bisnis Hulu Migas, Skema Fiskal Kerjasama, Potensi Penerimaan Negara

PENDAHULUAN

Minyak dan Gas Bumi (Migas) adalah salah satu jenis sumber daya alam yang sangat dibutuhkan oleh banyak negara, karena disamping fungsi utamanya sebagai sumber energi terutama bagi negara-negara penghasil, migas juga dapat menjadi sumber penerimaan negara yang berasal dari bisnis kerja sama dengan pengusaha/kontraktor migas serta migas juga dapat menjadi salah satu sumber devisa bagi dari negara yaitu dari kegiatan ekspor impor migas.

Kegiatan bisnis migas di Indonesia dapat dikelompokan dalam dua kegiatan utama (*core bussines*) yaitu bisnis hulu migas (*up-stream*) dan bisnis hilir migas (*down-stream*). Kegiatan bisnis hulu migas terdiri dari dua bagian utama, yaitu tahap eksplorasi dan eksploitasi/produksi. Kegiatan eksplorasi merupakan langkah awal proses bisnis yang bertujuan untuk menemukan sumur migas dengan cara menyelidiki dengan penuh perhitungan terhadap wilayah/daerah yang mempunyai kemungkinan mengandung migas. Sedangkan kegiatan bisnis exploitasi/ produksi merupakan tahapan selanjutnya sesudah ditemukan sumur/ ladang yang mengandung migas.

Adapun kegiatan bisnis hilir migas merupakan proses pengolahan migas alam sampai dengan tahap pemasaran hasil produksi. Bisnis hilir ini terdiri dari pengolahan, pengangkutan, penyimpanan dan pemasaran. Kegiatan pengolahan dimaksudkan untuk memurnikan minyak mentah yang proses pengolahannya dilakukan di kilang (*Refinery unit*).

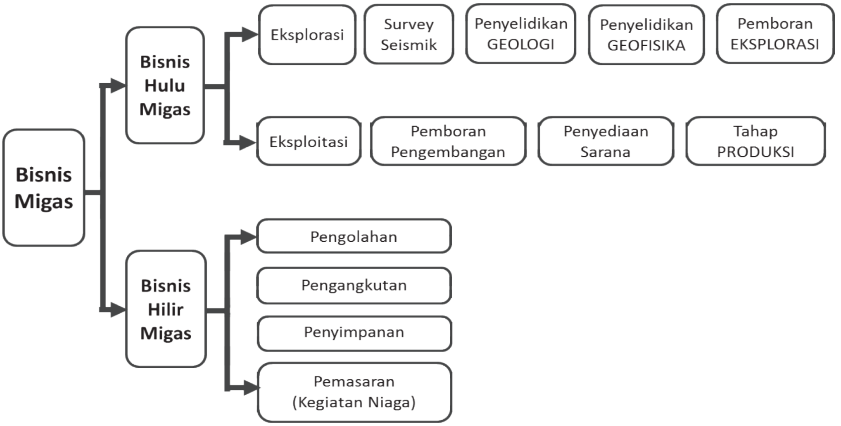
Adapun kegiatan pengangkutan pada bisnis hilir migas ini adalah kegiatan pemindahan hasil olahan migas dari wilayah kerja yang dilakukan baik dari tempat pengolahan maupun dari tempat penampungan. Sedangkan kegiatan penyimpanan migas terdiri dari tahap penerimaan, pengumpulan dan penampungan migas alam serta hasil olahan. Tahapan akhir dari bisnis hilir migas ini adalah kegaiatan pemasaran yang di dalamnya ada kegiatan pembelian, penjualan, ekspor dan impor migas termasuk hasil olahan lainnya.

Dari penjelasan di atas, maka dapat disimpulkan bahwa terdapat 6 (enam) tahapan inti dari kegiatan bisnis migas dari hulu ke hilir yaitu dimulai dari tahapan kegiatan bisnis hulu migas yang terdiri dari (1) eksplorasi, (2) eksploitasi/produksi, dan tahapan kegiatan bisnis hulu migas yang terdiri dari (3) pengolahan, (4) transportasi dan terakhir (5)

penyimpanan, dan (6) pemasaran.

Secara singkat proses kegiatan bisnis hulu dan hilir migas dapat penulis deskripsikan sebagaimana terdapat pada Gambar-1 di bawah ini.

Gambar 1: Deskripsi Kegiatan Bisnis Hulu & Hilir Migas



Sumber : Berbagai Sumber

Pada tataran operasional, dalam menjalankan tugas dan fungsinya masing-masing, Pemerintah cq. Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi dan Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Migas (SKK Migas) harus bersinergi guna memberikan peningkatan manfaat dan kontribusi yang sebesar-besarnya bagi kepentingan nasional yang menyangkut aspek:

a) terlaksana dan terkendalinya pengelolaan minyak dan gas bumi sebagai sumber daya pembangunan yang bersifat strategis dan vital;
b) terwujudnya dukungan dan pengembangan kemampuan nasional yang lebih mampu bersaing;
c) terlaksananya peningkatan pendapatan negara yang memberikan kontribusi sebesar-besarnya bagi perekonomian nasional dalam mengembangkan dan memperkuat industri dan perdagangan Indonesia; dan
d) terciptanya lapangan kerja, perbaikan lingkungan hidup, dan meningkatnya kesejahteraan dan kemakmuran rakyat. (Kepmen ESDM Nomor: 1088 K/20/MEN/2003).

KEGIATAN HULU MIGAS

Kegiatan bisnis hulu migas adalah bagian strategis dari keseluruhan proses bisnis migas karena bisnis ini merupakan tahap dasar dari segala kegiatan proses di bidang perminyakan berikutnya sehingga sampai dihasilkan berbagai macam produk hasil olahan migas yang banyak dimanfaatkan oleh masyarakat. Jadi secara umum ada dua tahapan dari bisnis hulu migas, yaitu:

1. Tahapan eksplorasi yang pada intinya adalah untuk menemukan area baru yang mengandung cadangan sumber daya alam berupa migas.
2. Tahap eksploitasi/produksi yang pada intinya adalah bertujuan untuk mengangkat kandungan migas tersebut dari bawah tanah ke atas permukaan bumi.

Sehingga secara singkat alur bisnis hulu migas adalah sebagai berikut;

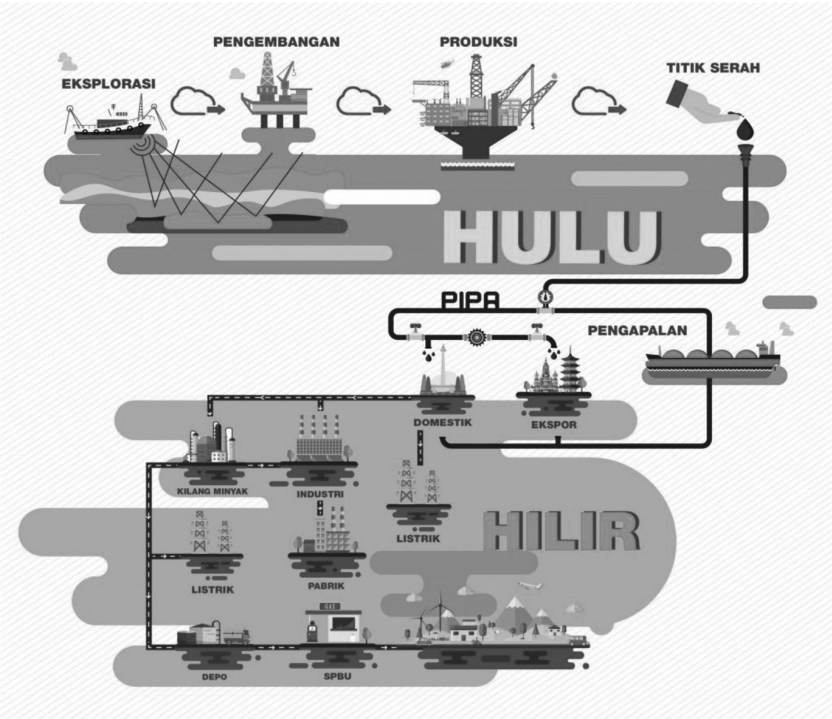
1. Melakukan eksplorasi dengan membuat sumur di daerah penambangan yang sudah teridentifikasi ada kandungan migas dan ekonomis, artinya keuntungan yang nantinya akan didapatkan itu lebih tinggi dari biaya total;
2. Aliran migas akan memasuki sumur yang telah dibuat,
3. Migas selanjutnya akan diangkat ke atas permukaan dengan menggunakan tubing, sumur yang baru biasanya masih mempunyai tekanan tinggi sehingga dapat mengalirkan minyak dengan sendirinya (pada umumnya disebut *natural flow*), namun bila tekanannya tidak cukup atau sumur lama maka akan diterapkan metode pengangkatan buatan.
4. Migas yang sudah di atas permukaan tanah berikutnya akan dimasukkan ke separator untuk memisahkan minyak, gas dan air.
5. Selanjutnya, migas yang diproduksi akan disimpan atau langsung dialirkan melalui pipa, air yang dihasilkan akan masukkan kembali dalam sumur dengan cara diinjeksikan sedangkan gas-gas yang tidak terpakai dan berbahaya umumnya akan dibakar terlebih dahulu sebelum pada akhirnya di buang ke udara

Proses kegiatan bisnis hulu migas akan semakin berhasil jika didukung dengan teknologi baru yang canggih yang dapat membuat sumber energi migas yang lebih ekonomis sehingga bisa menciptakan

kesempatan investasi di bidang ini secara lebih luas pada berbagai mega proyek global (Bean et al, 2014). Pertanyaannnya adalah sejauh mana kesiapan perusahaan-perusahaan migas Indonesia dapat bersaing secara global dengan menggunakan teknologi yang kompetitif sehingga dapat menangkap seluas mungkin kesempatan untuk berinvestasi di sektor ini.

Adapun adalah alur bisnis hulu dan hilir migas secara keseluruhan yang dilakukan oleh kontraktor kontrak kerja sama (KKKS) pada gambar 2 di bawah ini:

Gambar 2: Alur Kegiatan Hulu Dan Hilir Migas



Sumber: SKK Migas

SKEMA FISKAL BISNIS HULU MIGAS

Semua proses bisnis hulu migas di atas biasanya dilakukan oleh kontraktor yang melakukan kerja sama dengan negara pemilik sumber daya alam (yang dalam hal ini adalah pemerintah) guna melakukan bisnis hulu migas dari eksplorasi s.d. eksploitasi/produksi.

Sedangkan yang dimaksud penulis sebagai skema fiskal adalah skema kerja sama bisnis hulu migas antara pemeritah dan pihak ketiga (perusahaan swasta dalam dan luar negeri, BUMN atau yang lainnya) yang dikaitkan dengan potensi penerimaan dan pengeluaran negara yang akan diterima/dikeluarkan oleh pemerintah. Jadi apapun model kerja sama bisnis hulu migas yang diambil oleh Pemerintah maka sudah seharusnya pemerintah menghitung potential gain dan potential lost bagi negara (baca: APBN) sebagai akibat dari skema fiskal yang telah disepakati dengan pihak ketiga.

Di dunia saat ini ada beberapa model skema fiskal bentuk kerja sama bisnis pengelolaan hulu migas antara suatu negara penghasil sumber daya migas (yang diwakili pemerintah) dan pihak ketiga yang telah berjalan diantaranya adalah skema bagi hasil, *royalty*/konsensi, kontrak karya, dan lainnya.

PERTANYAAN DAN TUJUAN KAJIAN

Dari penjelasan singkat di atas maka pertanyaan penelitian yang penulis ajukan dalam kajian ini adalah:

(1) Model Skema fiskal manakah yang lebih menguntungkan bagi negara/pemerintah?
(2) Bagaimanakah memilih model skema fiskal bisnis hulu migas yang optimal?

Oleh karena itu, memperhatikan pertanyaan penelitian di atas maka tujuan dari kajian yang ingin dicapai adalah:

(1) Mengidentifikasi dan memetakan model skema fiskal bisnis hulu migas dengan dihadapkan pada variabel-variabel krusial.
(2) Menganalisis pilihan model skema fiskal bisnis hulu migas yang optimal.

Sedangkan *output* yang diharapkan akan muncul dari kajian singkat ini adalah:

(1) Matriks skema fiskal.
(2) Deskripsi pilihan skema fiskal bisnis hulu migas yang optimal.

METODE PENELITIAN

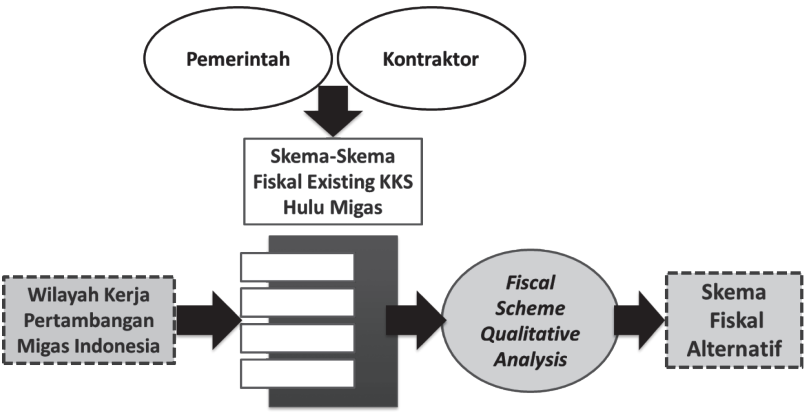
Metode pengumpulan data dilakukan dengan mempertimbangkan peraturan perundangan terkait dan masukan beberapa narasumber

terkait melalui *focus group discussin* (FGD) seperti pihak pemerintah, pihak kontraktor.

Metode analisis yang digunakan penulis pada kajian ini adalah *fiscal scheme qualitative analysis* yaitu dengan mencoba menganalisis model-model skema fiskal kerja sama bisnis hulu migas yang telah eksisting baik di Indonesia maupun negara lain kemudian membuat matriks kelebihan/keunggulan dan kekurangan pada masing-masing model skema fiskal tersebut dan pada akhirnya penulis mencoba merekomendasikan model skema fiskal alternatif yang dapat diterapkan oleh pemerintah Indonesia.

Untuk lebih memudahkan pemahamanan pembaca maka penulis membuat kerangka analisis seperti tampak pada Gambar-3 di bawah ini.

Gambar 3: Kerangka Analisis Skema Fiskal Alternatif Bisnis Hulu Migas



Sumber : Ilustrasi Penulis

TINJAUAN PUSTAKA

1. BISNIS HULU MIGAS

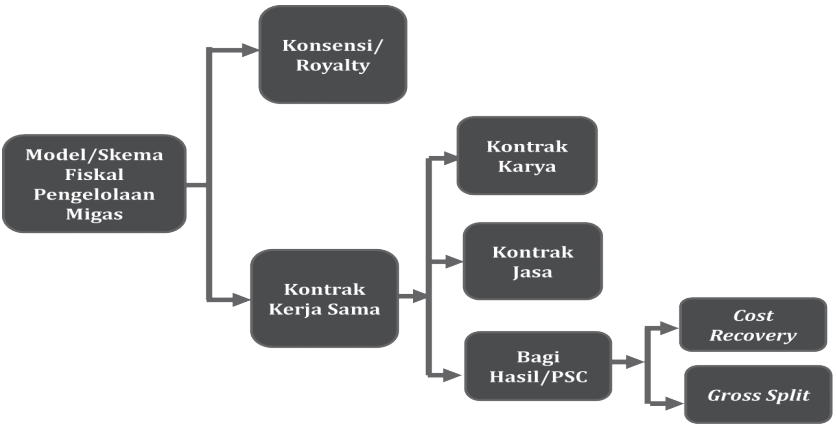
Menurut Putuhena (2015), Pengelolaan sumber daya alam (dalam hal ini adalah migas) oleh negara sangat mungkin dilakukan penguasaan SDA secara penuh namun pada saat yang sama bisa tidak memberikan manfaat sebesar-besarnya untuk kemakmuran rakyat, tindakan pengelolaan sumber daya (yang tidak memberikan manfaat) seperti

inilah yang disebut tidak konstitusional. Pengelolaan sumber daya alam oleh negara disebut konstitusional itu sebenarnya terdapat pada frasa: "untuk sebesar-besar kemakmuran rakyat". Oleh karena itu salah satu fokus yang penting untuk dikaji khususnya mengenai pengelolaan migas adalah bagaimana model hubungan negara dan swasta dalam pengelolaan blok migas tersebut dan bagaimana hubungan tersebut harus dibangun.

Kegiatan eksplorasi sampai dengan produksi pada bisnis hulu migas adalah rangkaian bisnis yang bersifat kompleks dan berjangka panjang yang diatur dengan regulasi khusus. Negara Indonesia saat ini menerapkan sistem KKS dengan skema bagi hasil (*production sharing contract*) *cost recovery* dalam mengelola bisnis hulu migas dan pada tahun 2017 berganti menjadi skema menjadi skema bagi hasil (*production sharing contract*) *gross split*. Kedua skema KKS bisnis hulu migas ini dilakukan melalui kontrak kerja sama antara Negara Indonesia yang diwakili oleh Pemerintah (SKK Migas) dengan Perusahaan/Kontraktor yang sepakat akan melakukan bisnis kerja sama setelah KKS tersebut ditandatangani/disahkan. Dalam KKS tersebut di atur bagaimana bisnis proses hubungan diantara kedua belah pihak dan disepakati besaran bagi hasil produksi migas untuk masing-masing pihak dengan prinsip saling menguntungkan, kemakmuran rakyat Indonesia tercapai dan keuntungan/kesejahterahan perusahaan kontraktor juga tercapai. Meskipun perlu diingat bahwa menurut Pudyantoro (2014) setiap perusahaan termasuk perusahaan minyak yang melakukan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi/produksi itu tetap mempunyai tujuan untuk memaksimalkan kesejahterahan/keuntungan pemilik perusahaan (*shareholder wealth*) sehingga penemuan cadangan minyak yang akan dikembangkan atau diangkat ke permukaan dan dijual harus berada pada nilai/harga yang menguntungkan perusahaan tersebut. Oleh karena itulah perlunya perjanjian KKS dibuat dengan sebaik dan seadil mungkin agar masing-masing pihak dapat mengambil manfaat dan keuntungan

Ada beberapa model/skema/pola kontrak kerja bisnis hulu migas sama dalam bidang fiskal yang berkembang di dunia khususnya di negara-negara penghasil migas seperti pada Gambar-4 di bawah ini.

Gambar 4: Model/Skema Pengelolaan Bisnis Sumber Daya Migas



Sumber : Ilustrasi Penulis, Pudyantoro (2014), PPRF (2012).

Bentuk kontrak kerja sama bisnis hulu migas dengan berbagai jenis skema fiskal yang dijalankan oleh suatu negara seperti pada Gambar-4 di atas dimaksudkan untuk membuka potensi penerimaan negara dan manfaat yang sebesar-besarnya bagi rakyat dan negara pemilik sumber daya tersebut.

2. SKEMA FISKAL KONSENSI ATAU ROYALTI

Model skema fiskal konsesi diimplementasikan di Indonesia dari zaman penjajahan Hindia Belanda sampai dengan tahun 1960. Definisi konsesi dalam kontrak kerjasama adalah suatu perjanjian antara pemegang kuasa pertambangan migas dengan kontraktor untuk melakukan eksplorasi dan, jika berhasil, produksi serta memasarkan hasilnya tanpa melibatkan pemberi konsesi dalam manajemen operasi (PPRF, 2012).

Pada skema ini, awalnya negara adalah pemilik sumberdaya alam (migas) namun kemudian dialihkan ke pihak ketiga (perusahaan swasata/BUMN) yang diberikan secara eksklusif sehingga manajemen sumber daya maupun perusahaan diserahkan kepada perusahaan. Oleh karena itu paham dalam skema fiskal ini disebut sebagai *private property* (kepemilikan sumber daya ada di pihak perusahaan) karena seluruh modal dan risiko ada di tangan perusahaan sedangkan negara hanya menerima royalti yang telah disepakati dalam kontrak (Pudyantoro, 2014).

Kelebihan skema ini bagi negara adalah tidak terganggunya keuangan negara (baca: APBN) sama sekali bahkan ada potensi untuk bertambah meskipun tidak begitu besar pertambahannya. Sedangkan kekurangan dari skema ini bagi negara adalah hak menentukan kapan sumber daya alam itu mulai dieksplorasi dan produksi, berapa jumlahnya, bagaimana akan dilakukan, berapa biaya dan lainnya adalah kewenangan penuh pihak perusahaan sehingga kedaulatan negara pada sumber daya alam yang dikontrakkan ini tidak ada sama sekali. Kelemahan/kekurangan lainnya adalah bahwa potensi penerimaan negara pada skema fiskal ini sangat kecil.

Oleh karena itu, agar skema konsesnsi ini berjalana lancar maka pemerintah harus memilih perusahaan migas yang benar-benar kuat dalam permodalan karena menurut Cooke & Capper (2013) didalam kajiannya bahwa ada suatu saat di mana pengeluaran untuk perusahaan yang bergerak pada kegiatan hulu migas terus menanjak namun pada saat yang sama pertumbuhan produksi migas justru stagnan, kedua peneliti ini juga menyimpulkan dari hasil observasinya terhadap perusahaan-perusahaan sampel bahwa antara tahun 2006 s.d. 2013 pengeluaran belanja modal perusahaan-perusahaan tersebut bisa naik sampai 72% sedangkan pertumbuhan produksi migas hanya mencapai 6,6%. Hal ini menunjukan bahwa skema fiskal konsensi juga mengandung risiko bisnis yang secara tidak langsung akan berdampak kepada negara jika kurang tepat dalam memilih perusahaan yang ditunjuk untuk melakukan kegiatan hulu migas.

Jadi, poin-poin penting skema fiskal konsensi adalah:

1) Kontraktor bertindak selaku operator sekaligus bertanggug jawab atas manajemen operasi;
2) Kontraktor memiliki sepenuhnya atas minyak dan gas bumi yang dihasilkannya.
3) Aset berada di tangan kontraktor dengan batasan tertentu;
4) Negara mendapat royalti, yang dihitung dari tingkat produksi tertentu (PPRF, 2012).

3. SKEMA FISKAL KONTRAK KARYA

Model skema kontrak karya atau *contract of work* ini berlaku di Indonesia pada periode 1960 s.d. 1963, mulai diterapkan dengan

diterbitnya Peraturan Pemerintah Pengganti Undang-Undang (PRP) Nomor 37 tahun 1960 tentang Pertambangan, serta sebagai tanda berakhirnya implementasi *Indische Mijn Wet* (1899) atau konsesi. Skema ini paling tidak berisi lima aturan pokok, yaitu:

1) Setiap perusahaan minyak harus bertindak sebagai salah satu kontraktor perusahaan negara dan kontraktor yang sebelumnya tunduk pada sistem konsesi harus melepaskan hak konsesinya;
2) Perusahaan yang sudah beroperasi sebelumnya diberikan masa kontrak selama 20 tahun untuk melanjutkan eksploitasi di daerah konsesi yang lama. Kontraktor juga diberikan ijin untuk menyelidiki dan mengembangkan daerah baru yang berdampingan dengan daerah konsesi yang lama, dengan jangka waktu kontrak selama 30 tahun;
3) Fasilitas pemasaran dan distribusi diserahkan kepada perusahaan negara yang mengontrak dalam jangka waktu 5 tahun dengan harga yang telah disetujui bersama;
4) Fasilitas kilang akan diserahkan kepada Negara Indonesia dalam waktu 10-15 tahun dengan nilai yang disetujui bersama;
5) Keuntungan operasi perusahaan asing dibagi antara Pemerintah dan kontraktor asing dengan *split* 60:40 (PPRF, 2012).

4. SKEMA FISKAL KONTRAK JASA

Pada model ini peran pemerintah sangat besar dan sebaliknya peran kontraktor sangat kecil. Pemerintah bertindak sebagai pemegang kuasa pertambangan yang dalam hal ini adalah migas sehingga pemerintah menguasai penuh operasional sumber daya alam secara keseluruhan (100%). Oleh karena itu, paham yang digunakan dalam skema ini adalah *state property*, dengan kata lain sumber daya alam dimiliki dan dikuasai oleh negara (Pudyantoro, 2014).

Dalam skema ini, pemerintah bertindak sebagai pemilik proyek sedangkan pihak lain (kontraktor) adalah pihak ketiga (tukang) yang dipekerjakan dan dibayar berdasarkan besaran *fee* yang telah disepakati oleh kedua belah pihak sebelumnya.

Kelebihan dari model/skema ini bagi negara adalah bahwa pemerintah dapat menikmati hasil pengelolaan migas secara penuh dan hanya membayar sebagaian kecil *fee* kontraktor. Sedangkan kelemahan dari model/skema ini adalah pemerintah harus menyediakan modal

100% dan menanggung segala risiko sebesar 100% juga.

Pertanyaannya adalah apakah pemerintah memiliki dana sebesar ini? Apalagi peluang untuk menemukan cadangan migas akhir-akhir ini di Indonesia hanyalah sebesar 10-20% (Pudyantoro, 2014). Oleh karena itu, jika terjadi kegagalan dalam bisnis ini maka akan terjadi krisis terhadap ketahanan fiskal/keuangan negara yang sangat parah.

5. SKEMA FISKAL BAGI HASIL (PSC) *COST RECOVERY*

Skema fiskal bagi hasil produksi atau *production sharing contract* (PSC) pertama kali diberlakukan di Venezuela pada tahun 1960. Kemudian mulai diterapkan secara riil di Indonesia sekitar tahun 1964 sampai sekarang.

Pengelolaan bisnis migas di Indonesia sekarang ini adalah menggunakan sistem kontrak kerja sama bagi hasil dengan kontraktor. Dalam sistem ini, negara memiliki peran penuh atas pengelolaan energi fosil. Adapun penerapan kontrak kerja sama bagi hasil ini memiliki beberapa prinsip utama, yaitu:

(1) kegiatan eksploitasi/produksi hanya dapat dilakukan bila telah disetujui oleh pemerintah, untuk itu KKKS perlu menunjukkan dokumen perencaan/rencana kerja serta jumlah anggaran sesuai dengan yang diperlukan
(2) sebelum sumber daya alam migas sampai pada titik serah maka migas tersebut seluruhnya masih menjadi milik pemerintah (dibawah kendali pemerintah). KKKS baru bisa memiliki hak dari sebagian hasil produksi (sesuai dengan besaran yang telah diatur dalam kontrak kerja sama) setelah terjadi penyerahan.
(3) SKK Migas sebagai manejemen operasi melakukan pengendalian dan pengawasan alur kegiatan bisnis hulu migas. oleh karana itu operasional KKKS perlu mendapat persetujuan dari SKK Migas yang merupakan perwakilan dari pemerintah.

BISNIS PROSES PSC *COST RECOVERY*

KKKS memerlukan persetujuan biaya, rencana kerja dan metode/ teknik yang akan diterapkan dari SKK Migas. KKKS juga perlu mempersiapkan anggaran untuk membiayai tahap kegiatan eksplorasi. Apabila dari hasil eksplorasi tersebut menemukan cadangan migas maka langkah selanjutnya adalah melakukan tahap eksploitasi/produksi.

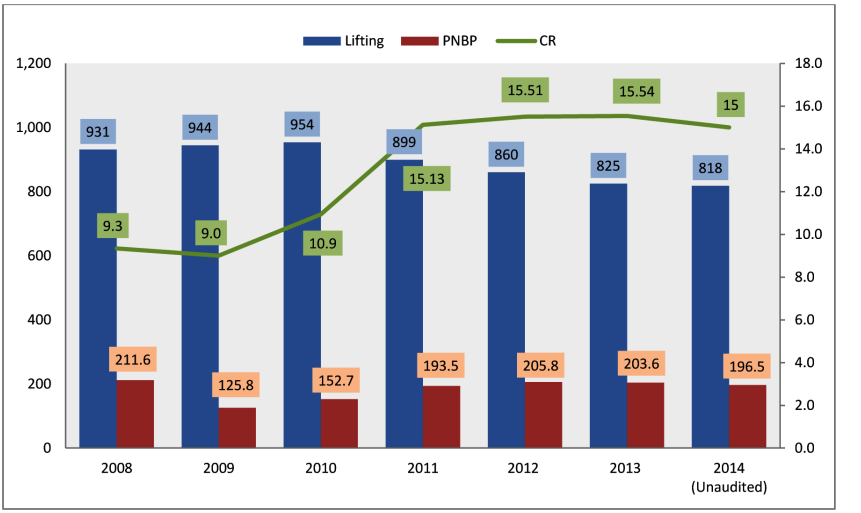
Pengembalian anggaran ketika eksplorasi (biaya-biaya yang dikeluarkan saat eksplorasi) biasanya akan diganti dalam bentuk bagi hasil produksi, dimana sejumlah hasil penjualan migas dalam volume tertentu akan diberikan kepada KKKS, inilah yang disebut dengan istilah *Cost recovery*. Jadi *Cost recovery* adalah bahwa Pemerintah mengembalikan dana yang telah digunakan oleh KKKS pada saat kegiatan eksplorasi dan produksi hulu migas.

Cost recovery hanya berlaku di sektor industri hulu migas karena negara dianggap sebagai pemegang bisnis dan memiliki kuasa untuk mengatur alur kegiatan yang akan diterapkan sementara perusahaan migas (KKKS) hanya sebagai kontraktor yang berperan menjalankan rencana bisnis pemerintah/negara. Mekanisme pembayaran *cost recovery* tidak menggunakan dana APBN karena negara masih menerapkan sistem kontrak bagi hasil. *Cost recovery* sebenarnya dapat dikatakan sebagai investasi dalam bentuk pengembangan sumber daya alam, khususnya SDA migas.

Dalam kaitannya dengan skema KKS PSC *Cost recovery* ini, Pemerintah telah mengeluarkan Undang-Undang Nomor 22 tahun 2001 (UU 22/2001) tentang Minyak dan Gas Bumi dan Peraturan Pemerintah No.79 Tahun 2010 (PP 79/2010) tentang Biaya Operasi Yang Dapat Dikembalikan Dan Perlakuan Pajak Penghasilan Di Bidang Usaha Hulu Minyak Dan Gas Bumi (atau yang lebih dikenal dengan istilah *cost recovery*). Pada Peraturan tersebut, khususnya di pasal 13 telah ditetapkan jenis *cost recovery* dan pajak penghasilan. Ketidakpatuhan terhadap ketentuan *cost recovery* bisa berakibat pada berkurangnya penerimaan Negara.

Kontrak kerja sama bagi hasil dengan skema *cost recovery* sebenarnya menguntungkan negara karena negara mendapatkan bagi hasil yang sangat besar yaitu 85% untuk produksi minyak bumi dan 70% untuk produksi gas bumi KKKS. Akan tetapi banyak permasalahan yang timbul akibat skema *cost recovery* ini seperti saling curiga antara KKKS dan pemerintah dalam perhitungannya, dipersoalkan dalam audit Badan Pemeriksa Keuangan (BPK), dan dianggap berpotensi merugikan keuangan negara. Bahkan, sejak 2010 *cost recovery* menunjukan tren yang menaik namun *lifting* migas dan penerimaan PNBP justru menunjukkan kecenderungan yang menurun, hal ini bisa terlihat pada grafik 1 di bawah ini.

Grafik 1: Perkembangan PNBP SDA Migas, *Lifting* dan *Cost Recovery* 2008-2014



Sumber: Nota Keuangan dan LKPP, beberapa terbitan

Jadi, tampilan grafik 1 di atas dapat disimpulkan bahwa telah terjadi peningkatan jumlah *cost recovery* dari tahun 2009 s.d 2014 sementara penerimaan PNBP dari SDA Migas mengalami fluktuasi pada tahun-tahun tersebut atau dapat dikatakan telah terjadi ketidaksesuaian pola antara penerimaan PNBP SDA migas dan *cost recovery*. Disamping dugaan adanya kekeliruan dalam penghitungan *cost recovery*. Namun, Fenomena ini diantaranya juga disebabkan karena saat ini produksi migas Indonesia masih didominasi oleh sumur-sumur tua yang secara alami telah mengalami penurunan volume produksi namun masih membutuhkan biaya pemeliharaan agar produksinya tetap berjalan.

6. SKEMA FISKAL BAGI HASIL (PSC) *GROSS SPLIT*, KONDISI EKSISTING DI INDONESIA

Menurut Peraturan Menteri ESDM nomor 8 tabun 2017 (Permen 8/2017) bahwa Kontrak Bagi Hasil (*Product Sharing Contract*/PSC) dengan skema *Gross Split* adalah suatu kontrak kerja sama bagi hasil pada bisnis hulu migas berdasarkan prinsip pembagian *gross* produksi tanpa adanya skema pengembalian biaya operasi (*cost recovery*).

Berdasarkan Permen 8/2017 tersebut disebutkan bahwa Kontrak Bagi Hasil *Gross Split* menggunakan skema bagi hasil awal (*base split*)

sebagai berikut:

(1) Untuk minyak bumi sebesar 43% bagian KKKS dan 57% bagian negara;
(2) Sedangkan untuk gas bumi sebesar 48% bagian KKKS dan 52% bagian negara.

Base split ini adalah patokan dasar bagi hasil produksi migas yang ditetapkan pada saat persetujuan rencana pengembangan lapangan. Akan tetapi, besaran *base split* ini dapat ditambah atau dikurangi berdasarkan kondisi komponen variabel, komponen progresif dan nilai keekonomian lapangan.

Komponen variabel dapat menambah *split* untuk KKKS yaitu apabila pengembangan lapangannya berada pada lokasi dan kondisi yang nonkonvensional, misalnya pada kondisi: status wilayah kerja, lokasi lapangan (lokasi blok) yang berada di laut dalam (*offshore*), tingkat komponen dalam negeri (TKDN) saat pengembangan lapangan, dan tahapan produksi. tingkat kesulitannya, ketersediaan infrastruktur pendukung, tingkat kedalaman reservoir, jenis reservoir, kandungan hidrogen sulfida (H2S), kandungan karbondioksida (CO2), berat jenis minyak bumi, tingkat kedalaman sumurnya,

Adapun komponen progresif yang dapat mengurangi atau menambah *split* KKKS atau pemerintah adalah faktor harga minyak bumi dan jumlah kumulatif produksi migas. Satu kondisi lainnya yang dapat mengubah besaran *base split* adalah perhitungan komersialisasi lapangan atau beberapa lapangan yang dikembangkan oleh KKKS yaitu jika tidak mencapai nilai keekonomian tertentu maka KKKS mendapat tambahan *split* maksimal sebesar 5% dan jika melebihi nilai keekonomian tertentu maka KKKS mendapat pengurangan *split* maksimal sebesar 5%.

Adapun untuk blok migas yang konvensional maka pemberlakuan skema bagi hasil *Gross Split* ini hanya untuk kontrak migas yang baru karena negara/pemerintah akan tetap menghargai dan menghormati kontrak-kontrak migas yang tengah berjalan dan juga pada implementasinya skema bagi hasil *Gross Split* ini akan diberlakukan berbeda untuk tiap lapangan tergantung pada lokasi dan kondisi variabel-variabel di atas.

Permen 8/2017 juga menyebutkan adanya persyaratan-persyaratan dasar/pokok dalam skema bagi hasil *Gross Split* ini yaitu bahwa:

(1) Kepemilikan sumber daya alam tetap di tangan Pemerintah sampai pada titik penyerahan;
(2) Modal dan risiko seluruhnya ditanggung Kontraktor;
(3) Pengendalian manajemen operasi berada pada SKK Migas.

Sebagai tambahan bahwa pembagian hasil produksi kotor dari migas ini dilakukan secara progresif setiap tahunnya serta negara/pemerintah Indonesia tidak lagi mempunyai kewajiban untuk mengembalikan biaya operasi (*cost recovery*) yang telah dikeluarkan oleh KKKS pada tahap eksplorasi dan produksi.

PEMBAHASAN

PERTIMBANGAN ASPEK KRUSIAL/MENDASAR DALAM PEMILIHAN SKEMA FISKAL

Setelah memperhatikan jenis-jenis skema fiskal yang berlaku pada sektor migas dan atau sektor pertambangan non migas di negara Indonesia dan atau di negara lain seperti dijelaskan di atas maka menurut penulis ada beberapa pertimbangan aspek krusial/mendasar yang harus diperhatikan oleh negara/pemerintah dalam memilih skema fiskal yang tepat dalam bisnis hulu migas, aspek-aspek krusial/mendasar itu adalah:

1) Pertimbangan terhadap kedaulatan negara

Menurut penulis, inilah pertimbangan utama bagi suatu negara untuk memilih skema fiskal pada bisnis hulu migas. Jangan sampai potensi penerimaan negara dari bisnis ini besar tapi kedaulatan negara (khususnya di area yang menjadi proyek bisnis migas) menjadi tergadaikan. Negara Indonesai harus mempertegas konsep "*state property*" dalam pengelolaan migas ini karena bagaimanapun suatu perusahaan (apalagi perusahaan asing) pasti mempunyai kepentingan bisnis yang tidak selalu bisa dikontrol oleh negara terlebih jika konsep "*private property*" yang diterapkan dalam bisnis ini. Kepentingan bisnis perusahaan yang paling mendasar tentunya adalah bagaimana memperoleh keuntungan yang sebesar-besarnya dengan perngorbanan yang sekecil mungkin. Akan lebih berpotensi mendatangkan kemudharatan bagi negara jika konsep "*private property*" diterapkan dan yang mengelola bisnis adalah perusahaan asing terutama perusahaan yang berasal

dari negara yang mempunyai kepentingan politik yang besar terhadap Indonesia. Jadi, intinya adalah bahwa pertimbangan menjaga kedaulatan negara adalah di atas segala-segalanya, itu artinay lebih baik menunda kerja sama bisnis dengan perusahaan manapun yang berpotensi besar akan mengancam kedaulatan negara Indonesia. Pertimbangan inilah yang menjadi acuan utama pemerintah dalam menentukan suatu bentuk model/skema fiskal dengan kontraktor pertambangan migas. Kedaulatan negara juga dapat diartikan sejauh mana negara dapat mengontrol aktivitas operasional kontraktor dalam menjalankan bisnis hulu migasnya. Adapun jalan untuk mengontrol adalah dengan dibuatnya peraturan perundangan yang dapat mengikat kontraktor agar tidak melampui batas-batas kewajaran dalam beroperasi terutama bagi kontraktor-kontraktor asing.

2) **Pertimbangan terhadap potensi penerimaan negara yang optimal**

Tentu saja pertimbangan ini sangat krusial apalagi di saat penerimaan negara secara umum cenderung turun dari tahun ke tahun. Kerjasama yang ditanda-tangani oleh negara dan kontraktor harus transparan dan *accountable* dalam menghitung seluruh potensi kerugian (biaya-biaya yang muncul) dengan seluruh potensi penerimaan yang dapat diterima jika suatu kontrak eksplorasi dan produksi minyak dan gas tersebut akan disepakati. Yang paling strategis bagi negara adalah bagaimana agar net profit dari setiap kontrak kerja sama dapat dioptimalkan untuk kepentingan negara dan rakyat negara tersebut secara umum. Namun, pemerintah juga harus tetap mempertimbangkan potensi keuntungan dan manfaat bagi kontraktor secara wajar karena jika perusahaan konraktor hanya mendapatkan keuntungan yang sedikit dan di satu sisi negara pemilik sumber daya terlalu besar itu bisa memancing *de-motivation* bagi kotraktor untuk menjalankan usahanya di Indonesia dan mungkin lebih memilih beroperasi di negara lain. Pertimbangan untuk tetap memperhatikan potensi keuntungan dan manfaat bagi kontraktor adalah karena risiko yang harus ditanggung kontraktor sangat besar sehingga wajar jika kontraktor menginginkan keuntungan yang besar pula. Aspek krusial berupa seberapa besar potensi penerimaan bagi negara

juga menjadi acuan penting bagi pemerintah dalam menentukan suatu bentuk model/skema fiskal dalam bisnis hulu migas ini.

3) **Pertimbangan terhadap seberapa besar cadangan migas yang tersisa**

Hampir setiap negara mempunyai cadangan migas (*fossil fuel*) yang terus menurun dari tahun ke tahun, begitu pula Indonesia. Pada saat ini, Indonesia diperkirakan hanya mempunyai cadangan minyak bumi sebesar 3,8 miliar barel, sehingga jika tingkat produksi minyak di Indonesia saat ini berkisar 800.000 barel perhari (bph) maka dalam waktu kira-kira 12 tahun mendatang cadangan minyak bumi Indonesia akan habis. Pemerintah, melalui Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM) pasti memilki data yang akurat tentang cadangan minyak dan gas pada setiap lokasi penambangan dan calon lokasi yang belum di eksplorasi. Data inilah yang menjadi salah satu nilai tawar pemerintah dalam menentukan suatu bentuk model/skema fiskal kerja sama dengan kontraktor pertambangan migas.

PERTIMBANGAN ASPEK TEKNIS DALAM PEMILIHAN SKEMA FISKAL

Disamping pertimbangan aspek krusial/mendasar di atas, maka pertimbangan untuk memilih suatu skema fiskal bisnis hulu migas seharusnya juga didekati dengan aspek-aspek teknis yang menyatu pada penerapan skema fiskal selama ini.

Beberapa aspek teknis penting yang dapat menjadi perbandingan sekaligus pertimbangan dalam memilih skema fiskal adalah tiga aspek teknis berikut:

1) pihak yang berwewenang mengelola bisnis (*handling* manajemen),
2) pihak yang menanggung modal dan biaya, dan
3) cara pembagian hasil produksi atau hasil pendapatan.

Perbandingan aspek-aspek teknis yang diterapkan pada beberapa skema fiskal (dalam hal ini ada empat skema fiskal) dapat dijelaskan pada Matriks-1 di bawah ini:

Matriks-1: Perbandingan Tiga Aspek Teknis pada 4 Skema Fiskal

Jenis Skema	*Handling Manajemen*	Pihak yang Menanggung Modal dan Biaya	Pembagian Produksi/ Keuntungan
Konsensi/Royalty	Negara memberikan konsensi kepada kontaktor/investor. Sebagai penerima/ pemegang konsesi kontraktor memiliki kewenangan yang sangat luas, meliputi kewenangan publik, seperti hak kepemilikan atas hasil pertambangan dan hak atas tanah di atas permukaan.	Paham yang dianut dalam skema ini adalah *private property* (kepemilikan sumber daya ada di pihak perusahaan) karena seluruh modal dan risiko ada di tangan perusahaan.	Negara hanya menerima *royalty* yang telah disepakati dalam kontrak
Kontrak Karya	Yang mengendalikan kegiatan operasional bisnis hulu migas adalah kontraktor atau investor sehingga dapat dikatakan bahwa negara/ pemerintah tidak mempunyai kendali dalam aspek manajemen, oleh karena itu kegiatan operasional bis-nis tidak memerlukan persetujuan negara/pemerintah.	Biaya-biaya operasional menjadi tanggungan kontraktor dan tidak ada skema biaya-biaya yang akan dikembalikan oleh negara maka pada skema kontrak karya ini kontraktor akan cenderung menjadi lebih efisien dalam pengelolaan pengeluaran bisnis.	Negara akan mendapatkan bagi hasil atas laba (*profit sharing*). Negara juga akan memperoleh *royalty* sebesar persentase tertentu dari hasil produksi dengan seluruh biaya menjadi tanggungan kontraktor.
Kontrak Jasa	Pemerintah bertindak sebagai pemegang kuasa pertambangan yang dalam hal ini adalah migas sehingga pemerin-tah menguasai penuh operasional sumber daya alam secara keseluruhan (100%).	Paham yang digunakan dalam skema ini adalah *state property*, dengan kata lain sumber daya alam dimiliki dan dikuasai oleh negara.	Pemerintah bertindak sebagai pemilik proyek sedangkan pihak lain (kontraktor) adalah pihak ketiga (tukang) yang dipekerjakan dan dibayar berdasarkan besaran *fee* yang telah disepakati oleh kedua belah pihak sebelumnya.
Bagi Hasil (Skema *Cost Recovery* dan Skema *Gross Split*)	Yang mengendalikan manajemen adalah negara atau perusahaan negara sehingga kontraktor harus mendapat persetujuan terlebih dahulu dari negara/pemerintah untuk melaksanakan kegiatan operasional. Dalam hal pengembangan lapangan, kontraktor juga diwajibkan menyerahkan kepada pemerintah/negara perencanaan program kerja dan anggaran yang dibutuhkan dan kontraktor hanya dapat melaksanakan program kerja tersebut setelah terlebih dahulu mendapat persetujuan dari pemerintah.	Para kontraktor berkewajiban menalangi terlebih dahulu biaya-biaya operasi yang diperlukan, yang kemudian akan diganti atau dikembalikan oleh pemerintah/ negara dari hasil penjualan migas atau langsung diambil dari bagian migas yang diha-silkan tersebut. Dengan skema seperti ini maka biaya *cost recovery* cenderung akan semakin meningkat dari waktu ke waktu, kontraktor cenderung tidak efisien dalam pengelolaan pengeluaran bisnis. Namun pada **skema *gross split*** biaya operasional menjadi tanggungan kontraktor sehingga kontraktor akan cenderung menjadi lebih efisien.	Hasil dari kegiatan operasi akan dibagi antara negara dan kontraktor setelah dikurangi biaya produksi yang dimana pembagian hasil produksi dalam kontrak bagi hasil dilakukan secara *inkind*. *Inkind* adalah adalah hasil produksi migas itu sendiri dan bukan hasil penjualan migas (pendapatan/uang) karena skema ini menge-nal prinsip *production sharing* (bagi hasil produksi) bukan *revenue sharing* (bagi hasil pendapatan).

Sumber: Ilustrasi Penulis, dari berbagai literatur

Pada Matriks-1 di atas negara/pemerintah dapat mempertimbangkan untuk memilih suatu jenis skema fiskal yang dianggap paling optimal dengan mempertimbangkan tiga aspek teknis tersebut di atas.

VARIABEL DAN PILIHAN SKEMA FISKAL BISNIS HULU MIGAS

Langkah berikutnya yang perlu dilakukan adalah membuat matriks pilihan bagi negara/pemerintah terhadap skema fiskal bisnis hulu migas jika dihadapkan pada beberapa aspek krusial dan teknis yang ada serta aspek-aspek lainnya. Pada pembahasan ini, penulis hanya fokus pada perbandingan empat skema fiskal yaitu skema royalti (konsensi), skema kontrak karya, skema kontrak jasa, dan skema bagi hasil, khususnya *cost recovery* dimana pada masing-masing pilihan tersebut diberi angka nominal yang menunjukan prioritas pilihan pada setiap jenis skema fiskal yang dimulai dengan angka/nilai nominal 4 yang berarti pilihan utama dan angka/nilai 1 yang berarti pilihan darurat/terakhir.

Adapun Aspek dan besaran nominal angka pilihan masing-masing skema fiskal dapat dijelaskan pada Matriks-2 di bawah ini.

Matriks 2: Aspek dan Pilihan Skema Bisnis Hulu Migas

No.	Aspek-Aspek Yang Menjadi Pertimbangan	Royalti/ Konsensi	Kontrak Karya	Kontrak Jasa	Bagi Hasil
1	Urgensi menjaga kedaulatan negara	1	2	4	3
2	Mazhab *state property*	1	2	4	3
3	Mazhab *private property*	4	3	1	2
4	Asumsi modal/keuangan negara sangat terbatas Untuk memulai proses Eksplorasi dan Produksi	4	2	1	3
5	Asumsi Pemerintah menghindari risiko gagal bisnis	4	2	1	3
6	Asumsi modal/keuangan negara tersedia untuk Untuk memulai proses Eksplorasi dan Produksi	1	3	4	2
7	Asumsi negara siap menanggung segala risiko bisnis	1	3	4	2
8	Asumsi cadangan migas masih tinggi	1	3	4	2
9	Asumsi cadangan migas sangat terbatas/rendah	4	2	1	3
10	Potensi mendapatkan penerimaan negara lebih tinggi	1	2	4	3
11	Potensi beban/*cost* bagi negara lebih tinggi	1	2	4	3*)

Catatan: Scoring Nilai 4: Pilihan Utama; 3: Pilihan Kedua; 2: Pilihan Ketiga; 1: Pilihan Darurat/ Terakhir. *) Skema Bagi Hasil di bagian tersebut adalah dengan sistem cost recovery.
Sumber: Ilutrasi Penulis

Matriks-2 di atas memberikan pilihan-pilhan skema fiskal jika dihadapkan dengan kondisi-kondisi tertentu (aspek krusial dan aspek teknis dan lainnya) yang dimiliki/yang dihadapi oleh negara. Hal ini berarti bahwa pilihan skema fiskal bisnis hulu migas yang nantinya akan dipilih oleh negara/pemerintah hendaknya mempertimbangkan kondisi-kondisi yang melatarbelakanginya tersebut.

Jika mengacu pada matriks 2 di atas, maka menurut hemat penulis, suatu negara/pemerintah sebaiknya memilih opsi:

1) Skema Fiskal Model Royalti/Konsensi yaitu apabila terdapat kondisi-kondisi seperti:
   (a) Negara tersebut bermazhab *private property*
   (b) Asumsi cadangan migas sangat terbatas/rendah.
2) Skema Fiskal Model Kontrak Karya yaitu apabila terdapat kondisi-kondisi seperti:
   (a) Negara tersebut lebih memilih bermazhab *state property*
   (b) Asumsi negara menghindari risiko gagal bisnis atau seluruh risiko gagal ditanggung oleh kontraktor
   (c) Skema Fiskal Model Kontrak Jasa yaitu apabila terdapat kondisi-kondisi seperti:
      (a) Urgensi untuk menjaga kedaulatan negara
      (b) Negara tersebut bermazhab *state property*
      (c) Asumsi modal/keuangan negara tersedia
      (d) Asumsi negara siap menanggung segala risiko bisnis
      (e) Asumsi cadangan migas masih tinggi
   (d) Skema Fiskal Model Bagi Hasil yaitu apabila terdapat kondisi-kondisi seperti:
      (a) Asumsi modal/keuangan negara sangat terbatas sehingga harus ada sumber pemasukan yang cukup besar dari bisnis migas ini karena jika yang dipilih royalti maka potensi penerimaan negaranya lebih rendah;
      (b) Asumsi menghindari risiko gagal bisnis karena seluruh risiko gagal ditanggung oleh kontraktor sementara pemerintah masih bisa berharap jika usaha bisnis ini berhasil sehingga potensi penerimaannya lebih besar. Namun jika memilih skema royalti memang risiko gagal bisnisnya adalah nol namun, skema bisnis ini potensi

penerimaan negaranya lebih rendah.

Demikianlah salah satu alternatif metode memilih skema fiskal yang ditawarkan oleh penulis sehingga diharapkan dengan metode ini negara/pemerintah mempunyai pertimbangan alternatif dalam memilih skema fiskal bisnis hulu migas yang paling optimal.

KESIMPULAN

Migas adalah salah satu jenis sumber daya alam yang sangat dibutuhkan oleh banyak negara, karena diantara fungsi utamanya adalah sebagai sumber energi domestik dalam bentuk bahan bakar dan menjadi sumber penghasilan negara dalam bentuk devisa.

Kegiatan migas digolongkan dalam dua kegiatan inti (*core bussines*) yaitu kegiatan hulu migas (*up-stream*) dan kegiatan industri hilir (*down-stream*) atau sering juga disebut sebagai bisnis hulu dan bisnis hilir.

Kegiatan hulu terdiri dari dua bagian utama, yaitu tahap explorasi dan exploitasi/produksi. Eksplorasi adalah tahap awal yang bertujuan untuk menemukan sumur minyak dan gas, dilakukan dengan cara menyelidiki daerah yang memiliki kemungkinan mengandung minyak dan gas bumi, sedangkan exploitasipProduksi adalah rangkaian atau proses selanjutnya setelah ditemukan ladang yang di dalamnya mengandung minyak dan gas bumi.

Pengelolaan minyak dan gas di Indonesia selama ini adalah menggunakan sisitem kontrak kerja sama dengan kontraktor. Dalam sistem ini, negara memiliki peran penuh atas pengelolaan energi fosil. Adapun penerapan kontrak kerja sama hulu migas memiliki beberapa prinsip utama: (1) kegiatan produksi hanya dapat dilakukan bila telah disetujui oleh pemerintah, (2) sebelum titik penyerahan maka sumber daya alam migas ini seluruhnya masih dibawah kendali pemerintah (milik pemerintah). Setelah titik penyerahan Kontraktor KKS baru memiliki hak dari sebagian hasil produksi (sesuai dengan besaran yang telah diatur dalam kontrak kerja sama), (3) manejemen operasi (KKKS) di bawah kendali/pengawasan oleh lembaga SKK Migas.

Ada beberapa pertimbangan krusial dan teknis dalam hal pemerintah memutuskan jenis skema fiskal pengelolaan bisnis hulu migas yang akan diterapkan, yaitu tiga aspek krusial: (1) pertimbangan terhadap kedaulatan negara, (2) pertimbangan potensi penerimaan negara yang optimal, dan (3) pertimbangan seberapa besar cadangan

migas yang tersisa. Dan pertimbangan aspek teknis yaitu: (1) pihak yang wewenang pengelolaan bisnis (handling manajemen), (2) pihak yang menanggung modal dan biaya, dan (3) cara pembagian hasil produksi atau hasil pendapatan.

Setelah mempertimbangkan aspek krusial dan teknis tersebut, pemerintah mengambil langkah berikutnya yaitu dengan membuat matriks pilihan terhadap skema fiskal yang akan diambil dengan beberapa variabel krusial dan teknis yang ada tersebut.

REKOMENDASI

Ada beberapa hal yang dapat penulis rekemendasikan dalam artikel ini terkait dengan pemilihan skema fiskal pada bisnis hulu migas, yaitu:

1) Pemerintah harus tetap mempertahankan tiga prinsip kerja sama bisnis hulu migas dengan KKKS sebelum melangkah ke tahapan kerja sama yang lebih jauh. Tiga prinsip itu adalah (a) kegiatan produksi hanya dapat dilakukan bila telah disetujui oleh pemerintah, (b) sebelum titik penyerahan maka sumber daya alam migas ini seluruhnya masih dibawah kendali pemerintah (milik pemerintah), dan (c) manejemen operasi (KKKS) dibawah kendali/ pengawasan oleh lembaga SKK Migas.
2) Pada akhirnya, skema fiskal bisnis hulu migas manapun yang akan diambil pemerintah maka harus mempertimbangkan aspek krusial/ mendasar dan aspek teknis sehingga diharapkan akan terpilih skema fiskal yang optimal yang dapat meng-*cover* seluruh kondisi yang dihadapi oleh negara dan keuntungan/manfaat optimal yang diharapkan oleh negara secara khusus dan rakyat secara umum.

REFERENSI

Bean, Greg; Rajkumar, Aditya; and Reddy, Sudams Bai (2014), *Undestanding Exceptional Performance in Upstream Oil and Gas,* Delotte University Press, available online at https:// dupress.deloitte.com/dup-us-en/industry/oil-and-gas/three-rules-upstream-oil-and-gas.html;

Cooke, Brian and Capper, Gui (2013), Driving Value In Upstream Oil And Gas, PWC, available online at https://www.pwc.com.au/industry/energy-utilities-mining/assets/driving-value-upstream-

o-g-nov13.pdf;

Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral, Nomor: 1088 K/20/MEN/2003 Tanggal 17 September 2003 tentang Pedoman Pelaksanaan Pembinaan, Pengawasan, Pengaturan, dan Pengendalian Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi;

Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2010 Tanggal 20 Desember 2010 tentang "Biaya Operas1 Yang Dapat Dikembalikan Dan Perlakuan Pajak Penghasilan Di Bidang Usaha Hulu Minyak Dan Gas Bumi";

Peraturan Menteri Energi Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 08 Tahun 2017 Tanggal 16 Januari 2017 tentang "*Kontrak Bagi Hasil Gross Split*";

Pudyantoro, A Rinto (2013), *A to Z Bisnis Hulu Migas,* Penerbit: Petromindo Jakarta Selatan;

Pudyantoro, A Rinto (2014), *Proyek Hulu Migas, Evaluasi dan Analisis PetroEkonomi,* Penerbit: Petromindo Jakarta Selatan;

Pusat Pengelolaan Risiko Fiskal Badan Kebijakan Fiskal (PPRF BKF) (2012), *Laporan Kajian Kerangka Hubungan Keuangan APBN PT Pertamina (Persero)*, BKF Kementrian Keuangan;

Putuhena, M. Ilham F (2015), *Politik Hukum Pengelolaan Migas Pasca Putusan Mahkamah Konstitusi,* Jurnal Rechts Vinding Volume 4, Nomor 2, Agustus 2015;

5

COST RECOVERY DAN KONDISI PROYEK HULU MIGAS NASIONAL

Anda Nugroho - Peneliti pada Pusat Kebijakan APBN, Badan Kebijakan Fiskal

ABSTRAK

Nilai *cost recovery* cenderung mengalami peningkatan dari tahun ke tahun, padahal produksi minyak bumi terus mengalami penurunan. Dalam kurun waktu 15 tahun terakhir nilai *cost recovery* mengalami peningkatan rata-rata 9,5% per tahun, padahal produksi minyak bumi justru mengalami penurunan rata-rata 3,8% per tahun. Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi faktor di balik membengkaknya biaya *cost recovery* proyek migas nasional. Analisis terhadap data proyek migas nasiona berdasarkan teori puncak produksi Hubbert dan *project live cycle* migas menunjukkan bahwa pembengkakan biaya *cost recovery* diakibatkan karena proyek migas di Indonesia mayoritas sudah memasuki tahap-tahap akhir produksinya. Produksi pada lapangan migas tua membutuhkan biaya yang besar. Salah satu contohnya pada saat cadangan migas akan habis, terjadi penurunan tekanan pada perut bumi sehingga diperlukan proses injeksi air ke perut bumi (*waterfooding*) untuk meningkatkan tekanan dari perut bumi. Kondisi tersebut mengancam sustainabilitas pasokan energi nasional. Diperlukan berbagai terobosan untuk memacu eksplorasi sehingga dapat meningkatkan cadangan migas Indonesia.

Kata Kunci: *Cost recovery*, Produksi Migas, *Project live cycle*

PENDAHULUAN

Konsumsi energi nasional terus mengalami peningkatan sejalan dengan pertumbuhan perekonomiannya. Dalam periode 10 tahun terakhir rata-rata pertumbuhan perekonomian mencapai 5,9% per-tahun, sedangka rata-rata pertumbuhan konsumsi minyak bumi nasional mencapai 5,8% per tahun. Namun demikian, Peningkatan konsumsi energi nasional tidak diimbangi dengan peningkatan produksi migas nasional. Dari konsumsi minyak bumi nasional yang mencapai 1,63 juta barel per hari, hanya 48% dari kebutuhan tersebut yang mampu dipenuhi dari produksi nasional, atau setara dengan 786 ribu barrel per hari (BP Group, 2016). Untuk dapat memenuhi peningkatan kebutuhan energi nasional, dibutuhkan investasi di hulu migas.

Investasi hulu migas meliputi kegiatan Eksplorasi dan eksploitasi yang membutuhan biaya besar. Tabel-1 menunjukkan struktur biaya dari tiga kontraktor minyak bumi terbesar di Indonesia. Ketiga kontraktor migas tersebut menyumbang 55% produksi minyak bumi nasional.

Tabel 1. Produksi minyak dan struktur biaya dari beberapa kontraktor migas tahun 2015

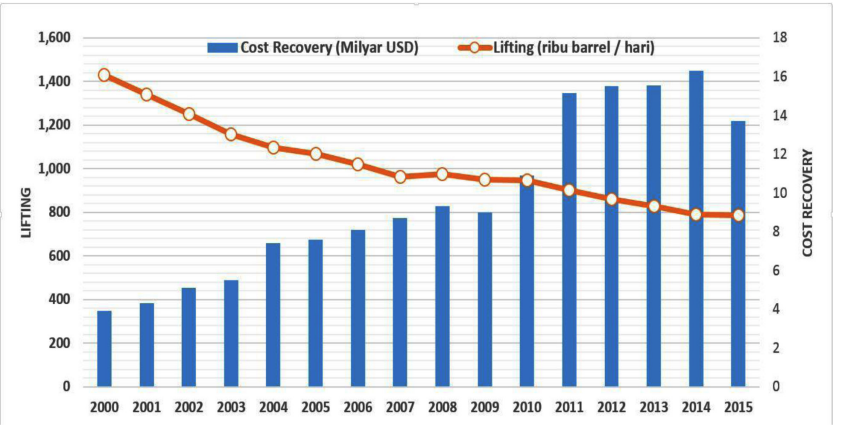
Kontraktor Migas	Share terhadap produksi nasional (%)	Operational Cost (juta USD)	Non-operational cost (juta USD)	Total Cost (juta USD)	Total Cost (USD /Barrel)
Chevron	28.87	1,815	219	2,034	19.8
PEP	10.28	1,021	96	1,117	30.5
Exxon	7.18	359	379	738	27.9

Sumber: SKK Migas

Dapat dilihat pada tabel 1 bahwa proyek Migas membutuhkan biaya yang besar, baik biaya operasional maupun non operasional. Satu proyek migas saja bisa menghabiskan biaya tahunan lebih dari USD 2 Miliar atau setara Rp 27,4 trilyun rupiah. Biaya tersebut baru berasal dari satu proyek migas. Pada tahun 2015 total kebutuhan biaya operasional maupn non operasional proyek migas nasional mencapai USD 13.7 Milyar atau setara Rp 184,9 trilyun rupiah. Biaya tersebut sangatlah besar harus ditanggung oleh APBN sehingga dibutuhkan peran investor dalam menyediakan sumber daya untuk kegiatan tersebut.

Selain dibutuhkan pendanaan yang besar, risiko kegagalan proyek migas juga besar. Kegagalan proyek dapat mengancam kesinambungan fiskal pemerintah. Dengan menyerahkan pembiayaan pada investor, maka risiko kegagalan ditanggung oleh investor/kontraktor migas. Dengan demikian, dalam hal terjadi kegagalan eksplorasi migas (tidak ditemukan cadangan migas), maka pemerintah tidak akan menanggung kerugian tersebut.

Grafik 1. Perkembangan realisasi *cost recovery* dan *lifting* minyak bumi



Sumber: Kementerian Keuangan RI

Grafik 1 menunjukkan perkembangan besaran *cost recovery* dan *lifting* minyak bumi nasional. *Cost recovery* menunjukkan total biaya produksi migas yang dikeluarkan oleh investor/kontrator migas nasional dalam melakukan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi hulu migas di Indonesia. Nilai *cost recovery* hampir selalu mengalami peningkatan dari tahun ke tahun. Dalam kurun waktu 15 tahun terakhir nilai *cost recovery* rata-rata mengalami peningkatan 9,5 % per tahun. Meskipun Nilai *cost recovery* hampir selalu mengalami peningkatan, namun produksi migas *lifting* minyak bumi ternyata justru terus mengalami penurunan. Dalam kurun waktu 15 tahun terakhir produksi minyak bumi rata-rata mengalami penurunan produksi 3,8 % per tahun.

Dalam konsep produksi, biasanya besaran biaya sejalan dengan output/hasil produksi. Teori tersebut tidak sejalan dengan kondisi proyek migas nasional. Fenomena tidak sejalannya *cost recovery* dan

produksi minyak bumi menjadi perdebatan nasional. Diperlukan pemahaman tentang karakteristik proses produksi migas nasional untuk dapat menjelaskan fenomena tersebut. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengidentifikasi faktor-faktor yang mempengaruhi besaran biaya *cost recovery* proyek migas nasional.

TINJAUAN PUSTAKA

Sesuai dengan amanah pasal 33 Undang-undang Dasar 1945, pemerintah merupakan pemilik sumber daya migas, dengan kata lain sumber daya migas tidak boleh dipindah-tangankan ke pihak lain. Namun demikian karena keterbatasan sumber daya yang dimiliki, dan besarnya resiko bisnis hulu migas, pemerintah melakukan kerjasama dengan investor/ kontraktor migas untuk melakukan eksplorasi dan ekploitasi di hulu migas.

Pola kerjasama antara hulu migas antara pemerintah dan investor/ kontraktor migas dapat diwujudkan dalam berbagai bentuk kerja sama. Bentuk kerjasama yang saat ini populer digunakan adalah *production sharing contract*/PSC dan *service contract* (Ghandi & Lin, 2014; Özgür, 2016). Pada *service contract*/kontrak jasa, investor/kontraktor migas hanya berperan dalam menyediakan jasa eksplorasi dan eksploitasi migas dan dibayar berdasarkan *fee* yang telah disepakati.

Pada bentuk kerjasama PSC atau disebut bagi hasil produksi, peran investor/kontraktor migas lebih besar. Kontraktor menyediakan dana talangan rangka melaksanakan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi migas yang akan di-*recover* oleh pemerintah (*cost recovery*) dalam. Kontraktor akan mendapat keuntungan sebesar bagi hasil yang disepakati antara pemerintah dan kontraktor setelah mengeluarkan biaya *cost recovery*. Namun demikian apabila proyek migas tidak membuahkan hasil maka kontraktor akan menanggung risiko kerugian (Pudyantoro, 2014).

Bentuk kerjasama PSC adalah bentuk kerjasama yang saat ini dipakai oleh pemerintah Indonesia. Indonesia merupakan salah satu pelopor dari bentuk kerjasama PSC di dunia internasional (PWC, 2014). Kontrak PSC secara spesifik diatur dalam Peraturan Pemerintah Nomor 79 tahun 2010 tentang Biaya Operasi yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas. Selain pemahaman tentang kontrak migas,

dibutuhkan pemahaman teknis bisnis hulu migas dalam melakukan analisis bisnis hulu migas.

Bisnis hulu migas mempunyai karakteristik unik dimana volume produksi migas akan mengikuti bentuk lonceng sesuai dengan teori puncak produksi Hubbert (1982). Pemanfaatan teori puncak produksi hubbert dalam memperkirakan produksi migas dapat ditemudi di berbagai negara (Reynolds, 2014). Rodiguez et.al, (2015) memanfaatkan teori puncak produksi Hubbert untuk memperkirakan produksi minyak bumi di Peru. Teori hubbert juga dimanfaatkan untuk menganalisis dan memperkirakan produksi migas di Brazil (Saraiva et.al, 2014), Cina (Tao&Li,2007), dan Turki (Berk & Ediger, 2007). Teori Hubbert mempunyai kelebihan yaitu mampu menjelaskan teknis proses produksi migas dengan jelas, namun mudah dipahami bagi orang dengan latar belakang non-migas. Teori ini akan dieksplorasi lebih lanjut pada subbag selanjutnya.

METODOLOGI

Penelitian ini dilakukan dengan memanfaatkan data sekunder yaitu data APBN dan berbagai data kondisi hulu migas nasional, Data APBN diperlukan untuk mengetahui perkembangan realisasi *cost recovery*. Perkembangan realisasi *cost recovery* dan data kondisi hulu migas nasional akan dianalisis dengan menggunakan teori puncak produksi Hubbert (1982) untuk menjelaskan fenomena meningkatnya *cost recovery* di tengah menurunnya volume produksi minyak bumi.

Analisis akan diperkuat dengan data *Financial Quarterly Report* (FQR) dari masing-masing kontraktor migas di indonesia untuk menjelaskan karakteristik masing-masing proyek migas. FQR merupakan laporan keuangan yang disusun dan disajikan oleh kontraktor migas dalam rangka pelaporan kegiatan ekslorasi dan eksploitasi hulu migas. Selain melalui data FQR, untuk mendapatkan pengetahuan yang lebih komprehensif mengenai bisnis hulu migas, juga dilakukan kegiatan FGD dan kunjungan ke berbagai stakholder hulu migas, antara lain SKK Migas dan pihak kontraktor/operator migas nasional.

Data akan diolah dalam bentuk grafik dan tabel. Pendekatan ini dipilih untuk mendapatkan gambaran yang komprehensif sekaligus mudah dipahami mengenai karakteristik bisnis hulu migas indonesia

dan bagaimana hubungannya dengan *cost recovery* yang dikeluarkan oleh pemerintah.

HASIL ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Komponen/Struktur Biaya *Cost Recovery*

Sebagaimana telah dibahas pada bagian sebelumnya, karena keterbatasan sumber daya yang dimiliki, pemerintah melakukan kerjasama dengan investor migas untuk melakukan eksplorasi dan ekploitasi di hulu migas. Keterbatasan sumber daya yang dimaksud adalah sumber daya berupa finansial maupun sumber daya yang sifatnya teknis. Sumber daya finansial yang dibutuhkan dalam rangka Eksplorasi dan eksploitasi migas sangat besar. Selain membutuhkan dana yang besar, kegiatan eksplorasi dan eksploitasi hulu migas juga memiliki risiko kegagalan yang besar.

Kebutuhan biaya dan tingginya risiko tersebut terlalu berat apabila harus ditanggung oleh APBN. Investor menyediakan dana talangan bagi pemerintah serta teknologi dalam rangka eksplorasi dan eksploitasi migas. Dana talangan ini nantinya akan diganti oleh pemerintah (di-*recovery*) apabila wilayah kerja migas yang dieksplorasi telah berproduksi/masuk tahap eksploitasi. Konsep dana talangan ini dikenal dengan sebutan *cost recovery*.

Komponen-komponen biaya yang masuk dalam perhitungan *cost recovery* diatur dalam Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2010. Pengaturan tersebut merupakan upaya pemerintah dalam malakukan kontrol untuk mencegah membengkaknya *cost* atau biaya proyek migas migas. Dengan demikian maka kontraktor migas tidak seenaknya memasukkan pengeluaran ke dalam pos *cost recovery*, sehingga dapat meningkatkan menuntut efisiensi operasional.

Tabel 2. Contoh *Cost Recovery* dalam Perhitungan Bagi Hasil Produksi Migas

DATA		IN KIND			
Lifting	10,000	SPLIT BEFORE TAX		0.28846	0.71154
WAP	100.00		BBL	Contractor	GOI
Cost Recovery	180,000				
Split	85/15	GROSS REVENUE	10,000		
Tax	48%	FIRST TRANCHE PETROLEUM	(2,000)	577	1,423
Gross Up Split		REVENUE AFTER FTP	8,000		
Contractor	BPMIGAS	COST RECOVERY			
15%		CURRENT YEAR OPERATING COST	1,260		
48%		PRIOR YEAR UNRECOVERED COST	360		
15%/(1-48%)		DEPRECIATION	180		
28.846%	0.71154	TOTAL COST RECOVERY	1,800		
		INVESTMENT CREDIT	0		
		TOTAL RECOVERABLES	1,800		
		EQUITY TO BE SPLIT	6,200	1,788	4,412
		LESS GROSS DMO		(721)	721
				1,644	
		CONTRACTOR SHARE		1,644	
		RECOVERABLES		1,800	
		NET SHARE	34.44%	3,444	6,556

Sumber: Pudyantoro, 2014

Struktur biaya yang dapat diperhitungkan sebagai *cost recovery* dibagi menjadi tiga kategori utama: (i) *Unrecover cost prior period*, (ii) *Current year operating cost*, dan (iii) depresiasi. *Unrecover cost prior period* merupakan biaya yang dikeluarkan dalam masa awal eksplorasi. Sebagaimana dijelaskan sebelumnya, Investor menyediakan dana talangan ketika tahap awal eksplorasi dan eksploitasi migas. Namun demikian dalam tahap awal yaitu ketika investor melakukan eksplorasi dan tahap pembangunan fasilitas produksi, proyek migas belum menghasilkan pendapatan. Pemerintah akan mengganti dana talangan yang dikeluarkan investor tersebut setelah proyek migas mulai menghasilkan minyak dan/gas bumi.

Current year operating cost merupakan biaya operasional tahun berjalan. Biaya ini antara lain meliputi biaya gaji karyawan migas, sewa peralatan, pelatihan, transportasi, bahan baku/material dan biaya operasional lainnya. Biaya operasional tersebut akan di-*recovery* sekaligus pada tahun berjalan.

Biaya depresiasi merupakan pengeluaran untuk barang modal/ *capital* yang di-*recovery* selama beberapa periode (di depresiasikan). Barang modal merupakan barang yang masa pakainya selama

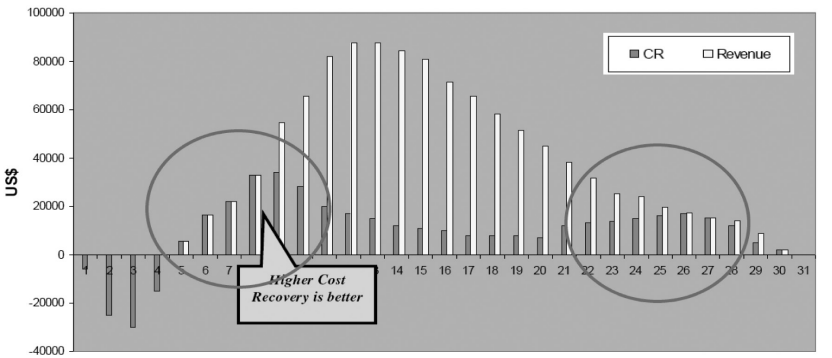
beberapa periode (tidak habis pakai dalam setahun). Yang termasuk dalam barang modal antara lain mesin, bangunan, kendaraan, pipa penyaluran migas, dan barang modal lainnya. Pengeluaran modal ini biasanya tinggi di fase awal eksploitasi, terutama dalam rangka konstruksi fasilitas eksploitasi.

Komponen-komponen biaya tersebut merupakan bagian dalam struktur biaya *cost recovery*. Masing-masing komponen mempunyai karakteristik sendiri-sendiri sesuai dengan *live cyle* proyek migas dan kebutuhan teknologi. Hal tersebut akan dieksplorasi lebih lanjut pada sub-bab selanjutnya.

Project Live Cycle Migas dan Biaya Produksinya

Biaya yang timbul dalam kegiatan ekplitasi dan eksplorasi migas merupakan satu rangkaian yang tidak bisa dipisahkan dari *project live cycle* migas. Masing-masing tahapan *project live cycle* mempunyai karakteristik masing-masing. Grafik 4. menunjukkan perjalanan *project live cycle* migas beserta hasil produksi (*revenue*) dan biaya berupa *Cost recover*.

Grafik 2. *Project Live Cycle* Migas



Sumber: Pudyantoro, 2012

Perlu kita pahami, bahwa hasil produksi dan *cost recovery* dari proyek migas umumnya tidak sejalan. Dari sisi hasil produksi, hasil maksimal diperoleh ketika masa puncak produksi yaitu pada periode pertengahan proyek migas (tahun ke-10 s.d. tahun ke-20). Sedangkan dari sisi biaya Dari sisi biaya, umumnya *cost recovery* akan tinggi di masa awal (10 tahun pertama) dan akhir produksi (7 tahun terakhir). Sedangkan ketika

produksi mencapai puncak (tahun ke-10 s.d. tahun ke-20), biaya *cost recovery* justru akan relatif rendah.

Proyek migas merupakan proyek jangka panjang. Dari Masa ekplorasi sampai dengan produksi berakhir kurang lebih memakan waktu 30 tahun. Lima sampai sepuuh tahun pertama merupakan masa eksplorasi yaitu pencarian sumber migas, kemudian membuktikan cadangan migas tersebut. Eksplorasi dilakukan oleh ahli geologi yang mempunyai kemampuan teknis dalam aktivitas tersebut.

Pada tahap eksplorasi, ahli geologi migas akan mencari tanda-tanda di perut bumi. Dalam rangka hal tersebut akan dilakukan beberapa kegiatan antara lain kegiatan seismik (pemetaan kondisi geologi permukaan tanah), pengeboran, dan kegiatan pengumpulan data lainnya. Proses pencarian ini memerlukan waktu cukup lama dan tentunya memerlukan berbagai sumber daya yang besar untuk melakukan berbagai kegiatan diatas. Kontraktor migas akan mengeluarkan dana talangan untuk membiayai berbagai aktifitas di tahap eksplorasi.

Biaya eksplorasi yang dikeluarkan oleh akan di-*cost recovery* ketika proyek migas sudah menghsilkan, yaitu pada masa awal produksi migas. Kondisi tersebut digambarkan pada grafik 1, pada masa awal eksplorasi kontraktor migas mengeluakan dana talangan awal untuk kegiatan eksplorasi tersebut. Namun demikan dana tersebut belum dapat diganti pemerintah karena proyek migas belum berproduksi. Hal tersebut tercermin dari *cost recovery* yang negatif pada masa eksplorasi. Ketika sudah mulai berproduksi, maka biaya eksplorasi akan di-*cost recovery*-kan di tahun-tahun awal produksi. Hal tersebut membuat *cost recovery* melonjak pada tahun-tahun awal *project* migas berproduksi. Ketika dalam tahap eksplorasi berhasil ditemukan dan dibuktikan cadangan migas, maka kontraktor akan bergerak ke tahapan selanjutnya, yaitu eksploitasi.

Eksploitasi merupakan kegiatan yang dilakukan untuk mengangkat sumber daya alam migas dari perut bumi ke permukaan tanah. Masa eksploitasi dapat dibagi menjadi dua tahap; (i) tahap pembangunan fasilitas produksi, dan (ii) tahap produksi. Sebelum dapat melakukan produksi migas, dibutuhkan investasi untuk membangun fasilitas produksi dan fasilitas penunjang. Tingginya *cost recovery* pada tahun-tahun awal awal juga disebabkan oleh adanya investasi barang modal

dalam tahap pembangunan fasilitas produksi awal. Fasilitas-fasilitas tersebut antara lain sumur produksi, pompa, fasilitas pengolahan, pipa distribusi, kantor operasional, dan berbagai fasilitas penunjang lainnya.

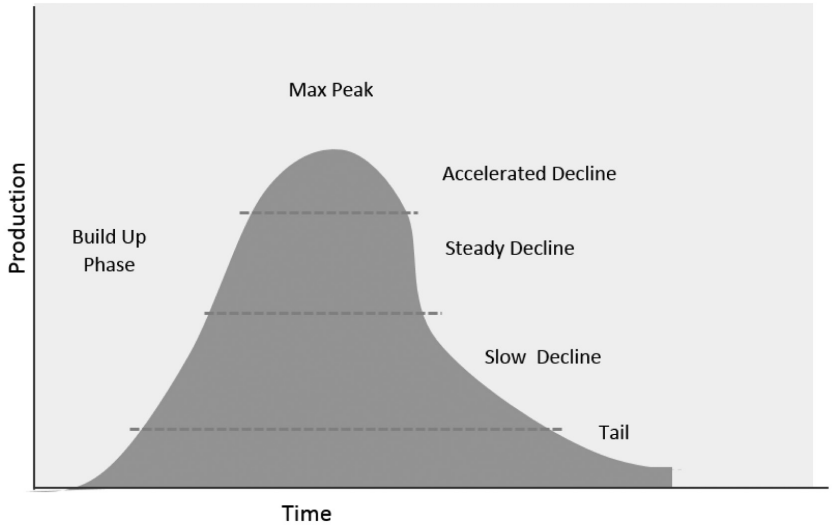
Fasilitas produksi diperlukan dalam rangka mengangkat sumber daya migas ke permukaan bumi dan membersihkan material/zat pengotor dari minyak dan atau gas bumi. material/zat pengotor tersebut antara lain air, pasir, lumpur, sulflur, dan berbagai zat pengotor lainnya. Nilai investasi untuk membangun fasilitas produksi juga tergantung dari karakteristik minyak/gas yang diangkat. Ketika fasilitas produksi dan fasilitas penunjang sudah siap, maka operator migas baru bisa masuk ke tahap produksi.

Volume produksi minyak yang diperoleh pada tahap produksi tergantung dari beberapa faktor antara lain total cadangan minyak dan tekanan di dalam perut bumi. Pada umumnya volume produksi migas akan mengikuti teori puncak produksi Hubbert (1982).

Grafik 3 menunjukkan volume produksi migas sesuai dengan teori hubbert. Sesuai dengan teori tersebut, Produksi migas secara umum akan berbentuk seperti lonceng; terbagi dalam enam fase. Pada fase awal, volume migas yang dihasilkan akan relatif kecil, namun akan terus mengalami peningkatan (*build up phase*). Peningkatan ini terjadi karena perubahan tekanan secara alamiah dari perut bumi. Fase kedua yaitu *maximum peak*, dimana terjadi puncak produksi migas. Ketika sudah sampai di puncak, Fase-fase selanjutnya adalah tahap penurunan produksi migas.

Pada fase ketiga (*accelerated decline*) penurunan produksi migas relatif cepat. Selanjutnya akan terjadi penurunan mulai melambat pada tahap *steady decline* dan *slow decline*. Penurunan tersebut terjadi sejalan dengan penurunan tekanan pada perut bumi pada saat cadangan migas pada suatu wilayah akan habis. Pada tahap terakhir (*tail phase*), penurunan produksi akan terjadin lebih pelan sampai akhinya produksi dihentikan.

Grafik 3. Teori Puncak Produksi Hubbert



Sumber: Pudyantoro 2012

Pada saat cadangan migas akan habis, terjadi penurunan tekanan pada perut bumi, hal tersebut membuat minyak bumi susah dipompa ke permukaan bumi. Kontraktor akan melakukan injeksi air ke perut bumi (*waterflooding*) untuk meningkatkan tekanan dari perut bumi, sehingga mempermudah proses pengangkatan minyak bumi. Dengan adanya injeksi air ke perut bumi, maka kandungan air dalam minyak bumi menjadi tinggi, sehingga diperlukan upaya ekstra untuk memisahkan air dan minyak bumi. *Waterflooding* dan berbagai proses pendukungnya membutuhkan alur yang lebih panjang dan biaya yang tidak sedikit. Hal tersebut yang menyebabkan biaya *cost recovery* justru meningkat pada akhir-akhir periode proyek migas.

Dari uraian diatas paling tidak ada dua fakor teknis yang berkontribusi terhadap kenaikan *cost recovery*. Pertama, ketika masa awal proyek migas mulai berproduksi, *cost recovery* cakan naik secara signifikan untuk me-*recovery* biaya eksplorasi dan untuk merealisasikan investasi untuk membangun berbagai fasilitas produksi dan penunjang. Kedua, pada masa-masa akhir produksi, *cost recovery* akan tinggi karena investor melakukan berbagai upaya untuk meningkatkan tekanan di perut bumi dan memisahkan kandungan air yang meningkat.

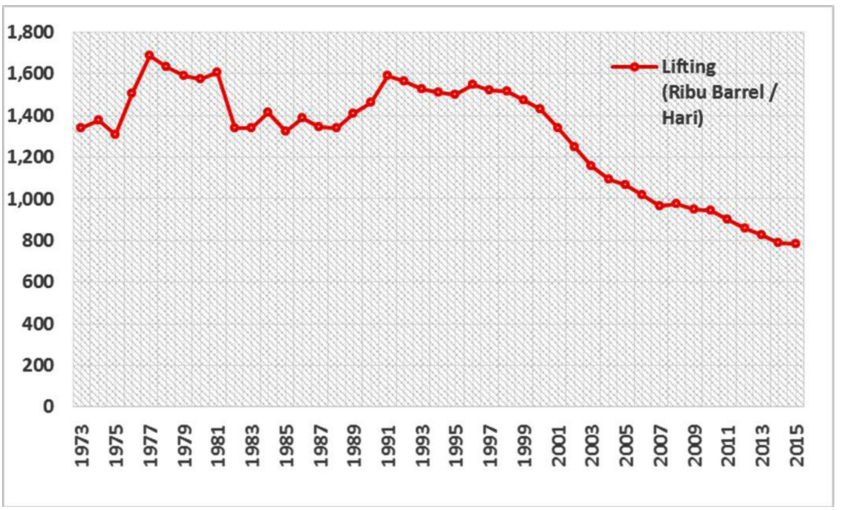
Live cycle proyek migas sangat mempengaruhi besaran *cost recovery* yang akan diperhitungkan dalam APBN. Pada sub bagian selanjutnya akan dibahas kondisi berbagai proyek migas nasional yang bermuara pada realisasi *cost recovery* di struktur APBN.

Proyek Migas Nasional

Cadangan minyak bumi pertama di Indonesia ditemukan oleh Aeliko Jans Zeiljker. Di daerah pangkalan brandan Sumatera Utara pada tahun 1885. Temuan cadangan tersebut dikenal dengan sumur telaga tunggal 1 (Pudyantoro, 2012). Penemuan ini menjadi cikal-bakal proyek minyak bumi nasional. Selanjutnya mulai ditemukan cadangan migas di sumatera selatan pada 1912, di Talang Akar pada tahun 1921, dan Caltex Minas 1944 (PWC, 2014). Cadangan migas lainnya juga menyusul ditemukan pada periode selanjutnya.

Dalam perkembangan selanjutnya, pemerintah menerbitkan mekanisme *cost recovery* pada tahun 1961 untuk memfasilitasi investasi di hulu migas. Diterbitkannya mekanisme *cost recovery* Menandai babak baru eksplorasi dan eksploitasi migas di indonesia. Produksi migas indonesia mengalami peningkatan signifikan sejak saat itu.

Grafik 4. Produksi Minyak Bumi Nasional Tahun 1973 - 2015



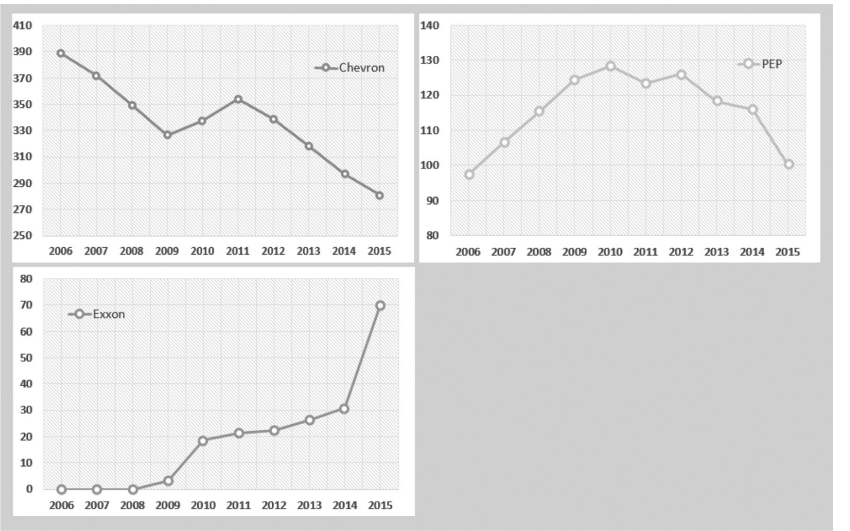
Sumber: British Petroleum

Grafik 4 menunjukkan *history* produksi minyak mentah Indonesia

sejak tahun 1973 sampai dengan 2015. Produksi minyak bumi sempat mencapai 1,7 juta barrel per hari pada tahun 1977, kemudian sempat mengalami penurunan pada tahun 1980-an, namun kembali meningkat pada tahun 1990-an karena ditemukannya cadangan baru. Namun demikian, lepas dari periode tersebut produksi migas Indonesia konsisten mengalami penurunan karena minimnya penemuan cadangan minyak bumi baru.

Apabila kita analisis data produksi migas pada grafik diatas dengan menggunakan teori Hubbert, maka dapat dilihat bahwa proyek-proyek migas yang Indonesia sudah memasuki tahap-tahap akhir produksi, dimana produksi sudah secara konstan menurun dari tahun ke tahun. Data produksi minyak bumi nasional tersebut konsisten dengan data produksi minyak bumi dari masing-masing kontraktor migas berikut.

Grafik 5. Produksi Minyak Bumi Berbagai Kontraktor Migas Nasional



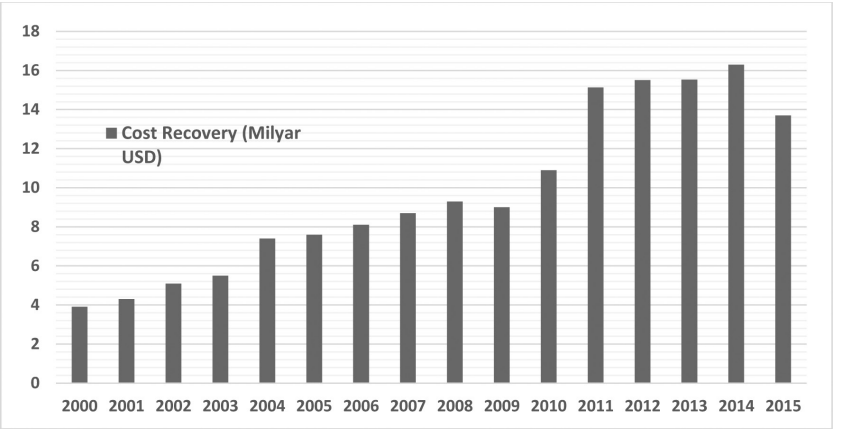
Sumber: diolah dari FQR berbagai proyek migas nasional

Grafik 4 menunjukkan data produksi minyak bumi kontraktor migas nasional antara lain Chefron, Pertamina EP, dan Exxon. Menurut datia tahun 2015, Total Volume produksi Ketiga kontraktor tersebut mencapai lebih dari 450 ribu Barrel per hari atau hampir 55% dari total produksi minyak bumi nasional.

Chevron merupakan penyumbang tertinggi dari produksi minyak bumi nasional, namun demikian produksinya sudah mulai menunjukkan penurunan. Pada tahun 2015 Produksi Chevron turun hampir 30 persen dari produksi tahun 2006. Penurunan produksi juga terjadi pada Pertamina – EP. Sebagai penyumbang produksi minyak bumi terbesar ke dua, produksi minyak bumi pertamina – EP juga sudah mengalami penurunan. Sesuai dengan teori Hubbert maka kedua kontraktor migas tersebut sudah berada pada masa-masa penurunan/ akhir periode produksi migas.

Berbeda dengan mayoritas proyek migas di Indonesia yang masuk pada periode *declining*, proyek migas yang dioperasikan oleh Exxon di lapangan banyu urip termasuk masih baru. Produksi awal minyak bumi dilakukan pada tahun 2009, sedangkan produksi secara *full capacity* dimulai pada 2015, sehingga produksi masih belum mencapai puncaknya. Pada tahun 2015 produksi Exxon hampir 20 persen dari produksi migas nasional. Namun sangat disayangkan kondisi tersebut hanya terjadi pada PT ExxonMobil Indonesia, tidak proyek migas lainnya.

Grafik 6. Perkembangan besaran *cost recovery* dan *lifting* minyak bumi

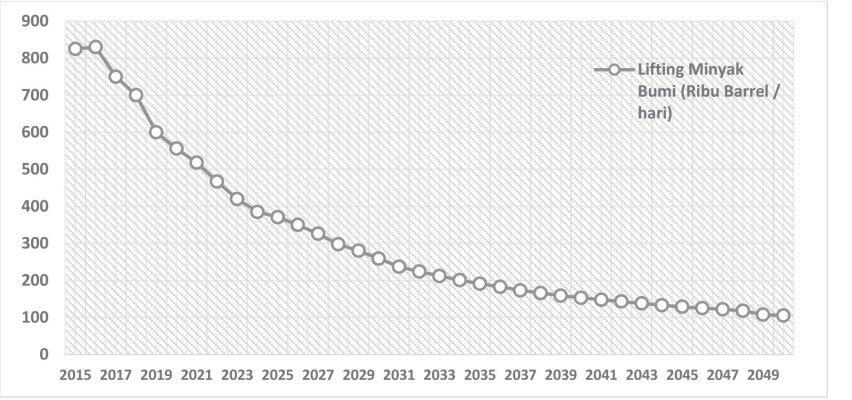


Sumber: Kementerian Keuangan RI

Kondisi proyek migas indonesia yang mayoritas sudah berada pada masa-masa akhir periode produksi. Hal tersebut perlu diwaspadai, mengingat biaya *cost recovery* akan meningkat pada akhir periode

produksi. Peningkatan biaya *cost recovery* dapar dilihat pada grafik 5 diatas. Kontraktor migas perlu untuk mengeluarkan dana ekstra dalam rangka merawat sumur-sumur tua, antara lain teknologi untuk meningkatkan tekanan dalam perut bumi yang mulai menurun (*waterflooding*) dan investasi teknologi untuk memisahkan kandungan air yg tinggi pada akhir periode produksi migas.

Grafik 7. *Forecast* Produksi Minyak Bumi Nasional



Sumber: SKK Migas

Selain meningkatnya biaya *cost recovery*, hal lain yang perlu diwaspadai adalah kondisi ketahanan energi nasional. Menurut *forecast* Kementerian Energi dan Sumberdaya Mineral (ESDM), cadangan minyak mentah terbukti hanya akan bertahan untuk sekitar 23 tahun, dan akan mengalami penurunan produksi secara signifikan dalam lima tahun ke depan.

Untuk meningkatkan produksi migas diperlukan peningkatan eksplorasi untuk menambah cadangan migas terbukti. Jumlah cadangan baru yang ditemukan idealnya minimal sama dengan produksi migas dalam satu tahun. Kegiatan eksplorasi merupakan titik awal proyek migas. Juka produksi migas dilakukan tanpa diimbangi oleh ekplorasi, maka cadangan migas tidak akan bertambah, dan akan menyebabkan produksi menurun pada jangka panjang (tidak *sustainable*).

KESIMPULAN DAN REKOMENDASI KEBIJAKAN

Dalam periode 10 tahun terakhir konsumsi minyak bumi domestik tumbuh 5,8% per tahun. Namun demikian, peningkatan konsumsi

energi tersebut tidak diimbangi dengan peningkatan produksi migas nasional. produksi minyak bumi justru mengalami penurunan. Dalam kurun waktu 15 tahun terakhir rata-rata penurunan produksi mencapai 3,8% per tahun. Agar dapat meningkatkan produksi migas nasional, diperlukan investasi di hulu migas.

Kegiatan eksplorasi dan eksploitasi hulu migas membutuhkan biaya yang besar, risikonya juga besar. Melalui mekanisme *cost recovery* kontraktor migas menyediakan dana talangan dalam kegiatan hulu migas, dan menanggung risiko kegagalan. Dana talangan tersebut akan diganti dalam bentuk *cost recovery*. Dalam perkembangannya nilai *cost recovery* hampir selalu mengalami peningkatan dari tahun ke tahun, padahal produksi minyak bumi ternyata justru terus mengalami penurunan.

Paling tidak ada dua fakor teknis yang berkontribusi terhadap kenaikan *cost recovery*. Pertama, ketika masa awal proyek migas mulai berproduksi, *cost recovery* cakan naik secara signifikan untuk me-*recovery* biaya eksplorasi dan untuk merealisasikan investasi untuk membangun berbagai fasilitas produksi dan penunjang. Kedua, pada masa-masa akhir produksi, *cost recovery* akan tinggi karena investor melakukan berbagai upaya untuk meningkatkan tekanan di perut bumi dan memisahkan kandungan air yang meningkat.

Berdasarkan analisis *live cycle* proyek migas terhadap data *lifting* minyak bumi, Proyek-proyek migas yang Indonesia sudah memasuki tahap-tahap akhir produksi. dimana produksi sudah secara konstan mengalami penurunan sejak tahun 1990-an. Analisis terhadap data FQR dari masing-masing kontraktio migas juga menujukkan pola yang sama. Chevron yang merupakan penyumbang tertinggi dari produksi minyak bumi nasional, produksinya menunjukkan penurunan secara konstan (masuk fase *declining*). Pada tahun 2015 Produksi minyak bumi chevron turun hampir 30 persen dari produksi tahun 2006. Fase *declining* juga terjadi pada Pertamina – EP, sebagai penyumbang produksi minyak bumi terbesar ke dua.

Sesuai dengan teori Hubbert maka kedua kontraktor migas tersebut sudah berada pada masa-masa penurunan/akhir periode produksi migas. Pada saat cadangan migas akan habis, terjadi penurunan tekanan pada perut bumi, hal tersebut membuat minyak bumi susah dipompa ke permukaan bumi. Kontraktor akan melakukan injeksi air ke perut bumi

(*waterfooding*) untuk meningkatkan tekanan dari perut bumi, sehingga mempermudah proses pengangkatan minyak bumi. Dengan adanya injeksi air ke perut bumi, maka kandungan air dalam minyak bumi menjadi tinggi, sehingga diperlukan upaya ekstra untuk memisahkan air dan minyak bumi. Proses tersebut biaya yang tidak sedikit. Hal tersebut yang menyebabkan biaya *cost recovery* justru meningkat pada akhir-akhir periode proyek migas.

Untuk meningkatkan produksi migas diperlukan peningkatan eksplorasi untuk meningkatkan carangan migas terbukti. Jumlah cadangan baru yang ditemukan idealnya minimal sama dengan produksi migas dalam satu tahun. Namun demikian menarik investasi migas di tengah kondisi merosotnya merosotnya harga minyak dunia adalah suatu hal yang sangat susah. Diperlukan terobosan bentuk dan mekanisme kontrak migas agar proyek migas nasional menjadi lebih menarik di mata investor.

REFERENSI

Berk, I., & Ediger, V. Ş. (2016). Forecasting the coal production: Hubbert curve application on Turkey's lignite fields. *Resources Policy,* 50, 193-203.

BP Group. (2016). BP Statistical Review of World Energy. June 2016.

Chavez-Rodriguez, M. F., Szklo, A., & de Lucena, A. F. P. (2015). Analysis of past and future oil production in Peru under a Hubbert approach. *Energy Policy,* 77, 140-151.

Ghandi, A., & Lin, C. Y. C. (2014). Oil and gas service contracts around the world: a review. *Energy Strategy Reviews*, 3, 63-71.

Ghandi, A., & Lin, C. Y. C. An Analysis of the Economic Efficiency of Iraq's Oil Service Contracts.

Hubbert, M. K. (1982). *Techniques of prediction as applied to the production of oil and gas.* National Bureau of Standards.

Özgür, E. (2016). Upstream Petroleum Law and activities in Turkey. *Energy Policy,* 88, 131-137.

Presiden Republik Indonesia, Peraturan Presiden Nomor 79 Tahun 2010 tentang Biaya Operasi yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas

Pudyantoro, A. R. (2012). *A to Z Bisnis Hulu Migas.* Petromindo.

Pudyantoro, A. R. (2014). *Proyek hulu migas: evaluasi dan analisis petroekonomi.* Petromindo.

PWC. (2014). Oil and Gas in Indonesia: Investment and Taxation Guide 6th edition. May 2014

Reynolds, D. B. (2014). World oil production trend: Comparing Hubbert multi-cycle curves. *Ecological Economics,* 98, 62-71.

Saraiva, T. A., Szklo, A., Lucena, A. F. P., & Chavez-Rodriguez, M. F. (2014). Forecasting Brazil's crude oil production using a multi-Hubbert model variant. *Fuel,* 115, 24-31.

Su, C. W., Li, Z. Z., Chang, H. L., & Lobonţ, O. R. (2017). When Will Occur the Crude Oil Bubbles? *Energy Policy,* 102, 1-6.

Tao, Z., & Li, M. (2007). System dynamics model of Hubbert Peak for China's oil. *Energy Policy,* 35(4), 2281-2286.

6

KONDISI *COST RECOVERY* DAN PENERIMAAN NEGARA DARI SEKTOR MIGAS

Eko Wicaksono - Peneliti pada Pusat Kebijakan APBN, Badan Kebijakan Fiskal

ABSTRAK

Sektor migas merupakan salah satu penyumbang utama penerimaan negara setelah pajak. Namun, kontribusi sektor migas terus mengalami penurunan dalam beberapa tahun terakhir. Di sisi lain, biaya produksi minyak atau yang sering disebut dengan *cost recovery* justru mengalami kenaikan. Salah satu pertanyaan yang seringkali muncul adalah mengapa *cost recovery* terus mengalami kenaikan, sementara itu di sisi lain penerimaan negara dari sektor migas cenderung mengalami penurunan. Lapangan minyak yang telah berumur menjadi salah satu penyebab mengapa hal tersebut dapat terjadi. Di sisi lain, cadangan minyak Indonesia juga terus mengalami penurunan karena dalam satu dasawarsa terakhir belum ada penemuan cadangan minyak yang cukup signifikan. Oleh karena itu, adanya terobosan baru kebijakan di sektor hulu migas menjadi kunci bagi pemerintah untuk meningkatkan investasi di sektor migas dan mendukung keberlangsungan produksi migas di Indonesia.

Kata Kunci: *Cost recovery*, hulu migas, penerimaan migas.

PENDAHULUAN

Melimpahnya cadangan minyak dan gas bumi menjadikan penerimaan migas menjadi salah satu sumber utama penerimaan negara di Indonesia. Pada dekade 1970 sampai dengan akhir dekade 1990 pendapatan dari migas memiliki kontribusi sangat signifikan bagi penerimaan negara. Namun, seiring dengan berjalannya waktu, penerimaan pajak mulai menggantikan posisi penerimaan migas sebagai kontributor terbesar penerimaan negara. Meskipun begitu, penerimaan migas masih menjadi kontributor utama penerimaan negara bukan pajak sampai dengan saat ini.

Salah satu penentu besaran penerimaan migas pada suatu periode adalah besaran *cost recovery* yang terjadi pada periode tersebut. Besarnya *cost recovery* akan berpengaruh pada besaran nilai bagi hasil antara pemerintah dengan kontraktor (kontraktor kontrak kerja sama/ KKKS) mengingat besarnya bagi hasil akan bergantung pada sisa penerimaan setelah dikurangi *recoverable cost*. Besarnya *cost recovery* juga dipengaruhi oleh beberapa faktor dimana salah satunya adalah tahapan pada siklus produksi sumur minyak. Pada masa di awal tahapan siklus produksi *cost recovery* pada umumnya cenderung tinggi untuk mengkompensasi biaya awal pengembangan sumur. Seiring berjalannya waktu *cost recovery* akan menurun dan kemudian akan naik kembali ketika sumur sudah mulai *mature*.

Sementara itu, pada umumnya pola produksi minyak berlawanan dengan pola *cost recovery*. Pada awal produksi produksi pada umumnya relatif lebih kecil yang kemudian akan naik mencapai titik optimumnya sebelum akhirnya turun kembali ketika sumur sudah mulai *mature*. Dengan kata lain, pola produksi berbentuk seperti lonceng (*bell curve*), sedangkan pola *cost recovery* berbentuk seperti *inverted bell curve*. Umur dari suatu sumur akan menentukan besar kecilnya produksi dan *cost recovery* pada sumur tersebut.

Salah satu pertanyaan yang seringkali muncul adalah mengapa *cost recovery* terus mengalami kenaikan, sementara itu di sisi lain penerimaan negara dari sektor migas cenderung mengalami penurunan. Melalui pola yang dijelaskan sebelumnya kita dapat menjawab mengapa hal tersebut terjadi. Penjelasan sederhananya adalah saat ini sumur minyak pada umumnya sudah berada pada tahapan *mature* dimana pada tahap tersebut *cost recovery* akan mengalami kenaikan dan produksi

akan mengalami penurunan. Pada bagian selanjutnya akan dijelaskan mengapa hal tersebut terjadi dengan disertai dengan studi kasus pada beberapa KKKS.

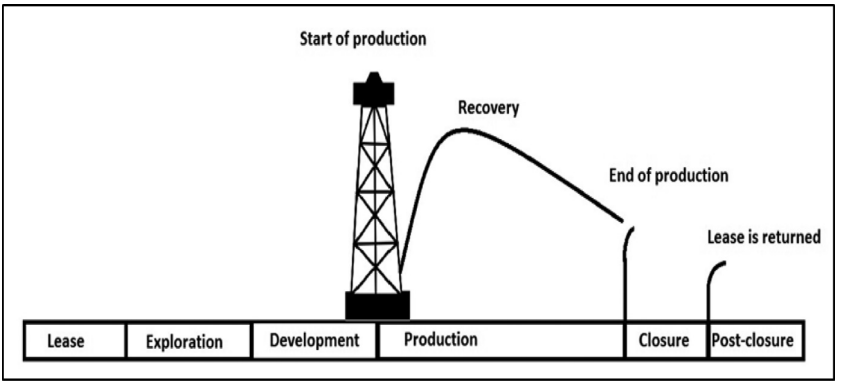
TINJAUAN PUSTAKA

Salah satu teori yang cukup terkenal dalam menjelaskan model produksi minyak adalah *Hubbert's Peak Oil Theory.* Menurut teori tersebut produksi minyak akan berbentuk seperti kurva lonceng, dimana pada tahapan awal produksi minyak akan terus mengalami kenaikan karena tekanan dari dalam bumi masih cukup kuat. Selanjutnya produksi minyak akan mencapai puncaknya pada suatu waktu sebelum akhirnya menurun seiring berkurangnya tekanan dari dalam perut bumi. Hubbert (1956) menggunakan produksi minyak Amerika Serikat sebagai salah satu studi kasus dimana menurut penelitian tersebut produksi minyak Amerika Serikat akan mencapai puncaknya pada dekade 1970. Data produksi minyak AS mengkonfirmasi studi dari Hubbert (1956) tersebut dimana setelah dekade 1970 produksi minyak AS terus mengalami penurunan. Selanjutnya, Ken Defeyyes (2005) menggunakan metode yang digunakan oleh Hubbert (1956) untuk memprediksi produksi minyak bumi dunia dan menemukan bahwa produksi minyak bumi akan mencapai puncaknya pada sekitar tahun 2005.

Namun, beberapa pihak memiliki sanggahan terhadap teori yang dikembangkan oleh Hubbert (1956). Terdapat paling tidak deviasi terhadap prediksi produksi minyak bumi AS seperti yang diamati oleh Towler (2014). Deviasi pertama terjadi pada tahun 1977 dimana produksi minyak AS sempat mengalami kenaikan dan mencapai puncaknya kembali pada tahun 1986. Sedangkan deviasi kedua terjadi pada akhir dekade 2000 ketika ditemukan cadangan besar minyak bumi di Teluk Meksiko dan penemuan *unconventional oil* di Bakken, North Dakota. Dale (2015) juga beranggapan bahwa penemuan cadangan minyak jenis baru seperti *shale oil* dan adanya perhatian akan perubahan iklim seharusnya merubah cara pandang kita terhadap pasar minyak bumi dunia. Meskipun terdapat beberapa deviasi tersebut, prediksi Hubbert (1956) tetap dianggap akurat mengingat terdapat beberapa asumsi, dimana salah satunya adalah harga minyak yang konstan, dan beberapa deviasi tersebut bisa jadi terjadi karena harga minyak dunia yang sempat melonjak tinggi dalam satu dekade terakhir.

Menurut Miller dan Soller (2013), cadangan minyak pada tiap wilayah memiliki karakteristik yang berbeda yang bergantung pada faktor teknis, ekonomi dan politik. Beberapa faktor tersebut bervariasi pada setiap wilayah sehingga seringkali menimbulkan perdebatan tentang kapankah cadangan minyak bumi mencapai titik puncaknya. Namun, secara umum terdapat kesamaan pandangan bahwa cadangan minyak bumi telah mencapai tahap lanjut penurunan (Hook *et. al.*, 2014) (Murphy, 2014) (Jackson & Smith, 2014) (Kumhof & Muir, 2014).

Gambar-1, Siklus sebuah proyek produksi minyak bumi



Sumber: Tordo (2013)

Tordo (2013) menggambarkan siklus dari sebuah proyek produksi minyak bumi seperti pada Gambar 1 di atas. Sebuah proyek akan dimulai dari pemberian lisensi untuk mengelola suatu wilayah (*lease*) yang kemudian dilanjutkan dengan tahap eksplorasi untuk memperoleh data lebih lanjut terkait potensi pengembangan pada wilayah tersebut. Apabila hasil penilaian menunjukkan bahwa pada lokasi tersebut ditemukan cadangan minyak yang layak secara ekonomis, maka selanjutnya akan dilakukan tahap pengembangan (*development*) untuk membangun fasilitas produksi pada daerah tersebut. Selanjutnya minyak akan diambil dari perut bumi pada tahapan produksi dimana pada tahapan tersebut produktivitas sumur akan terus dipantau. Setelah produksi dinilai mencapai *economic limit,* dimana secara umum seluruh biaya pada fasilitas tersebut sama dengan pendapatan, maka keputusan untuk penghentian operasi akan diambil.

Lebih lanjut Tordo (2013) menambahkan bahwa risiko proyek akan berubah sepanjang siklus tersebut. Beberapa faktor yang mempengaruhi

risiko tersebut adalah faktor geologis, keuangan, dan politik. Dua faktor terakhir akan cenderung semakin berkontribusi pada risiko proyek sejalan dengan umur proyek tersebut mengingat posisi tawar antara perusahaan minyak dengan pemerintah akan berubah seiring dengan berjalannya waktu.

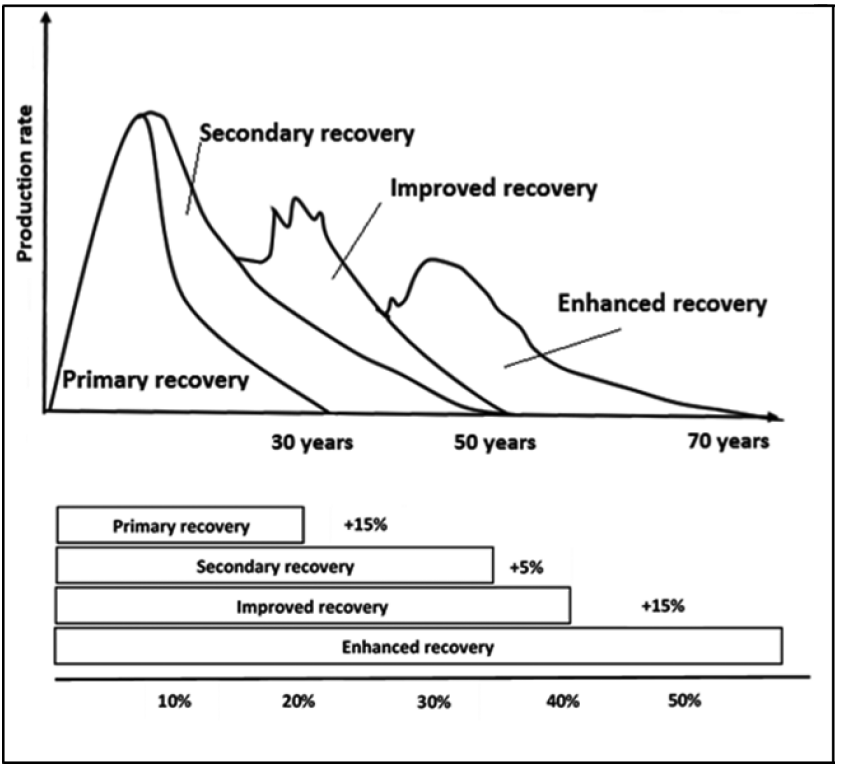
Seperti halnya kurva produksi minyak bumi, pola produksi dari tiap sumur minyak juga mengikuti pola tersebut. Dengan kata lain, produksi tiap sumur juga akan cenderung mengikuti pola *bell curve* dimana *lifting* minyak akan terus mengalami kenaikan sebelum akhirnya mencapai puncaknya dan menurun kembali. Rentang waktu yang dihabiskan dalam satu siklus tersebut berkisar antara 20 sampai 30 tahun produksi.

Di sisi lain, pola biaya produksi minyak bumi memiliki pola yang berlawanan dengan pola produksi minyak bumi. Pada awal operasi produksi biaya produksi minyak cenderung tinggi. Seiring dengan berjalannya waktu, biaya produksi akan menurun sampai dengan puncak produksi minyak dan kemudian naik kembali sampai dengan habisnya cadangan minyak. Menurut Pudyantoro (2012), pola biaya produksi tersebut terjadi karena dua hal: (1) *recovery* biaya eksplorasi, (2) adanya jeda waktu eksplorasi dan produksi. Biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan minyak dalam kegiatan eksplorasi relatif tinggi, sehingga perusahaan tersebut secara umum akan mengkompensasikan biaya eksplorasi tersebut ke dalam biaya produksi segera setelah cadangan minyak dari perut bumi berhasil diangkat. Oleh karena itu, pada tahap awal siklus produksi biaya yang dibebankan maupun yang akan di-*recover* juga relatif tinggi untuk mengkompensasi biaya pada tahap eksplorasi. Adanya jeda waktu antara awal eksplorasi dengan awal masa produksi juga dapat menjelaskan mengapa biaya produksi minyak maupun *cost recovery* relatif tinggi pada masa awal produksi minyak bumi.

Selain itu terdapat pula faktor lain yang menjelaskan mengapa biaya produksi mengikuti pola *inverted bell-shaped curve,* yaitu tekanan dari dalam perut bumi. Menurut Alagorni, Yaacob & Nour (2015), tahap produksi minyak bumi dibagi menjadi tiga yaitu: (1) *primary recovery,* (2) *secondary recovery,* dan (3) *tertiary recovery.* Tahap *primary recovery* mengandalkan sumber energi alami dari dalam bumi. Tahapan *secondary recovery* ditujukan untuk mempertahankan tekanan dari dalam bumi untuk mendorong minyak bumi. Tahapan *tertiary* dilakukan untuk

menambah tekanan dari dalam bumi dan menghasilkan tambahan cadangan hidrokarbon.

Gambar-2, Tahapan *recovery* minyak bumi



Sumber: Halliburton (2012)

Menurut Halliburton (2012), jumlah cadangan minyak yang dapat diambil dengan mengandalkan *primary recovery* hanya sebesar kurang lebih sepertiga dari cadangan minyak potensial untuk diambil (kurang lebih 20% dari cadangan minyak). Untuk mengambil cadangan selanjutnya maka diperlukan *secondary recovery* dengan menggunakan *water injection* maupun *artificial lift.* Tahapan ini mampu menambah recovery minyak hampir dua kali lipat dari *primary recovery* karena mampu memberi tambahan sebesar 15% dari cadangan minyak sekaligus menambah usia dari sumur minyak. Selanjutnya tahapan *improved* dan *enhanced recovery* mampu menambah kembali *recovery* sebanyak 20% dari cadangan minyak yang potensial sekaligus menambah usia sumur menjadi lebih panjang.

Dengan demikian, pada awal masa produksi, tekanan dari dalam perut bumi sangat kuat sehingga usaha yang diperlukan untuk mengangkat minyak bumi relatif lebih sedikit. Hal tersebut tentunya juga berimplikasi pada biaya produksi dimana pada masa awal produksi sampai dengan puncak produksi (ketika sumur *mature*) biaya produksi akan mengalami penurunan. Namun, ketika sumur sudah mulai *mature* tekanan dari dalam perut bumi mulai berkurang, sehingga diperlukan usaha lebih banyak untuk mengangkat minyak bumi. Oleh karena itu, setelah sumur *mature* biaya produksi cenderung meningkat karena diperlukan rekayasa tambahan untuk memudahkan minyak kembali naik ke permukaan. Maka dapat disimpulkan bahwa pola produksi minyak dan pola biaya produksi minyak memiliki pola yang berlawanan seiring dengan berjalannya waktu.

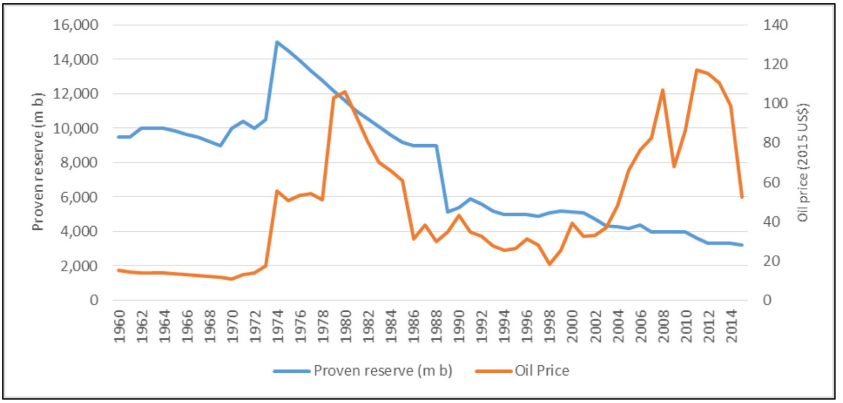
METODOLOGI

Kajian ini menggunakan metode analisis deskriptif dengan menggunakan beberapa sumber data yang relevan dengan kondisi sektor migas di Indonesia. Adapun data yang digunakan meliputi data primer maupun sekunder. Data primer diperoleh melalui *survey* lapangan ke beberapa pihak terkait seperti SKK Migas dan beberapa kontraktor kontrak kerja sama. Sementara itu data sekunder yang digunakan adalah data terkait statistik migas yang diperoleh dari SKK Migas, OPEC, BP *Statistical Review of World Energy* serta *The Wall Street Journal.*

ANALISIS KONDISI PRODUKSI MINYAK BUMI DAN *COST RECOVERY* DI INDONESIA

Bagian ini akan menunjukkan bagaimana kondisi produksi minyak bumi beserta *cost recovery* di Indonesia. Pada bagian awal akan digambarkan kondisi cadangan minyak bumi beserta produksi minyak bumi di Indonesia dari tahun 1960 sampai dengan tahun 2015. Selanjutnya, untuk menggambarkan bagaimana hubungan antara pola produksi dan pola biaya produksi, akan digunakan dua jenis sampel kontraktor (KKKS) yaitu KKKS dengan kondisi dimana sebagian besar sumur minyak telah *mature* dan KKKS yang sedang berada pada tahap awal produksi.

Gambar-3, Cadangan minyak Indonesia dan harga minyak dunia



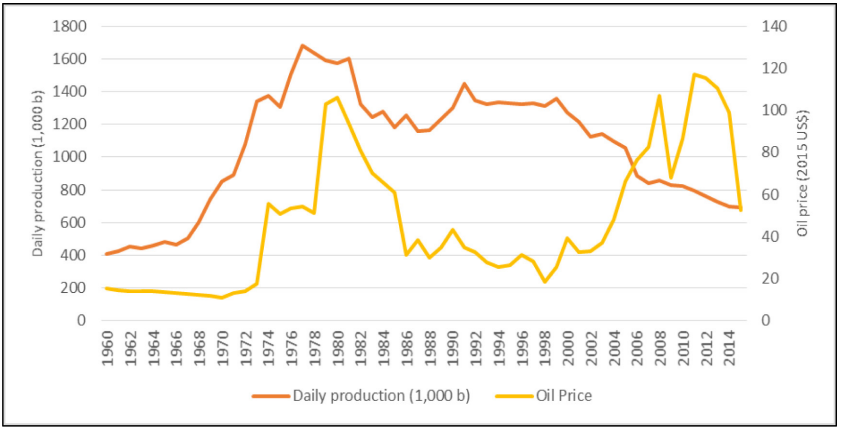
Sumber: OPEC, British Petroleum

Gambar 3 menunjukkan bagaimana hubungan antara cadangan minyak Indonesia dengan harga minyak dunia dalam kurun waktu 55 tahun sejak tahun 1960 sampai dengan tahun 2015. Cadangan minyak ditunjukkan oleh sumbu sebelah kiri, sedangkan harga minyak dunia ditunjukkan oleh sumbu kanan. Berdasarkan data tersebut cadangan minyak Indonesia secara umum mengalami penurunan dari sekitar 9,5 milliar barrel pada tahun 1960 menjadi sekitar 3 milliar barrel pada tahun 2015 atau turun hampir sekitar 67% dalam waktu 55 tahun. Sementara itu, harga minyak dunia (disesuaikan dengan nilai US$ tahun 2015) cenderung mengalami kenaikan dengan beberapa fluktuasi yang tajam pada periode 1970 sampai dengan 1980 serta pada akhir dekade 2000.

Selanjutnya, berdasarkan data tersebut terdapat sebuah pola hubungan antara harga minyak dunia dengan cadangan minyak Indonesia. Pada tahun 1973 ketika harga minyak dunia melambung tinggi, jumlah cadangan minyak Indonesia juga ikut meningkat secara signifikan. Begitu pula ketika harga minyak anjlok cukup signifikan pada tahun 1980-an cadangan minyak Indonesia pun mengalami penurunan drastis. Ketika harga minyak relatif stabil pada akhir dekade 1980 sampai dengan akhir dekade 1990 cadangan minyak Indonesia pun relatif stabil. Namun, sebuah anomali terjadi pada pertengahan dekade 2000 dimana kenaikan harga minyak yang cukup signifikan tidak serta merta meningkatkan cadangan minyak Indonesia pada

kurun waktu tersebut. Salah satu hal yang menarik pada kurun waktu tersebut adalah adanya reformasi tata kelola migas di Indonesia yang diharapkan memiliki dampak positif pada cadangan minyak bumi di Indonesia. Namun, realita menunjukkan bahwa cadangan minyak bumi terus mengalami penurunan pada kurun waktu tersebut.

Gambar-4, Produksi minyak Indonesia dan harga minyak dunia



Sumber: OPEC, British Petroleum

Gambar 4 menunjukkan hubungan antara produksi minyak per hari Indonesia dengan harga minyak dunia dengan periode yang sama dengan bagian sebelumnya. Produksi minyak per hari Indonesia selama periode 55 tahun tersebut menyerupai kurva lonceng dimana puncak produksi terjadi pada pertengahan 1970-an sampai dengan awal 1990-an. Lebih lanjut, berdasarkan data tersebut terdapat sebuah pola hubungan antara harga minyak dunia dengan produksi minyak per hari di Indonesia dimana harga minyak dunia yang mengalami kenaikan akan direspon dengan kenaikan produksi per hari begitu pula dengan penurunan harga minyak dunia juga akan menyebabkan penurunan produksi per hari.

Namun, apabila lebih jauh diamati, penurunan harga minyak dunia yang cukup signifikan tidak serta merta menurunkan produksi minyak secara drastis. Hal tersebut terlihat pada periode 1985 sampai dengan awal tahun 2000. Salah satu faktor yang dapat menjelaskan hal tersebut adalah keterbatasan para kontraktor untuk dapat menahan produksi mereka karena minyak bumi tidak seperti barang produksi pada umumnya yang dapat dengan mudah disesuaikan kapasitas

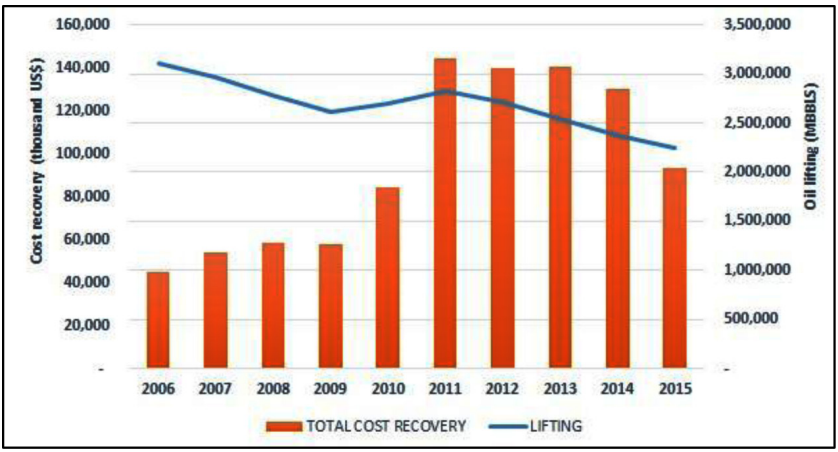
produksinya sewaktu-waktu.

Selanjutnya, untuk mendapatkan gambaran lebih terkait *cost recovery* di Indonesia, beberapa data dari KKKS akan digunakan sebagai sampel. Gambar 5 menunjukkan bagaimana hubungan antara *lifting* minyak bumi dengan *cost recovery* dari PT Chevron Pacific Indonesia (CPI). Chevron merupakan salah satu kontraktor yang telah cukup lama beroperasi di Indonesia, yaitu sejak tahun 1924 ketika Standard Oil of California (Socal) melakukan ekspedisi geologi di Pulau Sumatra. PT CPI saat ini mengelola tiga lapangan besar di Pulau Sumatra, yaitu: (1) Duri, (2) Minas, dan (3) Bekasap. Lapangan minyak Minas merupakan salah satu lapangan minyak terbesar di Asia Tenggara. Lebih lanjut, PT CPI merupakan kontributor utama *lifting* minyak bumi di Indonesia, dimana produksi per hari pada tahun 2015 mencapai 285.000 barrel per hari atau sekitar 40% dari rata-rata *lifting* minyak bumi per hari di Indonesia.

Sebagai salah satu kontraktor terlama di Indonesia, sebagian besar sumur yang dimiliki oleh PT CPI adalah sumur yang telah *mature*. Karakter sumur yang telah menua tersebut tentunya membutuhkan perlakuan yang berbeda dengan sumur yang relatif lebih muda. Rekayasa teknologi diperlukan untuk menjaga agar sumur-sumur tua tersebut tetap berproduksi. Hal tersebut merupakan salah satu faktor yang mendorong kenaikan *cost recovery* pada masa ketika sumur minyak telah *mature*.

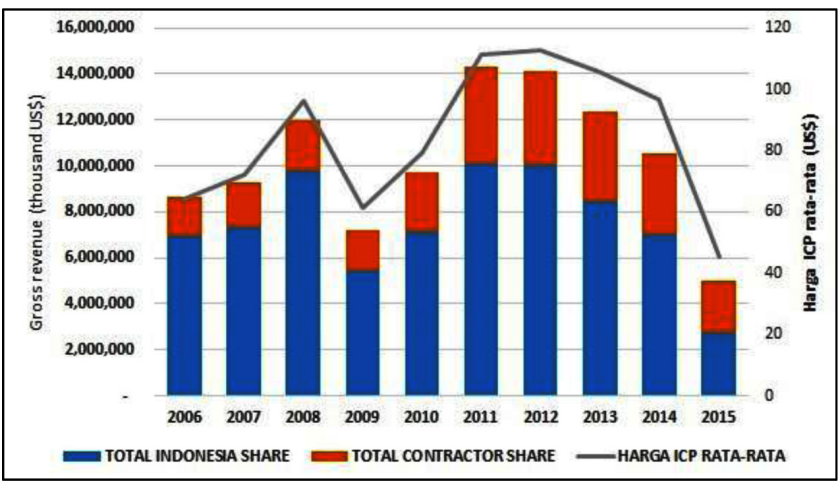
Efisiensi merupakan permasalahan utama pada pengembangan *mature field* mengingat biaya pengembangan tambahan diperlukan sementara itu di sisi lain pendapatan akan menurun karena tambahan minyak bumi yang dihasilkan semakin menurun (Babadagli, 2007). Oleh karena itu, pengembangan sumur yang telah relatif tua memerlukan pertimbangan ekonomis secara seksama untuk memastikan bahwa *return* yang diperoleh lebih besar dari pada biaya yang dikeluarkan. Pertimbangan ekonomis pengembangan sumur yang telah *mature* juga dipengaruhi oleh fluktuasi harga minyak dunia. Hal tersebut terlihat dari bagaimana penurunan harga minyak dunia yang drastis dapat mempengaruhi *gross revenue* dan *share* antara pemerintah dengan kontraktor seperti yang terlihat pada Gambar 6.

Gambar-5: *Lifting* minyak bumi dan *cost recovery* PT CPI



Sumber: SKK Migas (2016)

Gambar-6: *Gross revenue share* antara Indonesia dengan PT CPI

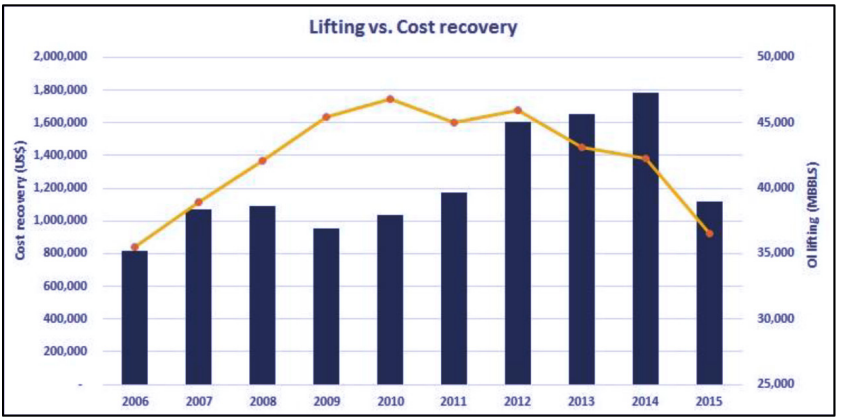


Sumber: SKK Migas (2016)

Gambar 7 dan 8 menunjukkan bagaimana kondisi *lifting* migas dan *cost recovery* pada kontraktor dengan banyak sumur yang relatif juga telah *mature*, yaitu PT Pertamina EP (PEP) yang memiliki beberapa wilayah kerja yang tersebar di seluruh Indonesia. *Lifting* minyak bumi PT PEP sempat mengalami kenaikan pada periode 2006 sampai dengan 2010 sebelum akhirnya turun cukup drastis pada tahun 2015. Fluktuasi

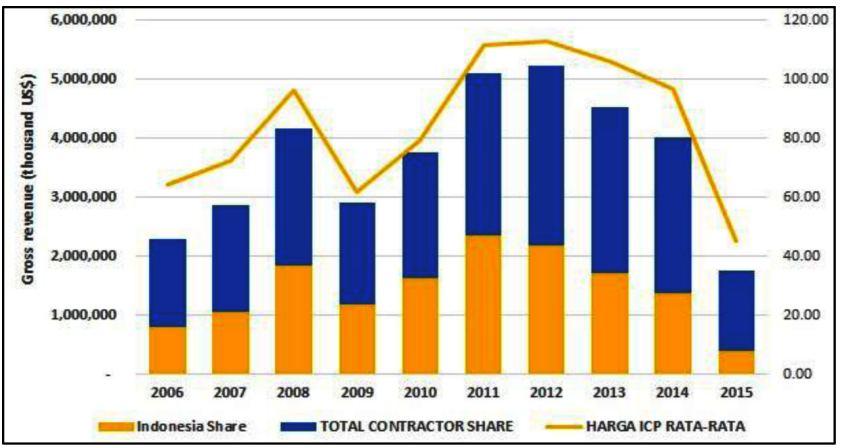
harga minyak juga berimbas pada semakin rendahnya *gross revenue* dan bagian penerimaan negara. Bagian kontraktor pada PT PEP lebih besar karena nilai *cost recovery* yang memiliki porsi cukup signifikan terhadap *gross revenue*. Hal tersebut kemungkinan disebabkan oleh jumlah produksi minyak PT PEP yang lebih sedikit selain itu wilayah kerja PEP mencakup seluruh wilayah Indonesia dengan karakteristik lapangan minyak yang juga berbeda.

Gambar-7: *Lifting* minyak bumi dan *cost recovery* PT PEP



Sumber: SKK Migas (2016)

Gambar-8: *Gross revenue share* antara Indonesia dengan PT PEP



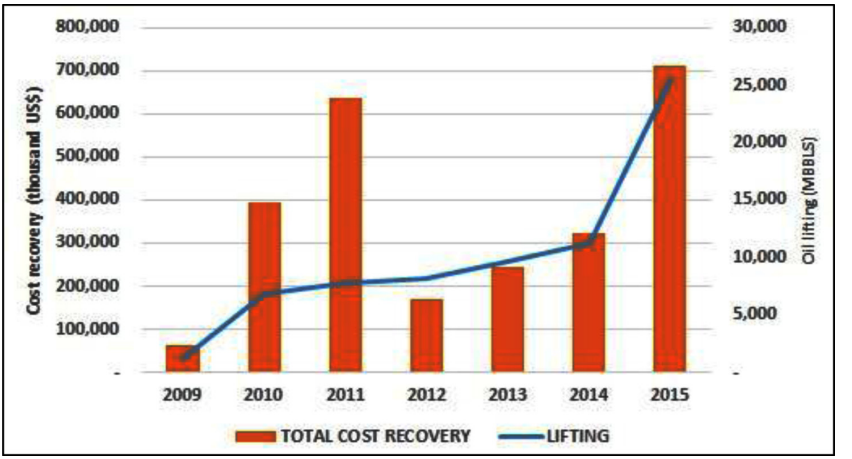
Sumber: SKK Migas (2016)

Gambar 9 menunjukkan kondisi *lifting* minyak bumi dan *cost recovery* pada salah satu lapangan yang relatif masih dalam tahap awal produksi, yaitu milik PT Exxon Mobil Cepu Limited yang berada di Bojonegoro, Jawa Timur. Lapangan minyak tersebut mulai berproduksi pada tahun 2009. Berdasarkan data tersebut, terlihat bahwa *cost recovery* cenderung untuk naik, sejalan dengan *lifting* minyak bumi. Pada periode 2010 sampai dengan 2014 kenaikan *lifting* tidak begitu signifikan karena pada masa tersebut PT EMCL sedang membangun fasilitas produksinya yang ditandai dengan meningkatnya *capital expenditure* PT EMCL periode tersebut. Setelah fasilitas produksi tersebut beroperasi produksi minyak PT EMCL meningkat tajam pada tahun 2015.

Gambar 10 menunjukkan bagaimana hubungan antara harga ICP rata-rata dengan *gross revenue* dari minyak bumi. Terlihat bahwa *gross revenue* dan bagian pemerintah naik seiring dengan kenaikan harga ICP sampai dengan tahun 2012. Ketika harga minyak mulai turun secara moderat pada periode 2012-2014, bagian pemerintah relatif stabil karena produksi minyak PT EMCL terus mengalami kenaikan. Ketika harga minyak turun drastis pada tahun 2015 *gross revenue* tetap mengalami kenaikan karena produksi PT EMCL naik tajam pada tahun tersebut. Salah satu yang menarik pada tahun 2015 adalah turunnya bagian pemerintah. Hal tersebut disebabkan oleh tingginya *cost recovery* pada tahun tersebut untuk mengkompensasi *capital expenditure* yang dilakukan oleh PT EMCL pada beberapa tahun sebelumnya.

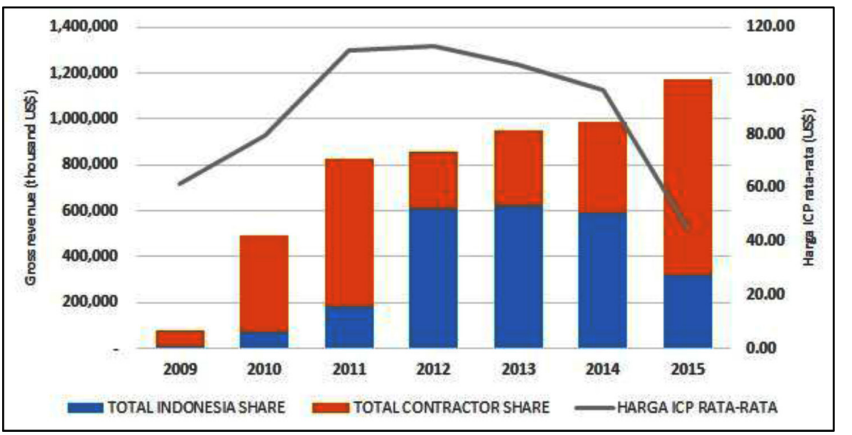
Saat ini sebagian besar lapangan minyak di Indonesia sudah mulai menua. Dua kontributor terbesar *lifting* minyak bumi Indonesia (PT CPI dan PT PEP) memiliki karakteristik yang sama dari segi usia lapangan minyak. Tumpuan produksi minyak ke depan ada pada PT EMCL karena sedang berada di tahap awal produksi. Oleh karena itu, usaha penemuan cadangan baru mutlak menjadi salah satu hal harus segera dilaksanakan di Indonesia. Pemberian insentif maupun penghapusan disinsentif pada investasi sektor hulu migas menjadi salah satu usaha yang dapat ditempuh oleh pemerintah saat ini.

Gambar-9: *Lifting* minyak bumi dan *cost recovery* PT EMCL



Sumber: SKK Migas (2016)

Gambar-10: *Gross revenue share* antara Indonesia dengan PT EMCL

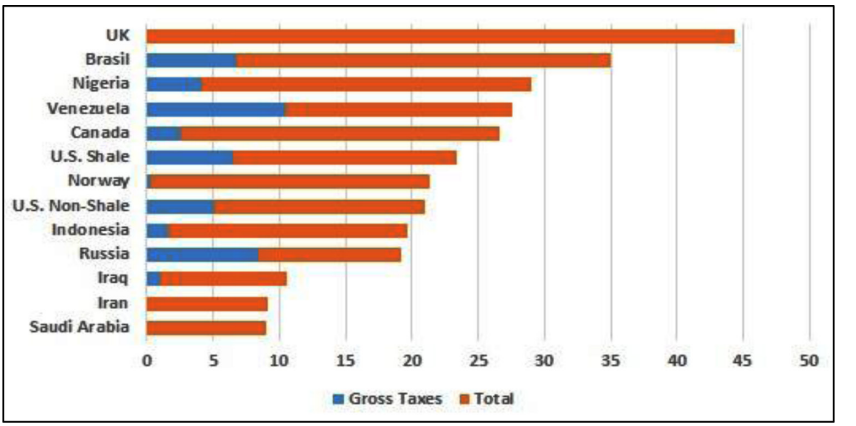


Sumber: SKK Migas (2016)

Lalu bagaimanakah dengan biaya produksi minyak di Indonesia saat ini apabila dibandingkan dengan negara lainnya? *The Wall Street Journal* (2016) merilis data yang bersumber dari *Rystad Energy UCube* terkait perbandingan biaya produksi minyak per barrel. Data tersebut didasarkan pada rata-rata *cash cost* yang diperlukan untuk memproduksi 1 barrel minyak yang diperoleh dari bulan Maret 2016 (Gambar 11 s.d. 14). Berdasarkan data tersebut, biaya produksi minyak

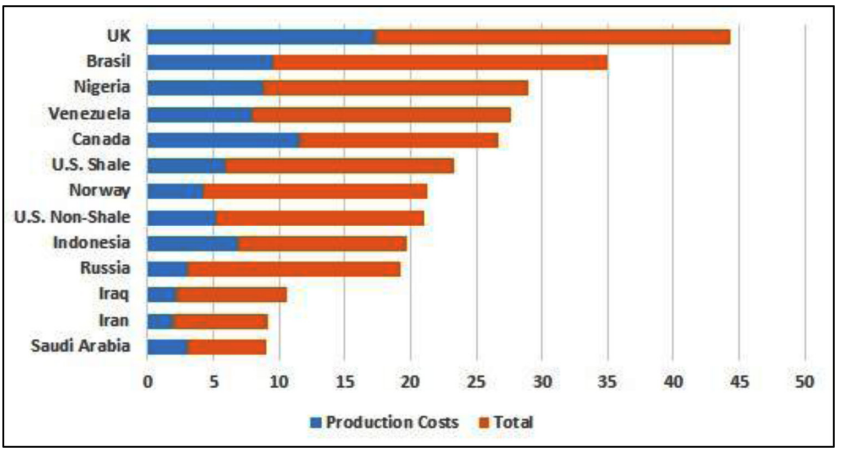
bumi per barrel paling tinggi dimiliki oleh Inggris yaitu sebesar US$ 44.3 per barrel. Biaya produksi terendah dimiliki oleh Saudi Arabia dengan biaya per barrel sebesar US$ 8.99. Secara umum komponen biaya terbesar adalah *capital spending* untuk proses produksi minyak (*production costs*).

Gambar-11: Perbandingan proporsi biaya pajak atas biaya minyak per barel



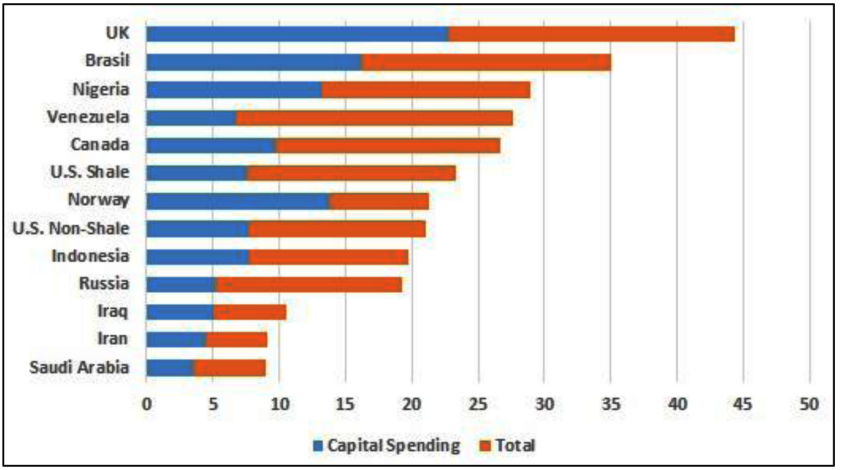
Sumber: The Wall Street Journal, Rystad Energy UCube (2016)

Gambar-12: Perbandingan proporsi biaya produksi atas biaya minyak per barel



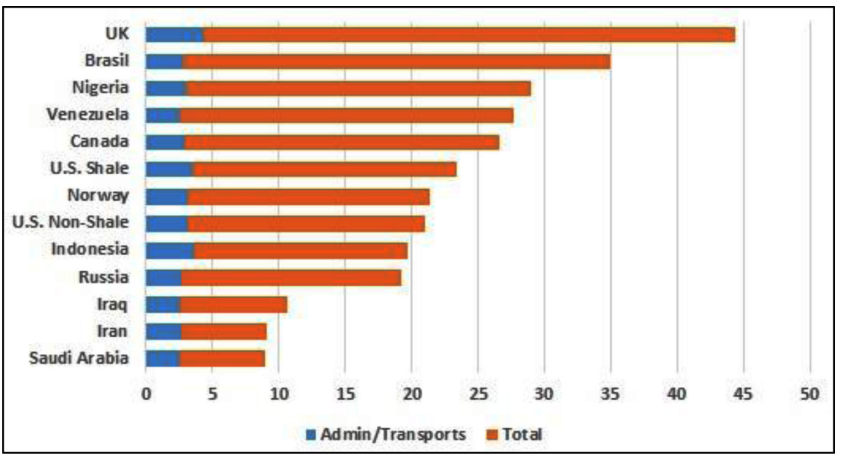
Sumber: The Wall Street Journal, Rystad Energy UCube (2016)

Gambar-13: Perbandingan proporsi capital spending atas biaya minyak per barel



Sumber: The Wall Street Journal, Rystad Energy UCube (2016)

Gambar-14: Perbandingan proporsi biaya administrasi/transport atas biaya minyak per barel



Sumber: The Wall Street Journal, Rystad Energy UCube (2016)

Berdasarkan data tersebut, biaya produksi minyak per barrel di Indonesia (US$ 19.70) relatif rendah apabila dibandingkan dengan negara lainnya. Komponen terbesar biaya produksi minyak di Indonesia adalah *capital spending* yaitu sebesar 38.8% kemudian disusul oleh

production costs sebesar 34.9%. Meskipun biaya produksi cukup rendah, namun terdapat beberapa kondisi yang kurang menguntungkan bagi sektor migas di Indonesia, yaitu banyaknya lapangan minyak yang menua, proses penemuan cadangan baru yang lebih menantang dan berbiaya tinggi, serta adanya beberapa kebijakan pemerintah yang dianggap menghambat investasi (The Wall Street Journal, 2016). Oleh karena itu, adanya terobosan kebijakan dari pemerintah kepada para investor di sektor hulu migas sangat dinantikan untuk merangsang investasi di sektor hulu migas di masa yang akan datang.

KESIMPULAN DAN REKOMENDASI KEBIJAKAN

Sektor migas merupakan salah satu penyumbang utama penerimaan negara bukan pajak. Namun, kontribusi sektor migas terus mengalami tren penurunan dalam beberapa tahun terakhir. Indonesia menggembangkan sistem *production sharing contract* (PSC) dalam mengelola investasi dan penerimaan pada sektor migas. Salah satu hal yang menjadi perhatian dalam sistem tersebut adalah besarnya biaya yang diperlukan untuk memproduksi migas atau sering disebut dengan *cost recovery*. Semakin tinggi *cost recovery* maka akan semakin kecil bagian pemerintah mengingat besarnya *cost recovery* akan berpengaruh pada nilai yang dibagi antara pemerintah dengan kontraktor. Salah satu pertanyaan yang sering muncul saat ini adalah mengapa penerimaan pemerintah dari sektor migas menurun namun *cost recovery* justru mengalami kenaikan.

Salah satu kondisi yang dapat menjelaskan mengapa hal tersebut terjadi adalah sebagian besar lapangan minyak di Indonesia telah berada pada tahap *mature*. Lapangan minyak yang telah berumur membutuhkan perlakuan khusus karena pada umumnya diperlukan aplikasi teknologi lanjutan untuk mengeluarkan minyak dari dalam sumur yang telah berkurang secara signifikan kandungan minyaknya mengingat pada sumur tersebut mulai berkurang pula tekanan dari perut bumi yang diperlukan untuk mendorong minyak tersebut. Rekayasa tersebut tentunya juga berdampak signifikan pada biaya yang akan dikeluarkan oleh kontraktor sehingga pertimbangan ekonomis sangat diperhatikan oleh kontraktor. Dengan demikian, telah *mature* nya lapangan minyak di Indonesia turut serta berkontribusi pada semakin besarnya *cost recovery* di Indonesia.

Di sisi lain, cadangan minyak Indonesia juga terus mengalami penurunan karena dalam satu dasawarsa terakhir belum ada penemuan cadangan minyak yang cukup signifikan. Hal tersebut tentunya juga akan berpotensi menambah kasus sumur minyak yang sudah tua di Indonesia. Lebih lanjut, fluktuasi harga minyak dunia juga akan mempengaruhi pertimbangan ekonomis dari kontraktor. Pada masa dimana harga minyak berfluktuasi tajam, tentunya kontraktor juga akan lebih selektif dalam melakukan pengembangan sumur *mature*. Apabila hal ini tetap dibiarkan maka potensi penerimaan negara dari sektor migas akan terus menurun.

Pemerintah sudah selayaknya memberikan sebuah terobosan baru yang dapat berupa insentif maupun penghapusan disinsentif bagi investasi di sektor hulu migas. Proses penemuan cadangan baru di Indonesia dianggap lebih menantang dan berbiaya tinggi sehingga para investor tentunya akan sangat berhati-hati sebelum menanamkan modalnya di Indonesia. Ketidakpastian regulasi juga harus dihindari supaya tidak men-*discourage* investasi sektor migas di Indonesia. Adanya fluktuasi harga minyak dalam beberapa waktu terakhir tentunya juga akan menambah kehati-hatian investor. Oleh karena itu, adanya terobosan baru kebijakan di sektor hulu migas harus segera diupayakan oleh pemerintah saat ini untuk mendukung keberlangsungan produksi migas di Indonesia.

REFERENSI

Alagorni, A. H., Yaacob, Z. B., & Nour, A. H. (2015). An Overview of Oil Production Stages: Enhanced Oil Recovery Techniques and Nitrogen Injection. *International Journal of Environmental Science and Development,* 6(9), 693.

Babadagli, T. (2007). Development of *mature* oil fields - a review. *Journal of Petroleum Science and Engineering,* 57(3), 221-246.

British Petroleum. (2016). Statistical review of world energy. BP: London

Dale, S. (2015). New economics of oil. *In Society of Business Economists Annual Conference*. London (Vol. 19).

Deffeyes, K. S. (2010). *When oil peaked.* Macmillan.

Halliburton. (2012). About mature field. Sumber: http://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/mature-fields/about-mature-

fields.page?node-id=hgjyd46m diakses pada 1 November 2016

Höök, M., Davidsson, S., Johansson, S., & Tang, X. (2014). Decline and depletion rates of oil production: a comprehensive investigation. Phil. Trans. R. Soc. A, 372(2006), 20120448.

Hubbert, M. K. (1956). Nuclear energy and the fossil fuel. *Drilling and production practice.* American Petroleum Institute.

Murphy, D. J. (2014). The implications of the declining energy return on investment of oil production. Philosophical Transactions of the Royal Society of London A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences, 372(2006), 20130126.

Jackson, P. M., & Smith, L. K. (2014). Exploring the undulating plateau: the future of global oil supply. Philosophical Transactions of the Royal Society of London A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences, 372(2006), 20120491.

Kumhof, M., & Muir, D. (2014). Oil and the world economy: some possible futures. Philosophical Transactions of the Royal Society of London A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences, 372(2006), 20120327.

Pudyantoro, A. R. (2012). *A to Z Bisnis Hulu Migas.* Petromindo

Tordo, S. (2007). Fiscal systems for hydrocarbons: design issues (No. 123). World Bank Publications.

Towler, B. (2014). The Future of Oil and Hubbert's Peak Oil Theory. Sumber: http://scitechconnect.elsevier.com/wp-content/uploads/2014/05/Blog-on-Peak-Oil-Theory.pdf

WSJ News Graphic. (2016). Barrel breakdown. *The Wall Street Journal.* Sumber: http://graphics.wsj.com/oil-barrel-breakdown/ diakses pada 1 November 2016.

7

MIGAS: ANTARA INDONESIA DAN MALAYSIA

Tri Wibowo - Peneliti pada Pusat Kebijakan APBN, Badan Kebijakan Fiskal

ABSTRAK

Indonesia dan dan Malaysia merupakan dua negara terbesar di Asean dalam produksi migas. Dengan wilayah yang berbatasan, negara serumpun ini mempunyai banyak kesamaan dari geografis dan iklim. Dalam dunia migas, negara ini ibarat kakak beradik. Sewaktu minyak Indonesia masih jaya, Malaysia belajar perminyakan dari Indonesia. Namun kini migas Malaysia melalui Petronas telah tumbuh pesat. Bahkan dalam bisnis hulu migas banyak yang menilai Malaysia sekarang lebih maju. Artikel ini membandingkan beberapa kinerja sektor migas antara Indonesia dan Malaysia.

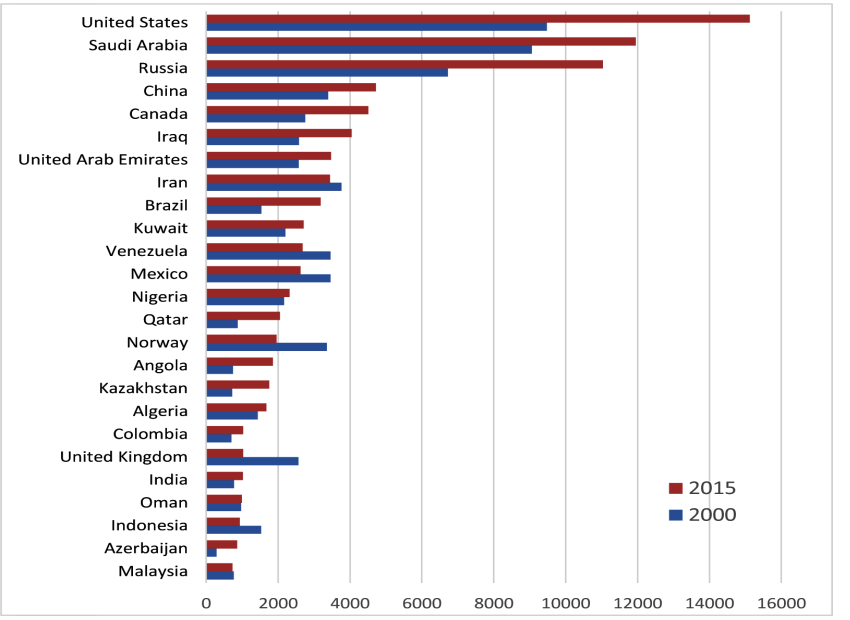
Kata Kunci: Migas, Kontrak Bagi Produksi, Cadangan Migas.

PENDAHULUAN

Dari negera-negara di Asia Tenggara (Asean), Indonesia dan Malaysia merupakan dua negara dengan produksi Migas menempati urutan 1 dan 2 terbesar. Kedua negara ini mempunyai kemiripan khususnya dibidang energi. Kontribusi migas dan perekonomian yang dulu begitu dominan, lambat laun mulai mengecil. Indonesia yang tahun 1980an sebagai eksportir minyak, setelah krisis ekonomi 1998 produksi minyak mulai menurun. Disisi lain, seiring pertumbuhan ekonomi permintaan akan migas terus mengalami peningkatan. Mulai tahun 2004 Indonesia tercatat sebagai importir minyak.

Tidak jauh berbeda dengan Indonesia, pesatnya pembangunan dan meningkatnya pertumbuhan ekonomi Malaysia membawa konsekuensi pada meningkatnya permintaan energi. Disisi lain, dari sisi *supply* pasokan energy tidak mampu mengimbanginya. Prambudia dan Nakano (2012) menyatakan bahwa ketahanan energi Malaysia kedapan cukup mengkhawatirkan. Ekspor minyak Malaysia memberikan kontribusi rata-rata sebesar 10% terhadap PDB. Produksi Migas Malaysia mulai tidak mampu lagi mengimbangi peningkatan konsumsi.

Gambar-1: 25 Terbesar Produsen Minyak Dunia (ribu barel per hari)



Sumber: diolah dari IEA

Pada tahun 2015, produksi minyak mentah dunia mencapai 96,1 juta barel per hari, mengalami kenaikan sebesar 24% dibandingkan dengan produksi tahun 2000 yang sebesar 77,7 juta barel per hari. Produksi minyak mentah Indonesia pada tahun 2000 sebesar 1.530 ribu barel per hari yang memberi kontribusi terhadap total produksi minyak dunia sebesar 1,97%. Dengan kontribusi ini, Indonesia menempati peringkat 16 sebagai produsen terbesar minyak mentah dunia.

Dengan produksi minyak mentah pada tahun 2015 hanya sebesar 936 ribu barel per hari, kontribusi Indonesia terhadap total produksi minyak mentah dunia hanya sebesar 0,97%. Selama kurun waktu 15 tahun, produksi minyak mentah Indonesia turun sebesar 39%. Peringkat Indonesia turun menjadi peringkat 23 sebagai produsen minyak terbesar dunia.

Pada periode yang sama, produksi minyak Malaysia pada tahun 2000 sebesar 771 ribu barel per hari, menyumbang 0,99% total produksi dunia dan menempati peringkat 25 sebagai produsen terbesar minyak mentah dunia. Pada tahun 2015, produksi minyak mentah Malaysia menjadi 730 ribu barel per hari, menyumbang 0,77% terhadap produksi dunia dengan peringkat tetap pada urutan 25.

Artikel ini ingin melihat bagaimana kondisi migas antara Indonesia dan Malaysia. Apa perbedaan mendasar pengelolaan migas antara kedua negara, serta pelajaran apa yang bisa dipetik dari Malaysia untuk peningkatan produksi Migas Indonesia kedepan.

GAMBARAN UMUM

Indonesia dan dan Malaysia merupakan dua negara terbesar di Asean dalam produksi migas. Dengan wilayah yang berbatasan, negara serumpun ini mempunyai banyak kesamaan dari geografis dan iklim. Dalam dunia migas, negara ini ibarat kakak beradik. Sewaktu minyak Indonesia masih jaya, Malaysia belajar perminyakan dari Indonesia. Namun kini migas Malaysia melalui Petronas telah tumbuh pesat. Bahkan dalam bisnis hulu migas banyak yang menilai Malaysia sekarang lebih maju.

Tabel-1: Ekonomi Energi Indonesia dan Malaysia

Uraian	Indonesia	Malaysia
Wilayah (Km2)	1,904,569	329,847
Penduduk (juta Jiwa)	258,3	30,949,962
GDP (Million USD), 2015	861,933.97	296,283.19
Growth (%), 2015	4.8	5
GDP per Capita (Cuurent USD), 2015	3,346.50	9,768.30
Exchange Rate (/1 USD), 2015	Rp. 13,389	3.9055 RM
Fossil fuel energy consumption, 2013 (% of total)	65.9	94.8
Electric power consumption, 2013 (kWh per capita)	788	4,512
Energy use, 2013 (kg of oil equivalent per capita)	850	3,020
GDP per unit of energy use, 2013 (constant 2011 PPP $ per kg of oil equivalent)	11.4	7.8

Sumber : World Bank Data & World FactBook

Dari luas wilayah (termasuk lautan), luas wilayah Indonesia sebesar 6 kali lipat dari Malaysia. Demikian juga dalam jumlah penduduk, penduduk Indonesia sebesar hampir 9 kali lipat Malaysia. Namun dari GDP, Indonesia hanya 3 kali lipat Malaysia. Dengan kondisi itu, GDP perkapita Malaysia jauh lebih besar dari Indonesia. GDP perkapita Malaysia 3 kali lipat. Pertumbuhan ekonomi kedua negara hampir berimbang, sekitar 5% per tahun.

Sumber energi Malaysia masih mengandalkan *fosil fuel* sebagai pasokan utama pembangkit energi. Penggunaan energi per kapita Malaysia jauh lebih boros dibanding Indonesia. Dari energi listrik Malaysia hampir 7 kali lipat Indonesia. Demikian juga untuk energi yang disetarakan dengan minyak, Malaysia hampri 4 kali Indonesia.

BAURAN ENERGI

Arah kebijakan energi dunia pada 25 tahun kedepan adalah penggunaan gas alam dan energi terbarukan sebagai pengganti *fosil fuel.* Dalam jangka panjang, investasi minyak tetap peniting untuk memenuhi permintaan dan mengganti penurunan produksi. Permintaan minyak global masih akan terus tumbuh sampai dengan tahun 2040. Namun efisiensi energi diarahkan untuk energi terbarukan dan penggunaan mobil listrik. Konsumsi batubara diperkirakan akan tumbuh sangat kecil dalam 25 tahun ke depan, karena permintaan China sudah mulai

menurun untuk memerangi polusi udara dan adanya diversifikasi bahan bakar. Perjanjian Paris dalam memerangi pemanasan global diharapkan dapat memperlambat emisi karbon yang terkait dengan energi dari rata-rata 650 juta ton sejak tahun 2000, menjadi sekitar 120 juta ton per tahun pada tahun 2040.

Indonesia

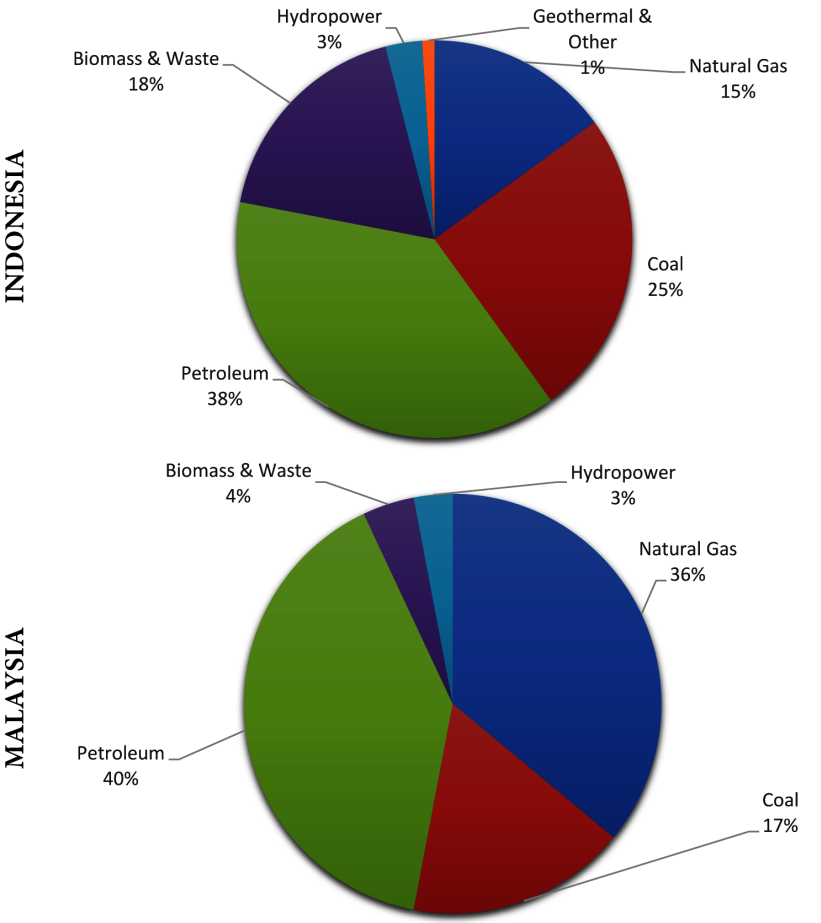
Total konsumsi energi primer Indonesia selama 10 tahun (2003-2013) tumbuh sebesar 43 persen. Meskipun kontribusi minyak dalam total konsumsi energi mengalami penurunan, namun minyak masih merupakan sumber utama sebagi pasokan energi yang besarnya mencapai 38 persen. Pemerintah Indonesia telah mengeluarkan kebijakan *energy mix* dengan mentargetkan pada tahun 2025 kontribusi minyak maskimum mencapai 25 persen, batubara 30 persen, dan gas sebesar 22 persen. (IEA, 2015).

Seiring dengan pencapaian target pembangunan ekonommi dan meningkatnya industri, ketahanan energi Malaysia difokuskan pada efektifitas biaya dan diversifikasi pengunaan bahan bakar. Minyak dan bakar cair lainnya serta gas alam merupakan sumber energi utama dan pemenuhan kebutuhan energi. Kontribusi minyak pada tahun 2012 mencapai 40 persen dan gas alam mencapai 36 persen. Diikuti oleh batubara sebesar 17 persen, biomassa sebesar 4 persen, dan *hydropower* sebesar 3 persen. Dalam diversfikasi energi , dilakukan import batubara dan penigkatan investasi dalam pengembangan energi terbarukan.

Malaysia

IAE(2015) Sektor energi merupakan sektor penting dari pertumbuhan ekonomi Malaysia. Mulai tahun 2010, Malaysia meningkatkan eksplorasi minyak dan gas alam di *deepwater*, mempromosikan langkah-langkah penghematan energi, serta penggunaan sumber energi alternatif. Insentif fiskal merupakan bagian dari program transformasi ekonomi negara untuk memanfaatkan sumber daya dan lokasi geografis menjadi salah satu pemain energi utama Asia pada tahun 2020. Bauran energi Malaysia masih didominasi oleh *fosil fuel* dengan komposisi Peteroleum sebanyak 40 persen, Natural Gas 35 persen, Coal 17 persen. Sementara itu dari energi terbarukan baru mencapai 7 persen.

Gambar-2: Bauran Energi Indonesia dan Malaysia 2014

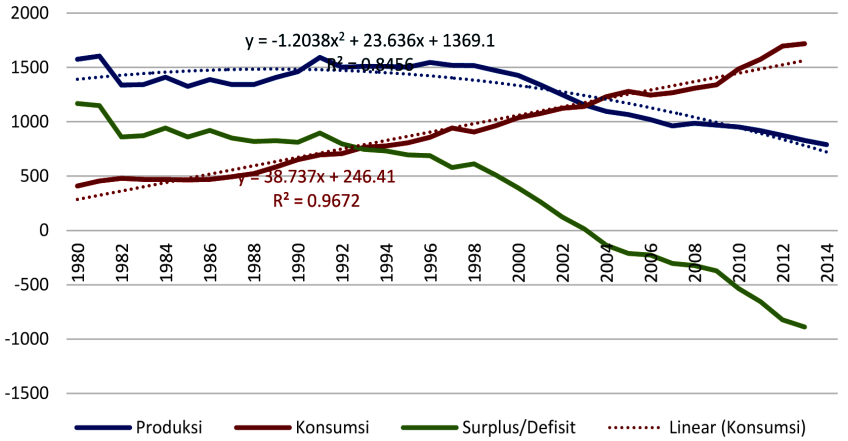


Sumber : EIA

ENERGY BALANCE

Dengan produksi yang terus menurun, sementara konsumsi akan minyak terus meningkat seiring pertumbuhan ekonomi, Indonesia mengalami ketidakseimbangan energi. Pada tahun 2004, Indonesia menjadi net impotir minyak. Dan kesenjangan ini terus melebar.

Gambar-3: Keseimbangan Energi Indonesia

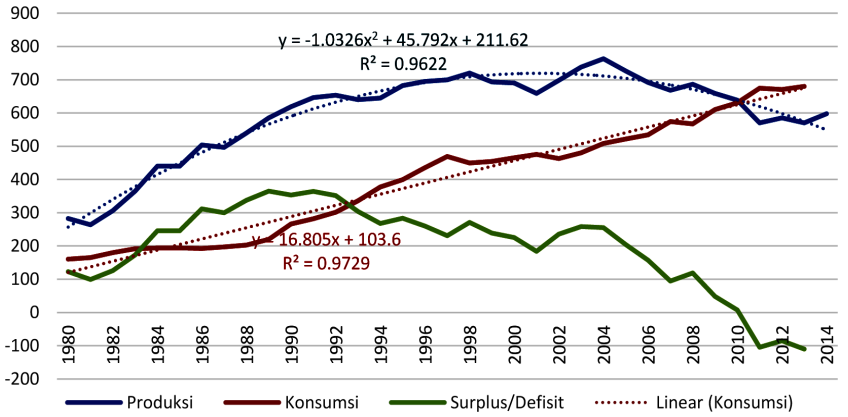


Sumber: IEA (2015), diolah

Demikian juga yang terjadi pada Malaysia, pada tahun 2011 Malaysia masuk sebagai negara net importir minyak. Namun ketidakseimbangan energi tidak terus melabar. Pemerintah mengeluarkan kebijakan pengurangan konsumsi energi dan strategi meningkatkan produksi minyak.

Konsumsi energi Malaysia selama 3 tahun terakhir menunjukkan trend yang menurun. Sementara itu, produksi pada dua tahun terakhir menunjukan peningkatan. Dengan minyak menjadi sumber utama pasokan energi di Malaysia, kekurangan minyak dipasok dari impor.

Gambar-4: Keseimbangan Energi Malaysia



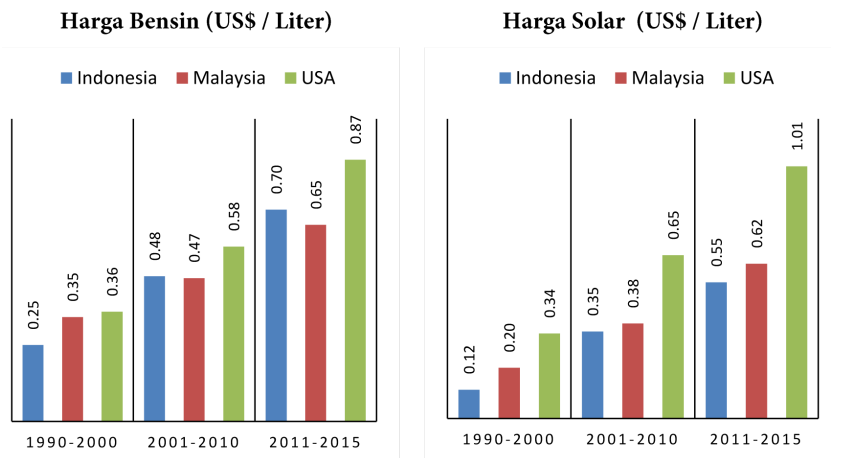
Sumber : IEA (2015), diolah

Dilihat dari *supply* dan *demand* energi, Sebagian besar produksi batubara Indonesia untuk diekspor. Kebutuhan minyak yang sebagian untuk keperluan sektor transportasi. Produksi sebagian di ekspor, dan untuk keperluan dalam negeri khususnya untuk pasokan sektor industri. Sedangkan *renewable energy* dari biomassa seluruhnya untuk keperluan dalam negeri.

Tidak jauh berbeda dengan Indonesia, kebutuhan minyak Malaysia yang sebagian masih impor paling besar digunakan untuk keperluan sektor transportasi. Untuk produksi gas, hampir separo di ekspor. Separo sisanya untuk keperluan dalam negeri dalam memenuhi kebutuhan sektor industri, transpotasi, dan sektor lainnya. *Supply* dari batubara tidak begitu besar, dan semuanya untuk keperluan dalam negeri.

Banyak negara memutuskan bahwa penggunaan energi dengan bahan bakar solar lebih untuk kepentingan produkstif dibanding dengan bahan bakar premium yang lebih konsumtif. Mobil untuk angkutan penumpang biasanya menggunakan mesin diesel yang berbahan bakar solar dan lebih bertenaga. Pemerintah dapat mengintervensi pasar dengan membedakan harga solar dan bensin untuk mengarahkan permintaan dengan pemberian subsidi yang berbeda (David, 2014).

Gambar-5: Harga BBM Indonesia dan Malaysia



Sumber : World Developmnet Indicator (WDI, 2016)

Harga bahan bakar di Indonesia secara umum relatif lebih rendah dibanding Malaysia. Namun pada periode tahun 2010-2015, terjadi

beberapa kali kebijakan Pemerintah Indonesia untuk mengurangi subsidi bahan bakar khususnya untuk premium. Harga premium di Indonesia pada periode 2011 – 2015 sebesar 0,70 US$ per liter, menjadi lebih tinggi dibanding Malaysia yang harganya sebesar 0,65 US$ per liter. Untuk bahan bakar solar, harga di Indonesia selama periode 1990-2015 selalu lebih rendah dibanding Malaysia.

Kebijakan subsidi bahan bakar yang mengakibatkan harga menjadi rendah, akan memberi dampak negatif dengan mendorong permintaan pada tingkat yang lebih tinggi (David, 2014). Namun demikian, tidak dapat dipungkiri bahwa sektor transportasi merupakan sektor penggerak pertumbuhan ekonomi Indonesia. Tanpa dukungan kebijakan dalam bentuk subsidi bahan bakar khususnya untuk solar, kinerja sektor transportasi tidak akan optimal yang pada akhirnya akan menggerus pertumbuhan ekonomi.

Subsidi BBM merupakan bentuk ketidakefisienan sebuah kebijakan. Sebagian besar subsidi BBM hanya dinikmati oleh orang kaya. Benes, (2016) menyatakan bahwa dua per tiga rumah tangga miskin tidak mengkonsumsi BBM sama sekali. Disisi lain, 10% rumah tangga terkaya menikmati 40% dari manfaat subsidi.

BISNIS HULU MIGAS

Sebagaimana disampaikan oleh Johnston, dkk (2008), bahwa secara umum terdapat dua kelompok utama sistem fiskal untuk migas. Klasifikasi ini dibedakan dari dasar hukum yang digunakan antara Pemerintah dan perusahaan minyak (Kontraktor). Sistem yang digunakan sistem Royalti (*royalty/tax systems*) dan sistem Kontrak (*Contractual Based Systems*). Pada sistem kontrak, beberapa sistem muncul tetapi dapat dianggap hibrida dari suatu kategori. Seperti *Production Sharing Contract* (PSC) yang terjadi di Indonesia, Nigeria, Malaysia, India, China dan Rusia.

Lubiantara (2012) menyebutkan bahwa munculnya Kontrak Bagi Produksi atau *Production Sharing Contract* (PSC) merupakan terobosan yang luar biasa dibanding system konsesi. Dalam sistem konsesi, peran Pemerintah sangat kurang baik dari sisi kepemilikan maupun pengawasan. Muncunya PSC telah mengubah aturan main (*rule of the game*) dalam bisnis hulu migas. Indonesia tercatat sebagai pelopor PSC yang kemudian menjadi populer dipakai di banyak negara hingga

saat ini. Menurut Le Leuch, 1988 (dalam Lubiantara, 2012) kesuksesan sistem PSC pada awalnya dipicu oleh motivasi politik, mengingat dengan sistem PSC perusahaan migas internasional hanya menjadi kontraktor dan hanya berhak mendapat sebagian dari produksi.

Disain ketentuan dan persyaratan fiskal dalam kontrak migas diupayakan senantiasa mengacu pada keselarasan antara kepentingan investor dan pemerintah. Dalam konteks ini, diperlukan sistem insentif bagi kedua belah pihak. Insentif penghematan biaya-biaya (*cost saving*) diperlukan untuk mendorong investor tidak melakukan pengeluaran biaya yang tidak begitu mendesak (*gold plating*). *Gold plating* diartikan sebagai upaya kontraktor menggelembungkan biaya (*mark up*) yang dapat di *cost recovery* untuk mencari keuntungan yang terjadi pada sistem PSC (Johnston dan Johnston, 2015).

Indonesia

Sistem PSC di Indonesia yang dimulai dari tahun 1965, telah mengalami beberapa perubahan. Kontrak Bagi Produksi atau *Production Sharing Contract* (PSC) lahir karena Pemerintah ingin keterlibatan yang lebih besar lagi dalam bisnis hulu migas. Dengan sistem ini, kepemilikan dan pengawasan mutlak kepemilikan dalam kekuasaan Pemerintah. Perusahaan kontraktor menanggung resiko dan memperoleh kembali biaya yang telah dikeluarkan (*cost recovery*) setelah sukses menghasilkan minyak. Kontraktor memperoleh bagian dari keuntungan hasil produksi minyak (*profit share*).

Terdapat beberapa komponen untuk PSC migas di Indonesia yang terdiri dari: *First Tranche Petroleum* (FTP), *Cost Recovery, Profit Sharing, Income Tax* dan *Domestic Market Obligation* (DMO). Pada tahap awal, dilakukan FTP sebelum penghitungan lebih lainnya. FTP besarnya 20% dari gros produksi dan dibagi antara pemerintah dan kontraktor. Adanya FTP meberikan kepastian untuk pemerintah menerima bagian dari migas. Setelah dipotong FTP, kontraktor mengajukan pengembalian biaya (*cost recovery*) (APEC, 2010).

Lubiantara (2014), Salah satu penyebab maraknya berbagai isu migas di tanah air adalah kegagalan memahami perbedaan antara gejala dan akar permalasahan. Ketika isu *cost recovery* muncul, banyak yang serta merta menuding bahwa PSC adalah masalahnya sehingga harus dicari sistem baru. Padahal masalah *cost recovery* tidak terjadi diindustri

migas Negara lain. Seandaninya terjadi masalah *mark up*, harusnya oknumnya yang ditindak. Memaksakan penggunaan mekanisme lain bisa jadi malah mengakibatkan penurunan penerimaan bagian Negara (*Government Take*).

Rinto (2012) istilah *Cost Recovery* tidak secara tegas tertulis didalam kontrak kerjasama. Yang ada dalam kontrak adalah adalah point yang menyebutkan: kontraktor akan memperoleh kembali penggantian atas biaya operasi dengan diambilkan dari hasil penjualan. Frase "memperoleh kembali penggantian atas biaya operasi" ini oleh banyak pihak didefinisikan sebagai *Cost Recovery.* Secara ringkas perkembangan PSC di Indonesia disajikan pada tabel berikut:

Tabel-2: Perkembangan PSC di Indonesia

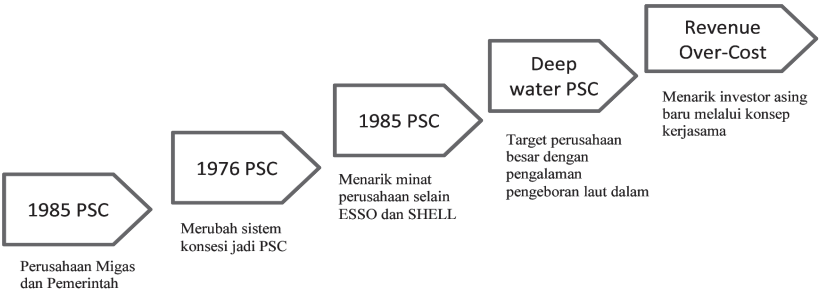
Uraian	Generasi Pertama (1965-1976)	Generasi Kedua (1987 – 1988)	Generasi Ketiga (1988 – Sekarang)
FTP	-	-	20%
Cost Recovery Ceiling	40%	100%	80% (due to FTP)
Equity to be Split Oil Gas	Gov. : Contractor 65% : 35%	Gov. : Contractor 85% : 15% 70% : 30% or 65% : 35%	Gov. : Contractor 85% : 15% 70% : 30% or 65% : 35%

Sumber : Lubiantara, 2012

Malaysia

Sebelum tahun 1976, bisnis di Malaysia beroperasi di bawah sistem konsensi. Setelah PETRONAS terbentuk Malaysia mulai dengan sistem PSC tahun 1976. Pada tahun 1985, termin PSC baru diperkenalkan pertama kali untuk menarik perhatian investor asing agar mengeksplorasi sumber-sumber migas yang ada dengan menawarkan pembagian keuntungan yang lebih baik bagi kontraktor. Untuk mendorong ekplorasi laut dalam, PETRONAS memperkenalkan *Deepwater* PSC pada tahun 1992 yang didesain secara spesial untuk mempercepat eksplorasi di laut yang lebih dalam (> 200m). Pada tahun 1997, pembagian hasil migas yang lebih liberal diperkenalkan PSC dengan model R/C (Galawidya, 2008).

Gambar-6: Perjalanan PSC di Malaysia



Sumber : Galawidya, 2008

Komponen utama PSC migas di Malaysia adalah Royalti, *cost recovery*, bagi hasil dan pajak pendapatan. Royalti ditetapkan maksimum 10% dari pendapatan kotor. Sistem *cost recovery* di Malaysia menggunakan sistem *ratio Revenue* terhadap *cost* atau sering disebut R/C *ratio*. Besarnya *cost recovery* dibatasi dengan *ceiling* dalam rentang 30% sampai 70% (APEC, 2010).

Lubiantara (2012), PSC di Malaysia menggunakan model *Revenue over Cost* (R/C) untuk mendorong kontraktor lebih efisien dalam urusan biaya dan mencega terjadinya *gold plating*. Pada model R/C Malaysia ada perbedaan bagi hasil (*split*) antara *profil oil* dan *excess cost oil,* dimana untuk *excess cost oil* lebih besar dibanding *split* untuk *profil oil*. Dengan demikian, apabila kontraktor berhasil melakukan penghematan, maka kontraktor akan "diapresiasi" dengan bagi hasil (*split*) yang lebih baik.

Tabel-3: Model R/C Malaysia

Contractor,* R/C *Ratio	***Cost Oil Ceiling* (%)**	***Profit Oil Split***	
		PET/*Contractor*	**PET/*Contractor* % (*remaining portion*)**
0.0 < R/C < 1.0	70	-	20/80
1.0 < R/C < 1.4	60	20/80	30/70
1.4 < R/C < 2.0	50	30/70	40/60
2.0 < R/C < 2.5	30	40/60	50/50
2.5 < R/C < 3.0	30	50/50	60/40
R/C > 3.0	30	60/40	70/30

Sumber: Lubiantara, 2012

Membandingkan sistem PSC seringkali banyak yang hanya melihat "*equity-split*", sistem *cost recovery,* lamanya kontrak dan sebagainya. Namun yg lebih penting adalah bagaimana sistem tersebut menjadikan pemanfaatan sumberdaya alam tersebut menjadi efektif dan efisien. Atau lebih mudahnya memberikan keuntungan lebih banyak kepada si tuan rumah (*host country*). Apa tolok ukur efektif? Tentunya yang mudah adalah produksi yang meningkat. Dan tolok ukur efisien bisa saja dilihat dari manfaat yg dapat diperoleh oleh negara (Rovicky, 2016).

Tabel-4: Perbandingan PSC Indonesia dan Malaysia

	Indonesia	Malaysia
Duration: • Exploration • Production • Extension	 6 – 10 yrs 30 yrs inc exploration 20 – 30	 5 yrs 4 yrs dev, 15 yrs oil, 20 yrs gas negotiable
Cost Recovery Limits	80-85% for oil, none for gas	50% for oil, 60% for gas
Signature bonus	Amount negotiable	None
Production bonus	Amount negotiable	None
Royalty	None	10% plus 0,5% for research
Equity Oil (in favor of the goverment tax)	85% / 15%	70-50% / 30-50% depend on production
Equity gas (in favor of the goverment tax)	70 – 65% / 30 – 35 %	70-50% / 30-50% depend on production
DMO (Domestic market obligation).	25% of equity oil, no for gas	None
Depreciation	7 yr for oil, 14 yr for gas	10% straight line depreciation
Tax rate	44% above equity split after tax	20% on equity oil, 40% tax goverment paid
National Participation	10% undevided interest	Opional up to 15%

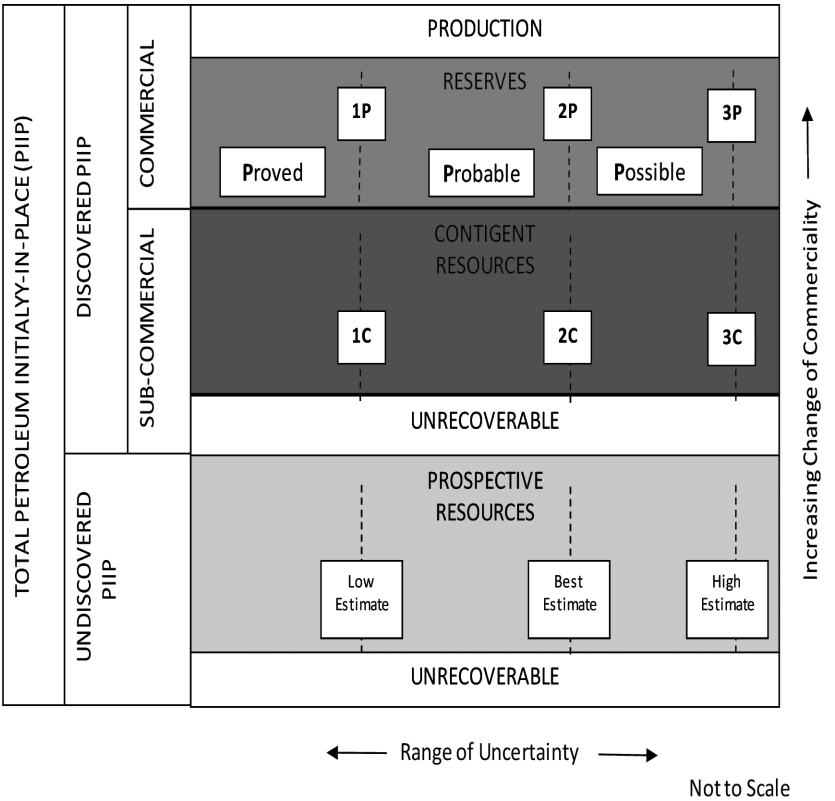
Sumber : Rovicky, 2016

KINERJA MIGAS

Rinto (2014), masyarakat pada umumnya menilai bahwa kekayaan migas dihitung berdasarkan keseluruhan potensi migas baik yang sudah ditemukan ataupun yang belum (*petroleum initially in place,* PIIP). Sementara itu para praktisi perminyakan sepakat bahwa kekayaan migas suatu negara dihitung berdasarkan cadangan migas yang sudah terbukti atau *proved reserves* (1P) bukan *natural resources.*

Secara grafis penentuan cadangan minyak dapat digambarkan sebagai berikut :

Gambar- 7: Sistem Manajemen Sumberdaya Migas



Sumber : World Petroleum Council, 2007

Cadangan minyak yang sudah *proved* Indonesia sebesar 3,7 billion bbl sementara Malaysia 4 billion bbl. Produksi minyak Indonesia sebesar 786 bbl/*day*, sedangkan Malaysia sebesar 654 bbl/*day*. Untuk Gas, cadangan gas Indonesia sebesar 2,8 trilion cu m, sedangkan Malaysia sebesar 1,2 trilion cu m. Produksi gas Indonesia mencapai 73,5 cu m dengan konsumsi sebesar 41,7 cu m. Produksi gas Malaysia sebesar 65 cu m dengan konsumsi dalam negeri sbesar 35 cu m. Selengkapnya disajikan pada tabel berikut:

Tabel-4: Perbandingan Kinerja Migas Indonesia dan Malaysia

	Indonesia	Malaysia
Crude oil - production:	785,900 bbl/day (2015 est.)	654,200 bbl/day (2015 est.)
Crude oil - exports:	310,100 bbl/day (2013 est.)	299,100 bbl/day (2013 est.)
Crude oil - imports:	463,000 bbl/day (2013 est.)	180,200 bbl/day (2013 est.)
Crude oil - proved reserves:	3.7 billion bbl (1 Jan 2016 es)	4 billion bbl (1 Jan 2016 es)
Refined petroleum products - production:	926,300 bbl/day (2013 est.)	544,900 bbl/day (2013 est.)
Natural gas - production:	73.45 billion cu m (2014 est.)	65.42 billion cu m (2014 est.)
Natural gas - consumption:	41.72 billion cu m (2014 est.)	35.18 billion cu m (2014 est.)
Natural gas - proved reserves:	2.8 trillion cu m (1 Jan 2016 es)	1.2 trillion cu m (1 Jan 2016 es)

Sumber : World Factbook, CIA 2016

PENUTUP

Dalam bauran energi, Indonesia dan Malaysia mempunyai banyak kemiripan. Kedua negara masih mengandalkan *fosil fuel* sebagai pasokan utama kebutuhan energi. Indonesia lebih maju dalam bauran energi, dimana porsi *fosil fuel* Indonesia lebih rendah dibanding Malaysia.

Dari sisi binis hulu migas, Indonesia dan Malaysia sama-sama menggunakan PSC dengan *cost recovery.* Sistem PSC di Malaysia terdapat R/C yang dibatasi oleh suatu rentang. Dengan sistem ini, tidak semua *cost* dapat *recovery*, namun tergantung dari *revenue* yang dihasilkan. Sementara di Indonesia tidak terdapat batasan *cost recovery.* Sistem PSC di Indonesia perlu mempertimbangan suatu batas toleransi *cost* dapat *recovery* dengan mempertimbangkan berbagai variabel khususnya untuk pengembangan *deep water* seperti yang terjadi di Malaysia.

Kebijakan dalam pencapaian bauran energi Indonesia pada tahun 2025 perlu kejelasan bagaimana arah pengembangan kedepannya. Tanpa arah kebijakan dan strategi pencapaian sasaran yang jelas, dukungan fiskal dalam bentuk insentif fiskal maupun subsidi tidak akan efektif dalam mewujudkan sasaran pencapaian bauran energi kedepan.

REFERENSI

APEC, 2010, Assessment of the capture and storage potential of CO2 co-produced with natural gas in South-East Asia, Appendix 5 Fiscal terms in South-East Asia, APEC project EWG 06/2008A, May 2010 May 2010

David Isaak, 2014, Oil Security Issues in Asia and the Pacific, ADB Economics Working Paper Series, No. 400- July 2014, Asian Development Bank, Manila

David Johnston, Daniel Johnston & Tony Rogers, 2008, International Petroleum Taxation for the Independent Petroleum Association of America, Daniel Johnston & Co., Inc. Hancock, New Hampshire

Daniel Johnston & David Johnston, 2015, Fundamental Petroleum Fiscal Considerations, The Oxford Institute for Energy Studies

Diah Ayudya Galawidya, 2008, Analisis Perbandingan Termin Fiskal Production Sharing Contract di Indonesia, Production Sharing Contract Non Cost Recovery dan Production Sharing Contract di Malaysia, Universitas Indonesia, Fakultas Ekonomi, Program Studi Magister Manajemen, Jakarta (Thesis, tidak dipublikasikan)

Keith Benes, dkk, 2016, Low oil prices: An opportunity for fuel subsidy reform, International Growth Centre (IGC) http://www.theigc.org/blog/low-oil-prices-an-opportunity-for-fuel-subsidy-reform/ (diakses tanggal 12 Desember 2016)

Lubiantara Benney, 2012, Ekonomi Migas, Tinjauan Aspek Kmersial Kontrak Migas, Grasindo, Jakarta

Lubiantara Benney, 2014, Dinamika Industri Migas, Catatan Analis OPEC, Petromindo, Jakarta

Rinto Pudyantoro, 2014, Evaluasi dan Analisis PetroEkonomi, Petromindo, Jakarta

Rinto, 2012, A to Z Bisnis Hulu Migas, Petromindo, Jakarta

Rovicky (2006). Membandingkan Dua PSC Terms Antara Indonesia dan Malaysia. Dari https://rovicky.wordpress.com/2006/03/08/membandingkan-dua-psc-term-antara-indonesia-dan-malaysia/ (diakses 4 November 2016)

The World Factbook, https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/my.html

U.S. Energy Infromation Admisnistration, 2014, Malaysia, International energy data and analysis,

U.S. Energy Infromation Admisnistration, 2015, Indonesia, International energy data and analysis,

U.S. Energy Information Administration, 2016, http://www.eia.gov/beta/international/rankings/#?prodact=53-1&cy=2000&pid=53&aid=1&tl_id=1-A&tl_type=a (diakses tanggal 10 Nopember 2016)

World Petroleum Council, 2007, Petroleum Resources Management System,

World Development Indicator, 2016, http://data.worldbank.org/data-catalog/world-development-indicators (diakses tanggal 3 Nopermber 2016)

World Ebergy Outlook 2016, 2016, https://www.iea.org/newsroom/news/2016/november/world-energy-outlook-2016.html (diakses tanggal 30 Nopember 2016)

Yudha Prambudia and Masaru Nakano, 2012, Exploring Malaysia's Transformation to Net Oil Importer and Oil Import Dependence, Journal Energies 2012, Vol. 5

8

PRODUCTION SHARING CONTRACT DAN *COST RECOVERY*: PERJANJIAN PENGUSAHAAN MINYAK DAN GAS BUMI

Akhmad Yasin - Peneliti pada Pusat Kebijakan APBN, Badan Kebijakan Fiskal

ABSTRAK

Minyak dan gas bumi (migas) memiliki peranan yang sangat penting dalam perekonomian nasional Indonesia. Kegiatan usaha hulu migas di Indonesia, dilakukan dan dikendalikan oleh pemerintah melalui mekanisme kontrak kerja sama dan bagi hasil produksi. Tujuan kontrak kerja sama dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi migas antara pemerintah dan kontraktor kontrak kerja sama (perusahaan kontraktor) adalah keuntungan dari penjualan produksi migas yang akan digunakan untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat dan pemerataan ekonomi. Dalam perjanjian kontrak kerja sama antara pemerintah dan perusahaan kontraktor disepakati adanya bagi hasil produksi dan *cost recovery*. Pertanyaan dalam artikel ini adalah bagaimana konsep *production sharing contract* dan *cost recovery* industri migas Indonesia. Penelitian ini bersifat analisis deskriptif berdasarkan data-data sekunder dan kepustakaan lainnya.

Kata Kunci: *production sharing contract*, *cost recovery*, minyak dan gas bumi

PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi merupakan sumber daya alam atau mineral yang tidak dapat diperbarui (*unrenewable resources*). Disebut sebagai *unrenewable* karena minyak dan gas bumi terbentuk di alam dalam waktu yang sangat lama, sehingga apabila diambil secara terus-menerus dalam waktu yang lama akan semakin habis dan tidak dapat diperbarui lagi serta tidak bisa berkelanjutan. Sifatnya yang tidak dapat diperbarui inilah yang menjadikan Indonesia saat ini sebagai negara net importir migas dari sebelumnya sebagai negara net eksportir. Posisi sebagai net importir timbul karena cadangan minyak yang dimiliki Indonesia semakin berkurang, sementara belum ditemukan cadangan minyak baru. Oleh karena itu, untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar minyak bagi warganya yang jumlahnya sangat besar, pemerintah melakukan impor bahan bakar minyak sebagai upaya menutupi defisit kebutuhan BBM.

Untuk memenuhi kebutuhan energi minyak bumi bagi warganya dan meningkatkan penerimaan negara melalui penjualan dan pajak pertambangan minyak bumi, maka pemerintah harus mengusahakan terpenuhinya minyak bumi melalui usaha eksplorasi dan eksploitasi. Pengusahaan minyak bumi membutuhkan waktu yang panjang dan melalui beberapa tahapan hingga minyak dapat terangkat dari perut bumi. Usaha pertambangan migas membutuhkan teknologi yang canggih agar migas dapat dikeluarkan dari perut bumi. Semakin canggih suatu teknologi, maka semakin mahal biaya operasi yang harus dikeluarkan. Kecanggihan teknologi perminyakan dibutuhkan untuk memecahkan tingkat kesulitan yang terjadi ketika melakukan pengambilan migas.

Selain membutuhkan teknologi, usaha migas sangat membutuhkan ketersediaan modal yang besar dalam kegiatan operasinya. Kekuatan modal sangat dibutuhkan karena usaha ini mempunyai tingkat risiko yang sangat tinggi, terutama pada tahapan eksplorasi. Sumur-sumur yang diindikasikan memiliki cadangan migas, tidak semuanya benar-benar dapat berproduksi. Umumnya, probabilitas kesuksesan proses eksplorasi untuk menemukan cadangan migas yang terbukti (*proven reserves*) hanya sebesar 10%, artinya dari sepuluh wilayah eksplorasi hanya satu sumur saja yang secara riil mengandung migas dan dapat berproduksi (Machmud, 2000).

Bisnis hulu migas memiliki empat karakter utama. Pertama, pendapatan baru diterima bertahun-tahun setelah pengeluaran direalisasikan. Kedua, bisnis ini memiliki risiko dan ketidakpastian tinggi serta melibatkan teknologi canggih. Ketiga, usaha hulu migas memerlukan investasi yang sangat besar. Namun, di balik semua risiko tersebut, industri ini memiliki karakter ke empat, yaitu menjanjikan keuntungan yang sangat besar. Idealnya, kontrak yang digunakan adalah yang mampu menyiasati tantangan dan meraih peluang dari empat karakter tersebut (http://www.skkmigas.go.id/, 2014).

Perusahaan migas merupakan perusahaan yang mempunyai kemampuan modal besar dan mampu membiayai usahanya yang membutuhkan teknologi tinggi. Bagi negara yang mempunyai keterbatasan anggaran negara, tentu mempunyai keterbatasan permodalan dan penguasaan teknologi. Oleh karena itu, pemerintah membuka lebar-lebar masuknya investor di sektor migas sebagai upaya membantu pemerintah membangun industri migas. Dalam rangka mengikat kontrak dengan para investor tersebut, pemerintah melakukan kontrak kerja sama atau perjanjian dengan perusahaan investor di bidang migas tersebut.

Bentuk perjanjian yang mengatur pemberian hak pengusahaan pertambangan minyak dan gas bumi antara negara dan perusahaan yang selanjutnya disebut kontraktor, dapat dibagi dalam 5 bentuk utama, yaitu:

a. Konsesi (*Concession*),
b. Kontrak Production Sharing (*Production Sharing Contract*),
c. Kontrak Jasa Risiko (*Risk Service Contract*),
d. Kontrak Jasa (*Service Contract*),
e. Usaha Patungan (*Joint Venture*) (Simamora, 2000).

Dalam hukum Indonesia, dikenal *production sharing contract* sebagai konsep bagi hasil penambangan migas. Bagi hasil antara pemerintah dan perusahaan kontraktor kontrak kerja sama migas dilakukan setelah dikurangi dengan *cost recovery*. *Cost recovery* menjadi bagian yang tidak dapat terpisahkan dari kontrak kerjasama investasi di hulu minyak dan gas bumi Indonesia, walaupun tidak disebutkan dalam peraturan perundang-undangan secara eksplisit. Pertanyaan penelitian pada atikel ini adalah bagaimana konsep *production sharing contract*

dan *cost recovery* industri migas Indonesia sebagai wujud kedaulatan migas di Indonesia?

TINJAUAN LITERATURE

Production sharing contract (PSC)

Kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi (migas) Indonesia dijalankan berdasarkan Kontrak Bagi Hasil atau *Production sharing contract* (PSC). PSC adalah salah satu bentuk kerja sama bisnis asli, lahir dan digagas Indonesia oleh mantan Dirut Pertamina, Ibnu Sutowo. Skema ini mengoptimalkan penerimaan negara sekaligus melindungi dari paparan risiko tinggi terutama pada fase eksplorasi. PSC adalah kontrak yang mengatur kerja sama antar pihak untuk melakukan eksplorasi dan eksploitasi dengan tujuan akhir membagi migas hasil ekstraksi (Pudyantoro, Proyek Hulu Migas Evaluasi dan Analisis PetroEkonomi, 2014). Kegiatan eksplorasi dan ekspoitasi minyak dan gas bumi (migas) bagi bangsa Indonesia merupakan industri strategis. Ketersediaan migas sebagai sumber energi menjadi salah satu faktor utama meningkatnya taraf kehidupan masyarakat suatu bangsa (Shofia Shobah, 2015). Model *production sharing contract* pertama kali diperkenalkan pada tahun 1961 untuk pengelolaan blok migas di Sumatera Utara. Oleh karena banyak kalangan menggunakan model PSC Indonesia ini (dengan besaran bagi hasil pemerintah dan perusahaan masing-masing sebesar 85% dan 15%), maka model PSC lebih dikenal sebagai *Indonesian Model* (HS, 2010).

Skema PSC pertama kali berlaku tahun 1966 saat PERMINA menandatangani kontrak bagi hasil dengan *Independence Indonesian American Oil Company* (IIAPCO). Kontrak ini tercatat sebagai PSC pertama dalam sejarah industri migas dunia. Penerapan PSC di Indonesia dilatarbelakangi oleh keinginan supaya negara berperan lebih besar dengan mempunyai kewenangan manajemen kegiatan usaha hulu migas (http://www.skkmigas.go.id/, 2014).

Pada sistem ini, pemerintah negara pemilik minyak dan gas memberikan hak kepada perusahaan produsen untuk melakukan kegiatan usaha hulu migas (eksplorasi hingga produksi) dengan wilayah kerja dan waku tertentu. Dengan demikian, peran utama pemerintah menjadi lebih kuat karena rencana kerja dan rencana anggaran harus terlebih dahulu disetujui oleh pemerintah. Perusahaan produsen

membiayai seluruh kegiatan pengusahaan eksplorasi dan jika berhasil memproduksi migas maka seluruh biaya-biaya yang sudah dikeluarkan akan dibayarkan kembali melalui mekanisme *cost recovery*. Namun, jika eksplorasi minyak dan gas bumi tidak berhasil maka seluruh kerugian menjadi risiko perusahaan (Nasir, 2014).

Production sharing contract termasuk bentuk perjanjian yang bersifat kontraktual dimana perusahaan penandatangan perjanjian merupakan perusahaan kontraktor negara atau perusahaan negara yang menjalankan usaha pertambangan minyak dan gas bumi menurut perjanjian yang ditandatangani di bawah kontrol negara atau perusahaan negara. Status kontraktor membawa konsekuensi bahwa hasil produksi tetap berada pada negara. Sejalan dengan prinsip kepemilikan, dalam perjanjian kontraktual, peralatan yang digunakan menjadi milik negara dengan titik kepemilikannya yang mungkin berbeda dari satu kontrak dengan lainnya. Selanjutnya, dalam penentuan mengenai siapa dan bagaimana mendapatkan hak pengusahaan pertambangan minyak dan gas bumi biasanya dilakukan melalui negosiasi langsung atau tender terbuka (Simamora, 2000).

Production sharing contract memiliki beberapa karakteristik. *Pertama,* PSC mengandung klausul manajemen yang memaksa para kontraktor asing untuk melakukan konsultasi secara rutin dengan perusahaan minyak nasional serta meminta persetujuan atas beberapa masalah terkait dengan operasi dasar. Dampak bagi perusahaan asing adalah mereka harus beroperasi dengan cara-cara transparan dan mengembangkan proses pembelajaran untuk para pengelola perusahaan minyak nasional, termasuk dalam masalah operasional yang di dalamnya termasuk transfer teknologi. *Kedua, Production sharing contract* diharapkan dapat menjadi penyelesaian damai bagi pemerintah dengan perusahaan minyak asing karena setelah *cost recovery* produksi migas akan dibagi menjadi dua. *Ketiga, production sharing contract* memuaskan aspirasi nasional atas otonomi negara yang lebih luas lagi sebagaimana terumuskan di dalam UUD 1945. *Keempat, production sharing contract* menjamin bahwa kontraktor asing hanya akan berhubungan dengan satu entitas dari pemerintah Indonesia, yaitu perusahaan minyak nasional (Yuwono, 2014).

Cost Recovery

Industri hulu migas Indonesia mengenal adanya istilah *cost recovery*. *Cost recovery* merupakan penerimaan yang diterima perusahaan minyak untuk menutupi pengeluaran biaya *capital* dan operasi dalam suatu tahun tertentu ditambah sisa *unrecovered costs* dari tahun sebelumnya (Arifin, 2014). Penerapan *cost recovery* bertujuan untuk mengembalikan biaya-biaya yang dikeluarkan oleh investor dalam melakukan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas yang dihasilkan. Biaya-biaya tersebut dapat dikembalikan setelah mendapatkan persetujuan dari lembaga/badan yang memiliki otoritas atas pengembalian biaya operasi. Pemerintah akan membayar *cost recovery* kepada perusahaan perminyakan (Kafabih, 2015).

Cost recovery dapat diterjemahkan sebagai pengembalian biaya operasi. *Cost recovery* merupakan dana talangan yang nantinya akan diganti pemerintah. Dalam perhitungan *cost recovery*, kontraktor tetap saja menanggung secara proporsional sebagian biaya operasional perminyakan. Pemerintah tidak menanggung semua biaya dalam pengusahaan migas karena pemerintah memiliki keterbatasan dana sehingga tidak ada pilihan lain kecuali melakukan kerja sama dengan investor. Pola kerja sama diwujudkan dalam bentuk kerja sama bagi produksi, mensyaratkan bahwa investor menyediakan teknologi dan tenaga ahli yang berpengalaman agar eksplorasi dapat berhasil. Untuk merealisasikannya membutuhkan dana dalam jumlah besar. Oleh karena itu, kontraktor wajib memiliki likuiditas dana yang cukup.

Dana yang disediakan oleh kontraktor diperjanjikan dalam PSC dan akan dikembalikan apabila eksplorasi migas membuahkan hasil, yaitu penemuan cadangan migas yang komersial untuk dikembangkan. Jadi secara prinsip pengeluaran oleh investor menjadi semacam dana talangan. Pemerintah selaku pemilik proyek hulu migas sebagaimana dinyatakan dalam undang-undang migas bahwa kuasa pertambangan migas diserahkan oleh negara kepada pemerintah (Pudyantoro, 2014).

Penggantian biaya kontraktor migas (*Cost recovery*) dimulai dalam tahap produksi. Semua biaya yang telah dikeluarkan sewaktu eksplorasi dan eksploitasi (pembangunan fasilitas produksi), akan diganti semua. Jika dilihat dari sisi bagi hasil produksi, bagian produksi minyak sesudah dipotong oleh *Costs Oil* disebut *Profit Oil*. Pada awalnya produksi dibagi atas dasar yang tetap. Di Indonesia 65 – 35 % split antara pemerintah

dan Kontraktor PSC. Rumusan Bagi Hasil ini kemudian diubah menjadi 85% – 15% untuk minyak dan 70% – 30% untuk gas. Kemudian pada 1979 split tergantung pada produksi, 50-50% untuk produksi rendah dan 85% – 15% untuk produksi tinggi (Partowidagdo, 2002).

Negara harus bisa mengelola *cost recovery* secara professional agar berakibat baik bagi negara dan kontraktor migas, tetapi bisa menjadi sesuatu yang buruk bagi negara jika tidak dikelola secara profesional, baik oleh negara maupun kontraktor. Nilai *cost recovery* dapat berpengaruh terhadap pendapatan negara melalui investasi dan produksi. Jika *cost recovery* ditekan terlalu rendah, maka nilai investasi pun akan rendah dan nilai produksi akan kecil. Sebaliknya jika *cost recovery* naik, maka nilai investasi juga naik dan pendapatan negara pun ikut naik.

Kedaulatan Minyak dan Gas Bumi

Kedaulatan minyak dan gas nasional tentunya tidak dapat dipisahkan dari frasa "dikuasai oleh negara", yang berkaitan dengan pasal 33 ayat 3 Undang-Undang Negara Republik Indonesia 1945, yang mana harus mengedepankan kepentingan negara dan kemakmuran rakyat (Lubiantara, 2012).

Hak menguasai sumber daya alam, atau yang disebut dengan *property right*, oleh para ekonom sumber daya alam diartikan sebagai *the right of bundle* karena dalam satu kata penguasaan itu mengandung empat pengertian, antara lain:

1. *Use right* (hak untuk mengelola), yaitu hak atau penguasaan untuk menggunakan sumber daya alam. Hak untuk menggunakan berarti sebatas kepada hak untuk memanfaatkan lahan tersebut sesuai dengan peruntukan yang telah disepakati bersama.
2. *Management right* (hak untuk mengelola), yaitu hak untuk tidak sekedar menggunakan, pemegang kuasa juga memiliki hak untuk melakukan pengelolaan. Pengelolaan yang dimaksud adalah hak untuk melakukan pengorganisasian dan hak untuk memutuskan terhadap hak tersebut akan diwujudkan dalam bentuk kegiatan apa.
3. *Transfer right,* yaitu hak yang dimiliki dapat dipindahtangankan. Pengalihan hak tersebut dapat dilakukan untuk sebagian atau seluruh hak tergantung kepada perjanjian dengan pemberi hak kuasa.

4. *Ownership,* yaitu hak untuk memiliki. Jika sumber daya alam tersebut dimiliki, maka pemegang hak dapat menggunakan, mengelola dan memindahtangankan (Pudyantoro, Proyek Hulu Migas Evaluasi dan Analisis PetroEkonomi, 2014).

METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian ini bersifat deskriptif, yaitu yaitu suatu penelitian yang dimaksudkan untuk memberikan data yang seteliti mungkin tentang manusia, keadaan, dan gejala-gejala lainnya serta untuk menilai program-program yang dijalankan (Soekanto, 2010). Penelitian ini dilakukan dengan cara meneliti bahan pustaka dan data sekunder lainnya.

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Menurut Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Migas disebutkan bahwa penguasaan sumber daya alam migas ada pada negara dan pengusahaannya dilakukan oleh pemerintah. Kontraktor, investor atau perusahaan pengelola usaha hulu migas bertindak sebagai partner atau rekanan yang bekerja untuk pemerintah. Pemerintah dan perusahaan minyak berkontrak dalam pengelolaan sumber daya alam migas dengan sistem kontrak, dimana hak dan kewajiban masing-masing pihak dituangkan dalam dokumen kontrak. Kontraktor diberikan waktu 30 tahun dalam kontrak kerja sama migas di Indonesia untuk mengoperasikan satu wilayah kerja migas, termasuk masa eksplorasi maksimum 10 tahun. Jika eksplorasi berhasil menemukan cadangan migas pada tahun ke 10, maka kontraktor hanya memiliki waktu 20 tahun untuk pengembangan dan pengurasan cadangan. Jika cadangan yang ditemukan cukup besar sehingga membutuhkan waktu 60 tahun untuk mengangkat migas di permukaan, maka sisa waktu 40 tahun tidak dapat dinikmati oleh perusahaan tersebut (Pudyantoro, 2014).

Negara mempunyai wewenang untuk menguasai kekayaan alam yang disebut dengan hak penguasaan. Sedangkan pelaksanaan hak penguasaan negara atas kekayaan alam tersebut disebut sebagai pengusahaan pertambangan, khusus untuk pertambangan minyak dan gas bumi disebut pengusahaan pertambangan minyak dan gas bumi. Pasal 3 UU No. 44 Prp tahun 1960 menyatakan bahwa pengusahaan

pertambangan minyak dan gas bumi hanya diselenggarakan oleh negara. Selanjutnya negara mendelegasikan pelaksanaan pengusahaan pertambangan minyak dan gas bumi kepada perusahaan milik negara. Pembentukan perusahaan negara dimaksudkan untuk memberikan fleksibilitas dan optimalisasi pengusahaan sumber daya minyak dan gas bumi (Simamora, 2000).

Pengusahaan pertambangan minyak dan gas bumi sebagai bagian dari sektor-sektor ekonomi yang strategis bagi negara tidak boleh terlepas dari kendali atau kontrol negara sebagai wujud dari penguasaan atas sektor-sektor tersebut. Bentuk pelaksanaannya bisa melalui berbagai perundang-undangan maupun peraturan/kebijakan turunannya. Fungsi regulasi adalah sebagai alat untuk mewujudkan tujuan pengelolaan berbagai sektor ekonomi, yaitu untuk sebesar-besar kemakmuran rakyat. Bentuk regulasi tersebut bisa bersifat proteksionis atau bisa juga mendorong pasar persaingan atau pasar persaingan secara terbatas. Hal paling penting adalah bahwa pemerintah harus selalu hadir dan memiliki akses, kemampuan serta posisi yang kuat untuk memastikan bahwa kepentingan dan tujuan strategis nasional sebagaimana diamanatkan oleh konstitusi selalu terlindungi (Nasir, 2014).

Perjanjian Pengusahaan Minyak dan Gas Bumi di Indonesia

Dalam pengusahaan minyak dan gas bumi, pemerintah melakukan kerja sama kontrak dengan perusahaan perminyakan. Beberapa bentuk perjanjian pengelolaan pertambangan minyak dan gas bumi di Indonesia antara lain adalah:

A. Konsesi (*concession*)

Konsesi untuk pengusahaan minyak bumi di Indonesia sudah diterapkan sejak masa penjajahan Belanda di paruh abad ke-19. Pemboran untuk pencarian minyak bumi di Indonesia mulai dilakukan pada 1871. Konsesi pertama minyak bumi di Indonesia diberikan kepada *Koninklijke Nederlandsche Maatschappij tot Exploitatie van Petroleumbronnen in Nederlansch Indie* (kemudian berubah nama menjadi *Royal Dutch Company*) pada 1883 di Sumatera Utara (Nasir, 2014).

Konsesi merupakan bentuk perjanjian kontrak paling tua dan paling banyak digunakan di dunia. Sebagai bentuk perjanjian yang

paling tua, konsesi telah berkembang dari bentuk klasik sampai dengan modern. Ciri-ciri konsesi klasik sebagai berikut:

1. Diberikan atas wilayah kerja yang relatif sangat luas,
2. Untuk jangka waktu yang relatif panjang,
3. Kontraktor diberi wewenang penuh untuk mengatur operasi pertambangan, dan
4. Menyisakan sedikit hak kepada negara yaitu hak untuk menerima pembayaran (*royalty*) berdasarkan hasil produksi (Ernest E. Smith, 1993).

Sistem konsesi juga disebut sebagai perjanjian karya, sistem ini mengatur bahwa perusahaan pertambangan minyak dan gas bumi hanya diberi hak kuasa pertambangan dan tidak meliputi hak atas tanah. Sistem ini adalah sistem yang paling tua dan masih banyak yang menggunakan hingga saat ini. Pada sistem konsesi, perusahaan migas diberikan hak eksklusif untuk melakukan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi selama periode tertentu. Karakteristik sistem ini adalah bahwa semua hasil produksi dalam wilayah konsesi tersebut dimiliki oleh perusahaan migas, sementara negara menerima pembayaran royalti yang besarnya secara umum berupa presentase dari pendapatan bruto, serta negara akan memperoleh pajak (Lubiantara, 2012).

Dalam perjanjian konsesi kontraktor diwajibkan untuk membayar pajak tanah (*vast recht*) untuk setiap hektar areal konsesi yang diberikan dan *royalty* sebesar 4% dari produksi kotor. Dalam menjalankan hak konsesinya, kontraktor mempunyai wewenang manajemen penuh dan minyak yang dihasilkan sepenuhnya menjadi milik kontraktor karena pembayaran *royalty* sudah dianggap sebagai pembayaran atas minyak yang dihasilkan kepada pemilik. Konsekuensinya pemerintah tidak mempunyai akses dan kemampuan untuk menentukan harga jual dan ketersediaan minyak dalam negeri atas minyak yang dihasilkan (Simamora, 2000).

Perubahan sejumlah instrumen fiskal dalam konsesi, sebagai konsekuensi dari amandemen *Indische Mijn Wet*, berimbas pada perubahan peran pemerintah kolonial dalam manajemen pengelolaan minyak bumi. Setelah adanya amandemen tersebut, pemerintah kolonial mulai aktif turut mengawasi kegiatan

produksi karena berhubungan dengan pembagian hasil produksi minyak bumi dan hasil keuntungan dari penjualan minyak bumi. Jika sebelum adanya amandemen, pemerintah lebih bersifat pasif, yaitu hanya menerima pembayaran berupa *royalty*, antara lain dalam bentuk *land rent*.

Hingga 1924, terdapat lebih dari 119 ijin konsesi yang sudah dikeluarkan oleh pemerintah kolonial Belanda. Sistem konsesi tetap diberlakukan di masa awal setelah Indonesia merdeka 1945. Salah satu ijin konsesi pada periode tersebut antara lain *Rokan III 5A Exploratie en Exploitatie Contract* antara pemerintah dan *Nederlandsche Pacific Petroleum Maatschapij*, 12 Agustus 1949. Dalam kontrak tersebut bagian pemerintah diluar pajak, iuran tetap dan pungutan dihitung sebagai berikut: 25% pertama adalah 10%, 10% kedua adalah sebesar 15%, 10% ketiga adalah sebesar 20%, 10% keempat adalah sebesar 25%, diatas 55% adalah sebesar 30%. Totalnya adalah sebesar 25% dari laba bersih (Hasan, 2005).

B. Kontrak Karya

Kontrak karya merupakan suatu perjanjian yang mengatur tentang pembagian keuntungan/pendapatan atau dengan kata lain kontrak karya adalah bagaimana keuntungan dibagi antara para pihak. Dalam kontrak karya manajemen berada di tangan kontraktor sampai aset tersebut terdepresiasi. Sedangkan kepemilikan minyak dan gas bumi yang dihasilkan berada di tangan negara yang diwakili oleh perusahaan negara (Rochmat, 1981).

Melalui kontrak karya, maksimalisasi *profit* dapat dicapai dan kontrak karya merupakan perjanjian *profit sharing*. Kontraktor dalam menjalankan operasinya berkewajiban untuk mendanai semua kegiatan eksplorasi, pengembangan dan pemasaran, biaya-biaya mana yang nantinya akan dikembalikan dari hasil produksi. Untuk menjamin ketersediaan minyak dan gas bumi konsumsi dalam negeri, kontraktor diwajibkan untuk memberikan pembayaran dalam bentuk minyak dan gas bumi (*in kind*) yang diberikan secara pro rata sampai dengan 25% dari produksi tahunan. Masa berlaku kontrak karya adalah 30 tahun dengan areal yang sangat luas dan kontraktor diwajibkan untuk menyisihkan/menyerahkan kembali sebagian areal kontrak karya setelah jangka waktu tertentu (Simamora, 2000).

Ketentuan fiskal yang diatur dalam kontrak karya berdasarkan Tokyo Agreement, antara lain: 1. Manajemen kegiatan usaha dilaksanakan sepenuhnya oleh kontraktor dan risiko kerugian yang mungkin timbul ditanggung oleh kontraktor; 2. Pembagian keuntungan dari hasil penjualan minyak dan gas bumi adalah 60% untuk perusahaan negara dan 40% untuk kontraktor, dengan ketentuan penerimaan pemerintah tidak boleh kurang dari 20% dari *gross revenue* untuk setiap tahunnya; 3. Jangka waktu kontrak adalah 20 tahun untuk lapangan migas yang sudah berproduksi dan 30 tahun untuk lapangan migas baru, dan 4. Kontraktor harus mengalokasikan 25% dari hasil produksinya untuk kebutuhan dalam negeri, *domestic market obligation*, berdasarkan *cost plus fee* sebesar USD 0,2 per barel (Nasir, 2014).

C. Kontrak Jasa

Istilah kontrak jasa (*service contract*) mengacu kepada kontrak antara pemerintah dengan perusahaan migas yang dikaitkan dengan kinerja jasa berhubungan dengan kegiatan eksplorasi, pengembangan, dan biaya produksi migas. Pada sistem kontrak jasa, pengembalian biaya kontraktor dilakukan dalam bentuk kas atau tunai, tidak dalam bentuk *in kind*. Namun demikian, di dalam beberapa sistem kontrak jasa, bisa saja dibuat aturan di mana kontraktor dimungkinkan membeli kembali (*buy-back*) sejumlah minyak mentah hasil produksi sesuai harga jenis minyak mentah tersebut di pasar (Khairunnisa, 2015). Pola kontrak jasa berbeda dengan pola bisnis konsesi. Pada pola bisnis kontrak jasa, peran swasta atau pihak ketiga relatif kecil, sedangkan peran pemerintah sangat besar.

Pada kontrak jasa, sumber daya alam dimiliki dan dikuasai oleh negara. Negara mengamanatkan kepada pemerintah untuk melakukan kontrak dan bertindak sebagai pemegang kuasa pertambangan. Selaku pemegang kuasa pertambangan, pemerintah menguasai penuh operasional sumber daya alam seratus persen. Dalam pola bisnis kontrak jasa, pemerintah bertindak sebagai pemilik proyek, sedangkan pihak lain atau pihak ketiga adalah kontraktor yang dipekerjakan dan dibayar berdasarkan *fee* yang telah disepakati (Pudyantoro, 2014).

Seluruh hasil produksinya merupakan milik negara sebagai pemilik migas. Bila pihak kontraktor sukses menemukan cadangan minyak bumi yang bisa diproduksi secara komersial, maka akan mendapatkan penggantian seluruh biaya yang sudah dikeluarkan di tambah *fee* (Lubiantara, 2012). Seluruh aktivitas atau operasional pencarian cadangan dan ekstraksi cadangan menjadi tanggung jawab pemerintah. Seratus persen modal disediakan oleh pemerintah, begitu juga risiko atas kegagalan bisnis ditanggung pemerintah. Dengan membayar *fee*, maka hasil ekstraksi migas seluruhnya dinikmati pemerintah dan negara (Pudyantoro, Proyek Hulu Migas Evaluasi dan Analisis PetroEkonomi, 2014).

D. *Production sharing contract* dan *Cost recovery*

a. Konsep *Production sharing contract*

Pemerintah berkepentingan untuk melaksanakan amanah pasal 33 UUD 1945. Pemerintah selaku pemegang kuasa pertambangan, berwenang mengelola sumber daya alam migas dengan baik agar dapat memberikan dua manfaat, yaitu menambah penerimaan negara dan memberikan dampak berganda terhadap perekonomian. Melalui konsep PSC ini, pemerintah mempunyai beberapa keuntungan, yaitu:

1. Penguasaan sumber daya alam migas tetap berada di pemerintah,
2. Pemerintah tidak akan menanggung risiko atas tidak ditemukannya cadangan migas,
3. Pemerintah tidak menghadapi kesulitan dana, dana selalu tersedia kapan saja dan dalam jumlah yang tidak terbatas karena operasi perminyakan menghadapi banyak ketidakpastian.

Bisnis yang didasarkan pada konsep ini, pemilik sumber daya alam mempekerjakan kontraktor. Kontraktor mengupayakan dan mengoperasikan serta mendanai terlebih dahulu proyek milik pemerintah tersebut. Semua kebutuhan pelaksanaan operasional proyek tersebut harus tercukupi dananya. Apabila gagal, yaitu proyek tidak menghasilkan, maka kontraktor yang menanggung seluruh risiko. Uang yang sudah dikeluarkan hilang, tetapi jika proyek menguntungkan, maka dana yang dipinjamkan ke

pemerintah tersebut akan dikembalikan, tentunya dengan hasil yang diperoleh tersebut mencukupi. Jika masih ada hasil yang lebih, kontraktor akan memperoleh bagian. Porsi pemilik sumber daya alam migas lebih besar daripada kontraktor (Pudyantoro, 2012).

Pada sistem ini, pemerintah negara pemilik minyak dan gas memberikan hak kepada perusahaan produsen untuk melakukan kegiatan usaha hulu migas (eksplorasi hingga produksi) dengan wilayah kerja dan waku tertentu. Namun, peran utama pemerintah menjadi lebih kuat karena rencana kerja dan rencana anggaran harus terlebih dahulu disetujui oleh pemerintah. Perusahaan produsen membiayai seluruh kegiatan pengusahaan dan jika berhasil memproduksi migas maka seluruh biaya-biaya yang sudah dikeluarkan akan dibayarkan kembali melalui mekanisme *cost recovery*. Namun, jika produksi minyak dan gas bumi tidak berhasil maka seluruh kerugian menjadi risiko perusahaan (Khairunnisa, 2015).

Beberapa ciri *production sharing contract* antara lain:

1. Manajemen ada di tangan negara (perusahaan negara),
   Perusahaan negara menjadi wakil negara dalam menjalankan fungsi bisnisnya. Melalui pembentukan perusahaan negara, keterlibatan negara dalam manajemen operasional yang berisiko bisnis yang *unpredictable* dan *unlimited* dapat dialihkan kepada perusahaan negara. Di samping negara sebagai institusi kedaulatan yang memiliki keterbatasan alamiah untuk terlibat lansung dalam operasional bisnis. Negara ikut serta dan mengawasi jalannya operasi secara dengan memberikan kewenangan kepada kontraktor untuk bertindak sebagai operator dan menjalankan operasi di bawah pengawasannya. Melalui mekanisme persetujuan, negara terlibat langsung dalam keputusan operasional.
2. Penggantian biaya operasi (operating *cost recovery*)
   Kontraktor berkewajiban menalangi terlebih dahulu biaya operasi yang diperlukan yang akan diganti negara dari hasil penjualan atau mengambil bagian dari minyak dan gas bumi yang dihasilkan. Jika dalam satu tahun kalender, kontraktor tidak mendapatkan penggantian biaya operasi secara penuh karena hasil produksi atau hasil penjualan di bawah biaya

operasi, maka kekurangannya akan diperhitungkan pada tahun berikutnya.

3. Pembagian hasil produksi (*production split*)
   Pembagian hasil produksi menjadi keuntungan bagi kontraktor dan pendapatan bagi negara setelah dikurangi dengan biaya operasi dan kewajiban lainnya.
4. Pajak
   Pajak yang dikenakan atas kegiatan operasi kontraktor di suatu negara, terutama pajak penghasilan perusahaan. Pengenaan pajak penghasilan perusahaan berkaitan dengan besarnya pembagian hasil produksi antara negara dan kontraktor.
5. Kepemilikan aset pada negara (perusahaan negara)
   Semua peralatan yang diperlukan dalam pelaksanaan operasi menjadi milik perusahaan negara setelah dibeli atau terdepresiasi (Simamora, 2000).

Sejumlah instrumen fiskal yang diatur dalam PSC Indonesia, antara lain adalah bonus-bonus, valuasi produksi dan *lifting*, *first tranche petroleum* (FTP), kredit investasi, *cost recovery*, *equity to be split,* dan *domestic market obligation* (Nasir, 2014).

Hal terpenting sebagai prinsip dasar kontrak kerja sama adalah:

a. Kontraktor menyediakan segala dana dan menanggung semua risiko,
b. Manajemen operasi di tangan SKK migas,
c. Kepemilikan bahan tambang ada pada pemerintah hingga titik penyerahan (Pudyantoro, 2012).

b. Konsep *Cost Recovery*

Cost recovery (CR) merupakan penggantian biaya operasi oleh pemerintah kepada kontraktor yang dibayarkan dalam bentuk hasil produksi migas yang dinilai dengan *weighted average price* (WAP). WAP adalah harga rata-rata tertimbang dihitung berdasarkan nilai *lifting* selama satu tahun dibagi dengan jumlah *lifting* selama periode yang sama. Nilai *lifting* dan jumlan satuan *lifting* tidak dimasukkan dalam *domestic market obligation* (DMO). CR terdiri dari biaya operasi tahun berjalan, biaya *non capital* yang

terdiri biaya eksplorasi dan pengembangan, biaya produksi, biaya umum dan administrasi, depresiasi aktiva tahun sebelumnya, yaitu biaya depresiasi atas aktiva yang *place in to service* sebelumnya, tetapi dapat didepresiasikan di tahun berjalan, dan depresiasi aktiva tahun berjalan, yaitu biaya depresiasi terhadap aktiva yang PIS pada tahun berjalan (Nasir, 2014).

Akhir-akhir ini, banyak pihak yang keliru dalam memahami *cost recovery*. Penjelasan tentang *cost recovery* dapat dilihat pada tinjauan literatur *cost recovery* diatas. Selain pemahaman yang keliru tentang *cost recovery*, masyarakat juga bertanya-tanya mengapa *cost recovery* meningkat sementara produksi migas menurun? Jawaban atas pertanyaan ini dapat dilihat dengan menelaah karakteristik bisnis hulu migas. Pada bisnis lain, misalnya saja usaha manufaktur, penambahan investasi pada tahun berjalan mungkin akan langsung menghasilkan *output* lebih besar pada waktu yang bersamaan. Kondisi seperti ini tidak terjadi pada industri hulu migas yang memiliki siklus bisnis panjang, yaitu satu periode kontrak sekitar 30 tahun.

Pada bisnis hulu migas, pengembalian biaya pada tahun ini tidak akan diikuti dengan kenaikan produksi pada tahun yang sama, karena biaya yang digantikan adalah termasuk biaya-biaya yang dikeluarkan untuk kegiatan-kegiatan yang dilakukan pada tahun-tahun sebelum terjadinya kegiatan produksi dan penjualan migas.

Termasuk ke dalam kegiatan ini adalah kegiatan eksplorasi yang bisa saja sudah dimulai lima tahun sebelum lapangan berproduksi. Pengeluaran dan biaya sudah terjadi, sementara baru lima tahun kemudian dapat dibebankan sebagai biaya dan diakui sebagai *cost recovery*.

Meskipun lapangan sudah memasuki fase produksi, pengeluaran investasi untuk meningkatkan produksi pada lapangan itu tidak serta merta berujung pada naiknya produksi pada tahun berjalan karena butuh waktu untuk melakukan pengeboran, membangun fasilitas, dan lain-lain. Di samping itu, fasilitas produksi yang sudah ada tetap memerlukan biaya perawatan untuk mempertahankan kinerjanya, sementara di sisi lain sudah menjadi sifat alami bahwa produksi pada lapangan-lapangan migas yang

tua akan terus menurun.

Jadi intinya, ada *lag time* atau perbedaan waktu antara pengeluaran untuk membiayai operasional dan terjadinya produksi migas. Cara yang *fair* untuk melihat kinerja sebuah proyek migas, adalah dengan mengevaluasi kinerja selama satu siklus bisnisnya secara penuh, yaitu selama periode kontrak, bukan dengan pendekatan jangka pendek. Selain itu, pemahaman yang akurat mengenai sifat alami bisnis ini juga perlu dimiliki. Penggantian *cost recovery* memang perlu dikendalikan untuk memastikan negara menerima manfaat maksimal dari kegiatan hulu migas. Namun, demi berlangsungnya iklim investasi yang kondusif, kritik atas hal ini perlu didasari oleh pemahaman yang benar terlebih dahulu.

Mengenai isu "*cost recovery*" sering mengundang perdebatan pada industri hulu migas berkaitan dengan sejumlah pertanyaan semisal; mengapa perlu ada *cost recovery*? mengapa *cost recovery* meningkat tapi produksi menurun? Maka harus diketahui, bahwa Kontrak Bagi Hasil atau *Production sharing contract* (PSC) yang digunakan dalam industri hulu minyak dan gas bumi (migas) sebenarnya tidak mengenal istilah *cost recovery*.

Salah satu klausul dalam PSC memang menyebutkan bahwa kontraktor akan memperoleh kembali penggantian atas biaya operasi dengan diambilkan dari hasil penjualan atau penyerahan lainnya dari jumlah minyak dan gas bumi senilai dengan biaya operasi, yang diproduksi dan disimpan dan tidak digunakan dalam operasi minyak dan gas bumi. Frasa yang menyatakan memperoleh kembali penggantian biaya operasi ini yang oleh banyak pihak didefinisikan sebagai *cost recovery* (www.skkmigas.go.id).

Penguasaan minyak dan gas bumi oleh negara

Salah satu isu yang berkembang di masyarakat tanah air dan mempengaruhi pertimbangan investor untuk datang ke Indonesia adalah isu nasionalisme dan tuduhan penguasaan migas oleh asing. Oleh karena itu, pemerintah perlu menciptakan iklim investasi yang kondusif. Kenyamanan investasi di Indonesia dapat berdampak kepada berbondong-bondongnya para investor ke tanah air dan mencegah hengkangnya perusahaan-perusahaan asing yang sudah bekerja di Indonesia.

Diskusi mengenai posisi pemerintah dalam pengelolaan sektor-sektor yang bersifat strategis terus bergulir dan seperti tidak akan ada habisnya. Perdebatan tersebut pada dasarnya mengakar dari "pertarungan" pemikiran antara kelompok yang berhaluan di pasar bebas dan proteksionisme. Kehadiran pemerintah sebagai regulator di sektor migas dan juga sektor-sektor strategis lainnya tidak lepas dari amanat konstitusi pada Pasal 33 Undang-Undang Dasar Tahun 1945, bahwa: Ayat (1): perekonomian disusun sebagai usaha bersama berdasar atas asas kekeluargaan. Ayat (2): cabang-cabang produksi yang penting bagi Negara dan yang menguasai hajat hidup orang banyak dikuasai oleh Negara. Ayat (3): bumi dan air dan kekayaan alam yang terkandung di dalamnya dikuasai oleh Negara dan dipergunakan sebesar-besarnya kemakmuran rakyat. Ayat (4): perekonomian nasional diselenggarakan berdasar atas demokrasi ekonomi dengan prinsip kebersamaan, efisiensi-berkeadilan, berkelanjutan, berwawasan lingkungan, kemandirian, serta dengan menjaga keseimbangan dan kesatuan ekonomi nasional. Dengan demikian sangat tegas bahwa sektor-sektor ekonomi yang strategis bagi negara tidak boleh lepas dari kontrol negara sebagai wujud dari penguasaan atas sektor-sektor tersebut (Khairunnisa, 2015).

Salah satu kekuatan bisnis migas dengan pola bagi produksi adalah penguasaannya oleh negara. Perusahaan minyak asing yang bekerja di Indonesia yang biasa disebut dengan Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) seperti PT. Chevron Pacific Indonesia, ExxonMobil Oil Indonesia, Total Indonesia, VICO Indonesia, dan sebagainya, adalah investor yang bertindak sebagai kontraktor. Mereka bekerja atas dasar kontrak dan sama sekali tidak memiliki hak untuk menguasai migas dimana mereka bekerja. Penguasaan sumber daya alam migas ada pada negara sebagaimana disebutkan pada pasal 33 UUD 1945 dan UU No. 22 Tahun 2001 tentang Migas dengan paham yang dianut adalah *state property*, yaitu sumber daya alam migas adalah milik negara.

Sistem pengelolaan sumber daya alam migas berbeda dengan sistem pengelolaan sumber daya alam lainnya seperti batu bara dan sumber daya mineral lainnya. Basis pijakan dan paham pengelolaan sumber daya mineral lainnya, seperti batu bara dan tembaga adalah *private property*. Pemerintah memberikan izin penambangan kepada perusahaan penambang sumber daya mineral selain migas, misal batu

bara dengan memberikan hak kepada penambang untuk mengelola sumber daya alam tersebut dengan biaya sendiri, risiko bisnis yang ditanggung sendiri dan tingkat produksi yang diatur sendiri. Oleh karena itu, negara tidak memiliki hak penguasaan selain memperoleh royalti dan pajak. Royalti dihitung berdasarkan persentase tertentu terhadap tingkat penjualan dan pajak dihitung berdasarkan tingkat keuntungannya (Pudyantoro, 2012).

KESIMPULAN DAN REKOMENDASI

Minyak dan gas bumi (migas) memiliki peranan yang sangat penting dalam perekonomian nasional Indonesia. Kegiatan usaha hulu migas di Indonesia, dilakukan dan dikendalikan oleh pemerintah melalui mekanisme kontrak kerja sama dan bagi hasil produksi. Tujuan kontrak kerja sama dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi migas antara pemerintah dan kontraktor kontrak kerja sama (perusahaan kontraktor) adalah keuntungan dari penjualan produksi migas yang akan digunakan untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat dan pemerataan ekonomi. Pengusahaan dan pengelolaan migas dilakukan melalui perjanjian kontrak antara pemerintah dan perusahaan minyak asing selaku kontraktor. Dari perjanjian kontrak kerja sama tersebut muncul salah satunya adalah dalam bentuk *production sharing contract* (PSC) yang disinyalir sebagai produk perjanjian asli Indonesia. Dalam PSC tersebut muncul suatu klausul tentang biaya talangan operasi migas oleh perusahaan kontraktor yang biasa disebut sebagai *cost recovery*. *Cost recovery* merupakan biaya produksi baik untuk biaya eksplorasi maupun eksploitasi yang dikeluarkan oleh kontraktor yang akan dikembalikan oleh negara jika cadangan minyak yang ditemukan menghasilkan produksi yang dapat menjadi keuntungan bagi kontraktor dan penerimaan negara.

Agar masyarakat memahami dengan benar mengenai konsep PSC dan *cost recovery*, perlu diberikan sosialisasi yang merata baik melalui media cetak maupun elektronik, disamping melalui seminar-seminar, pameran, workshop dan cara-cara efektif lainnya. Termasuk dari para anggota legislatif yang masih banyak belum memahami konsep *cost recovery*, sehingga pemahaman yang salah tentang *cost recovery* dan penguasaan migas oleh asing dapat dihilangkan.

REFERENSI

Arifin, K. A. (2014). Pengaruh *Cost recovery* terhadap Pendapatan Perusahaan dan Goverment Take pada PT Chevron Pacific Indonesia. *Jurnal Aplikasi Manajemen,* 693.

Ernest E. Smith, e. a. (1993). *International Petroleum Transactions.* Denver, Colorado: Rocky Mountain Mineral Law Foundation.

Hasan, M. (2005). *Pacta Sun Servanda: The Principle and Its Application in Petroleum Production sharing contract*. Jakarta: Fikahati Aneska.

HS, S. (2010). *Hukum Pertambangan di Indonesia.* Jakarta: PT RajaGrafindo Persada.

Kafabih, G. D. (2015). Reformulasi Sistem Bagi Hasil Melalui Kontrak Bagi Produksi Guna Mewujudkan Kedaulatan Migas. *Panggung Hukum,* 83.

Khairunnisa, N. F. (2015). *Tinjauan Hukum Internasional Terhadap Pengelolaan Minyak dan Gas di Indonesia.* Makassar: Fakultas Hukum, Universitas Hasanuddin.

Lubiantara, B. (2012). *Ekonomi Migas: Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas.* Jakarta: Gramedia Widiasarana Indonesia.

Machmud, T. N. (2000). *The Indonesian Production Sharing Contract*. Amsterdam: Kluwer Law International.

Nasir, A. (2014). *Sejarah Sistem Fiskal Migas Indonesia.* Jakarta: PT. Grasindo.

Partowidagdo, W. (2002). *Manajemen dan Ekonomi Migas.* Bandung: Program Pascasarjana Studi Pembangunan ITB.

Pudyantoro, A. R. (2012). *A to Z Bisnis Hulu Migas.* Jakarta: Petromindo.

Pudyantoro, A. R. (2014). *Proyek Hulu Migas Evaluasi dan Analisis PetroEkonomi.* Jakarta: Petromindo.

Rochmat, R. (1981). *Contractual Arrangements in Oil and Gas Mining Enterprises in Indonesia.* Alphen aan den Rijn: Sijthoof & Noordhoff.

Shofia Shobah, H. N. (2015). Cost Recovery Dalam Kontrak Kerjasama Minyak dan Gas Bumi di Indonesia Ditinjau dari Hukum Kontrak Internasional. *Fakultas Hukum Universitas Brawijaya,* 2.

Simamora, R. M. (2000). *Hukum Minyak dan Gas Bumi.* Jakarta: Djambatan.

Soekanto, S. (2010). *Pengantar Penelitian Hukum.* Jakarta: UI Press.

Yuwono, I. D. (2014). *Mafia Migas vs Pertamina Membongkar Skenario Asing di Indonesia.* Yogyakarta: Galang Pustaka.

9

ANALISIS POTENSI MANFAAT DAN KERUGIAN PSC *GROSS SPLIT* BAGI APBN[1]

Abdul Aziz - Peneliti pada Pusat Kebijakan APBN, Badan Kebijakan Fiskal

ABSTRAK

Kondisi cadangan dan produksi migas Indonesia secara nasional dari tahun ke tahun semakin menurun begitu pula dari sisi potensi penerimaan negara sektor migas juga diperkirakan akan mengalami penurunan di masa-masa yang akan datang. Salah satu strategi untuk menghadapi kondisi ini adalah dengan merekayasa skema fiskal kontrak kerja sama bisnis hulu migas antara Pemerntah dan kontraktor dengan sebaik dan seoptimal mungkin. Sejak awal 2017, Pemerintah menerapkan PSC *Gross Split* sebagai skema fiskal kerja sama bagi hasil dengan KKKS yang salah satu tujuan dari skema ini adalah agar terjadi efisiensi biaya baik bagi KKKS maupun bagi negara dan APBN karena dihapuskannya kewajiban negara untuk mengganti biaya operasi industry hulu migas (*cost recovery*) yang dikeluarkan oleh KKKS. Artikel singkat ini bertujuan menggali potensi manfaat dan kerugian yang akan diterima oleh negara (APBN) dari implementasi PSC *Gross Split* ini.

Kata Kunci: Skema Fiskal, Kontrak Kerjasama, Bisnis Hulu Migas, PSC *Gross Split*.

[1] Artikel ini merupakan pengembangan dari artikel yang dimuat pada Publikasi Semi Populer APBN News Letter Edisi 1 Tahun 2017 Pada Pusat Kebijakan APBN, Badan Kebijakan Fiskal, Kementerian Keuangan, yang berjudul "Plus-Minus PSC *Gross Split* Bisnis Hulu Migas".

PENGANTAR

Sesuai dengan rencana umum energi nasional tahun 2025 dan 2050 dalam Peraturan Pemerintah nomor 79 tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional bahwa rasio penggunaan minyak dan gas bumi (migas) di Indonesia akan mengalami penurunan dari kondisi sekarang sampai pada tahun 2050 sehingga tercipta target bauran energi primer seperti tampak pada Tabel-1 di bawah ini.

Tabel-1: Target Bauran Energi Primer Tahun 2025 dan 2050

Sumber Energi	2015	2025	2050
Migas	43%	25%	20%
EBT	4%	23%	31%
Batubara	34%	30%	25%
Lainnya	19%	22%	24%

Sumber: Ilustrasi Penulis, PP Nomor 79 Tahun 2014, Bachtiar (2017), data diolah

Skenario bauran ini tidak lepas dari kenyataan semakin menurunnya cadangan dan produksi migas secara nasional dari tahun ke tahun, hal ini berarti bahwa suatu saat migas tidak lagi dan tidak akan menjadi sumber energi utama bagi bangsa Indonesia. Dari sisi potensi penerimaan negara sektor ini juga diperkirakan akan mengalami penurunan di masa-masa yang akan datang. Saat ini Indonesia hanya mempunyai cadangan minyak bumi sebesar 3,8 miliar barel, oleh karena itu jika tingkat produksi minyak saat ini berkisar 800.000 barel perhari (bph) maka dalam waktu sekitar 12 tahun cadangan minyak bumi Indonesia akan habis.

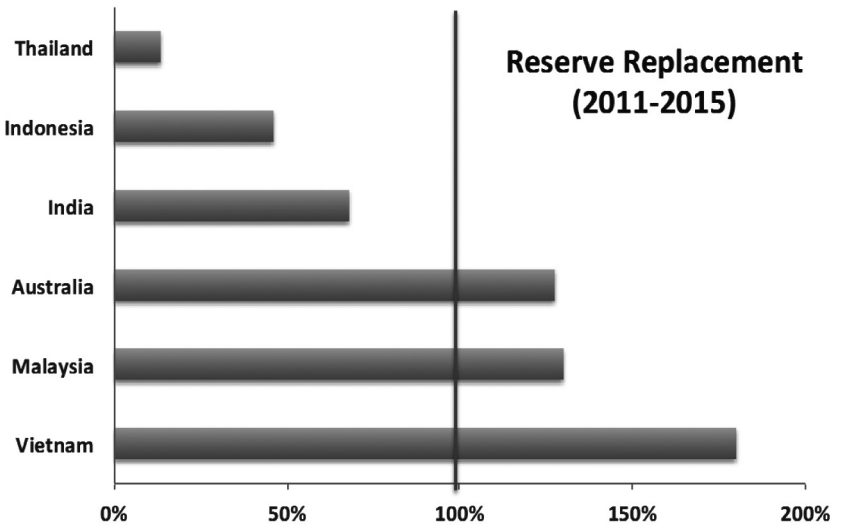
Begitu juga dengan kondisi *reserve-replacement ratio* (3R) migas Indonesia yang cukup buruk. Yang dimaksud dengan 3R atau ratio cadangan pengganti migas adalah adalah metrik yang digunakan oleh investor (KKKS) untuk menilai kinerja operasi perusahaan eksplorasi dan produksi migas. Rasio ini didapatkan dari cadangan yang terbukti ditemukan (*proved reserve*) ditambahkan ke basis cadangan yang dimiliki oleh KKKS (selama satu tahun) relatif terhadap jumlah migas yang dihasilkan. 3R seharusnya berjumlah minimal 100% bagi KKKS agar produksi berjalan *sustain*, namun jika di bawah itu maka pada

akhirnya cadangan migas akan habis. Sebagai perbandingan, berikut disajikan kondisi 3R di beberapa negara di dunia.

Pada Grafik-1 dijelaskan bahwa kondisi *reserve replacement ratio* di Indonesia hanya menunjukan angka 50% saja dan kondisi ini dianggap cukup buruk jika dibandingkan dengan 4 negara sampel di atas, kondisi 3R yang hanya 50% juga bisa diartikan bahwa produksi minyak di Indonesia dalam waktu dekat akan segera berhenti.

Oleh karena itu, Pemerintah sudah seharusnya berfikir keras bagaimana mengoptimalkan jumlah produksi, mengamankan cadangan migas, mengefisienkan kegiatan bisnis hulu migas, memilih dan menyutujui proyek-proyek kerja sama migas yang memberikan nilai keekonomian yang lebih kompetitif, serta menjaga potensi penerimaan negara di sektor ini agar stabil atau minimal menurun tidak secara drastis.

Grafik-1: Kondisi 3R di Beberapa Negara Dunia



Sumber: Tahar, Arcandra (2017)

Salah satu strategi dari itu semua adalah merekayasa skema fiskal kontrak kerja sama bisnis hulu migas antara Pemerntah dan kontraktor dengan sebaik dan seoptimal mungkin.

DARI PSC SKEMA *COST RECOVERY* KE SKEMA *GROSS SPLIT*

Pemerintah Indonesia selama ini telah menerapkan skema fiskal kontrak bagi hasil atau *Production Sharing Contract* (PSC) dengan sistem *cost recovery*. *Cost recovery* yang dimaksud di skema ini adalah penggantian biaya operasi yang telah dikeluarkan oleh KKKS saat proses eksplorasi dan produksi. Penggantian *cost recovery* ini dilakukan setelah produksi migas yang dihasilkan dipotong *First Tranche Petroleum* (FTP).

Skema PSC *cost recovery* ketika itu mulai diterapkan karena adanya ketidakpuasan pemerintah Indonesia saat menggunakan skema sebelumnya yaitu skema fiskal konsesi dan kontrak karya.

Dalam skema PSC *cost recovery* ini, negara sebenarnya mendapatkan bagi hasil yang sangat besar yaitu 85% untuk produksi minyak bumi yang dilakukan oleh KKKS dan sebanyak 70% bagi negara untuk produksi gas bumi. Namun demikian, skema *cost recovery* juga dianggap sering menimbulkan permasalahan tersendiri seperti adanya potensi saling curiga antara KKKS dan pemerintah (yang dalam hal ini diwakili oleh Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Migas (SKK Migas), ketika KKKS meminta penggantian biaya (*cost recovery*) juga sering dipersoalkan dalam audit Badan Pemeriksa Keuangan (BPK), serta dianggap berpotensi merugikan Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN) baik secara langsung maupun tidak langsung. Dan pada sisi lain Peraturan Pemerintah nomor 79 tahun 2010 (PP 79/2010) yang mengatur pajak-pajak dan *cost recovery* membuat sebagian perusahaan (KKKS) malas melakukan eksplorasi di Indonesia karena pengenaan pajak sejak masa eksplorasi telah membebani kinerja keuangan KKKS padahal saat eksplorasi KKKS belum tentu mendapatkan cadangan migas.

Tuntutan untuk melakukan revisi PP 79/2010 tersebut lebih bertujuan agar para investor mau datang ke Indonesia sehingga diharapkan terjadi peningkatan kegiatan eksplorasi migas, meskipun peningkatan kegiatan eksplorasi ini tidak akan menjamin 100% stabilitas besaran produksi minyak perharinya (apalagi jaminan untuk menaikkannya).

Oleh karena itu, mulai tahun 2017, Pemerintah Indonesia melalui Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) telah menetapkan dan menerapkan skema fiskal kerja sama bagi hasil dengan KKKS yang

baru yang diharapkan dapat memperbaiki iklim investasi hulu migas, meningkatkan kegiatan eksplorasi migas, dan dapat mempertahankan produksi migas serta penerimaan negara di sektor ini. Skema ini dikenal dengan istilah PSC *Gross Split*.

Salah satu tujuan dari skema fiskal kontrak baru migas ini adalah agar terjadi efisiensi biaya baik bagi KKKS maupun bagi negara (APBN) karena dihilangkannya kewajiban negara untuk mengganti biaya operasi industri hulu migas (*cost recovery*) yang dikeluarkan oleh KKKS.

PERTANYAAN DAN TUJUAN PENELITIAN

Dari penjelasan singkat di atas maka penulis memiliki sebuah pertanyaan penelitian dari rencana implementasi skema fiskal PSC *Gross Split* (yang dimulai pada tahun 2017 ini) yaitu ingin mengetahui sejauh manakah potensi manfaat dan potensi kerugiannya bagi bisnis hulu migas nasional secara umum dan secara khusus adalah bagi keuangan negara yang dalam hal ini adalah APBN.

Memperhatikan pertanyaan penelitian di atas maka penulis menetapkan tujuan penelitian ini adalah untuk mengungkap dan menganalisis potensi manfaat dan kerugiannya bagi bisnis hulu migas nasional secara umum dan secara khusus adalah bagi keuangan negara (APBN).

METODE PENELITIAN

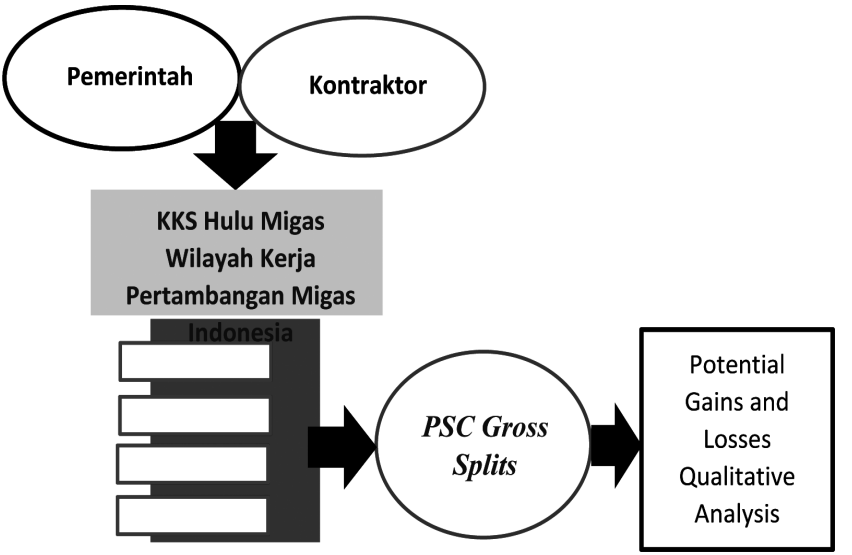
Metode penenelitian pada artikel ini dimulaia dengan mengumpulkan data dan informasi (metode pengumpulan data) dari berbagai literatur seperti peraturan perundangan, opini-opini yang berkembang di masyarakat serta seminar nasional terkait pembahasan tentang skema PSC *Gross Split* ini.

Metode analisis yang digunakan penulis pada kajian ini adalah *potential gains and losses qualitative analysis* yaitu dengan mencoba menganalisis secara sederhana potensi-potensi manfaat dan kerugian yang ditimbulkan pada penerapan skema PSC *Gross Split* bagi bisnis hulu migas nasional secara umum dan secara khusus adalah bagi keuangan negara (APBN).

Untuk lebih memudahkan pemahamanan pembaca maka penulis membuat kerangka analisis seperti tampak pada Gambar-1 di bawah ini.

Gambar-1: Kerangka Analisis *Potential Gains and Losses Qualitative Analysis*

Skema PSC *Gross Split*



Sumber: Ilustrasi Penulis

TINJAUAN LITERATUR

Pada bagian ini, penulis lebih banyak mengungkap literatur yang berasal dari peraturan perundangan yang berlaku selama ini yaitu terkait dengan implementasi PSC *cost recovery* seperti Peraturan Pemenrintah nomor 79 tahun 2010 (PP 79/2010) dan peraturan utama yang terkait dengan PSC *Gross Split* yaitu Peraturan Menteri Energi Sumber Daya mineral nomor 8 tahun 2017 (Permen 8/2017).

1. SEKILAS TENTANG REZIM PSC *COST RECOVERY*

Sesuai dengan **Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2010**, maka dapat dikemukakan beberapa ketentuan/istilah penting yang terkait dengan PSC *cost recovery* yang diterapkan di Indonesaia selama ini.

Yang dimaksud dengan PSC atau kontrak bagi hasil adalah suatu bentuk kontrak kerja sama dalam kegiatan usaha hulu migas berdasarkan prinsip pembagian hasil produksi. Sebelum produksi migas dibagi maka harus dikurangi dengan FTP. FTP (*First Tranche*

Petroleum) adalah sejumlah tertentu dari minyak mentah dan/atau gas bumi yang diproduksi dari suatu wilayah kerja dalam satu tahun kalender, yang dapat diambil dan diterima oleh Pemerintah (dalam hal ini adalah SKK Migas) dan atau KKKS dalam tiap tahun kalender, sebelum dikurangi pengembalian biaya operasi dan penanganan produksi (*own use*). Disamping itu, KKKS juga harus melaksanakan *Domestic Market Obligation* (DMO) yaitu kewajiban penyerahan bagian kontraktor berupa minyak atau gas bumi untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri.

Dalam melaksanakan operasi perminyakan, KKKS wajib menyusun rencana kerja dan anggaran sesuai dengan kaidah praktek bisnis dan keteknikan yang baik serta prinsip kewajaran. Rencana kerja dan anggaran tersebut wajib mendapat persetujuan Kepala SKK Migas. Oleh karena itu, KKKS berhak mendapatkan kembali biaya operasi (*cost recovery*) sesuai dengan rencana kerja dan anggaran yang telah disetujui tersebut setelah wilayah kerja yang dimaksud telah menghasilkan produksi migas secara komersial. Namun, jika wilayah kerja tersebut tidak menghasilkan produksi komersial maka seluruh biaya operasi yang telah dikeluarkan menjadi risiko dan beban kontraktor sepenuhnya.

2.a. BIAYA-BIAYA YANG DAPAT DIGANTI (*COST RECOVERY*)

Adapun biaya-biaya yang dapat diganti dikembalikan ke KKKS dalam penghitungan bagi hasil (*cost recovery*) dan pajak penghasilan harus memenuhi persyaratan:

a) dikeluarkan untuk mendapatkan, rnenagih, dan memelihara penghasilan sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan dan terkait langsung dengan kegiatan operasi perminyakan di wilayah kerja kontraktor yang bersangkutan di Indonesia.

   Biaya yang dikeluarkan yang terkait langsung dengan operasi perminyakan tersebut wajib memenuhi syarat:

   (1) untuk biaya penyusutan hanya atas barang dan peralatan yang digunakan untuk operasi perminyakan yang menjadi milik negara;
   (2) untuk biaya langsung kantor pusat yang dibebankan ke proyek di Indonesia yang berasal dari luar negeri hanya untuk kegiatan yang: (a) tidak dapat dikerjakan oleh institusi/lembaga di

dalam negeri, (b) tidak dapat dikerjakan oleh tenaga kerja Indonesia, dan (c) tidak rutin;

(3) untuk pemberian imbalan sehubungan dengan pekerjaan kepada karyawan/pekerja dalam bentuk natural kenikmatan dilakukan sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan di bidang perpajakan;

(4) untuk pemberian sumbangan bencana alam atas nama Pemerintah dilakukan sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan di bidang perpajakan.

b) menggunakan harga wajar yang tidak dipengaruhi hubungan istimewa sebagaimana dimaksud dalam Undang-Undang Pajak Penghasilan;

c) pelaksanaan operasi perminyakan sesuai dengan kaidah praktek bisnis dan keteknikan yang baik;

d) kegiatan operasi perminyakan sesuai dengan rencana kerja dan anggaran yang telah mendapatkan persetujuan Ketua Badan Pelaksana (Kepala SKK Migas).

Biaya operasi yang dapat dikembalikan dalam 1 (satu) tahun kalender sebagaimana dimaksud di atas terdiri atas:

a) biaya bukan modal tahun berjalan,
b) penyusutan biaya modal tahun berjalan; dan
c) biaya operasi yang belum dapat dikembalikan pada tahun-tahun sebelumnya

Sedangkan biaya operasi yang dapat dikembalikan yang belum dapat diperhitungkan dalam 1 (satu) tahun kalender dapat diperhitungkan pada tahun berikutnya.

2.b. BIAYA-BIAYA YANG TIDAK DAPAT DIGANTI

Adapun jenis biaya operasi yang tidak dapat dikembalikan dalam penghitungan bagi hasil dan pajak penghasilan meliputi:

a) biaya yang dibebankan atau dikeluarkan untuk kepentingan pribadi dan/atau keluarga dari pekerja, pengurus, pemegang participating interest, dan pemegang saham,

b) pembentukan atau pemupukan dana cadangan, kecuali biaya penutupan dan pemulihan tambang yang disimpan pada rekening bersama Badan Pelaksana (SKK Migas) dan kontraktor dalam

rekening bank umum Pemerintah Indonesia yang berada di Indonesia,

c) harta yang dihibahkan

Dalam hal terdapat penghasilan tambahan yang diperoleh dalarn rangka pelaksanaan operasi perminyakan dalam bentuk hasil penjualan produk sampingan atau bentuk lainnya diperlakukan sebagai pengurang biaya operasi.

Biaya langsung minyak bumi dibebankan pada produksi minyak bumi dan biaya langsung gas bumi dibebankan pada produksi gas bumi. Dalam ha1 terdapat biaya bersama minyak dan gas bumi, biaya bersarna dialokasikan sesuai proporsi nilai relatif hasil produksi. Dalarn ha1 suatu lapangan atau wilayah kerja telah menghasilkan satu jenis hasil produksi minyak bumi atau gas bumi, sementara jenis produksi yang lainnya belum menghasilkan, biaya bersama dialokasikan secara adil berdasarkan kesepakatan antara Badan Pelaksana (SKK Migas) dan kontraktor. Pengembalian biaya operasi untuk minyak bumi dilakukan hanya terhadap *lifting* minyak bumi, sedangkan pengembalian biaya operasi untuk gas bumi dilakukan hanya terhadap nilai penjualan gas bumi.

3. *PROFIT SHARING* DAN PAJAK PENGHASILAN KKKS

Pada ketentuan tentang bagi hasil produksi, Menteri ESDM menetapkan besaran minimum bagian negara dari suatu wilayah kerja yang dikaitkan dengan *lifting* dalam persetujuan rencana pengembangan lapangan sebagaimana dimaksud yang dilakukan berdasarkan pedoman yang ditetapkan oleh Menteri. Adapun untuk menjamin adanya penerimaan negara, Menteri menetapkan besaran dan pembagian FTP dan untuk mendorong pengembangan wilayah kerja, Menteri dapat menetapkan bentuk dan besaran insentif investasi.

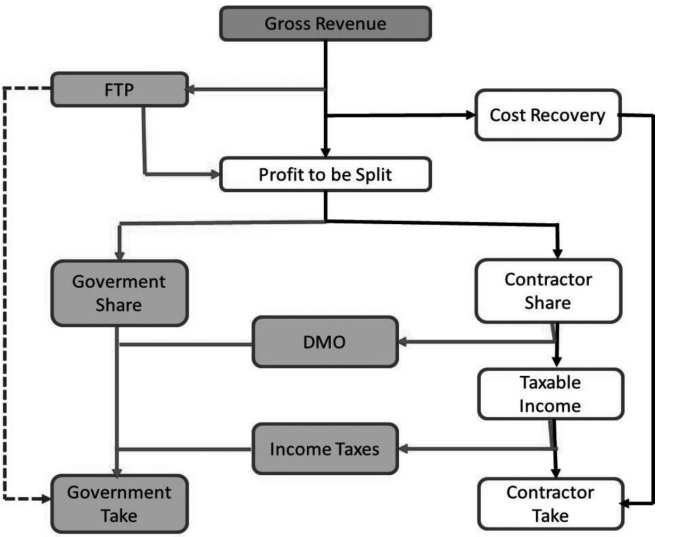
Sedangkan penghasilan bruto KKKS dalam peraturan pemerintah itu adalah terdiri dari (a) penghasilan dalam rangka kontrak bagi hasil (kontrak jasa) dan (b) penghasilan lain di luar kontrak kerja sama yaitu ***uplift*** atau imbalan lain yang sejenis dan/atau penghasilan yang berasal dari pengalihan *participating interest*.

Berdasarkan PP ini maka penghitungan pajak penghasilan atas penghasilan dalam rangka kontrak bagi hasil sebagaimana dimaksud dihitung berdasarkan:

1) nilai realisasi minyak dan atau gas bumi bagian KKKS dari *equity share* dan FTP *share,*
2) ditambah minyak dan atau gas bumi yang berasal dari pengembalian biaya operasi,
3) ditambah minyak dan atau gas bumi tambahan yang berasal dari pemberian insentif atau karena ha1 lain,
4) dikurangi nilai realisasi penyerahan DMO minyak dan/atau gas bumi,
5) ditambah imbalan DMO, dan
6) ditambah varian harga atas *lifting*.

Merujuk pada PP 79/2010 yang diuraikan secara singkat di atas maka proses bisnis hulu migas dengan skema PSC *Cost Recovery* dapat dideskripsikan seperti tampak pada Gambar-2.

Gambar 2: Proses Bisnis Kontrak Kerja Sama Bisnis Hulu Migas dengan Skema PSC *Cost Recovery*



Sumber: Hadi (2017)

4. SEKILAS TENTANG REZIM PSC SKEMA *GROSS SPLIT*

Berdasarkan Peraturan Menteri ESDM nomor 8 tahun 2017 (Permen 8/2017) maka penulis dapat memaparkan beberapa poin penting pada bagaian pembahasan ini.

Yang dimaksud dengan Kontrak Bagi Hasil *Gross Split* menurut Permen 8/2017 adalah suatu kontrak bagi hasil dalam kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi berdasarkan prinsip pembagian *gross* produksi tanpa mekanisme pengembalian biaya operasi (*cost recovery*).

Pembagian produksi kotor ini dilakukan secara progresif setiap tahun dan negara tidak lagi mempunyai kewajiban untuk mengembalikan biaya operasi. Untuk blok migas konvensional, pemberlakuan skema ini hanya untuk kontrak migas baru karena pemerintah akan tetap menghormati kontrak-kontrak migas yang tengah berjalan dan skema *Gross Split* ini akan berbeda untuk tiap lapangan.

Persyaratan-persyaratan pokok dalam skema bagi hasil ini yang disebutkan dalam Permen 8/2017 tersebut adalah bahwa:

(1) Kepemilikan sumber daya alam tetap di tangan Pemerintah sampai pada titik penyerahan;
(2) Pengendalian manajemen operasi berada pada SKK Migas;
(3) Modal dan risiko seluruhnya ditanggung kontraktor.

Sesuai dengan Permen tersebut bahwa kontrak bagi hasil *Gross Split* menggunakan mekanisme bagi hasil awal (*base split*). Besaran *base split* tersebut diatur sebagai berikut:

(1) Untuk minyak bumi sebesar 57% adalah bagian negara dan 43% bagian KKKS;
(2) Sedangkan untuk gas bumi sebesar 52% adalah bagian negara dan 48% adalah bagian KKKS.

Base split ini digunakan sebagai acuan dasar dalam penetapan bagi hasil pada saat persetujuan rencana pengembangan lapangan. Namun demikian besaran *base split* ini dapat disesuaikan berdasarkan komponen variabel dan komponen progresif dan nilai keekonomian suatu lapangan atau beberapa lapangan.

Variable split yang dapat menambah *Split* untuk kontraktor yaitu status wilayah kerja, lokasi lapangan (misalnya lokasi blok yang berada di laut dalam (*offshore*), kedalaman sumurnya, tingkat kesulitannya), kedalaman reservoir, ketersediaan infrastruktur pendukung, jenis reservoir, kandungan karbondioksida (CO2), kandungan hidrogen sulfida (H2S), berat jenis minyak bumi, tingkat komponen dalam negeri (TKDN) saat pengembangan lapangan, dan tahapan produksi sebagaimana diatur dalam pasal 6 Permen 8/2017 tersebut.

Sedangkan komponen progresif yang dapat mengurangi *split* pemerintah atau KKKS terdiri dari faktor harga minyak bumi dan jumlah kumulatif produksi minyak dan gas bumi.

Satu kondisi lain yang dapat mengubah besaran *base split* adalah perhitungan komersialisasi lapangan atau beberapa lapangan, dalam hal ini jika perhitungan tersebut tidak mencapai keekonomian tertentu maka Menteri dapat memberikan tambahan persentase bagi hasil paling banyak sebesar 5% kepada kontraktor begitu pula sebaliknya jika perhitungan keekonomian tersebut melebihi keekonomian tertentu maka Menteri dapat memberikan tambahan persentase bagi hasil paling banyak sebesar 5% untuk negara dari kontraktor sebagaimana di atur dalam pasal 6 Permen ESDM tersebut. Penerimaan negara dalam skema kontrak bagi hasil ini terdiri dari bagian negara, bonus-bonus, PPh Kontraktor, dan Pajak tidak langsung. Sedangkan penerimaan kontraktor dalam skema ini adalah merupakan bagian kontraktor yang dihitung berdasarkan persentase *gross* produksi setelah dikurangi pajak penghasilan.

Menurut Hadi (2017), kondisi yang ingin dicapai melalui skema *Gross Split*: (a) mendorong usaha eksplorasi dan eksploitasi yang lebih efektif dan cepat, (b) mendorong efisiensi para KKKS, (3) mengurangi sistem pengadaan yang birokratis, (d) mendorong KKKS untuk berpijak pada sistem keuangan korporasi dalam pengelolaan biaya operasi dan investasi.

5. KKS DAN KKKS PADA PSC *GROSS SPLIT*

Sesuai dengan Permen 8/2017 maka terhadap pengelolaan wilayah kerja yang akan berakhir jangka waktu kontraknya dan tidak diperpanjang maka diberlakukan kontrak bagi hasil *Gross Split* sedangkan pada wilayah kerja yang akan berakhir jangka waktu kontraknya dan diperpanjang maka Pemerintah dapat menetapkan bentuk kontrak kerja sama semula atau bentuk kontrak bagi hasil *Gross Split* (pasal 24). Sedangkan pada Ketentuan Peralihan pada Permen ini disebutkan bahwa:

(a) KKS yang telah ditandatangani sebelum Permen ini ditetapkan, dinyatakan tetap berlaku sampai dengan tanggal berakhirnya kontrak yang bersangkutan;

(b) KKS yang jangka waktunya telah berakhir dan telah diberikan persetujuan perpanjangan, dapat tetap menggunakan bentuk KKS semula atau mengusulkan perubahan KKS menjadi kontrak bagi hasil *Gross Split*;

(c) Kontraktor yang KKS-nya telah ditandatangani sebelum Permen ini ditetapkan dapat mengusulkan perubahan bentuk KKS-nya menjadi kontrak bagi hasil *Gross Split*;

(d) Dalam hal kontraktor mengusulkan perubahan bentuk KKS maka biaya operasi yang telah dikeluarkan dan belum dikembalikan dapat diperhitungkan menjadi tambahan *split* bagian kontraktor.

Ada beberapa aturan kewajiban lain yang harus dilakukan kontraktor menurut Permen ini yaitu:

(1) Wajib memenuhi kebutuhan minyak bumi dan atau gas bumi untuk keperluan dalam negeri yaitu dengan menyerahkan sebesar 25% dari hasil produksi migas bagian kontraktor tersebut dan kontraktor berhak mendapatkan pembayaran atas kewajiban tersebut dengan acuan harga minyak mentah Indonesia;

(2) Wajib mengutamakan penggunaan tenaga kerja WNI, pemanfaatan barang, jasa, teknologi serta kemampuan rekayasa dan rancang bangun dalam negeri, dan pengadaan atas barang dan jasa tersebut dilakukan oleh kontraktor tersebut.

6. PERAN SKK MIGAS SETELAH IMPLEMENTASI PSC *GROSS SPLIT*

Menurut Sutadiwiria (2017), diantara peran SKK Migas dalam skema *Gross Split* adalah bahwa SKK Migas dapat melakukan *review* dan menyetujui *work* dan *program* dari KKKS sedangkan untuk *budget* KKKS maka SKK Migas hanya melakukan *review* saja.

Dalam Permen 8/2017 di atas bahwa peran dan atau tugas dari SKK Migas dalam skema ini akan lebih jelas dan terinci, diantaranya adalah:

(1) Memberikan usulan kepada Menteri ESDM untuk menetapkan besaran bagi hasil dimana hal ini merupakan satu kesatuan dengan persetujuan rencana pengembangan lapangan pertama;

(2) Menetapkan bagi hasil untuk pengembangan lapangan selanjutnya;

(3) Mengevaluasi secara bulanan komponen progresif harga minyak bumi sebagai dasar dalam melakukan penyesuaian bagi hasil, penyesuaian ini dituangkan dalam berita acara yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari kontrak bagi hasil *Gross Split*;

(4) Mengevaluasi rencana kerja suatu kontraktor, sedangkan rencana anggaran adalah sebagai data dukung untuk proses evaluasi tersebut;

(5) Menyetujui atau menolak rencana kerja dimaksud dalam waktu 30 hari;

(6) Memberikan pertimbangan kepada Menteri untuk memberikan persetujuan atau menolak rencana pengembangan lapangan yang pertama kali akan diproduksikan dalam suatu wilayah kerja;

(7) Memberikan persetujuan atas rencana pengembangan lapangan selanjutnya;

(8) Mengelola seluruh barang dan peralatan (termasuk tanah yang telah diselesaikan proses pembebasannya oleh kontraktor kecuali tanah sewa) yang secara langsung digunakan dalam kegiatan usaha hulu migas yang dibeli kontraktor dan menjadi milik/kekayaan negara dan yang pembinaannya dilakukan oleh Pemerintah;

(9) Melaksanakan pengendalian dan pengawasan terhadap pelaksanaan skema ini, dengan catatan: pengendalian dilakukan terbatas pada rumusan kebijakan terhadap rencana kerja dan anggaran, dan pengawasan dilakukan terhadap realisasi kegiatan utama operasional kontraktor (eksplorasi dan eksploitasi) sesuai dengan persetujuan rencana kerja.

Dari nomor 1 s.d. nomor 9 adalah peran-peran SKK yang secara eksplisit disebutkan pada Permen ESDM nomor 8 tahun 2017 tersebut. Namun ada juga tugas-tugas tambahan yang masih tergolong dalam peran pengendalian manajemen operasi (sebagaimana yang disebutkan dalam pasal 2 Permen tersebut yaitu peran/tugas seperti:

(10) Mengawasi penggunaan komponen lokal dan rencana penggunaan tenaga kerja asing (RPTKA) yang akan dipakai oleh KKKS;

(11) Mengawasi aspek kesehatan, keselamatan kerja, keamanan, dan lingkungan KKKS.

Inti perubahan peran SKK Migas adalah dari yang sebelumnya memeriksa dan menghitung biaya-biaya yang dikeluarkan oleh KKKS (*cost recovery*) maka ke depannya adalah fokus pada pengawasan eksplorasi, produksi, *safety,* dan *security.*

PEMBAHASAN

Pemerintah Indonesia melalui Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) menerbitkan Permen 8/2017 Tentang Kontrak Bagi Hasil *Gross Split*. Dengan keluarnya aturan ini, maka pemerintah resmi mengganti skema kontrak bagi hasil produksi (*Production Sharing Contract*/PSC) *cost recovery*.

Skema *Gross Split* sebenarnya juga menguntungkan para kontraktor dalam mencapai keekonomian bisnis terutama untuk operasional di wilayah kerja nonkonvensional. Di dalam pasal 4 Permen 8/2017 tersebut disebutkan bahwa Pemerintah menetapkan bagi hasil dasar (*base split*) untuk produksi minyak sebesar 57% bagi pemerintah dan 43% bagi KKKS, sedangkan untuk *base split* untuk produksi gas adalah sebesar 52% bagi Pemerintah dan 48% bagi KKKS.

Bagi hasil dasar itu digunakan sebagai acuan dasar dalam penetapan bagi hasil pada saat persetujuan rencana pengembangan lapangan. Selanjutnya, bisa disesuaikan dengan komponen variabel dan progresif. Komponen variabel yang dimaksud adalah status wilayah kerja, lokasi lapangan, kedalaman reservoir, ketersediaan infrastruktur pendukung, dan jenis reservoir, dan lainnya.

Sedangkan komponen progresif terdiri dari harga minyak bumi dan jumlah kumulatif produksi migas yang di mana khusus untuk harga minyak bumi ini mengacu kepada *Indonesian Crude Price* (ICP). Sebagai contoh pada ketentuan ini, jika harga di bawah US$40 per barel maka bagian kontraktor bertambah 7,5%, sedangkan harga di atas US$ 115 maka bagiannya berkurang 7,5%. Penyesuaian bagi hasil akibat komponen progresif harga minyak bumi ini dilakukan pada setiap bulan dengan merujuk pada hasil evaluasi SKK Migas, evaluasi ini berdasarkan harga ICP bulanan.

Penyesuaian *split* yang terakhir adalah tentang kondisi keekonomian lapangan/wilayah kerja pertambangan. Jika suatu lapangan tidak mencapai keekonomian tertentu maka Menteri ESDM dapat memberikan tambahan persentase bagi hasil paling banyak 5% ke kontraktor, begitu pula sebaliknya jika kondisi lapangan ternyata

melebihi nilai keekonomian maka negara bisa mendapat tambahan 5% yang diambilkan dari *split* KKKS.

Jadi, khusus pada pembahasan ini dapat disimpulkan bahwa formula akhir dari PSC *Gross Split* untuk Pemerintah Indonesia dan KKKS ini adalah:

> ***Gross Split = f[Base Split ± (Variable Componen, Variabel Progresif,* Nilai Keekonomian Lapangan)]**

Adapun rincian besaran dari masing-masing variabel-variabel komponen, progresif dan keekonomian lapangan yang dapat mengubah besaran *split* akhir untuk pemerintah dan kkks adalah seperti yang terdapat pada permen 8/2017 dan yang ditampilkan oleh Hadi (2017) dan ilustrasi penulis yang dirangkum pada Tabel-2 tentang rincian besaran variabel komponen, progresi dan nilai keekonomian lapangan di bawah ini.

Tabel-2: Rincian Besaran Variabel Komponen, Progresif dan Nilai Keekonomian Lapangan

Variable Split

Type of Incentive		Additional Split
1 Block Status	POD I	5.0%
	POD II dst.	0.0%
	POFD	0.0%
	No POD	-5.0%
2 Field Location	Onshore	5.0%
	Offshore (0<h<=20m)	8.0%
	Offshore (20<h<=50m)	10.0%
	Offshore (50<h<=150m)	12.0%
	Offshore (150<h<=1000m)	14.0%
	Offshore (>=1000m)	16.0%
3 Reservoir Depth	<= 2500 m	0.0%
	> 2500 m	1.0%
4 Supported Infrastructure	Well develop	0.0%
	New Frontier	2.0%
5 Reservoir Condition	Conventional	0.0%
	Non Conventional	16.0%
6 CO2 (%)	<5%	0.0%
	5%=<x<10%	0.5%
	10%=<x<20%	1.0%
	20=<x<40%	1.5%
	40%=<x<60%	2.0%
	x>=60%	4.0%
7 H2S (ppm)	<100	0.00%
	100=<x<300	0.50%
	300=<x<500	0.75%
	x>=500	1.00%
8 Oil Specific Gravity (API)	API<25	1.0%
	API>25	0.0%
9 Production Phase	Primary	0.0%
	Secondary	3.0%
	Tertiary	5.0%

Progressive Split

Type of Incentive		Additional Split
1 Local Content	<30%	0.0%
	30%=<x<50%	2.0%
	50%=<x<70%	3.0%
	70%=<x<100%	4.0%
2 Oil Price	<40	7.5%
	40=<x<55	5.0%
	55=<x<70	2.5%
	70=<x<85	0.0%
	85=<x<100	-2.5%
	100=<x<115	-5.0%
	>=115	-7.5%
3 Cumulative Production	<1 mmboe	5.0%
	1-10 mmboe	4.0%
	10-20 mmboe	3.0%
	20-50 mmboe	2.0%
	50-150 mmboe	1.0%
	>150 mmboe	0.0%

Dalam hal perhitungan komersialisasi lapangan atau beberapa lapangan tidak mencapai keekonomian tertentu, kontraktor mendapat tambahan *Split* maksimal 5% (lima%).

Sumber: Permen 8/2017, Hadi (2017)

Sebagai tambahan, Menteri ESDM hanya menetapkan bagi hasil pada persetujuan rencana pengembangan lapangan pertama KKKS atas usulan Kepala SKK Migas. Namun, untuk pengembangan lapangan KKKS selanjutnya itu ditetapkan oleh Kepala SKK Migas dan jika ada perbedaan variabel komponen dan variabel progresif dengan kondisi aktual maka penyesuaian tersebut mengacu pada kondisi aktual setelah adanya produksi komersial.

Penyesuaian-penyesuaian variabel dan besarannya seperti yang dijelaskan di atas akan dituangkan dalam berita acara yang tidak terpisahkan dari kontrak awal PSC *Gross Split* KKKS tersebut.

Jika memperhatikan Tabel-2 di atas maka menurut penulis,

(1) Sebagai langkah awal, Pemerintah hendaknya menguatkan dan sekaligus memastikan pemahaman yang utuh dari SKK Migas (sebagai institusi yang ditugaskan dalam menilai dan merekomendasikan besaran *split* bagi Pemerintah dan KKKS) dalam menentukan dan menghitung secara tepat jenis komponen apa saja dan berapa besaran masing-masing yang bisa di-klaim oleh KKKS yang dapat mengurangi *split* pemerintah dan berpotensi merugikan keuangan negara,

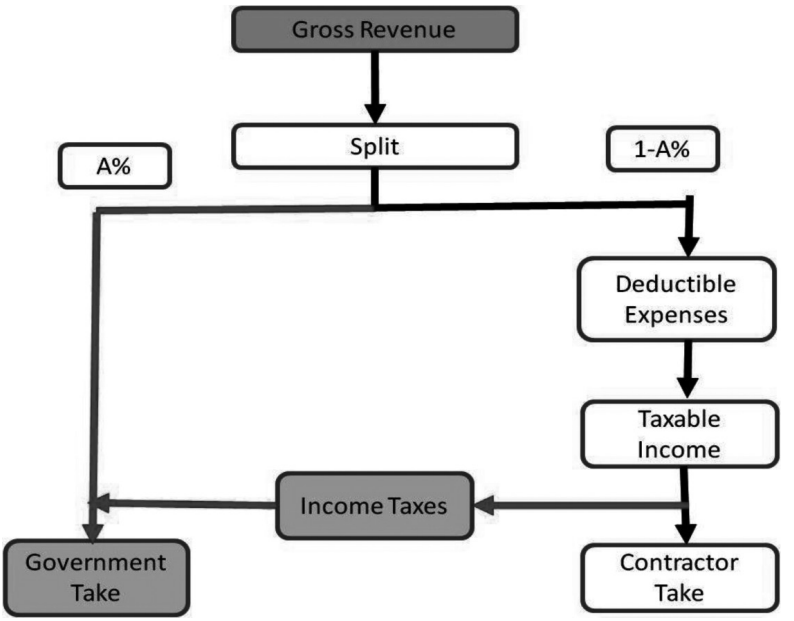
(2) Langkah berikutnya, Pemerintah perlu mengevaluasi kembali implementasi skema ini dan dapat membuat ketentuan pembatas tentang komponen-komponen tambahan/pengurang *split* bagi KKKS pada setiap lapangan pengembangannya baik dari sisi banyak-sedikitnya jenis komponen yang diklaim oleh KKKS dan atau besar-kecilnya persentase tambahan/ pengurangan dari *base split*, misalnya:

   a) untuk setiap lapangan pengembangan (wilayah kerja) KKKS hanya dapat mengajukan komponen tambahan *split* maksimal 5-10 jenis komponen.

   b) besaran persentase tambahan/pengurangan *split* bagi pemerintah dan KKKS adalah + 20% selain *base split* dengan berapapun jumlah komponen yang diajukan oleh KKKS. Jadi, Pemerintah akan menerima *split* produksi minyak itu tetap 57% atau maksimal/minimal 57% + 20% jika ada komplain tambahan/pengurangan dan KKKS akan menerima 43% atau maksimal/minimal 43% + 20% jika ada komplain tambahan/ pengurangan.

Dengan catatan-catatan dari penulis di atas diharapkan pembagian *split* akan semakin adil bagi kedua belah pihakdan dapat menjaga potensi penerimaan buat negara (APBN). Dari penjelasan skema *Gross Split* di atas maka proses bisnis skema tersebut dari awal sampai akhir dapat dideskripsikan seperti tampak pada Gambar-3 dibawah ini:

Gambar-3: Proses Bisnis Kontrak Kerja Sama Bisnis Hulu Migas Dengan Skema PSC *Gross Split*



Sumber: Hadi (2017)

POTENSI MANFAAAT DAN KERUGIAN BAGI PEMERINTAH DARI PSC *GROSS SPLIT*

Kebijakan mengganti skema PSC dari PSC skema *cost recovery* ke skema *Gross Split* tidak diartikan bahwa negara (pemerintah) dalam hal ini APBN akan selalu mengalami keuntungan/manfaat dari implementasi skema ini. Jika dilihat dari aturan yang ada pada Permen 8/2017 terkait implementasi skema *Gross Split* ini maka menurut penulis akan ditemukan beberapa potensi kerugian bagi negara (APBN).

Pada tabel 3 di bawah ini, penulis mencoba untuk menggali beberapa potensi manfaat (keuntungan) dari implementasi skema ini.

Tabel-3: Potensi Manfaat Dari Implementasi PSC *Gross Split* Bagi Negara (APBN) dan Bisnis Hulu Migas di Indonesia Secara Umum

	Potensi Manfaat (Keuntungan)
1.	Dengan tidak diberlakukannya *cost recovery* akan secara langsung mempengaruhi KKKS dalam manajemen biaya operasionalnya sehingga akan lebih efisien dan efektif di masa yang akan datang karena besar kecilnya biaya juga akan berpengaruh pada *split* yang akan diterima KKKS tersebut.
2.	Modal dan risiko seluruhnya ditanggung oleh KKKS, namun kepemilikan sumberdaya alam tetap di tangan Pemerintah sampai pada titik penyerahan dan pengendalian manajemen operasi tetap berada pada Pemerintah (SKK Migas), hal ini dapat diartikan bahwa negara masih punya kontrol yang cukup dalam pengelolaan KKS hulu migas
3.	Mekanisme bagi hasil lebih sederhana dan risiko bisnis dalam skema baru ini dapat dimitigasi dengan insentif bagi hasil tersebut.
4.	KKKS harus memenuhi kebutuhan migas untuk keperluan dalam negeri sebanyak 25 persen dari bagian kontraktor, hal ini berarti potensi jaminan ketersediaan minyak dalam negeri agar sesuai dengan target persediaan harian ada harapan untuk tercapai.
5.	Kontraktor mendapatkan pembayaran sebesar harga minyak mentah Indonesia, hal ini dapat diartikan bahwa tidak akan ada potensi kerugian negara/membayar harga lebih tinggi karena tidak adanya dualisme harga minyak yang digunakan.
6.	Kontraktor wajib menggunakan tenaga kerja warga negara Indonesia, pemanfaatan barang, jasa, teknologi serta kemampuan rekayasa dan rancang bangun dalam negeri, hal ini akan mendorong pemanfaatan barang dan jasa (tenaga kerja) domestik sehingga dapat mengurangi *over supply* pada barang dan jasa terkait.
7.	Data yang diperoleh kontraktor dari pelaksanaan kontrak bagi hasil ini merupakan milik negara. Jadi, ketentuan mengenai pengelolaan dan pemanfaatan tersebut dilaksanakan sesuai ketentuan peraturan perundang-undangan.

8.	Seluruh barang dan peralatan yang secara langsung digunakan dalam kegiatan usaha hulu migas yang dibeli kontraktor menjadi milik atau kekayaan negara.
9.	Tanah yang telah diselesaikan proses pembebasannya oleh kontraktor menjadi milik negara dan dikelola SKK Migas, kecuali tanah sewa.
10.	Kontrak yang berakhir dan telah diberikan persetujuan perpanjangan dapat tetap menggunakan skema lama atau mengusulkan perubahan kontrak *gross Split*. Hal ini menjadi salah satu daya tarik investasi hulu migas.
11.	Sedangkan kontrak yang telah ditandatangan sebelum aturan ditetapkan dapat mengusulkan perubahan menjadi *gross split*. Dalam pengusulan tersebut, biaya operasi yang telah dikeluarkan dan belum dikembalikan dapat diperhitung kan menjadi tambahan bagi hasil.

Sumber: Ilustrasi Penulis, Kepmen 8/2017 dan sumber lainnya

Tabel-3 di atas dapat menjelaskan bahwa ada beberapa potensi manfaat (keuntungan) yang akan didapatkan oleh negara (APBN) secara khusus dan bisnis hulu migas Indonesia secara umum yaitu:

1) Dihapuskannya sistem *cost recovery* yang selama ini membebani keuangan negara;
2) Negara tidak menanggung modal dan risiko bisnis sama sekali;
3) Kekayaan SDA (migas) masih dalam kontrol Pemerintah;
4) Ketersediaan migas domestik ada harapan akan lebih terjamin dan sesuai dengan target;
5) Kestabilan harga minyak dapat terjamin karena patokan dalam kerja sama ini adalah CPI;
6) Mendorong pemanfaatan tenaga kerja, barang, dan jasa domestik;
7) Aset negara (berupa barang, peralatan, tanah) akan terus bertambah dari pelaksanaan bisnis dengan skema ini.

Sedangkan potensi terjadinya kerugian/biaya/kelemahan dari implementasi skema PSC *Gross Split* ini dapat penulis tampilkan pada tabel 4 di bawah ini.

Tabel 4: Potensi Kerugian Dari Implementasi PSC *Gross Split* Bagi Negara (APBN) dan Bisnis Hulu Migas di Indonesia Secara Umum

	Potensi Kerugian (Kelemahan)
1.	Ada potensi di mana penerimaan negara (*split* pemerintah) pada suatu lapangan pengembangan hulu migas (wilayah kerja) tertentu itu bisa menjadi sangat minimal bahkan mungkin bisa 'nol' jika ada tambahan complain *split* dari KKKS pada seluruh jenis variabel baik yang berada pada komponen, progresif, maupun nilai keekonomian karena dianggap berada pada kondisi lapangan pengembangan (wilayah kerja) yang tidak normal dan perlu perlakukan khusus (non-konvensioanal). Disamping itu, dalam skema *gross split* sangat memungkinkan KKKS menerima bagi hasil lebih besar dari pada *base split*-nya, karena KKKS akan lebih cenderung meminta klaim dari Pemerintah agar beberapa komponen (variabel, progresif, keekonomian lapangan) dapat diperhitungkan dalam tambahan *split* bagi KKKS.
2.	Dengan sangat dinamisnya *split* tambahan (komponen dan progresif) yang dapat berubah setiap bulannya tersebut maka sangat dimungkinkan juga akan mengganggu asumsi Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP) Migas di dalam APBN.
3.	Belum jelasnya kriteria-kriteria yang digunakan oleh SKK Migas dalam menilai kelayakan rencana kerja calon kontraktor, hal ini bisa membuat ketidakpastian kerja dan mengurangi minat/motivasi investor hulu migas untuk menanamkan investasinya di Indonesia.

Sumber: Ilustrasi Penulis, Kepmen 8/2017 dan sumber lainnya

Jadi, potensi kerugian (kelemahan dan biaya) dari implementasi PSC *Gross Split* ini menurunkan potensi penerimaan negara, ketidakpastian penerimaan negara (PNBP) karena ada ketentuan klaim terhadap komponen variabel, progresif dan nilai keekonomian lapangan. Potensi kerugian ini juga bisa muncul dari sisi minat/motivasi untuk berinvestasi di bisnis ini di masa yang akan datang.

KESIMPULAN

Kondisi cadangan dan produksi migas Indonesia secara nasional dari tahun ke tahun semakin menurun, ini artinya migas tidak lagi dan tidak akan menjadi sumber energi utama bagi bangsa Indonesia pada suatu saat nanti. Dari sisi potensi penerimaan negara sektor migas juga diperkirakan akan mengalami penurunan di masa-masa yang akan datang. Pemerintah berfikir keras untuk tetap mempertahankan jumlah produks migas agar tetap optimal, mengamankan cadangan migas, serta menjaga potensi penerimaan negara di sektor ini agar stabil.

Salah satu strategi dari itu semua adalah merekayasa skema bisnis kontrak kerja sama bisnis hulu migas antara Pemerntah dan kontraktor dengan sebaik dan seoptimal mungkin. Oleh karena itu, mulai tahun 2017, Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) telah menetapkan dan menerapkan skema kerja sama bagi hasil dengan KKKS yang baru yang diharapkan dapat memperbaiki iklim investasi hulu migas, meningkatkan kegiatan eksplorasi migas, dan dapat mempertahankan produksi migas serta penerimaan negara di sektor ini. Skema ini dikenal dengan istilah PSC *Gross Split* dalam kontrak kerja sama antara pemerintah dan kontraktor industri hulu minyak dan gas bumi (migas). Salah satu tujuan dari skema kontrak baru migas ini adalah agar terjadi efisiensi biaya baik bagi KKKS maupun bagi negara dan APBN karena dihilangkannya kewajiban negara untuk mengganti biaya operasi industri hulu migas (*cost recovery*) yang dikeluarkan oleh KKKS.

Ada beberapa potensi manfaat dari skema *Gross Split* ini diantaranya adalah: (1) dengan tidak diberlakukannya *cost recovery* sehingga biaya operasional akan lebih efisien dan efektif dan pengeluaran negara dari sisi ini juga bisa dihilangkan, (2) modal dan risiko seluruhnya ditanggung oleh KKKS, dan (3) kepemilikan sumberdaya alam tetap di tangan Pemerintah sampai pada titik penyerahan serta (4) pengendalian manajemen operasi tetap berada pada SKK Pemerintah, hal ini dapat diartikan bahwa negara masih punya kontrol yang cukup dalam pengelolaan KKS hulu migas.

Namun, skema ini juga masih berpotensi mendatangkan kerugian bagi negara (APBN) karena penerimaan negara (*split* pemerintah) pada suatu lapangan pengembangan hulu migas (wilayah kerja) tertentu itu bisa menjadi sangat minimal bahkan mungkin bisa 'nol' jika ada

tambahan komplain *split* dari KKKS pada seluruh jenis variabel baik yang berada pada komponen, progresif, maupun nilai keekonomian karena dianggap berada pada kondisi lapangan pengembangan (wilayah kerja) yang tidak normal dan perlu perlakukan khusus (non-konvensional).

REKOMENDASI

Ada beberapa rekomendasi yang dapat disampaiakn penulis berdasarkan pembahasan dan kesimpulan di atas, yaitu:

1) Perlu penekanan kembali bahwa KKKS harus efisiensi dan efektif dalam mengeluarkan biaya operasional agar penerimaan Pajak Penghasilan (PPh) dari KKKS tetap optimal karena biaya operasi adalah menjadi pengurang dari bagi hasil yang menjadi dasar pengenaan PPh sehingga penerimaan negara dari sisi PPh KKKS juga tetap optimal.
2) Tambahan atau pengurangan *split* bagi KKKS dan atau Pemerintah hendaknya tetap dibatasi pertambahan/pengurangan jumlah variabelnya dan atau besaran persentase sehingga net-*split* yang diterima oleh kedua belah/salah satu pihak masih tetap besar terutama menjaga potensi penerimaan negara (dari sisi *split* bagi negara) agar tetap optimal.
3) Perlu revitalisasi kembali peran dan wewenang dari SKK migas dalam skema PSC *Gross Split* ini agar dalam pelaksanaan tugas lembaga tersebut tetap optimal namun juga tetap menjaga efisiensi dalam pengeluaran APBN terutama dari sisi pengeluaran operasional/rutin (misalnya pada pengeluaran belanja pegawai).

REFERENSI

Bachtiar, Andang (2017), *Gross Split dan Rencana Umum Energi Nasional (Produksi dan Impor Migas Indonesia),* Dewan Energi Nasional, Disampaikan Pada Seminar Nasional tentang "*Gross* PSC dan Implikasinya Terhadap Kegiatan Eksplorasi dan Produksi dalam Pengelolaan Migas Nasional" Jakarta, 19 Januari 2017, Tidak Dipublikasikan;

Hadi, R. Gunung Sardjono (2017), *PSC Gross Split dan Penerapannya,* Disampaikan Pada Seminar Nasional tentang "Gross PSC dan Implikasinya Terhadap Kegiatan Eksplorasi dan Produksi dalam Pengelolaan Migas Nasional" Jakarta, 19 Januari 2017, Tidak Dipublikasikan;

Ikatan Ahli Geologi Indonesia (IAGI) (2017), Gross PSC, *Implikasinya terhadap Kegiatan Eksplorasi dan Produksi,* Disampaikan Pada Seminar Nasional tentang "Gross PSC dan Implikasinya Terhadap Kegiatan Eksplorasi dan Produksi dalam Pengelolaan Migas Nasional" Jakarta, 19 Januari 2017, Tidak Dipublikasikan;

Peraturan Menteri Energi Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 08 Tahun 2017 Tanggal 16 Januari 2017 tentang "*Kontrak Bagi Hasil Gross Split*";

Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 79 Tahun 2010 Tanggal 20 Desember 2010 tentang "B*iaya Operasi Yang Dapat Dikembalikan Dan Perlakuan Pajak Penghasilan Di Bidang Usaha Hulu Migas*";

Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 79 Tahun 2014 Tanggal 17 Oktober 2014 tentang "*Kebijakan Energi Nasional*";

Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 9 Tahun 2013 tentang "*Penyelenggaraan Pengelolaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi*";

Sutadiwiria, Gunawan (2017), *Peran SKK Migas Dalam Kontrak Bagi Hasil Gross Split,* SKK Migas, Disampaikan Pada Seminar Nasional tentang "Gross PSC dan Implikasinya Terhadap Kegiatan Eksplorasi dan Produksi dalam Pengelolaan Migas Nasional" Jakarta, 19 Januari 2017, Tidak Dipublikasikan;

Tahar, Arcandra (2017), *Rancangan Gross Split,* Disampaikan Pada Seminar Nasional tentang "Gross PSC dan Implikasinya Terhadap Kegiatan Eksplorasi dan Produksi dalam Pengelolaan Migas Nasional" Jakarta, 19 Januari 2017, Tidak Dipublikasikan;

Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 30 Tahuan 2007 Tanggal 10 Agustus 2007 tentang "*Energi*"

10

PERKEMBANGAN PENGATURAN KONTRAK KERJA SAMA PENGUSAHAAN MINYAK DAN GAS BUMI DI INDONESIA

Akhmad Yasin - Peneliti pada Pusat Kebijakan APBN, Badan Kebijakan Fiskal

ABSTRAK

Migas menjadi sumber daya mineral yang dapat mendatangkan pendapatan negara. Pengusahaan dan pengelolaannya harus dapat mendatangkan bagi sebesar-besarnya kemakmuran rakyat. Untuk mewujudkan tujuan pembangunan nasional tersebut, negara harus menjadi pemilik mutlak sumber daya migas yang ada di dalam wilayah kedaulatannya. Oleh karena itu, untuk mengokohkan kedudukannya, pemerintah harus memiliki landasan hukum yang pasti untuk melegitimasi kepemilikan migas dan hanya menjadikan perusahaan swasta migas hanya sebagai kontraktor. Setiap kontrak kerja sama pengusahaan migas dan peraturan terkait migas harus selalu berpihak kepada kepentingan rakyat Indonesia. Perubahan-perubahan kebijakan migas dalam bentuk peraturan dan kontrak kerja sama sudah menjadi keniscayaan untuk menuju kepada kedaulatan negara atas migas. Artikel ini membahas perkembangan peraturan dan bentuk kerja sama pengusahaan migas sejak jaman kolonial Hindia Belanda hingga masa reformasi dengan sifat penelitian yang analisis deskriptif berdasarkan data sekunder dari kepustakaan dan peraturan perundang-undangan di bidang migas.

Kata Kunci: kontrak kerja sama, minyak dan gas, Indonesia

I. PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi menjadi salah satu sumber pendapatan bagi negara yang sangat diharapkan oleh pemerintah. Pengusahaan dan pengelolaan yang baik dan maksimal terhadap kedua sumber daya alam dapat menciptakan tingkat pertumbuhan ekonomi nasional yang tinggi. Pertumbuhan ekonomi yang tinggi menjadi tujuan dan harapan pembangunan nasional menuju kepada kemakmuran dan kesejahteraan rakyat yang sebesar-besarnya. Minyak dan gas bumi memegang peranan penting dalam menjaga keberlangsungan kehidupan manusia karena manfaat besar yang dihasilkannya, terutama manfaat ekonomis.

Minyak dan gas bumi tidak dapat dipisahkan dari kehidupan manusia sehari-hari karena berbagai manfaat yang terkandung di dalamnya. Sumber mineral dari perut bumi ini selain dapat dimanfaatkan untuk bahan bakar juga dapat digunakan sebagai sumber gas cair, industri kimia, sumber produksi polimer, produksi bahan serat, sumber bahan poliuretan, produk keperluan dapur, bahan produksi mobil, sumber pengolahan pupuk, pembangkit listrik dan sebagainya. Oleh karena itu, minyak dan gas bumi telah menjadi konsumsi masyarakat dunia dan mempengaruhi pertumbuhan ekonomi suatu negara.

Sebagai salah satu sumber daya mineral yang terkandung di dalam perut bumi, migas berada di bawah kontrol dan penguasaan negara. Penguasaan sumber-sumber daya alam, khususnya minyak dan gas bumi yang terkandung di dalam bumi oleh negara dikuatkan dengan pernyataan Pasal 33 ayat 3 UUD 45 yang menyebutkan bahwa bumi, air, dan kekayaan alam yang terkandung di dalamnya dikuasai oleh negara dan dipergunakan untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat. Ketentuan tersebut menyiratkan bahwa seluruh kekayaan alam yang berada di wilayah NKRI harus dikelola dan dimanfaatkan sebesar-besarnya untuk kemakmuran dan kesejahteraan rakyat. Dalam rangka mewujudkan cita-cita pembangunan nasional tersebut, pemerintah selaku wakil negara berkewajiban untuk mengusahakan, mengelola, dan memanfaatkan semua sumber daya migas yang ada agar bermanfaat bagi kesejahteraan rakyat melalui berbagai macam instrumen kebijakan, terutama yang terkait dengan otoritasnya sebagai pemegang kuasa pertambangan melalui pengusahaan sendiri produksi migas maupun melalui perusahaan kontraktor migas.

Di Indonesia, industri migas terbagi menjadi dua kegiatan usaha, yaitu kegiatan hulu (*upstream*) dan kegiatan hilir (*downstream*). Kegiatan hulu terdiri dari eksplorasi dan eksploitasi atau produksi, sedangkan kegiatan hilir terdiri dari pengolahan (*refinery*), transportasi, dan pemasaran. Sebagaimana disebutkan dalam Pasal 5 UU No. 22 Tahun 2001 tentang Migas yang menyatakan bahwa kegiatan usaha minyak dan gas bumi terdiri atas 1). kegiatan usaha hulu yang mencakup eksplorasi dan eksploitasi, dan 2) kegiatan usaha hilir yang mencakup pengolahan, pengangkutan, penyimpanan, dan niaga. Industri hulu migas dikelola oleh SKK Migas, sedangkan industri hilir dikelola oleh BPH (Badan Pengelola Hilir) Migas. Kedua badan tersebut bertindak sebagai wakil pemerintah dalam pengelolaan industri migas di Indonesia. Penyelenggaraan kegiatan usaha minyak dan gas bumi didasarkan pada ekonomi kerakyatan, keterpaduan, manfaat, keadilan, keseimbangan, pemerataan, kemakmuran bersama dan kesejahteraan rakyat banyak, keamanan, keselamatan, dan kepastian hukum serta berwawasan lingkungan sebagaimana yang disebutkan dalam Pasal 2 UU No. 22 Tahun 2001 tentang Migas.

Penyelenggaraan usaha hulu migas memerlukan nilai investasi yang sangat besar dan meningkat setiap tahunnya. Pada tahun 2013, total investasi di sektor hulu Migas mencapai $20.395 Miliar, yang terdiri dari $2.976 Miliar untuk kegiatan eksplorasi, $4.183 Miliar untuk pembangunan, $11.869 untuk produksi, dan $1.362 Miliar untuk administrasi. Besarnya investasi di sektor ini memperlihatkan bagaimana sektor hulu migas di Indonesia masih menjadi incaran investor, baik dari dalam negeri maupun luar negeri. Sejak awal tahun 2015 sendiri, terdapat 310 kontrak migas konvensional dan nonkonvensional, dengan rincian 229 kontrak pada tahap eksplorasi, 18 kontrak dalam tahap pembangunan, dan 63 kontrak pada tahap produksi. Namun, besarnya angka investasi di sektor ini tidak mewakili perasaan "aman" para investor untuk berinvestasi di sektor hulu migas ini. Tetap saja ada beberapa faktor yang harus diperhatikan oleh para investor dalam menyelenggarakan usaha ini di Indonesia, khususnya terkait dengan regulasi yang ada di Indonesia (http://www.hukumonline.com/, 2015).

Pelaksanaan pengusahaan migas di Indonesia dilaksanakan melalui kontrak kerja sama antara pemerintah dan kontraktor kontrak kerja sama (KKKS). Saat ini pelaksanaan perjanjian kontrak migas dilakukan

oleh pemerintah dan KKKS, dimana pemerintah diwakili oleh Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Migas atau SKK Migas. Pelaksanaan pengusahaan migas melalui berbagai kontrak yang mengalami perubahan dan perkembangan selama beberapa periode, baik di masa kolonial, masa pra dan pascakemerdekaan dan masa orde lama, orde baru serta reformasi. Penulis akan membahas mengenai perkembangan pengaturan kontrak kerjasama pengusahaan migas di Indonesia. Pertanyaan penelitiannya adalah bagaimana perkembangan pengaturan kontrak kerjasama pengusahaan migas Indonesia.

II. Tinjauan Pustaka

2.1 Sejarah Pertambangan Minyak dan Gas Bumi di Indonesia

Sejarah pertambangan minyak dan gas bumi di Indonesia dapat dibagi dalam tiga periode, yaitu periode pra kemerdekaan, periode 1945-1971, dan periode 1971-sekarang (Simamora, 2000).

A. Periode Prakemerdekaan

Penambangan minyak bumi pertama kali di Indonesia dilakukan oleh pengusaha Belanda, Jan Reerink pada 1871 di lereng Gunung Ciremai, Cirebon, Jawa Barat. Namun, pencarian saat itu dengan melakukan pengeboran di empat sumur, tetapi tidak memberikan hasil yang layak secara komersial (Sanusi, Potensi Ekonomi Migas Indonesia, 2004). Zijker secara tidak sengaja menemukan resapan minyak ketika berteduh di suatu tempat. Atas dasar keyakinanya bahwa yang dia temukan adalah minyak maka Zijker mendatangkan modal dari Belanda untuk mulai membentuk perusahaan dan mencari sumber minyak tersebut. Ziljker pun mulai memproduksi minyak pada tahun 1885. Keberhasilan Zijlker ini membuat para pengusaha mencari minyak ke berbagai daerah di Indonesia yang diyakini memiliki sumber minyak (Sanusi, 2002). Pada 1883, Aeilko Jans Zijlker menemukan minyak yang berkualitas baik dan layak komersial di daerah Langkat Sumatera Utara. Untuk memperlancar usahanya, Zijlker membentuk badan usaha komersial agar dapat memperoleh bantuan modal dari Belanda dan konsesi dari Sultan Langkat.

Pada pengeboran pertama di Telaga Tiga setelah mendapatkan konsesi dari Sultan Langkat, Zijlker tidak mendapatkan hasil. Pada pengeboran di sumur kedua pada 15 Juni 1885, di daerah Telaga

Tunggal dan menghasilkan minyak yang sangat komersial. Sumur ini dinamakan Telaga Tunggal No. 1 karena terus menghasilkan minyak hingga berumur lebih dari lima puluh tahun. Pada 1887, Andrian Stoop, berhasil menemukan minyak yang komersial dan feasible di daerah Kruka, Jawa Timur dan di Ledok, Cepu, Jawa Tengah pada 1901. Pada 1890, dia mendirikan kilang pengolahan minyak pertama di Indonesia di Wonokromo dan pada 1894 menyusul pendirian kilang pengolahan di Cepu.

Pada 16 Juni 1890, Zijlker mendirikan *Koninklijke Nederlandsche Petroleum Company* atau *Royal Dutch Petroleum Company*. Suatu perusahaan yang berfokus untuk memproduksi, mengolah dan memasarkan minyak bumi dengan kantor pusat administrasinya di Pangkalan Brandan. Perusahaan ini melalui pengembangan Konsesi Telaga Said, telah membangun kilang pengolahan di Pangkalan Brandan, Sumatera Utara yang selesai dibangun pada Februari 1892. Pada 1898, telah selesai dibangun tangki penyimpanan dan fasilitas kepelabuhanan di Pangkalan Susu, Sumatera Utara dan menjadi fasilitas pelabuhan minyak pertama di Indonesia. *Royal Dutch Petroleum Company* pada saat itu telah mampu melakukan ekspor minyak ke Timur Jauh dari Pangkalan Susu.

Pada 1894 *Shell Transport and Trading Co* yang didirikan oleh Marcus Samuel, warga Inggris, membangun kilang pengolahan di Balikpapan setelah menemukan minyak di Kalimantan Timur. Pemerintah Hindia Belanda menyadari potensi sumber daya migas yang besar yang dimiliki Indonesia. Oleh karena itu, pada 1899 diundangkan *Indische Mijn Wet* yang melegalisasi wewenang pemerintah Hindia Belanda untuk memberikan konsesi pertambangan di wilayah Hindia Belanda menggantikan wewenang para sultan dan raja masa itu. Para raja dan sultan akan mendapatkan bagian dari penambangan minyak jika mereka mau bekerjasama dengan pemerintah Hindi Belanda. *Indische Mijn Wet* 1899 menjadi titik awal sejarah penjajahan dan dominasi asing atas sumber daya migas di Indonesia.

Dalam *Indische Mijn Wet* 1899 hak pengelola hanya diberikan kepada warga Belanda, Penduduk Belanda, dan Hindia Belanda serta perusahaan-perusahaan yang didirikan di negeri Belanda atau Hindia Belanda. Aturan ini menjadi landasan operasional pengelolaan migas yang lebih menguntungkan pihak Belanda atau Hindia Belanda

(Ariyon, 2012).

Awal abad ke- 20, *Royal Dutch Petroleum Company* dan *Shell Transport and Trading Co* melakukan *merger*. Melalui *merger* kedua perusahaan tersebut, maka asset yang dibagi dari penggabungan kedua perusahaan tersebut sesuai kesepakatan kedua belah pihak adalah *Shell Transport and Trading Co* mendapat 40% dan *Royal Dutch Petroleum Company* mendapatkan 60% dari seluruh aset yang digabung. Pada 24 Februari 1907 kedua gabungan perusahaan tersebut resmi membentuk satu perusahaan dengan nama *The Royal Dutch Shell Group* yang di dunia terkenal dengan nama *Shell*. Pada 1911, *Shell* mengakuisisi *Dortsche Petroleum Company* di Jawa Timur dengan tujuan menguatkan dominasi industri minyak di Indonesia dan menjadikan seluruh industri minyak di Indonesia di bawah pengawasan *Shell*.

Shell unggul dalam pengolahan dan produksi, sementara untuk pemasaran, khususnya di Timur Jauh dikuasai oleh *Standard Oil*. Persaingan yang ketat antara *Shell* dan *Standard Oil* mewarnai perkembangan industri minyak di Indonesia dalam beberapa dekade. Pada 1904, *Indische Mijn Wet*, diubah lagi setelah diubah pada 1900. Melalui perubahan aturan tersebut, posisi *Shell* sebagai dominator industri minyak di Indonesia tetap kuat karena perubahan aturan tersebut merupakan refleksi dari persaingan ketat antara *Shell* dan *Standard Oil* dalam perebutan kekuasaan di industri minyak Indonesia. Tujuan persaingan ketat tersebut adalah untuk mendapatkan konsesi minyak baru. Namun, karena pemegang saham utama di *Shell* adalah orang Belanda, maka tujuan penghentian konsesi dari adanya persaingan ketat antara kedua perusahaan tersebut adalah untuk memperkuat dominator *Shell* sebagai dominator industri minyak di Indonesia.

Untuk memberikan kelonggaran dalam mendapatkan konsesi minyak baru, maka pada 1918 undang-undang tersebut diubah kembali. Ternyata, perubahan tersebut tidak membawa perubahan yang berarti dalam praktek di lapangan. Perlakuan diskriminatif dan proteksionis terhadap perusahaan Belanda dan non Belanda tetap terjadi. Atas perlakuan diskriminatif dan proteksionis itu, perusahaan Amerika melaporkan ke Departemen Luar Negeri Amerika Serikat yang kemudian mendesak pemerintah Belanda di Den Haag untuk menekan pemerintah Hindia Belanda di Batavia. Atas tekanan politik inilah, Kongres Amerika Serikat mengeluarkan *General Leasing Act* pada

1920. Undang-undang tersebut memberlakukan asas nondiskriminasi atas pemberian konsesi di Amerika Serikat. Berdasarkan asas tersebut, pemerintah Amerika Serikat dapat menolak permohonan konsesi perusahaan Belanda di Amerika Serikat jika permohonan konsesi perusahaan Amerika di daerah kekuasaan Belanda, termasuk Hindia Belanda ditolak tanpa alasan yang benar dan jelas.

Tekanan politik melalui *General Leasing Act* 1920 pemerintah Amerika terhadap pemerintah Hindia Belanda membuahkan hasil dengan dibukanya daerah Jambi sebagai daerah konsesi baru. Konsesi baru tersebut pada akhirnya kembali diberikan kepada perusahaan patungan antara *Shell* dan pemerintah Hindia Belanda yang bernama *Nederlandsche Indische Aardolie Maatschappij* (NIAM). Masyarakat perminyakan internasionalpun melakukan tantangan dan pembalasan terhadap kebijakan diskriminatif ini. Kebijakan diskriminatif Belanda ini dibalas dengan ditolaknya permohonan konsesi *Shell* di daratan Amerika seperit di Utah, Wyoming, dan Oklahoma. Tekanan politik ini membuahkan hasil dengan diberikannya konsesi baru kepada perusahaan Amerika. Pada saat itu, lima perusahaan yang memiliki konsesi dan beroperasi di Indonesia, yaitu *Shell*, SVPM (*Standard of New Jersey* dan *Standard of New York*) dan *Caltex (Standard of California dan Texaco)*.

Penyerbuan dan pendudukan tentara Jepang di Indonesia menjadikan tentara Hindia Belanda dan perusahaan minyak melaksanakan taktik bumi hangus terhadap semua instalasi dan fasilitas perminyakan yang ada. Jepang pun mencoba meneruskan operasi perminyakan yang masih ada yang luput dari pembumihangusan dengan pengetahuan dan pengalaman perminyakan yang kurang memadai. Jepang memanfaatkan potensi tenaga kerja Indonesia yang pernah bekerja di perminyakan jaman Belanda disertai dengan pemberian pelatihan dan pendidikan untuk meningkatkan keahlian tenaga kerja Indonesia di bidang perminyakan.

B. Periode 1945 – 1971

Pasca kemerdekaan, pemerintahan Indonesia yang baru mengeluarkan undang-undang mengenai pertambangan berupa Undang-Undang No. 44 Tahun 1960 yang merubah status hukum perusahaan-perusahaan migas di Indonesia. Undang-undang tersebut menetapkan bahwa perusahaan perusahaan asing tidak lagi diberikan hak konsensi tetapi

hanya bertindak sebagai kontraktor (Saragih, 2010). Pada periode ini, semua fasilitas minyak di Indonesia, seperti di Pangkalan Brandan, Sumatera Utara, Sumatera Selatan, Jambi, Jawa Barat, dan Cepu Jawa Tengah berhasil direbut oleh Laskar Minyak dari pendudukan dan penguasaan tentara Jepang. Lapangan minyak Pangkalan Brandan yang berhasil direbut dari Jepang, pengoperasiannya dilakukan dengan pembentukan perusahaan minyak nasional yang pertama dengan nama Perusahaan Tambang Minyak Negara Republik Indonesia (PTMNRI) yang bertugas melanjutkan pengoperasian fasilitas minyak Pangkalan Brandan. Pada 1954, PTMNRI berubah nama menjadi PT. Tambang Minyak Sumatera Utara (PT. TMSU).

Di Sumatera Selatan dan Jambi dibentuk Perusahaan Minyak Republik Indonesia (PERMIRI). Di Jawa Tengah pemerintah mendirikan Perusahaan Tambang Minyak Nasional (PTMN). Dengan adanya pengakuan kedaulatan dari Belanda kepada Indonesia menjadi titik awal perubahan strategi perjuangan dari revolusi dan negosiasi ke rehabilitasi dan konsolidasi. Kondolidasi dan rehabilitasi sangat penting artinya bagi sektor migas karena adanya perubahan bentuk negara dari kesatuan menjadi serikat berdasarkan perjanjian pengakuan kedaulatan. Oleh karena itu, disusun rencana penyatuan dengan menempatkan sektor minyak dan gas bumi berada di bawah kendali pemerintah pusat (Anderson G, 1972).

Pada Agustus 1951, pemerintah menunjuk Mr. Mohammad Hasan menjadi Ketua Komisi Perdagangan dan Industri di DPR untuk melakukan penelitian sektor migas. Hasil penelitian yang dapat disimpulkan antara lain:

1. Ladang-ladang minyak di Sumatera Utara dapat dinasionalisasi dengan pembayaran ganti rugi,
2. Indonesia tidak memperoleh pembagian yang sesuai atas operasi perusahaan minyak asing berdasarkan perjanjian konsesi dan peraturan perpajakan yang berlaku (Anderson G, 1972).

Pada 1960, lahirlah UU No. 44 Prp Tahun 1960 yang mengamanatkan pengusahaan pertambangan minyak dan gas bumi hanya dilaksanakan oleh perusahaan negara. Apabila perusahaan negara tidak dapat melaksanakan pekerjaan sendiri, menteri dapat menunjuk pihak lain sebagai kontraktor untuk perusahaan negara guna melaksanakan pekerjaan yang belum atau tidak dapat dilaksanakan

sendiri oleh perusahaan negara, sebagaimana diatur dalam Pasal 6 undang-undang tersebut. Berdasarkan aturan ini, semua pemegang konsesi pertambangan minyak dan gas bumi yang lama seperti *Shell*, *Stanvac*, dan *Caltex* beralih menjadi kontraktor perusahaan negara. Status ketiga perusahaan tersebut menjadi kontraktor perusahaan negara ditandai dengan persetujuan untuk menandatangani Kontrak Karya.

Masing-masing mendapat pekerjaan sebagai kontraktor untuk tiga perusahaan negara, yaitu *Shell* menjadi kontraktor PN Permigan, *Stanvac* kontraktornya PN Permina, dan *Caltex* kontraktornya PN Pertamin. Isi kontrak karya yang disepakati oleh ketiga perusahaan dengan pemerintah adalah disetujuinya penjualan semua fasilitas pengolahan minyak bumi dan semua harta benda ketiga perusahaan tersebut sepanjang mengenai pemasaran dan distribusi dalam negeri dalam waktu dengan harga dan cara tertentu (Hasan, 1985). Penandatanganan kontrak karya menjadi tonggak sejarah perubahan kedudukan negara dari sebagai penonton penambangan migas menjadi lebih dominan terhadap perusahaan asing yang telah menjadi kontraktor dari perusahaan negara. *Mineral interest* menjadi milik pemerintah Indonesia setelah lepas pasca diundangkannya *Indische Mijn Wet* 1899.

Berdasarkan UU No. 19 Prp Tahun 1960 tentang Perusahaan Negara dan UU No. 44 Prp Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi dibentuklah Perusahaan Negara Pertambangan Minyak Indonesia (PN Pertamin). Pada 10 Desember 1957 PT. TMSU diubah menjadi PT. Perusahaan Minyak Nasional (PT. Permina). PT. Permina pun diubah menjadi PN. Permina pada 1 Juli 1961 berdasarkan PP No. 198 Tahun 1961 untuk menyesuaikan dengan ketentuan UU No. 19 Prp Tahun 1960 dan UU No. 44 Prp Tahun 1960. Berdasarkan PP No. 27 Tahun 1968 PN Pertamin dan PN Permina dilebur menjadi satu perusahaan yang terintegrasi dalam wadah Perusahaan Negara Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Nasional (PN Pertamina). Peleburan ini menjadi bagian dari kebijakan untuk menyukseskan Repelita yang mulai dicanangkan saat itu, dengan harapan bahwa melalui manajemen yang terintegrasi, solid dan sempurna tujuan Repelita dapat dicapai semaksimal mungkin dengan pendukung utama sektor migas.

Berdasarkan UU No. 8 Tahun 1971 didirikanlah Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara (Pertamina). Jadilah

Pertamina satu-satunya perusahaan di Indonesia yang didirikan berdasarkan undang-undang hingga sekarang.

C. Periode 1971 – sekarang

Tujuan berdirinya Pertamina adalah untuk meningkatkan produktivitas, efektivitas, dan efisiensi operasi perminyakan nasional dalam wadah *integrated oil company* dengan satu manajemen yang sempurna. Pertamina pun telah mampu berperan sebagai *real player* dalam industri migas nasional dan internasional. Penerapan kontrak kerja sama dalam bentuk Kontrak *Production Sharing* mampu menghadirkan kerja sama dengan pihak asing dan mendatangkan teknologi mutakhir disamping semakin meningkatkan kepercayaan kontraktor asing untuk menanamkan modalnya. Kegiatan eksplorasi dan produksi meningkat seiring dengan bertambahnya jumlah kontrak *production sharing*.

Eksplorasi dan produksi tidak hanya dilakukan di daratan, tetapi mencakup daerah lepas pantai hingga di laut dalam untuk lepas pantai dan daerah terpencil untuk di daratan. Kesuksesan besar Pertamina salah satunya adalah keberhasilannya dalam mengembangkan proyek pengolahan gas alam menjadi *Liquefied Natural Gas* (LNG) dan *Liquefied Petroleum Gas* (LPG). LNG masih digunakan sebagai produk ekspor karena belum adanya infrastruktur pendukung untuk penggunaan LNG di dalam negeri. LNG diekspor ke Jepang, Korea Selatan, dan Taiwan. Sedangkan LPG sudah dikonsumsi dalam jumlah cukup besar di dalam negeri disamping diekspor ke beberapa negara, salah satunya ke Jepang.

Kinerja Pertamina semakin menunjukkan peningkatan yang terlihat dari pengembangan sektor pengolahan, pengangkutan, pemasaran, dan distribusi dalam negeri. Bidang pemasaran meliputi pemasaran dalam dan luar negeri dan mencakup berbagai produk sesuai dengan semakin beragamnya produk yang dihasilkan oleh kilang pengolahan Pertamina. Peningkatan dan kelangsungan *revenue* dari sumber migas dijamin melalui melalui bidang pemasaran. Sifat monopoli Pertamina sangat mendukung proses keberhasilan distribusi BBM dalam negeri. Monopoli yang *integrated approach* mampu mengatasi hambatan nyata dalam masalah distribusi Indonesia yang disebabkan oleh kondisi medan yang belum terhubungkan dengan infrastruktur yang baik.

Pendistribusian dan penjagaan pasokan BBM bersubsidi telah dilaksanakan oleh Pertamina dengan baik, termasuk dalam mengelola

dan mempertahankan cadangan minimum agar kontinuitas pasokan selalu terjamin. Usaha Pertamina tidak sebatas pada pemanfaatan sumber daya minyak dan gas bumi, tetapi meliputi pengusahaan terhadap panas bumi. Pertamina juga memiliki beberapa anak perusahaan seperti PT. Pelita Air Services, PT. Pertamina Tongkang, PT. Elnusa, PT. Patra Jasa, PT. Patra Insana, dan PT. Patra Tani (Pertamina).

2.2 Pengusahaan Minyak dan Gas Bumi di Indonesia

Landasan yuridis formal pengusahaan migas tertinggi di Indonesia adalah Pasal 33 ayat (3) Undang-Undang Dasar 1945. Pengusahaan dan pengelolaan migas sebagai salah satu kekayaan alam yang terkandung di dalam bumi nusantara harus digunakan sebesar-besarnya untuk kemakmuran rakyat. Pasal 33 menjadi dasar eksploitasi sumber daya alam di Indonesia. Negara memiliki kekuasaan penuh dalam pengelolaan sumber daya Indonesia dalam konteks "Hak Menguasai Negara." Migas termasuk dalam sumber daya alam yang dikuasai oleh negara karena menjadi cabang produksi yang penting bagi negara dan digunakan sebesar-besarnya untuk kemakmuran rakyat.

Minyak dan gas bumi merupakan komoditas vital yang menguasai hajat hidup orang banyak dan mempunyai peranan penting dalam perekonomian nasional. Pengusahaan dan pengelolaan minyak dan gas bumi sebagai sumber daya alam strategis tidak terbarukan yang dikuasai oleh negara harus dapat secara maksimal memberikan kemakmuran dan kesejahteraan rakyat. Kegiatan usaha minyak dan gas bumi mempunyai peranan penting dalam memberikan nilai tambah secara nyata kepada pertumbuhan ekonomi nasional yang meningkat dan berkelanjutan.

Azas yang dianut dalam pengusahaan migas sebagaimana disebutkan dalam Pasal 2 Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Migas (UU No. 22/2001) atau UU Migas adalah ekonomi kerakyatan, keterpaduan, manfaat, keadilan, keseimbangan, pemerataan, kemakmuran bersama dan kesejahteraan rakyat banyak, keamanan, keselamatan, dan kepastian hukum serta berwawasan lingkungan.

Pengusahaan migas tidak dapat dilepaskan dari modal, risiko tinggi, dan teknologi canggih. Sistem pengusahaan migas menganut sistem konsesi dan kontrak. Sebelum diundangkannya Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi (UU Migas 2001), pengusahaan migas di Indonesia dituangkan dalam bentuk (a) Kontrak

Karya sebagaimana disebutkan dalam Pasal 6 ayat (1) dan (2) Undang-Undang Nomor 44 Prp. Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi (UU Migas 1960) dan (b) Kontrak *Production Sharing* sebagaimana disebutkan dalam Pasal 12 ayat (1) Undang-Undang Nomor 8 Tahun 1971 tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi (UU PERTAMINA). Salah satu perbedaan prinsip antara Kontrak Karya dan Kontrak *Production Sharing* terletak pada pembagian pendapatan dari hasil minyak dan gas bumi. Pada Kontrak Karya, yang dibagi adalah hasil penjualan minyak dan gas bumi; sedangkan pada Kontrak *Production Sharing* yang dibagi adalah hasil produksi minyak dan gas bumi (Salim, 2015).

Kontrak kerja sama adalah kontrak bagi hasil dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi yang lebih menguntungkan negara dan hasilnya untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat. Dalam kontrak kerjasama harus memuat persyaratan 1. Pemilik sumber daya alam tetap di tangan pemerintah; 2. Badan Pelaksana mengendalikan manajemen operasi; dan 3. Modal dan risiko ditanggung sepenuhnya oleh badan usaha atau bentuk usaha tetap. Eksplorasi dan eksploitasi merupakan kegiatan usaha hulu migas. Sedangkan kegiatan hilir migas meliputi pengolahan, pengangkutan, penyimpanan, dan niaga (Partowidagdo, 2004).

Posisi tawar pemerintah dan keterlibatannya dalam manajemen dan aspek pengusahaan migas, sangat menentukan sistem kontrak kerja sama antara sistem konsesi dan sistem kontrak. System kontrak pengusahaan migas yang digunakan Indonesia adalah *Production Sharing Contract* (PSC) atau kontrak bagi produksi. Adapun keuntungan PSC antara lain adalah:

1. Adanya campur tangan pemerintah dalam hal manajemen,
2. Penerimaan negara tergantung dari besarnya biaya operasi yang dikendalikan oleh negara,
3. Biaya operasional bukan berasal dari APBN.

Model kontraktual PSC pertama kali diperkenalkan pada 1961 untuk pengelolaan blok migas di Sumatera Utara. Saat ini, PSC yang dianggap sebagai produk asli Indonesia dan dikenal dengan Indonesian Model menetapkan besaran bagi hasil antara pemerintah dan perusahaan masing-masing sebesar 85 dan 15. Model PSC dianggap selaras dengan kepentingan di sejumlah negara berkembang.

Dalam model PSC, pemerintah sebagai pemilik lahan migas memberikan hak kepada perusahaan kontraktor asing untuk melakukan kegiatan usaha hulu migas mulai dari eksplorasi hingga produksi migas pada wilayah kerja dan periode tertentu. Namun, peran dan kontrol pemerintah atau melalui perusahaan negara lebih kuat daripada dalam model konsesi. Program kerja dan rencana anggaran kegiatan operasi perusahaan harus terlebih dahulu mendapatkan persetujuan pemerintah. Perusahaan kontraktor asing atau produsen membiayai seluruh kegiatan pengusahaan dan jika berhasil memproduksi migas secara komersial, maka seluruh biaya-biaya yang sudah dikeluarkan akan dibayarkan kembali melalui mekanisme *cost recovery* atau *cost oil*. Namun, jika gagal menemukan cadangan migas atau migas yang ditemukan tidak cukup untuk diproduksi secara komersial, maka seluruh kerugian menjadi risiko perusahaan. Status migas hasil produksi masih menjadi milik negara, kecuali bagian untuk perusahaan yang umumnya diserahkan di titik ekspor atau *delivery point* (Nasir, 2014).

Kontrak bagi hasil pertama kali digagas oleh Presiden Sukarno berdasarkan pengalamannya melihat praktek pengelolaan pertanian yang berlaku di Jawa. Para petani kebanyakan bukan pemilik sawah. Petani mendapatkan hasil dari paron (bagi hasil). Pengelolaan ada di tangan pemilik sawah (Sugiaryo, 2011).

III. Metode Penelitian

Analisis deskriptif menjadi pilihan penulis dalam metode penelitiannya. Teknik pengumpulan data yang digunakan adalah penelitian kepustakaan dan pengumpulan data-data sekunder lainnya dalam bentuk buku, artikel jurnal, peraturan perundang-undangan, website, majalah dan bahan rujukan lainnya yang terkait dengan obyek penulisan.

IV. Analisis dan Pembahasan

4.1 *Indische Mijn Wet* 1899

Potensi minyak dan gas bumi Indonesia yang sangat besar dan besarnya penerimaan dari hasil produksi migas serta semakin tumbuhnya perusahaan-perusahaan migas di nusantara, mendorong pemerintah Hindia Belanda menerbitkan peraturan perundang-undangan di bidang pengusahaan pertambangan. Peraturan itu adalah *Indische Mijn Wet* 1899 yang diundangkan dalam *Staatblad* No. 124, 1899 yang

diikuti dengan *Wet* Ordonantie (*Staatblad* No. 38, 1930). Berdasarkan *Indische Mijn Wet* ini, pemerintah Hindia Belanda memberikan izin atau konsesi kepada perusahaan-perusahaan migas untuk melakukan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi migas.

Beberapa ketentuan dalam *Indische Mijn Wet* 1899, antara lain: 1). Pemerintah memberikan ijin konsesi kepada pihak swasta untuk melakukan eskplorasi dan produksi minyak bumi; 2). Periode konsesi tidak lebih dari 75 tahun; 3). Pemegang konsesi harus membayar land rent kepada pemerintah kolonial; dan 4). Hasil produksi menjadi milik pemegang konsesi dan bebas untuk menjual atau mengekspor hasil produksinya tanpa persetujuan pemerintah (Nasir, 2014). Periode konsesi yang semula 75 tahun berubah menjadi 40 tahun setelah adanya amandemen terhadap *Indische Mijn Wet* 1899 pada 1918 ketika dilakukan amandemen kedua. Amandemen pertama dilakukan pada 1904 dengan maksud untuk melindungi pengusahaan migas dari perusahaan-perusahaan asing, khususnya perusahaan-perusahaan Amerika. Hasil amandemen adalah ijin konsesi hanya diberikan kepada warga negara Belanda, penduduk Hindia Belanda (Indonesia), dan perusahaan yang berkedudukan di bawah hukum Belanda atau Hindi Belanda.

Hasil amandemen 1904 diamandemen lagi pada 1918 yang mengatur pemberikan kesempatan kepada perusahaan-perusahaan asing non Belanda untuk memperoleh ijin konsesi. Ketentuan-ketentuan hasil amandemen 1918 selain pembatasan periode konsesi menjadi 40 tahun, juga diatur mengenai diwajibkannya pemegang konsesi membayar *an excise duty* 4% dari produksi minyak bumi, pajak sebesar 20% dari keuntungan minyak bumi dan pajak perusahaan sebesar 20% dari keuntungan perusahaan. Jumlah ijin konsesi hingga 1924 sebanyak 119 yang sudah dikeluarkan pemerintah Kolonial Belanda. Sistem konsesi tetap diberlakukan di awal kemerdekaan Indonesia pada 1945.

Indische Mijn Wet 1899 menjadi landasan hukum bagi seluruh kegiatan pertambangan baik di bidang minyak dan gas bumi maupun pertambangan umum lainnya. Dalam arti *wet* ini mengatur secara umum kegiatan pertambangan. Tidak ada perlakuan dan pengaturan khusus untuk kegiatan pertambangan minyak dan gas bumi sebagaimana sekarang. *Indische Mijn Wet* pada mulanya hanya diperuntukkan untuk mengatur kegiatan eksplorasi dan eksploitasi

pertambangan oleh swasta. Pada 1910 *Indische Mijn Wet* 1899 diubah dengan memberikan wewenang kepada pemerintah Hindia Belanda untuk ikut serta dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi pertambangan. Pengusahaan pertambangan oleh pemerintah dapat dilakukan melalui kerja sama dengan pihak lain maupun sendiri.

Sistem konsesi menjadi bentuk perjanjian kerja sama pengelolaan pertambangan menurut *wet* ini. Perjanjian konsesi ini mengatur tentang kewajiban kontraktor untuk membayar pajak tanah (*vast recht*) untuk tiap hektar areal konsesi yang diberikan dan royalti 4% dari produksi kotor. Kontraktor berwenang secara penuh terhadap manajemen dan minyak yang dihasilkan menjadi milik sepenuhnya kontraktor karena pembayaran royalti sudah dianggap sebagai pembayaran atas minyak yang dihasilkan kepada pemilik. Akibatnya, pemerintah tidak mempunyai akses dan kemampuan untuk menentukan harga jual dan ketersediaan minyak dalam negeri atas minyak yang dihasilkan.

Sistem konsesi menjadi sistem pengelolaan migas yang pertama diberlakukan di Indonesia pada masa pemerintahan Hindia Belanda. Konsesi merupakan bentuk perjanjian antara negara pemilik lahan migas atau selaku pemegang kuasa pertambangan migas dengan kontraktor kontrak kerja sama (KKKS) dengan mendapatkan hak untuk melakukan eksplorasi. Jika eksplorasi berhasil dan melakukan produksi serta memasarkan migas tanpa melibatkan negara pemberi konsesi dalam manajemen operasi. Secara sederhana konsesi dapat diartikan sebagai ijin atau lisensi untuk menjalankan usaha pertambangan migas yang diberikan negara kepada KKKS (Simamora, 2000). *Indische Mijn Wet* 1899 tetap berlaku sampai dikeluarkannya Undang-Undang No. 44 Prp Tahun 1960 karena dianggap tidak sesuai dengan filosofi dan ketentuan UUD 1945 Pasal 33.

Terkait dengan produk hukum kolonial Belanda *dependency theorist* menyatakan "*Colonial laws are instrumental in institutionalizing not just the inequalities of trade but also the forcible and violent transformations of traditional societies*" (Rajagukguk, 2005). Peraturan-peraturan pemerintah Hindia Belanda tersebut telah mempengaruhi prinsip-prinsip pengusahaan pertambangan minyak dan gas bumi. Prinsip-prinsip tersebut antara lain di bidang keselamatan kerja, perpajakan, dan sistem keuangan. Prinsip tentang keselamatan kerja bahkan masih tetap diberlakukan hingga saat ini di bidang

pertambangan secara operasionalnya. Pasca kemerdekaan, Indonesia menetapkan kebijakan nasional berupa landasan falsafah pengelolaan bumi, air, dan seluruh kekayaan alam termasuk minyak dan gas bumi. Landasan dasar tersebut terdapat pada Pasal 33 ayat (2) dan (3) UUD 1945, yang dijabarkan lebih lanjut dalam Undang-Undang Nomor 44 Prp Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi (Yuwono, 2007).

4.2 Undang-Undang Nomor 44 Prp Tahun 1960

Melalui peraturan perundang-undangan ini, pengusahaan pertambangan minyak dan gas bumi oleh pemerintah tidak lagi menggunakan kontrak kerja sama dalam bentuk konsesi. Alasan yang melatarbelakangi bahwa pemerintah tidak menggunakan sistem konsesi karena sistem ini lebih banyak menguntungkan pemegang konsesi daripada negara selaku pemilik lahan pertambangan. Dengan sistem konsesi, pemegang konsesi memiliki hak yang terlalu luas dan terlalu kuat sebagai penguasa dan pengelola pertambangan. Oleh karena itu, pemerintah menggantinya dengan kuasa pertambangan dimana pengusahaan pertambangan minyak dan gas bumi dilakukan oleh negara dan perusahaan negara.

Berdasarkan undang-undang pertambangan migas 1960 tersebut, migas merupakan kekayaan nasional yang dikuasai oleh negara dan usaha pertambangan hanya dapat dilakukan oleh perusahaan negara. Perusahaan negara selaku pemegang kuasa pertambangan diwajibkan membayar kepada negara berupa iuran pasti, iuran eksplorasi dan/atau pembayaran lain yang berhubungan dengan pemberian kuasa pertambangan. Rincian dan besarnya pungutan negara diatur dengan peraturan pemerintah.

Implikasi dari penerapan UU ini adalah berubahnya perusahaan migas asing dari pemegang konsesi pertambangan migas menjadi kontraktor perusahaan negara. Oleh karena itu, PT. Caltex Pacific Indonesia dan PT. Calasiatic & Topco menjadi kontraktor PN. Pertamina, PT. Shell Indonesia menjadi kontraktror PN. Permina dan PT. Stanvac Indonesia menjadi PN. Permigan (Nasir, 2014).

Sejak disahkannya UU No. 44/1960, terjadi perubahan terhadap kontrak kerja sama pengusahaan dan pengelolaan migas. Sebelum diberlakukannya UU No. 44/1960, kontrak kerja sama pengusahaan migas antara pemerintah dan perusahaan migas asing berdasarkan

ijin konsesi dari pemerintah Hindia Belanda kepada perusahaan migas. Namun, setelah diberlakukannya UU No. 44/1960, ijin konsesi diubah menjadi kontrak karya. Kontrak karya merupakan perjanjian yang mengatur tentang pembagian keuntungan atau pendapatan. Dengan kata lain, dalam kontrak karya keuntungan dibagi antara para pihak. Kontrak karya bisa juga disebut sebagai perjanjian *profit sharing*. Dalam kontrak karya, kontraktor memegang penuh kendali manajemen dan kepemilikan aset sampai aset tersebut terdepresiasi. Sedangkan kepemilikan hasil produksi minyak dan gas bumi berada di tangan negara yang diwakili oleh perusahaan negara. Kontraktor dalam menjalankan operasinya berkewajiban melakukan pembayaran dalam bentuk minyak dan gas bumi yang diberikan secara pro rata sampai dengan 25% dari produksi tahunan dengan masa berlaku kontrak karya selama 30 tahun.

Prinsip-prinsip dasar kontrak karya antara lain sebagai berikut:

1. Manajemen di tangan kontraktor.
   Artinya bahwa kontraktor berperan aktif dalam operasi pengusahaan dan pengelolaan migas.
2. Peralatan yang dibeli kontraktor tetap menjadi milik kontraktor hingga berakhirnya masa penyusutan.
   Peralatan yang digunakan kontraktor untuk menjalankan operasinya adalah peralatan yang sudah ada dan digunakan kontraktor dalam operasinya sebelum perjanjian kontrak karya. Sudah ada sejak adanya konsesi tambang. Ketentuan batasan masa penyusutan dilakukan untuk mengakomodasi kepentingan negara dan kontraktor dalam kepemilikan aset.
3. Bagi hasil berdasarkan pada hasil penjualan minyak dan gas bumi dengan perbandingan 60% untuk negara dan 40% untuk kontraktor setelah dikurangi biaya-biaya.
   Sebagaimana prinsip kontrak karya bahwa pendapatan atau keuntungan yang akan dibagi sesuai dengan perjanjian dengan hasil penjualan sebagai patokannya serta harga jual ditentukan pada "*point of scale*".
4. Negara adalah pemilik atas minyak dan gas bumi yang dihasilkan,
5. Kontrak karya berlaku setelah disahkan dengan undang-undang (Simamora, 2000).

4.3 Undang-undang Nomor 8 Tahun 1971

Pertamina menjadi satu-satunya perusahaan negara yang didirikan berdasarkan undang-undang, yaitu UU No. 8/1971. Pertamina lahir karena amanat Pasal 3 Undang-Undang No. 44 Prp Tahun 1960 yang menyatakan bahwa pengusahaan pertambangan minyak dan gas bumi hanya diselenggarakan oleh negara dan selanjutnya negara menyerahkan pelaksanaan pengusahaan pertambangan minyak dan gas bumi kepada perusahaan milik negara. Oleh karena itu, agar pendirian perusahaan negara tersebut memiliki landasan hukum yang kuat dan pasti, maka dikeluarkanlah UU No. 8/1971 tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara (Pertamina).

Sebagai perusahaan negara satu-satunya di bidang minyak dan gas bumi, dalam menjalankan usahanya Pertamina menganut prinsip-prinsip sebagaimana diatur dalam UU No.8/1971:

1. Pendirian Pertamina untuk menjalankan pengusahaan minyak dan gas bumi yang meliputi kegiatan eksplorasi, eksploitasi, pemurnian, dan pengolahan, pengangkutan, dan penjualan dan bidang-bidang lain sepanjang masih ada hubungan dengan pertambangan minyak dan gas bumi,
2. Pemberian kuasa pertambangan atas seluruh wilayah hukum pertambangan Indonesia, sepanjang mengenai pertambangan minyak dan gas bumi kepada Pertamina,
3. Pertamina dapat bekerja sama dengan pihak lain dalam menjalankan pengusahaan eksplorasi dan eksploitasi pertambangan minyak dan gas bumi dalam bentuk kontrak *Production Sharing*,
4. Pengaturan struktur perusahaan, permodalan, kepengurusan dan pembukuan untuk dapat menjamin penyelenggaraan pengusahaan pertambangan minyak dan gas bumi sesuai dengan semangat perundang-undangan yang berlaku.

Kontrak *Production Sharing* atau kontrak bagi hasil dianggap menguntungkan bagi negara karena beberapa sebab 1). Operasi perminyakan di bawah kendali Pertamina, 2). Sumber dana investasi, teknis, dan risiko operasi ditanggung oleh kontraktor, 3). Biaya operasi, termasuk peralatan dapat di-*recover* hingga maksimal 40% dari total minyak yang dihasilkan, 4). Peralatan yang digunakan menjadi milik Pertamina dan kontraktor harus mempekerjakan tenaga kerja Indonesia

setelah mendidiknya, 5). Bagi hasil antara Pertamina dan kontraktor diatur berdasarkan perhitungan produksi minyak mentah dipotong biaya-biaya operasi, dengan bagian Pertamina 65% sampai 70%, tergantung jumlah minyak yang diproduksi (Mudrajad Kuncoro, 2009).

Hal tersebut diatas sejalan dengan prinsip-prinsip dasar Kontrak *Production Sharing* Indonesia yang antara lain: 1). Pertamina bertanggung jawab atas manajemen operasi; 2). Kontraktor menyediakan seluruh dana dan teknologi yang dibutuhkan dalam operasi perminyakan; 3). Semua biaya dan risiko operasi ditanggung kontraktor; 4). Seluruh biaya operasi kontraktor akan diperoleh kembali setelah produksi komersial; 5). Pembagian hasil produksi setelah dikurangi biaya operasi antara negara dan kontraktor dengan proporsi masing-masing 85% untuk negara dan 15% untuk kontraktor dalam bagi hasil produksi minyak serta 65% untuk negara dan 35% untuk kontraktor dari hasil produksi gas bumi; 6). Jangka waktu kontrak *Production Sharing* selama 30 tahun; 7). Kontraktor wajib menyisihkan atau mengembalikan sebagian wilayah kerjanya kepada negara dengan maksud untuk optimalisasi pemanfaatan wilayah kerja pertambangan migas; 8). Semua barang operasi atau peralatan yang dibeli kontraktor menjadi milik Pertamina setelah tiba di wilayah pabean Indonesia; 9). Kepemilikan atas minyak yang dihasilkan berada di tangan negara dan beralih di *point of export*; 10). Kontraktor wajib membayar pajak penghasilan secara langsung kepada pemerintah Indonesia; 11). Kontraktor wajib memenuhi kebutuhan minyak dan gas bumi dalam negeri atau *domestic mobilization obligation* (DMO) secara proporsional; 12). Kontrak *Production Sharing* efektif setelah adanya persetujuan presiden tanpa persetujuan lebih lanjut dari DPR sebagaimana dalam kontrak karya (Simamora, 2000).

Substansi *Production Sharing Contract* berupa: (1) Perusahaan Negara memegang kendali manajemen; (2) Kontrak didasarkan pada pembagian produksi; (3) risiko pra produksi ditanggung kontraktor, dan penggantian biaya dibatasi sampai maksimum 40% per tahun dari minyak yang dihasilkan apabila minyak ditemukan; (4) Pembagian sisa dari minyak yang dihasilkan setelah dikurangi biaya penggantian dengan komposisi 65% untuk perusahaan negara, dan 35% untuk kontraktor; (5) Hak atas semua peralatan yang dibeli kontraktor akan menjadi milik Perusahaan Negara ketika peralatan tersebut masuk ke

Indonesia, dan biayanya akan ditutup dengan formula 40% tersebut dalam butir 3; (6) Pajak pendapatan kontraktor dibayar Pertamina kepada Pemerintah; (7) Kontraktor wajib mempekerjakan tenaga kerja Indonesia; (8). Kebutuhan bahan bakar minyak dalam negeri wajib dipenuhi kontraktor secara proporsional, dengan jumlah maksimum 25% bagiannya (S, 2006).

UU Migas tidak menyebutkan pengertian mengenai Kontrak Bagi Hasil (*Production Sharing Contract*) dan hanya menyebutkan bahwa *Production Sharing Contract* merupakan salah satu bentuk dari Kontrak Kerja Sama dalam kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi. Namun ketentuan Pasal 1 angka 4 Peraturan Pemerintah No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi memuat pengertian mengenai Kontrak Bagi Hasil, yaitu suatu bentuk kontrak kerjasama di dalam kegiatan usaha hulu berdasarkan prinsip pembagian hasil produksi. Dengan demikian, Kontrak Bagi Hasil (*Production Sharing Contract*) itu merupakan instrumen yang digunakan oleh pemerintah dalam penyelenggaraan kegiatan usaha minyak dan gas bumi, khususnya kegiatan usaha hulu (Kurniawan, 2013).

4.4 Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001

Sejalan dengan perkembangan jaman dan globalisasi serta adanya krisis ekonomi, privatisasi BUMN, dan reformasi hukum, maka sejalan dengan landasan filosofis terhadap perlunya perubahan dalam pengaturan pengusahaan migas, pemerintah melakukan perubahan terhadap pengaturan pengusahaan migas. Pada 2001, pemerintah telah menetapkan peraturan perundang-undangan terkait dengan kebijakan kegiatan usaha migas melalui Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi.

Penyusunan Undang-undang ini bertujuan sebagai berikut:

1. terlaksana dan terkendalinya Minyak dan Gas Bumi sebagai sumber daya alam dan sumber daya pembangunan yang bersifat strategis dan vital;
2. mendukung dan menumbuhkembangkan kemampuan nasional untuk lebih mampu bersaing;
3. meningkatnya pendapatan negara dan memberikan kontribusi yang sebesar-besarnya bagi perekonomian nasional, mengembangkan dan memperkuat industri dan perdagangan Indonesia;

4. menciptakan lapangan kerja, memperbaiki lingkungan, meningkatnya kesejahteraan dan kemakmuran rakyat.

Undang-undang Migas juga mengatur antara lain:

1. Konsepsi pemegang kuasa pertambangan yang menjadikan Pertamina sebagai perseroan dan menjadikannya sebagai pelaku usaha;
2. Pola kegiatan usaha hulu yang dilaksanakan melalui kontrak kerja sama;
3. Pembentukan badan yang bertugas melakukan pengendalian kegiatan usaha hulu di bidang minyak dan gas bumi;
4. Penghapusan monopolistik pelaksana kegiatan usaha hulu;
5. Penawaran wilayah kerja yang dilakukan pemerintah;
6. Partisipasi daerah; dan
7. Sistem perpajakan (Yuwono, 2007).

Poin 2 diatas menyebutkan pola kegiatan usaha hulu dilaksanakan melalui kontrak kerja sama. Kontrak kerja sama yang ditandatangani antara pemerintah dan kontraktor masih dalam bentuk *Production Sharing Contract* yang dikenal dengan sebutan *Production Sharing Contract* generasi IV. Pengelompokkan PSC hanya untuk membedakan dengan PSC-PSC yang ditandatangani sebelum terbitnya Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi (UU Migas 2001).

Dalam UU Migas 2001 para pihak yang terlibat dalam perjanjian kerja sama usaha hulu migas adalah Badan Pelaksana dan Badan Usaha dan atau Bentuk Usaha Tetap. Struktur dan prinsip bagi hasil inilah yang membedakan antara undang-undang migas 2001 dan undang-undang yang lama. Perbedaannya terletak pada para pihak yang terlibat dalam perjanjian PSC. Para pihak yang menandatangani PSC dalam undang-undang lama adalah pertamina dan kontraktor. Badan pelaksana pengendali kegiatan usaha hulu migas adalah Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Migas atau SKK Migas.

Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (Migas) Indonesia dijalankan berdasarkan Kontrak Bagi Hasil atau *Production Sharing Contract* (PSC). Optimalisasi penerimaan negara sekaligus melindungi dari paparan risiko tinggi terutama pada fase eksplorasi menjadi tujuan penerapan skema ini. UU Migas 2001 tidak mengatur secara khusus komposisi pembagian hasil antara badan pelaksana dan badan usaha

dan atau bentuk usaha tetap. Pembagian akan diatur dalam peraturan pelaksana lainnya dan dimasukkan dalam klausul PSC. Pembagian hasil dapat dilihat pada komposisi sebagai berikut:

a. Minyak: 65% untuk Badan pelaksana dan 35% untuk Badan Usaha dan atau Badan Usaha Tetap;
b. Gas 70% untuk Badan Pelaksana dan 30% untuk Badan Usaha dan atau Badan Usaha Tetap.

Bisnis hulu migas memiliki empat karakter utama. *Pertama,* pendapatan baru diterima bertahun-tahun setelah pengeluaran direalisasikan. *Kedua,* bisnis ini memiliki risiko dan ketidakpastian tinggi serta melibatkan teknologi canggih. *Ketiga,* usaha hulu migas memerlukan investasi yang sangat besar. *Keempat,* menjanjikan keuntungan yang sangat besar. Idealnya, kontrak yang digunakan adalah yang mampu menyiasati tantangan dan meraih peluang dari empat karakter tersebut (skkmigas.go.id, 2013).

Beberapa klausula atau ketentuan dalam *Production Sharing Contract* yang menjadi poin penting dalam kontrak kerja sama minyak dan gas yang telah ditentukan oleh Undang-Undang Minyak dan Gas, pada Pasal 11 ayat (3) adalah:

1. Penerimaan Negara.
   Badan usaha atau bentuk usaha tetap yang melaksanakan kegiatan usaha hulu migas wajib membayar penerimaan negara yang berupa pajak dan penerimaan negara bukan pajak. Penerimaan negara berupa pajak terdiri atas a). pajak-pajak, b). bea masuk, dan pungutan lain atas impor dan cukai, c). pajak daerah dan retribusi daerah. Sedangkan penerimaan negara bukan pajak terdiri dari: a). bagian negara, b). pungutan negara yang berupa iuran tetap dan iuran eksplorasi dan eksploitasi, c). bonus-bonus.

   Dalam Kontrak Kerja Sama ditentukan bahwa kewajiban membayar dilakukan sesuai dengan: a). ketentuan peraturan perundang-undangan di bidang perpajakan yang berlaku pada saat Kontrak Kerja Sama ditandatangani; atau b). ketentuan peraturan perundang-undangan di bidang perpajakan yang berlaku. Penerimaan Negara Bukan Pajak merupakan penerimaan Pemerintah Pusat dan Pemerintah Daerah, yang pembagiannya ditetapkan sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan yang berlaku.

2. Wilayah kerja dan pengembaliannya.
   Wilayah Kerja adalah daerah tertentu di dalam wilayah hukum pertambangan Indonesia untuk pelaksanaan eksplorasi dan eksploitasi. Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap wajib mengembalikan sebagian wilayah kerjanya secara bertahap atau seluruhnya kepada menteri. Maksud pengaturan ini adalah agar bagian dari dan atau seluruh wilayah kerjanya tidak dimanfaatkan dapat ditawarkan kepada pihak lain sebagai wilayah kerja yang baru. Dengan demikian, Pemerintah dapat memperoleh hasil yang optimal dari pemanfaatan potensi sumber daya alam dari suatu wilayah. Apabila badan usaha atau bentuk usaha tetap yang telah mendapatkan persetujuan pengembangan lapangan yang pertama dalam suatu wilayah kerja tidak melaksanakan kegiatannya dalam jangka waktu paling lama 5 (lima) tahun sejak berakhirnya jangka waktu eksplorasi, maka ia wajib mengembalikan seluruh wilayah kerjanya kepada menteri[1].
3. Kewajiban pengeluaran dana.
   Kewajiban pengeluaran dana belum diatur dalam UU Migas serta tidak ada penjelasan apapun di dalamnya. Kewajiban pengeluaran dana dalam kontrak diartikan sebagai kewajiban bagi salah satu pihak untuk melakukan pengeluaran dana terkait dengan kebutuhan produksi maupun risiko yang timbul, dinyatakan oleh salah satu pihak karena pada kontrak kerja sama di bidang minyak dan gas terdapat klausula yang menyatakan apabila investor selaku kontraktor ketika mengeksplorasi dan mengeksploitasi wilayah kerja menghasilkan mineral yang bermanfaat, maka pengeluaran dana ditanggung oleh pemerintah, sedangkan apabila terjadi sebaliknya maka semua pengeluaran dana menjadi risiko dari investor selaku kontraktor (Romadhon, 2009).
4. Perpindahan kepemilikan hasil produksi atas Minyak dan Gas Bumi.
   Perpindahan kepemilikan hasil produksi atas minyak dan gas bumi dilakukan ketika hasil produksi sudah dipisahkan untuk biaya *cost recovery*, sehingga sisanya tersebut yang dibagi kepemilikan atas hasil produksi atas minyak dan gas bumi antara pemerintah dengan investor selaku kotraktor (Romadhon, 2009).

[1] UU Migas 2001 dan penjelasannya.

5. Jangka waktu dan kondisi perpanjangan kontrak.
   Jangka waktu kontrak dan perpanjangannya diatur dalam Pasal 14 dan 15 UU Migas. Jangka waktu Kontrak Kerja Sama dilaksanakan paling lama 30 (tiga puluh) tahun. Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap dapat mengajukan perpanjangan jangka waktu Kontrak Kerja Sama paling lama 20 (dua puluh) tahun. Kontrak Kerja Sama terdiri atas jangka waktu Eksplorasi dan jangka waktu Eksploitasi. Jangka waktu Eksplorasi dilaksanakan 6 (enam) tahun dan dapat diperpanjang hanya 1 (satu) kali periode yang dilaksanakan paling lama 4 (empat) tahun.
6. Penyelesaian perselisihan.
   Undang-undang Migas 2001 tidak mengatur penyelesaian perselisihan antara SKK Migas dan badan usaha dan/atau bentuk usaha tetap. Jika terjadi perselisihan antara SKK Migas dan badan usaha, maka hukum yang berlaku atau digunakan adalah hukum Indonesia karena kedua belah pihak adalah badan hukum yang berdiri di wilayah hukum Indonesia dan tunduk kepada hukum Indonesia. Namun, jika terjadi perselisihan antara bentuk usaha tetap dan SKK Migas, maka para pihak menggunakan aturan dalam *International Chamber of Commerce* (ICC) karena bentuk usaha tetap merupakan perusahaan asing yang beroperasi di Indonesia. Para pihak dalam menyelesaikan perselisihan merujuk pada UU No. 30/1999 tentang Arbitrase dan Alternatif Penyelesaian Sengketa karena mekanisme penyelesaian sengketa yang digunakan adalah konsultasi dan arbitrase (Dewi Tuti Muryati, 2012).
7. Kewajiban pemasokan minyak bumi dan atau gas bumi untuk kebutuhan dalam negeri.
   Amanat kewajiban ini diatur dalam Pasal 8 UU Migas. Pemerintah memberikan prioritas terhadap pemanfaatan Gas Bumi untuk kebutuhan dalam negeri dan bertugas menyediakan cadangan strategis Minyak Bumi guna mendukung penyediaan Bahan Bakar Minyak dalam negeri yang diatur lebih lanjut dengan Peraturan Pemerintah. Pemerintah wajib menjamin ketersediaan dan kelancaran pendistribusian Bahan Bakar Minyak yang merupakan komoditas vital dan menguasai hajat hidup orang banyak di seluruh wilayah Negara Kesatuan Republik Indonesia. Kegiatan usaha Pengangkutan Gas Bumi melalui pipa yang menyangkut

kepentingan umum, pengusahaannya diatur agar pemanfaatannya terbuka bagi semua pemakai. Pemerintah bertanggung jawab atas pengaturan dan pengawasan kegiatan usaha yang pelaksanaannya dilakukan oleh Badan Pengatur.

8. Berakhirnya kontrak.
   Setiap kontrak kerja sama harus mencantumkan masa berlaku atau berakhirnya kontrak. Para pihak yang terlibat dalam perjanjian kontrak kerja sama harus menyepakati dan mencantumkan masa berakhirnya kontrak.
9. Kewajiban pascaoperasi pertambangan.
   Pasal 40 UU Migas telah menentapkan kewajiban bagi para kontraktor untuk melakukan pemulihan lingkungan pascaoperasi pertambangan. Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap menjamin standar dan mutu yang berlaku sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan yang berlaku serta menerapkan kaidah keteknikan yang baik. Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap menjamin keselamatan dan kesehatan kerja serta pengelolaan lingkungan hidup dan menaati ketentuan peraturan perundangan-undangan yang berlaku dalam kegiatan usaha Minyak dan Gas Bumi. Pengelolaan lingkungan hidup berupa kewajiban untuk melakukan pencegahan dan penanggulangan pencemaran serta pemulihan atas terjadinya kerusakan lingkungan hidup, termasuk kewajiban pascaoperasi pertambangan.
10. Keselamatan dan kesehatan kerja
    Pasal 72 Peraturan Pemerintah Nomor 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi menetapkan kontraktor yang melaksanakan kegiatan usaha hulu wajib menjamin dan menaati ketentuan keselamatan dan kesehatan kerja dan pengelolaan lingkungan hidup serta pengembangan masyarakat setempat.
11. Pengelolaan lingkungan hidup.
    Pasal 40 UU No. 22/2001 tentang Migas menyatakan Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap menjamin keselamatan dan kesehatan kerja serta pengelolaan lingkungan hidup dan menaati ketentuan peraturan perundangan-undangan yang berlaku dalam kegiatan usaha Minyak dan Gas Bumi. Pengelolaan lingkungan hidup berupa

kewajiban untuk melakukan pencegahan dan penanggulangan pencemaran serta pemulihan atas terjadinya kerusakan lingkungan hidup. Ayat (6) menyebutkan bahwa ketentuan mengenai pengelolaan lingkungan hidup diatur lebih lanjut dengan Peraturan Pemerintah.

12. Pengalihan hak dan kewajiban.
    Ketentuan pengalihan hak dan kewajiban tidak diatur dalam UU Migas, tetapi ketentuan ini diatur dalam PP No. 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Migas pada Pasal 33. Pasal 33 ayat (1), (2), (3), dan (4) menyatakan kontraktor dapat mengalihkan, menyerahkan, dan memindahtangankan sebagian atau seluruh hak dan kewajibannya (*participating interest*) kepada pihak lain setelah mendapat persetujuan Menteri berdasarkan pertimbangan Badan Pelaksana. Dalam hal pengalihan, penyerahan, dan pemindahtanganan sebagian atau seluruh hak dan kewajiban Kontraktor kepada perusahaan nonafiliasi atau kepada perusahaan selain mitra kerja dalam wilayah kerja yang sama, Menteri dapat meminta kontraktor untuk menawarkan terlebih dahulu kepada perusahaan nasional. Pembukaan (*disclose*) Data dalam rangka pengalihan, penyerahan, dan pemindahtanganan sebagian atau seluruh hak dan kewajiban Kontraktor kepada pihak lain wajib mendapat izin dari Menteri melalui Badan Pelaksana. Kontraktor tidak dapat mengalihkan sebagian hak dan kewajibannya secara mayoritas kepada pihak lain yang bukan afiliasinya dalam jangka waktu 3 (tiga) tahun pertama masa Eksplorasi.
13. Pelaporan yang diperlukan.
    Kewajiban bagi kontraktor untuk menyampaikan laporan tertulis ditetapkan berdasarkan Pasal 93 PP No.35/2004 yang menyatakan kontraktor wajib menyampaikan laporan tertulis secara periodik kepada Menteri mengenai hal-hal yang terkait dengan pengawasan. Kontraktor wajib menyampaikan laporan tertulis secara periodik kepada Badan Pelaksana mengenai hal-hal yang terkait dengan pengawasan.
14. Rencana pengembangan lapangan.
    Klausul ini menjadi kewajiban bagi kontraktor setelah mendapatkan persetujuan dari menteri. Pasal 21 UU Migas

menyebutkan bahwa Rencana pengembangan lapangan yang pertama kali akan diproduksikan dalam suatu Wilayah Kerja wajib mendapatkan persetujuan Menteri berdasarkan pertimbangan dari Badan Pelaksana dan setelah berkonsultasi dengan Pemerintah Daerah Provinsi yang bersangkutan. Dalam mengembangkan dan memproduksi lapangan Minyak dan Gas Bumi, Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap wajib melakukan optimasi dan melaksanakannya sesuai dengan kaidah keteknikan yang baik. (3) Ketentuan mengenai pengembangan lapangan, pemroduksian cadangan Minyak dan Gas Bumi, dan ketentuan mengenai kaidah keteknikan diatur lebih lanjut dengan Peraturan Pemerintah.

15. Pengutamaan pemanfaatan barang dan jasa dalam negeri.
Seluruh barang dan peralatan yang secara langsung digunakan dalam kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi yang dibeli kontraktor menjadi milik/kekayaan negara yang pembinaannya dilakukan oleh Pemerintah dan dikelola oleh SKK Migas. Tanah yang telah diselesaikan proses pembebasannya oleh kontraktor menjadi milik negara dan dikelola SKK Migas, kecuali tanah sewa. Ketentuan lebih lanjut mengenai pemanfaatan barang dan jasa dalam negeri dapat dilihat pada Pasal 79 PP No.35/2004 yang menyatakan bahwa Kontraktor wajib mengutamakan pemanfaatan barang, jasa, teknologi serta kemampuan rekayasa dan rancang bangun dalam negeri secara transparan dan bersaing. Pengutamaan pemanfaatan barang, jasa, teknologi serta kemampuan rekayasa dan rancang bangun dalam negeri dilaksanakan apabila barang, jasa, teknologi serta kemampuan rekayasa, rancang bangun tersebut telah dihasilkan atau tersedia dalam negeri serta memenuhi kualitas/mutu, waktu penyerahan dan harga sesuai ketentuan dalam pengadaan barang dan jasa. Peluang impor dapat dilakukan apabila barang, jasa, peralatan dan teknologi belum diproduksi di dalam negeri. Hal tersebut dinyatakan dalam Pasal 80, yaitu barang dan peralatan, jasa, teknologi, serta kemampuan rekayasa dan rancang bangun dapat diimpor selama belum diproduksi di dalam negeri dan selama barang dan peralatan, jasa, teknologi, serta kemampuan rekayasa dan rancang bangun yang akan diimpor memenuhi persyaratan standar/mutu, efisiensi biaya operasi, jaminan waktu penyerahan dan dapal memberikan jaminan pelayanan purna jual.

16. Pengembangan masyarakat sekitarnya dan jaminan hak-hak masyarakat adat.

    Pengembangan masyarakat oleh kontraktor migas sudah ditetapkan dalam Pasal 40 ayat (5), yaitu Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap yang melaksanakan kegiatan usaha Minyak dan Gas Bumi ikut bertanggung jawab dalam mengembangkan lingkungan dan masyarakat setempat. Sedangkan untuk jaminan hak-hak masyarakat adat, terdapat ketentuan dalam Pasal 33 ayat (3) yang membatasi kegiatan usaha migas. Batasan tersebut berbunyi: Kegiatan usaha Minyak dan Gas Bumi tidak dapat dilaksanakan pada: a). tempat pemakaman, tempat yang dianggap suci, tempat umum, sarana dan prasarana umum, cagar alam, cagar budaya, serta tanah milik masyarakat adat; b). lapangan dan bangunan pertahanan negara serta tanah di sekitarnya; c). bangunan bersejarah dan simbol-simbol negara; d). bangunan, rumah tinggal, atau pabrik beserta tanah pekarangan sekitarnya, kecuali dengan izin dari instansi Pemerintah, persetujuan masyarakat, dan perseorangan yang berkaitan dengan hal tersebut.

17. Pengutamaan Penggunaan Tenaga Kerja Indonesia.

    Kontraktor yang melakukan pengusahaan hulu migas di Indonesia wajib menggunakan tenaga kerja Indonesia yang disesuaikan dengan pemanfaatannya dan standar kompetensi yang dipersyaratkan. Kontraktor juga berkewajiban untuk melakukan pembinaan, pendidikan, dan pelatihan kepada TKI. Ketentuan ini sebagaimana diatur dalam PP No. 35/2004 Pasal 82, 83, 84, dan 85. Dalam memenuhi kebutuhan tenaga kerjanya, Kontraktor wajib mengutamakan penggunaan tenaga kerja warga negara Indonesia dengan memperhatikan pemanfaatan tenaga kerja setempat sesuaI dengan standar kompetensi yang dipersyaratkan. Kontraktor dapat menggunakan tenaga kerja asing untuk jabatan dan keahlian tertentu yang belum dapat dipenuhi tenaga kerja warga negara Indonesia sesuai dengan kompetensi jabatan yang dipersyaratkan. Tata cara penggunaan tenaga kerja asing dilakukan sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan yang berlaku. Ketentuan mengenai hubungan kerja, perlindungan kerja dan syarat-syarat kerja serta penyerahan sebagian pelaksanaan pekerjaan kepada perusahaan lain diatur sesuai dengan peraturan perundang-

undangan yang di bidang ketenagakerjaan. Untuk mengembangkan kemampuan tenaga kerja Indonesia agar dapat memenuhi standar kompetensi kerja dan kualifikasi jabatan Kontraktor wajib melaksanakan pembinaan dan program pendidikan dan pelatihan bagi tenaga kerja Indonesia. Pembinaan dan pengembangan tenaga kerja Indonesia dilaksanakan sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan yang berlaku.

V. Penutup

5.1 Kesimpulan

Pengusahaan dan pengelolaan migas telah dilakukan sejak jaman pemerintahan kolonial Belanda. Pengaturan dan perkembangan jenis kontrak kerja sama pun mengalami perubahan seiring dengan kondisi bisnis perminyakan dunia internasional. Pengaturan pengusahaan migas pertama kali dilakukan dengan dikeluarkannya *Indische Mijn Wet* 1899 dengan bentuk kerja sama berupa konsesi kepada perusahaan migas swasta asing. Setelah era kemerdekaan, pemerintah Indonesia mengeluarkan Undang-Undang Nomor 44 Prp Tahun 1960. Melalui UU ini, perjanjian kerja sama tidak lagi dalam bentuk ijin konsesi, tetapi telah berubah menjadi kontrak karya. Perusahaan-perusahaan asing swasta yang tadinya bertindak sebagai pemegang konsesi dan memegang kendali penuh manajemen operasi dan hasil produksi migas menjadi kontraktor migas. Kepemilikan hasil produksi migas sepenuhnya dipegang oleh negara selaku kuasa pertambangan.

Perkembangan peraturan dan kontrak kerja sama pengusahaan migas menjadi semakin menguntungkan posisi negara sebagai kuasa pertambangan. Untuk mengoptimalkan potensi migas di Indonesia pemerintah mendirikan Pertamina berdasarkan UU No. 8 Tahun 1971. Pertamina menjadi satu-satunya perusahaan negara yang didirikan berdasarkan undang-undang. Bentuk kontrak kerja sama rezim undang-undang ini adalah *Production Sharing Contract*, dimana pemerintah diwakili oleh pertamina dalam penandatanganan PSC dengan kontraktor asing. Dalam UU Migas 2001 para pihak yang terlibat dalam perjanjian kerja sama usaha hulu migas adalah Badan Pelaksana dan Badan Usaha dan atau Bentuk Usaha Tetap. Badan pelaksana pengendali kegiatan usaha hulu migas adalah Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Migas atau SKK Migas. Struktur dan prinsip bagi

hasil inilah yang membedakan antara undang-undang migas 2001 dan undang-undang yang lama. Perbedaannya terletak pada para pihak yang terlibat dalam perjanjian PSC. Para pihak yang menandatangani PSC dalam undang-undang lama adalah pertamina dan kontraktor.

5.2 Rekomendasi

Peraturan migas jangan menjadi hambatan bagi investor migas untuk mengembangkan dan mengusahakan industri migas di Indonesia. Industri migas harus menjadi industri yang atraktif yang mampu menarik minat investor. Perlunya *review* terhadap peraturan-peraturan yang menghambat kemajuan industri migas, khususnya klausul-klausul yang memberatkan kontraktor sehingga mereka enggan untuk menanamkan modalnya di industri migas tanah air. Di samping itu, negara harus tetap pada *bargaining position* yang kuat dalam perjanjian kerja sama dengan kontraktor. Harus ada *win-win solution* dalam *Production Sharing Contract* migas.

VI. DAFTAR PUSTAKA

Anderson G, B. e. (1972). *Pertamina, Indonesia National Oil.* Singapore: Amerasian Ltd.

Ariyon, M. (2012). Studi Kebijakan Migas di Indonesia. *Jurnal of Earth, Energy, Engineering,* 41.

Dewi Tuti Muryati, B. S. (2012). Aspek Hukum Kontrak Bagi Hasil (Production Sharing Contract) dalam Kaitannya dengan Investasi Pertambangan Migas. *Jurnal Dinamika Sosbud,* 165-166.

Hasan, T. H. (1985). *Sejarah Perjuangan Perminyakan dan Gas Bumi.* Jakarta: Yayasan Sari Pinang Sakti.

http://www.hukumonline.com/. (2015, 3 11).

Kurniawan, F. (2013). Bentuk Perlindungan Hukum Terhadap Kekayaan Minyak dan Gas Bumi Sebagai Aset Negara Melalui Instrumen Kontrak. *PERSPEKTIF,* 80.

Mudrajad Kuncoro, d. (2009). *Transformasi Pertamina Dilema Antara Orientasi Bisnis dan Pelayanan Publik.* Yogyakarta : Penerbit Galangpress.

Nasir, A. (2014). *Sejarah Sistem Fiskal Migas Indonesia.* Jakarta: PT. Grasindo.

Partowidagdo, W. (2004). *Manajemen dan Ekonomi Migas.* Bandung: Program Pascasarjana Studi Pembangunan.

Pertamina. (n.d.). *Perkembangan Industri Perminyakan di Indonesia.* Jakarta: Biro Humas dan HLN.

Rajagukguk, E. (2005). *Hukum dan Pembangunan.* Jakarta: Universitas Indonesia, Fakultas Hukum, Pascasarjana.

Romadhon, T. M. (2009). Pengaturan Production Sharing Contract dalam Undang-Undang Minyak dan Gas. *Jurnal Hukum, Fakultas Hukum UII,* 96.

S, S. H. (2006). *Hukum Pertambangan di Indonesia.* Jakarta: Rajagrafindo Persada.

Salim, A. (2015). *www.esdm.go.id.*

Sanusi, B. (2002). *Peranan Migas dalam Perekonomian Indonesia.* Jakarta: Universitas Trisakti.

Sanusi, B. (2004). *Potensi Ekonomi Migas Indonesia.* Jakarta: PT. Rineka Cipta.

Saragih, J. P. (2010). *Sejarah Perminyakan di Indonesia.* Jakarta: Sekretaris Jenderal Dewan Perwakilan Rakyat Indonesia.

Simamora, R. M. (2000). *Hukum Minyak dan Gas Bumi.* Jakarta: Djambatan.

skkmigas.go.id. (2013, 8 13).

Sugiaryo. (2011). Globalisasi: Intervensi Kekuatan Politik dan Ekonomi dalam Pembentukan Hukum dan Pengusahaan Migas di Indonesia. *Jurnal Ilmu Hukum Refleksi Hukum,* 229.

Yuwono, S. (2007). *Implementasi Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 Dalam Kontrak Kerja Sama Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi.* Jakarta: Pascasarjana Fakultas Hukum Universitas Indonesia.

11

HAMBATAN INVESTASI SEKTOR HULU MIGAS DI INDONESIA

Praptono Djunedi - Peneliti pada Pusat Kebijakan APBN, Badan Kebijakan Fiskal

ABSTRAK

Indonesia termasuk salah negara yang kaya sumber daya alam, salah satunya adalah minyak dan gas bumi (migas). Dalam rangka pengusahaan hulu migas, pemerintah telah mengundang investor untuk mengelola migas Indonesia dan memilih konsep *Production Sharing Contract* (PSC). Setelah setengah abad pengusahaan hulu migas di Indonesia, apakah berbisnis di sektor hulu migas masih menarik bagi investor. Hasil kajian ini menunjukkan bahwa dalam satu dekade ini, *lifting* minyak di Indonesia cenderung terus menurun. Penurunan produksi ini lantaran minimnya pencarian sumur migas yang baru. Hal itu ditandai dengan kecilnya porsi dana untuk kegiatan eksplorasi walaupun total dana investasi migas cenderung terus meningkat. Lembaga Fraser Institute menjelaskan bahwa penilaian terhadap 16 faktor yang dipertimbangkan untuk investasi, Indonesia diposisikan pada peringkat ke-79 dari 96 yurisdiksi. Dengan demikian, masih ada beberapa faktor, seperti ketentuan fiskal, perpajakan, kualitas infrastruktur dan faktor lainnya, yang perlu menjadi perhatian di masa mendatang agar Indonesia menjadi yurisdiksi yang lebih menarik bagi investor migas.

Kata Kunci: investor, migas, hambatan, investasi.

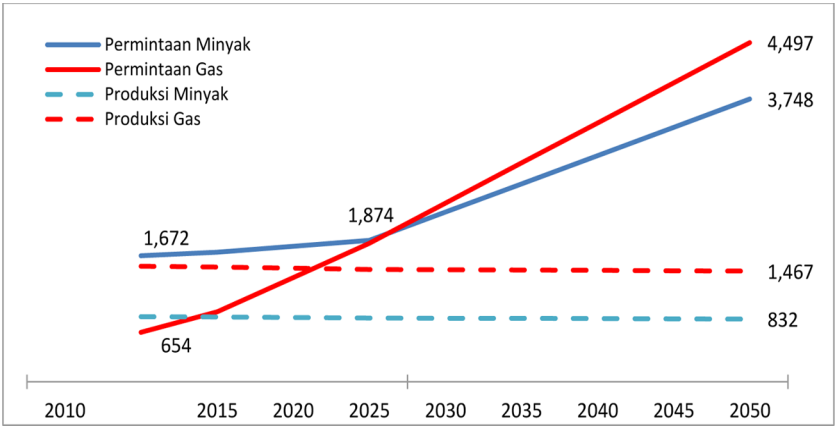
PENDAHULUAN

Keberlanjutan pertumbuhan ekonomi global masih belum terlepas dari penggunaan energi fosil, terutama minyak dan gas bumi (migas). Artinya, dalam skala negara, gangguan terhadap suplai migas dapat berimbas pada perlambatan perekonomian suatu bangsa. Menurut *US Energy Information Administration* (2016:9), penggunaan energi fosil (minyak bumi, gas alam, dan batubara) masih sekitar 78 persen dari total konsumsi energi dunia. Migas masih menjadi sumber energi yang terbesar, dimana sektor pengguna utamanya adalah transportasi dan industri. Konsumsi dunia atas minyak diprediksi akan tumbuh sekitar 30% selama periode 2012 sampai 2040, dari 90 juta barrel per day (BPD) menjadi 121 juta BPD. Konsumsi dunia atas gas akan tumbuh sekitar 67% selama periode tahun 2012 sampai 2040, dengan volume semula 120 *trillion cubic feet* (TCF) meningkat menjadi 203 TCF.

Dalam konteks suplai migas dunia, setidaknya tersedia cadangan terbukti migas sekitar 1.960 miliar BOE pada 96 yurisdiksi yang menjadi obyek survei petroleum global oleh Fraser Institute. Dari 96 yurisdiksi tersebut, yurisdiksi yang memiliki cadangan terbukti migas terbesar adalah Rusia (395,53 miliar BOE), sedangkan yurisdiksi yang cadangan terbukti migasnya terkecil adalah Victoria dan Maroko, masing-masing memiliki hanya sebesar 0,01 miliar BOE.

Indonesia sebagai salah satu negara yang kaya sumber daya termasuk migas (Lissakers & de Swardt, 2010; Damayanty, 2016), memiliki cadangan terbukti sekitar 23,01 miliar BOE (Jackson *et al*, 2016). Menurut SKK Migas (2016), kebutuhan terhadap migas di Indonesia diperkirakan terus meningkat hingga tahun 2050. Tren peningkatan kebutuhan terhadap gas lebih tinggi daripada minyak sehingga pada periode 2020-2025 negara Indonesia diperkirakan berubah status menjadi *net gas importer*. Hal ini disebabkan karena produksi migas yang cenderung terus menurun tanpa ada tambahan sumur baru (lihat Grafik 1).

Grafik-1. Proyeksi Kebutuhan Migas Indonesia

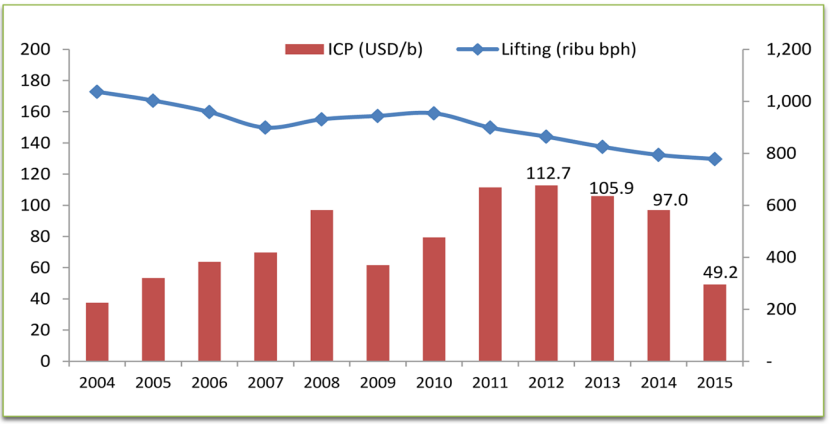


Sumber: DEN/SKK Migas (2016) diolah

Kondisi seperti tersebut di atas dapat berpotensi mengganggu ketahanan energi (*energy security*) dan juga pencapaian tingkat pertumbuhan ekonomi negara Indonesia. Ada berbagai variabel yang diduga menyebabkan kondisi seperti ini terjadi. Penyebab menurunnya produksi migas diantaranya adalah harga jual migas dan menurunnya nilai investasi hulu migas. Pada Grafik 2, tampak bahwa selama empat tahun terakhir, harga jual minyak rata-rata Indonesia (*Indonesia Crued Oil Price*) menurun signifikan. Penurunan harga tersebut mencapai sekitar USD63,5 per barel, dari semula USD112,7 (2012) menjadi USD49,2 per barel (2015).

Selanjutnya, berdasarkan data Direktorat Jenderal Migas Kementerian ESDM, investasi hulu migas sepanjang semester I tahun 2016 tercatat mengalami penurunan. Harga minyak mentah yang masih rendah menyebabkan produksi migas sulit mencapai skala keekonomian sehingga dengan mempertimbangkan faktor harga minyak sebagai salah satu variabel penyebabnya, investor hulu migas melakukan penundaan terhadap beberapa kegiatan investasi. Pada paruh pertama tahun 2016 tersebut, capaian investasi hulu migas hanya sebesar USD5,65 miliar. Kegiatan investasi hulu migas terbagi menjadi empat komponen yaitu produksi, pengembangan, eksplorasi dan administrasi. Dari seluruh kegiatan tersebut, kegiatan eksplorasi memperoleh porsi dana investasi yang paling kecil, sekitar 6,5% (http://statistik.migas.esdm.go.id, 2016).

Grafik 2. Perkembangan Lifting Minyak dan ICP, 2004-2015



Sumber: Ilustrasi Penulis

Berdasarkan latar belakang tersebut, kajian ini bertujuan untuk mengidentifikasi dan mendeskripsikan faktor penyebab atau hambatan atas menurunnya bisnis hulu migas di Indonesia. Sistematika penulisan kajian ini dimulai dengan (1) pendahuluan, kemudian diikuti dengan (2) tinjauan pustaka, (3) metodologi, (4) analisis dan pembahasan, serta diakhiri dengan (5) penutup.

TINJAUAN PUSTAKA

Dalam Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001, yang dimaksud dengan kegiatan usaha hulu adalah kegiatan usaha yang bertumpu pada kegiatan usaha Eksplorasi dan Eksploitasi. Eksplorasi adalah kegiatan untuk memperoleh informasi kondisi geologi guna menemukan dan mendapatkan perkiraan cadangan migas di suatu wilayah kerja. Eksploitasi adalah rangkaian kegiatan untuk menghasilkan migas di wilayah kerja tertentu, terdiri atas pengeboran dan penyelesaian sumur, pembangunan sarana pengangkutan, penyimpanan, dan pengolahan untuk pemisahan dan pemurnian migas di lapangan serta kegiatan pendukungnya.

Skema atau pola bisnis sektor migas pada dasarnya, menurut Johnston (1994) dalam Pudyantoro (2013:139-141) ada tiga skema yaitu: konsesi (*concessionary*), kontrak jasa (*service contract*), dan kontrak bagi produksi (*production sharing contract*/ PSC). Investor hulu migas global pasti akan mempertimbangkan berbagai faktor dalam memilih

negara tujuan investasi. Sementara itu, pemerintah juga memandang penting skema bisnis yang akan dipilih karena akan mempengaruhi penerimaan negara secara langsung. Dari ketiga skema tersebut, menurut Pudyantoro (2013: 153), pemerintah memilih skema PSC. Dengan konsep PSC ini maka 1) penguasaan SDA migas tetap berada di pemerintah, 2) manajemen operasi dalam kendali pemerintah cq SKK Migas, dan 3) investor menyediakan semua dana dan menanggung segala risiko atas tidak ditemukannya cadangan migas.

Sarwedi (2002) melakukan studi mengenai faktor-faktor yang mempengaruhi *Foreign Investment Investment* (FDI) periode 1978 sampai 2001 dengan menggunakan perhitungan *Ordinary Least Square* (OLS). Hasil perhitungan menunjukkan bahwa variabel ekonomi (*Gross Domestic Product,* pertumbuhan ekonomi, upah, dan ekspor) memiliki hubungan positif, sedangkan variabel non ekonomi (stabilitas politik) memiliki hubungan negatif. Kurniati *et al* (2007) menyatakan bahwa beberapa faktor determinan terhadap masuknya aliran modal langsung ke negara-negara di kawasan Asia Tenggara, China dan India adalah pertumbuhan ekonomi, upah buruh, infrastruktur, nilai tukar efektif dan perjanjian bilateral.

Utomo (2011:10-35) menyatakan bahwa dalam rencana investasi usaha pertambangan migas, beberapa hal yang menjadi pertimbangan adalah terkat dengan masalah operasi, kondisi fiskal dan keekonomian proyek dalam penilaian potensi geologi. Masalah operasi akan mempertimbangkan kegiatan operasi, delineasi dan operasi produksi. Kondisi fiskal memperhitungkan status biaya perolehan, bentuk kerjasama, pembagian pendapatan, dan perkiraan harga komoditi migas. Keekonomian proyek akan memperhatikan tolok ukur penilaian investasi (*Net Present Value, Internal Rate of Return, Payback Period,* dan *Capital Productivity Index*) Pudyantoro (2014:7-9). PetroEkonomi digunakan para investor sektor hulu migas untuk membuat keputusan investasi. PetroEkonomi memuat faktor-faktor keteknikan dan ekonomi yang setidaknya meliputi 1) penawaran dan permintaan, 2) kondisi dan situasi pasar termasuk ketersediaan infrastruktur, 3) tata kerja dan aturan dalam perusahaan, 4) besar dan nilai cadangan migas, 5) masalah geologi dan rekayasa teknik, 6) teknik penemuan, *reserve replacement ratio* (RRR) dan tingkat produksi, 7) harga migas, 8) inflasi dan nilai tukar, 9) biaya perminyakan meliputi biaya pengeboran (drilling), pengembangan, produksi dan biaya pendukung lainnya, 10)

belanja modal dan pembiayaan, serta 11) ukuran-ukuran keekonomian seperti *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR), *Return on Revenue* (ROR) dan *Payback Period.*

Jackson *et al* (2016) menjelaskan bahwa terdapat 16 faktor penentu dalam pengambilan keputusan berinvestasi sektor hulu migas, yaitu sistem hukum (*legal system processes*), duplikasi dan inkonsistensi regulasi (*regulatory duplication and inconsistencies*), keamanan (*security*), stabilitas politik (*political stability*), tuntutan hukum atas tanah sengketa (*disputed land claims*), ketersediaan dan keahlian tenaga kerja (*labour availability and skills*), kualitas basis data geologi (*quality of geological database*), kualitas infrastruktur (*quality of infrastructure*), Undang-Undang Tenaga Kerja (*labour regulations and employment agreements*), hambatan perdagangan (*trade barriers*), kawasan lindung (*protected areas*), biaya kepatuhan hukum (*cost of regulatory compliance*), penegakan hukum (*enforcement of regulations*), Undang-Undang Lingkungan (*environmental regulations*), perpajakan (*taxation in general*), dan ketentuan fiskal (*fiscal terms*).

Ke-16 faktor di atas dapat diklasifikasikan ke dalam tiga kelompok, yaitu kelompok Lingkungan Bisnis (*Commercial Environment*), Iklim Perundangundangan (*Regulatory Climate*), dan Risiko Geopolitik (*Geopolitical Risk*). Lingkungan Bisnis ini meliputi ketentuan fiskal, perpajakan, hambatan perdagangan, kualitas infrastruktur, serta ketersediaan dan keahlian tenaga kerja. Iklim Perundangundangan ini terdiri dari enam faktor yaitu sistem hukum, penegakan hukum, biaya kepatuhan hukum, duplikasi dan inkonsistensi regulasi, Undang-Undang Lingkungan, serta Undang-Undang Ketenagakerjaan. Risiko Geopolitik (*Geopolitical Risk*) meliputi keamanan, stabilitas politik, basis data geologi, tuntutan tanah sengketa, dan kawasan lindung (Jackson *et al,* 2016:55-56). Berdasarkan beberapa pendapat di atas, penulis cenderung untuk menggunakan dan membahas 16 faktor tersebut di atas sebagai faktor penghambat investasi perusahaan sektor hulu migas.

METODOLOGI

Kajian ini merupakan kajian konseptual atau kajian non riset. Sumber data kajian ini meliputi hasil penelitian terdahulu yang relevan, peraturan, kebijakan, yang berkaitan dengan praktik di industri hulu migas. Data yang terkumpul lebih didominasi oleh data sekunder, baik dari lembaga domestik maupun internasional. Metode analisis

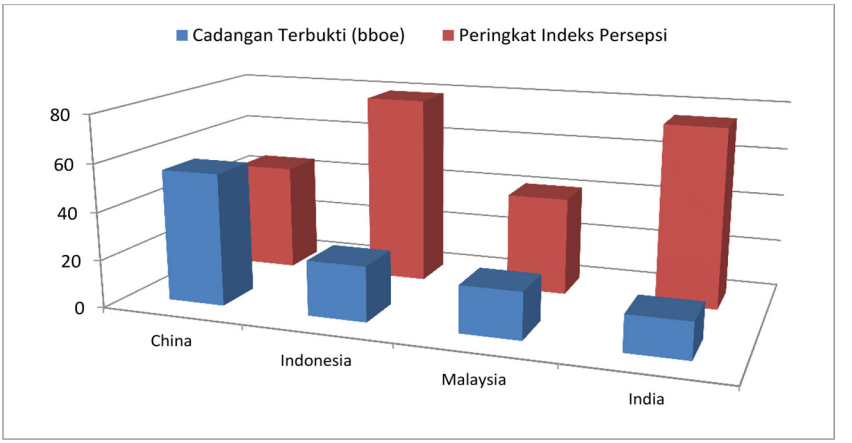
yang digunakan adalah analisis deskriptif. Pertama, mengidentifikasi berbagai hambatan investasi hulu migas, dengan mengacu pada 16 faktor yang menjadi ketertarikan investor dunia untuk berinvestasi di sektor hulu migas seperti yang disusun oleh *Fraser Institute* dalam kajiannya, *Global Petroleum Survey*. Kedua, mendeskripsikan kondisi Indonesia terhadap ke-16 faktor tersebut yang diduga sebagai hambatan investasi kegiatan hulu migas di Indonesia.

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Secara umum, peringkat maupun skor indeks persepsi investor internasional terhadap kebijakan pemerintah Indonesia khususnya hulu migas dalam lima tahun terakhir mengalami perbaikan. Pada tahun 2012, Indonesia dengan nilai indeks 38,46 menempati peringkat 123 dari 147 yurisdiksi. Sedangkan pada tahun 2016, nilai indeks Indonesia tampaknya mengalami kenaikan, menjadi sebesar 45,83 dan menempati posisi 79 dari 96 yurisdiksi (Jackson *et al*, 2016:18-19).

Pada tataran global, beberapa yurisdiksi dengan skor indeks persepsi terbaik dan sangat diminati investor dunia adalah Oklahoma, Texas, dan Kansas, masing-masing dengan cadangan terbukti sebesar 6,36 BBOE, 29,53 BBOE dan 1,1 BBOE. Venezuela dengan cadangan terbukti terbesar kedua dunia setelah Rusia (395,53 BBOE), yaitu sebesar 335,19 BBOE ternyata menjadi yurisdiksi yang sangat tidak diminati investor (peringkat 96 dari 96 yurisdiksi).

Grafik-3. Peringkat dan Cadangan Migas Beberapa Negara Asia



Sumber: Ilustrasi Penulis

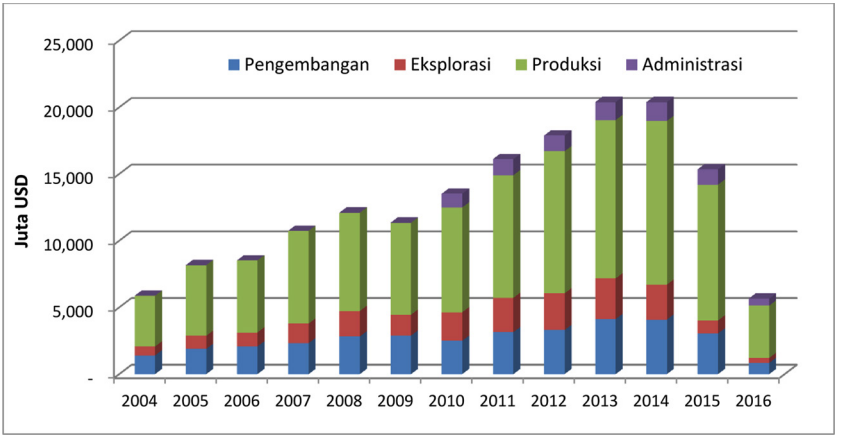
Pada tataran Asia, Indonesia tercatat sebagai yurisdiksi yang memiliki cadangan terbukti migas cukup tinggi, sekitar 23,01 BBOE. Walaupun Indonesia memiliki cadangan terbukti migas yang relatif lebih besar dibandingkan dengan beberapa negara Asia seperti India dan Malaysia (kecuali China dengan 55,29 BBOE), tetapi investor menempatkan Indonesia pada posisi yang paling bawah sebagai negara tujuan investasi (lihat Grafik 3). Kondisi ini diperkuat dengan data pada Grafik 4.

Menurut Lubis (2016), konsep PSC yang berlaku sekarang ini merupakan generasi ke-6 yang berpotensi menurunkan minat investasi ke Indonesia. Konsep PSC pertama kali diberlakukan tahun 1960 di Indonesia untuk menggantikan konsep konsesi. Menurut Nasir (2014), konsesi pengusahaan minyak bumi di Indonesia diterapkan sejak abad ke-19 dimana konsesi pertama diberikan kepada perusahaan Royal Dutch Company. Hingga tahun 1924, terdapat lebih dari 119 ijin konsesi dikeluarkan oleh pemerintah kolonial Belanda.

Prasetiantono (2009) menjelaskan bahwa selama periode 1966 sampai 1997, PSC yang sudah ditandatangani setidaknya berjumlah 123 PSC. Hal ini berarti rata-rata ada sekitar empat kegiatan eksplorasi baru yang dilakukan setiap tahun. Namun, sejak berlakunya UU 22/2001, kegiatan eksplorasi untuk mencari sumur migas yang baru relatif lebih sedikit apabila dibandingkan dengan era sebelum berlakunya UU 22/2001.

Berdasarkan Grafik 4, selama periode 2004-2014, jumlah investasi hulu migas masih mengalami peningkatan. Namun, turunnya harga minyak dunia tampaknya berdampak pada menurunnya investasi hulu migas di Indonesia pada dua tahun terakhir. Di sisi lain, investasi hulu migas lebih difokuskan untuk mempertahankan tingkat produksi pada sumur migas yang sudah semakin tua. Investasi yang bersifat eksploratif untuk mencari sumur-sumur migas baru mendapatkan porsi yang relatif kecil. Konsekuensinya adalah angka *lifting* minyak terus mengalami penurunan selama satu dasawarsa terakhir, seperti tampak pada Grafik 2.

Grafik-4. Perkembangan Investasi Hulu Migas, 2004-2016



Sumber: Ditjen Migas, 2016
Keterangan: Data s.d. Juni 2016

Terdapat 16 faktor yang dipersepsikan investor dapat menghambat investasi hulu migas di Indonesia. Faktor-faktor tersebut meliputi sistem hukum, duplikasi dan inkonsistensi peraturan, keamanan, stabilitas politik, tuntutan tanah sengketa, ketersediaan dan keahlian tenaga kerja, kualitas basis data geologi, kualitas infrastruktur, Undang-Undang Tenaga Kerja, hambatan perdagangan, kawasan lindung, biaya kepatuhan hukum, penegakan hukum, Undang-Undang Lingkungan, perpajakan, dan ketentuan fiskal. Ke-16 faktor tersebut kemudian disederhanakan dan dikelompokkan menjadi tiga grup, yaitu lingkungan bisnis, iklim perundang-undangan, serta risiko geopolitik.

Lingkungan Bisnis

Paparan terhadap lima faktor yang tergabung dalam kelompok ini akan diuraikan secara umum. Kelima faktor dimaksud meliputi ketentuan fiskal, perpajakan, hambatan perdagangan, kualitas infrastruktur, serta ketersediaan dan keahlian tenaga kerja.

Ketentuan fiskal merupakan ketentuan-ketentuan (*terms*) yang mengatur bagaimana manfaat keuangan dapat diperoleh secara optimal dan risiko proyek migas itu didistribusikan. Karena industri migas merupakan bisnis yang berisiko tinggi maka pemerintah seharusnya bisa menyeimbangkan antara kepentingan negara dalam hal optimalisasi pendapatan negara sektor migas dan kepentingan investor dalam hal

seberapa menarik insentif yang tersedia dan seberapa tinggi risiko yang menjadi bebannya.

Menurut Ariyati (2010) dan Galawidya (2008), beberapa instrumen fiskal utama dalam ketentuan fiskal diantaranya meliputi pemberian bonus, royalti, pajak pendapatan, *government equity, production sharing, first tranche petroleum* (FTP), *domestic market obligation* (DMO), pendapatan bagi hasil, dan lainnya. Menurut Dharmadji dan Parlindungan (2002) dalam Ariyati (2010), ketentuan fiskal Indonesia menempati urutan paling bawah apabila dikomparasikan dengan China, India dan Malaysia ditinjau dari sisi ekonomi keuangan (*Net Present Value, Rate of Return, Pay out time,* dan *Profit to Investment Ratio*). Menurut Lubis (2016), sejak konsep PSC pertama kali diberlakukan tahun 1960 di Indonesia, besarnya pajak dalam PSC mengalami penurunan secara bertahap, dari 56% menjadi 44%. Tabel 5 berikut ini memberikan ilustrasi yang mengkomparasi komponen ketentuan fiskal yang berlaku di Indonesia, China, India dan Malaysia.

Tabel-5. Perbandingan *Term* Fiskal PSC Beberapa Negara Asia

	Indonesia	**China**	**India**	**Malaysia**
Tipe	*Production Sharing*	*Production Sharing*	*Production Sharing*	*Production Sharing*
Jangka Waktu -Eksplorasi -Produksi	 3 Tahun 20 Tahun	 7 Tahun 15 Tahun	 7 Tahun 20 Tahun	 5 Tahun 20 Tahun
Bonus -*Signature* -*Production*	 Ya Ya	 Ya Tidak	Tidak ada	Tidak ada
Royalti	*Effective Royalty* dengan FTP	Bervariasi berdasarkan tingkat produksi	12.5% onshore 10% offshore	10%
Cost Recovery	Dibatasi 80 % dari *Gross Revenue*	Dibatasi 50 % dari *Gross Revenue*	Tidak ada pembatasan	Dibatasi berdasarkan R/C *ratio*
Profit Share	GOI: Contractor 71,15% : 28,85% (tergantung saat penandatangan kontrak)	Bervariasi berdasarkan *annual gross production*	Bervariasi berdasarkan *investment multiple*	Bervariasi berdasarkan R/C *ratio*

Pajak	48 % (tergantung saat penandatanganan kontrak)	33 %	50 %	45 % 25 % *duty on profit exported*
Lainnya	DMO			70 % *supplementary payment if price over base*

Sumber: Ariyati (2010) dan Galawidya (2008), diolah

Dengan Undang-Undang Nomor 8 Tahun 1971 tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara, sektor migas diperlakukan khusus, termasuk dalam ketentuan perpajakan. Namun, dalam UU No 22/2001, asas *lex specialis* tersebut dicabut. Dengan demikian, Indonesia menjadi satu-satunya negara di dunia yang memungut pajak praproduksi (Syeirazi, 2015).

Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap bisa mempunyai hak pengusahaan sesuai UU 22/2001. Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap yang mempuyai hak pengusahaan tersebut wajib membayar pajak, baik pajak langsung maupun pajak tidak langsung. Badan Usaha tersebut tidak boleh melimpahkan kewajiban pajaknya kepada pihak lain. Menurut Utomo (2011:95-96), *kontrak production sharing* (KPS) secara tegas menyatakan pajak tidak langsung menjadi kewajiban lembaga pengelola KPS (BP Migas/SKK Migas) melalui mekanisme *reimbursemen*. Ketentuan ini berpotensi menimbulkan masalah dalam implementasi KPS terutama *reimbursemen* PPN. Pada tahap eksplorasi, komponen PPN sangat besar sehingga hal ini dapat mengganggu iklim investasi migas. Padahal, hampir semua negara di dunia membebaskan PPN pada tahap eksplorasi. Dalam operasi perminyakan, ketentuan fiskal (*fiscal term*) yang menjadi dasar keekonomian adalah kondisi yang diperjanjikan dalam KPS, termasuk *reimbursemen* pajak tidak langsung seperti PPN. Menurut Schwab dan Sala-i-Martin (2016) dari *World Economic Forum*, aturan pajak dan tarif pajak di Indonesia masih dipersepsikan sebagai penghambat atas kemudahan berbisnis. Apabila dibandingkan dengan China, India dan Malaysia, kondisi di Indonesia masih lebih baik daripada India dan China, tetapi lebih buruk daripada Malaysia. Bahkan di India, aturan pajak dan tarif pajak menjadi penghambat utama atas kemudahan berbisnis.

Selanjutnya, terkait perdagangan internasional, investor global tidak mengalami hambatan yang signifikan pada saat melakukan bisnis di Indonesia. Hal ini tampak pada, misalnya, wacana kewajiban penggunaan mata uang Rupiah di seluruh wilayah Negara Kesatuan Republik Indonesia (NKRI) yang semula dipersepsikan sebagai salah satu faktor penghambat. Terbitnya Undang-Undang Nomor 7 Tahun 2011 tentang Mata Uang dalam implementasinya tidak terlalu *rigid* seperti yang dipersepsikan oleh kalangan bisnis maupun masyarakat umum. Menurut data dalam *The Global Competitiveness Report 2016-2017*, aturan kurs di Malaysia relatif lebih buruk daripada di Indonesia. Oleh karena itu, aturan kurs menjadi salah satu penghambat utama (peringkat ke-6 dari 16 faktor) atas kemudahan berbisnis di Malaysia.

Tabel 6. Peringkat Daya Saing Infrastruktur Beberapa Negara Asia

Item	Indonesia	China	India	Malaysia
Infrastruktur				
• 2014	**72**	64	90	20
• 2016	**80**	43	51	19
Jalan				
• 2014	**72**	49	76	19
• 2016	**75**	39	51	20
Pelabuhan				
• 2014	**77**	53	76	19
• 2016	**75**	43	48	17
Listrik				
• 2014	**84**	56	103	39
• 2016	**89**	56	88	39

Sumber: World Economic Forum 2014 dan 2016, diolah

Akses dan ketersediaan infrastruktur dasar seperti jalan dan ketenagalistrikan merupakan jenis infrastruktur yang sangat dipertimbangkan oleh investor. Infrastruktur penting untuk menjamin

berfungsinya perekonomian secara efektif. Adanya moda transportasi yang efektif memungkinkan investor mengantarkan barang atau jasa ke pasar dengan aman, tepat waktu dan memobilisasi pekerja dengan efektif. Perekonomian juga tergantung pada tersedianya pasokan tenaga listrik yang bebas pemadaman dan kekurangan daya listrik sehingga kegiatan bisnis dan pabrik bisa berlangsung dengan leluasa.

Berdasarkan Tabel 6 di atas tampak bahwa daya saing infrastruktur Indonesia tahun 2016 tidak lebih baik daripada tahun sebelumnya. Secara keseluruhan, daya saing infrastruktur Indonesia mengalami penurunan (tahun 2014: posisi ke-72, tahun 2016: posisi ke-80). Dari ketiga jenis infrastruktur di atas, hanya daya saing pelabuhan laut Indonesia yang mengalami sedikit peningkatan. Apabila dibandingkan dengan kondisi infrastruktur di China, India dan Malaysia, posisi daya saing Indonesia jauh tertinggal. Sebagai contoh India, daya saing infrastruktur negara ini mengalami peningkatan signifikan dalam dua tahun terakhir, baik individual maupun secara keseluruhan. Bahkan, daya saing ketenagalistrikan India mampu melampaui peringkat Indonesia pada tahun 2016.

Terakhir, terkait dengan ketersediaan dan keahlian tenaga kerja di Indonesia. Seperti diketahui, pasar tenaga kerja yang fleksibel dan efisisen menjadi penting untuk menjamin para pekerja teralokasikan pada pelaku ekonomi yang paling efektif dan menyediakan insentif yang terbaik terhadap pekerjaan tenaga kerja tersebut. Oleh karena itu, pasar tenaga kerja harus fleksibel untuk menggeser pekerja dari satu aktivitas ekonomi ke aktivitas yang lain dengan biaya murah dan tanpa gangguan sosial. Pasar tenaga kerja yang efisien harus juga menjamin insentif yang jelas bagi pekerja dan memberikan kesempatan yang proporsional (*equity*) di lingkungan kerja antara pria dan wanita. Berdasarkan data BPS (2015:97), jumlah tenaga kerja sektor pertambangan dan penggalian (termasuk pertambangan migas) hanya berjumlah 1.436.370 pekerja dari total jumlah pekerja nasional yang berjumlah 114.628.026 pekerja. Jumlah pekerja lulusan sampai tingkat SMP sangat mendominasi (sekitar 66%), lulusan SMA/SMK hampir mencapai 28%, sedangkan lulusan Diploma/Universitas sekitar 6%. Ketidakcukupan pekerja yang trampil di sektor migas tampaknya relatif masih menjadi masalah di Indonesia apabila hal itu dibandingkan dengan di China, India maupun Malaysia.

Iklim Perundang-undangan

Paparan terhadap enam faktor yang tergabung dalam kelompok ini akan diuraikan secara umum. Keenam faktor dimaksud meliputi sistem hukum, penegakan hukum, biaya kepatuhan hukum, duplikasi dan inkonsistensi regulasi, Undang-Undang tentang Lingkungan, serta Undang-Undang tentang Ketenagakerjaan.

Sistem hukum Indonesia merupakan campuran dari sistem hukum Eropa, hukum Agama dan hukum Adat. Sebagian besar sistem hukum yang dianut, termasuk hukum administrasi, mengacu pada hukum Eropa. Hukum Agama terutama hanya terkait dengan pernikahan, zakat dan harta warisan. Indonesia juga memberlakukan hukum Adat, yang merupakan aturan-aturan setempat dari masyarakat dan budaya-budaya di wilayah Nusantara. Dalam perkembangannya, sistem hukum Indonesia secara bertahap mulai menerbitkan peraturan perundangan hasil pemikiran bangsa Indonesia sendiri. Sebagai ilustrasi, terbitnya Undang-Undang Nomor 17 Tahun 2003 (dan dua UU lainnya dalam paket Undang-Undang reformasi keuangan negara) merupakan pengganti dari *Indische Comptabiliteitswet* (ICW), *Indische Bedrijvenwet* (IBW) dan *Reglement voor het Administratief Beheer* (RAB).

Terkait dengan sektor pertambangan minyak dan gas bumi, pemerintah telah menerbitkan Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi. UU 22/2001 tersebut mengamanatkan pembentukan dua badan baru yang berwenang mengatur kegiatan hulu dan hilir migas secara terpisah. Menurut Utomo (2011:97-98), pemisahan atas dua kegiatan ini sudah sangat ketinggalan dengan nuansa yang berlaku dalam industri migas. Perusahaan migas multinasional sudah mengarah kepada strategi integrasi untuk meningkatkan *corporate value*. Kondisi ini bagi perusahaan multinasional tidak menjadi masalah karena konsolidasi hulu dan hilir secara terintegrasi masih bisa dilakukan di negara dimana kantor pusatnya berada. Namun, bagi perusahaan nasional, hal ini menjadi disinsentif untuk bisa berkembang menjadi perusahaan yang lebih besar.

Menurut Kurtubi (2013), sejak terbitnya UU 22/2001, hampir tidak ditemukan cadangan migas baru karena berkurangnya kegiatan eksplorasi. Minimnya kegiatan eksplorasi ini disebabkan oleh tata kelola migas yang sangat buruk. Tata kelola yang buruk ini kemudian berdampak pada produksi minyak yang terus menurun. Minimnya

kegiatan eksplorasi dan dampaknya juga dinyatakan oleh Syeirazi (2015). Hal ini disebabkan oleh birokratisasi investasi yang membuat iklim investasi hulu migas tidak kondusif. Terdapat sekitar 300 perizinan harus diperoleh untuk melakukan investasi hulu migas. Jadi, walaupun secara nominal, dana investasi hulu migas tampak meningkat selama satu dekade terakhir, tetapi sebagian besar dana itu untuk produksi dan pengembangan daripada untuk eksplorasi. Pernyataan Kurtubi dan Syeirazi ini terkonfirmasi dengan data Grafik 4 di atas.

Selain itu, muncul ketentuan pengenaan Pajak Bumi Bangunan (PBB) pada tahap eksplorasi yang diatur dalam Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2010. Wilayah eksplorasi mulai dikenakan jenis pajak tersebut pada kurun waktu 2012-2013. Pengenaan PBB tersebut dinilai menimbulkan ketidakpastian hukum bagi industri migas. Di satu sisi, penegakan peraturan (dalam hal ini PP 79/2010) harus dilakukan oleh pemerintah, tetapi di sisi lain, aturan tersebut dinilai memberatkan dan menambah beban industri migas. Sebagai solusinya, investor/kontraktor yang keberatan dengan adanya aturan ini dapat mengajukan keberatan ke lembaga pengadilan pajak setelah membayar 50 persen dari total pajak yang dikenakan.

Terkait dengan masalah lingkungan, semula terbitnya Undang-Undang Nomor 32 Tahun 2009 tentang Lingkungan Hidup dinilai berpotensi menjadi kendala bagi optimalisasi *lifting* migas. Salah satu keberatan investor terhadap UU 32/2009 tersebut adalah soal standar baku mutu lingkungan. Standar itu mengatur bahwa ambang batas temperatur air buangan pertambangan diturunkan dari 45 derajat Celcius menjadi 40 derajat Celcius. Regulasi ini mendorong agar produksi migas terutama yang berasal dari sumur migas tua lebih ramah lingkungan, tetapi konsekuensinya memerlukan dana investasi tambahan.

Terkait dengan pekerja, Undang-Undang Nomor 13 Tahun 2003 tentang Ketenagakerjaan telah mengatur hubungan industrial antara investor, pekerja dan pemerintah. Regulasi ini menjamin hak pekerja untuk berserikat dalam serikat pekerja. Pemerintah juga telah menetapkan tanggal 1 Mei sebagai hari libur nasional di Indonesia. Di negara demokrasi seperti Indonesia, demonstrasi di jalan merupakan salah satu ekspresi kebebasan berpendapat bagi warga negara, termasuk para pekerja. Potensi gangguan kerja (*work disruption*) bisa muncul

apabila dalam melakukan demonstrasi, para pekerja bertindak anarkhi.

Permasalahan tumpang tindih antara kepentingan kehutanan dan pertambangan berpotensi menghambat pelaksanaan investasi hulu migas. Bentuk tumpah tindih dimaksud seperti ketidakjelasan status lahan yang sebelumnya berupa hutan biasa yang kemudian ditetapkan menjadi kawasan hutan konservasi atau cagar budaya, padahal kegiatan hulu migas sudah eksis lebih dulu di kawasan hutan itu.

Risiko Geopolitik

Paparan terhadap lima faktor yang tergabung dalam kelompok ini akan diuraikan secara umum. Kelima faktor dimaksud meliputi keamanan, stabilitas politik, tuntutan hukum atas tanah sengketa, kualitas basis data geologi, dan kawasan lindung.

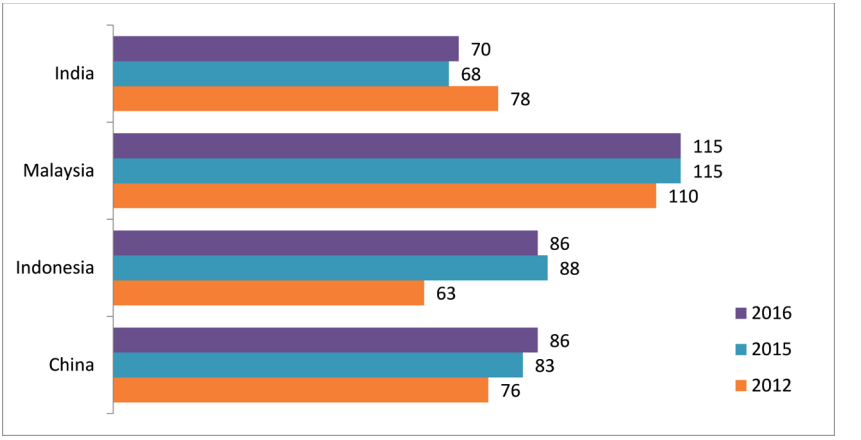
Indonesia merupakan salah satu negara demokrasi terbesar di dunia, setelah Amerika Serikat dan India. Dengan semakin berkembangnya sistem demokrasi, maka potensi terjadinya kegaduhan politik dan rawannya kondisi keamanan cukup besar. Tantangan lain yang dihadapi bangsa Indonesia seperti desentralisasi yang belum tuntas, ketimpangan antar wilayah, ketimpangan antar sektor pembangunan, maupun ketimpangan antar golongan masyarakat masih memerlukan solusi yang lebih efektif. Kompleksitas permasalahan yang ada berpotensi meningkatkan tekanan sosial maupun ketidakpuasan masyarakat terhadap pemerintah.

Menurut Haken *et.al* (2012), berdasarkan *Failed State Index 2012,* Indonesia menempati posisi ke-63 dari total 178 negara. Posisi Indonesia lebih buruk daripada China yang berada pada posisi ke-76, India ke-78, dan Malaysia ke-110. Namun, seiring dengan kondusifnya keamanan dan stabilnya situasi politik dalam negeri, posisi Indonesia semakin menjauh dari situasi negara yang berpotensi gagal. Grafik 7 mendeskripsikan posisi Indonesia, China dan Malaysia yang relatif lebih baik daripada India.

Selanjutnya, terkait dengan kasus pertanahan. Kasus pertanahan meliputi sengketa pertanahan, konflik pertanahan dan perkara pertanahan. Sengketa pertanahan adalah perselisihan pertanahan antara orang perseorangan, badan hukum atau lembaga yang tidak berdampak luas secara sosio-politis. Sengketa pertanahan dapat berupa

sengketa administratif, sengketa perdata, maupun sengketa pidana (termasuk sengketa hak ulayat).

Grafik 7. Peringkat Potensi Negara Gagal Pada Beberapa Negara Asia



Sumber: Messner *et.al* (2015 dan 2016) dan Haken *et.al* (2012), diolah

Konflik pertanahan merupakan perselisihan pertanahan antara orang perseorangan, kelompok, golongan, organisasi, badan hukum atau lembaga yang mempunyai kecenderungan atau sudah berdampak luas secara sosio-politis. Sedangkan perkara pertanahan adalah perselisihan pertanahan yang penyelesaiannya dilaksanakan oleh lembaga peradilan atau putusan lembaga peradilan yang masih dimintakan penanganan perselisihannya di Badan Pertanahan Nasional (BPN). Menurut data BPN per September 2013, jumlah kasus pertanahan mencapai 4.223 kasus, terdiri dari sisa kasus tahun 2012 sebanyak 1.888 kasus dan kasus baru sebanyak 2.335 kasus. Jumlah kasus yang telah selesai mencapai 2.014 kasus (47,69%) yang tersebar di 33 provinsi seluruh Indonesia (http://www.bpn.go.id).

SKK Migas (2012) menyatakan bahwa ada beberapa jenis gangguan keamanan di industri hulu migas, yakni sengketa tanah sebanyak 235 kasus (17,80%), pencurian/perampokan sebanyak 908 kasus (61,29%), ancaman sebanyak 105 kasus (7,95%), perusakan material sebanyak 66 kasus (5%), unjuk rasa sebanyak 53 kasus (4,02%), dan pencurian minyak sebanyak 52 kasus (3,94%). Selain itu, SKK Migas (2015) juga menyatakan bahwa tumpang tindih lahan dengan perkebunan, hutan

industri, dan hutan lindung; serta izin pembebasan lahan merupakan bagian dari kendala utama atas rendahnya realisasi investasi Kontraktor KKS Eksplorasi.

Terkait dengan kawasan yang dilindungi, Indonesia memiliki banyak taman nasional, situs arkeologi, perlindungan kehidupan laut (*marine life preserve*), dan sejenisnya. Contoh dari berbagai kawasan itu adalah Taman Nasional Ujung Kulon di provinsi Banten, Taman Nasional Way Kambas di Lampung, Taman Nasional Wakatobi di Sulawesi Tenggara, dan Candi Borobudur di Jawa Tengah.

Tujuan dibentuknya kawasan yang dilindungi tersebut untuk pengelolaan kekayaan sumber daya laut yang bertanggung jawab dan menjaga kelestariannya. Kriteria suatu wilayah dapat ditunjuk dan ditetapkan sebagai kawasan taman nasional meliputi: 1) memiliki sumber daya alam hayati dan ekosistem yang khas dan unik yang masih utuh dan alami serta gejala alam yang unik; 2) memiliki satu atau beberapa ekosistem yang masih utuh; 3) mempunyai luas yang cukup untuk menjamin kelangsungan proses ekologis secara alami; dan 4) merupakan wilayah yang bisa dibagi ke dalam beberapa zona (inti, pemanfaatan, rimba, dan/atau zona lainnya).

Beberapa manfaat atas keberadaan Taman Nasional diantaranya adalah: 1) penelitian dan pengembangan ilmu pengetahuan, misalnya: pengamatan fenomena alam; 2) pendidikan dan peningkatan kesadartahuan konservasi alam, misalnya: *out bond,* ekowisata; 3) penyimpanan dan/atau penyerapan karbon, pemanfaatan air serta energi air, dan lainnya, misalnya: pemanfaatan air untuk industri air kemasan, obyek wisata alam, pembangkit listrik; 4) pemanfaatan tumbuhan dan satwa liar, misalnya: penangkaran rusa, dan buaya; 5) pemanfaatan sumber plasma nutfah untuk penunjang budidaya, misalnya: kebun benih; serta 6) pemanfaatan tradisional, misalnya: budidaya tradisional, perburuan tradisional terbatas untuk jenis yang tidak dilindungi.

Terakhir, terkait dengan basis data geologi. Menurut Satyana (2013), seorang ahli geologi Belanda telah menyusun peta penyebaran jalur minyak Indonesia secara regional pertama kali pada tahun 1949, meliputi wilayah darat dan laut. Peta ini belum memiliki identifikasi geometri setiap cekungan, tetapi hanya mendeskripsikan penyebaran jalur minyak secara umum. Dalam perkembangannya,

Badan Geologi pada tahun 2010 menggunakan pendekatan data gravitasi untuk memetakan cekungan-cekungan sedimen Indonesia dan mengidentifikasi keberadaan 128 cekungan sedimen yang diklasifikasikannya berdasarkan umur sedimen pengisinya (tersier atau pra tersier). Berdasarkan data tersebut, potensi migas Indonesia masih besar karena baru 18 cekungan yang berstatus produksi, sedangkan 110 cekungan sedimen lainnya terbuka untuk dieksplorasi lebih lanjut.

PENUTUP

Dalam rangka pengusahaan hulu migas, pemerintah Indonesia memilih konsep *Production Sharing Contract* (PSC) sejak tahun 1960. Manfaat konsep PSC ini bagi pemerintah yaitu (1) penguasaan SDA migas tetap berada di pemerintah, (2) manajemen operasi dalam kendali pemerintah cq SKK Migas, dan (3) investor menyediakan semua dana dan menanggung segala risiko atas tidak ditemukannya cadangan migas.

Investor hulu migas, di pihak lain, memiliki berbagai pertimbangan pada saat akan melakukan investasi di suatu negara. *Fiscal term* merupakan salah satu faktor penting yang menjadi pertimbangan investor. Selama penerapan PSC, pemerintah Indonesia melakukan koreksi terhadap besaran tarif pajak dalam PSC, dari semula sebesar 56% menjadi 44%. Pada kenyataannya, sejak UU 22/2001 diterbitkan, investasi untuk mencari sumur migas baru belum banyak dilakukan.

Indonesia memiliki cadangan terbukti sekitar 23,01 miliar BOE. Tetapi, kebutuhan terhadap migas di Indonesia diperkirakan terus meningkat hingga tahun 2050. Bahkan, pada periode 2020-2025 negara Indonesia diperkirakan berubah status menjadi *net gas importer.* Hal ini disebabkan karena produksi migas yang cenderung terus menurun tanpa ada tambahan sumur baru.

Memang, selama satu dekade terakhir, jumlah investasi hulu migas tampak cenderung meningkat, tetapi investasi itu hanya untuk mempertahankan tingkat produksi dan *maintenance* sumur-sumur migas eksisting. Sedangkan porsi investasi untuk mencari sumur-sumur migas baru relatif kecil. Konsekuensinya adalah dalam satu dekade ini, produksi minyak di Indonesia cenderung terus menurun. Mengacu pada temuan Jackson *et al* (2016) dari lembaga Fraser Institute, ada 16 faktor yang menjadi penentu bagi investor untuk mengambil keputusan

berinvestasi di sektor migas.

Berdasarkan paparan di atas, beberapa faktor terutama ketentuan fiskal, perpajakan, kualitas infrastruktur, ketersediaan pekerja yang trampil, penegakan hukum, biaya kepatuhan hukum, duplikasi dan inkonsistensi regulasi, tuntutan hukum atas tanah sengketa, kualitas basis data geologi, dan kawasan lindung merupakan tantangan yang masih dihadapi pemerintah Indonesia dalam rangka menarik investasi hulu migas.

REFERENSI

Ariyati, E.S. 2010. *Analisis Ketentuan-Ketentuan Di Production Sharing Contract Indonesia Dalam Kaitannya Dengan Penerimaan Negara Minyak dan Gas Bumi.* Tesis. Fakultas Ekonomi Program Studi Magister Akuntansi. Jakarta. Diakses tanggal 14 Desember 2016.

Badan Pusat Statistik. 2015. *Statistik Indonesia 2015.* Tersedia dalam http://www.bps.go.id. Diakses tanggal 1 Desember 2016.

Damayanty, S.A. 2016. *Pengelolaan Industri Ekstraktif di Indonesia: Kebijakan Fiskal dan Tantangan ke Depan.* Dalam Ekanto, G., Riphat, S., dan Sugana, R. 2016. Menggali Potensi Penerimaan Negara Di Tengah Lesunya Ekonomi Global. Jakarta: PT Nagakusuma Media Kreatif.

Galawidya, D.A. 2008. *Analisis Perbandingan Termin Fiskal Production Sharing Contract di Indonesia, Production Sharing Contract Non Cost Recovery dan Production Sharing Contract di Malaysia.* Tesis. Fakultas Ekonomi Program Studi Magister Manajemen Universitas Indonesia Jakarta. Diakses tanggal 14 Desember 2016.

Haken, N., Messner, J.J., Hendry, K., Taft, P., Lawrence, K., Anderson, T., Jaeger, R., Manning, N., Umana, F., dan Amelia Whitehead. 2012. *Failed States Index 2012.* Washington, D.C.: The Fund for Peace

Jackson, T., Green, K.P., dan Kyle Sholes. 2016. *Global Petroleum Survey 2016.* Vancouver: Fraser Institute.

Kurniati, Y., Prasmuko, A., dan Yanfitri. 2007. *Determinan FDI (Faktor-Faktor Yang Menentukan Investasi Asing Langsung).* Working Paper WP/06/2007. Bank Indonesia.

Kurtubi. 2013. *Membenahi Tata Kelola Migas.* Tersedia dalam https://lautanopini.wordpress.com/2013/02/08/membenahi-tata-kelola-migas. Diakses tanggal 26 Desember 2016.

Lissakers, K. dan Cobus de Swardt. 2010. *2010 Revenue Watch Index, Transparency: Governments and The Oil, Gas and Mining Industries.* Revenue Watch Institute and Transparency International.

Lubis, D.E.U. 2016. *Mengupas Mekanisme Production Sharing Contract Agreement di Indonesia.* Tersedia dalam http://patra.itb.ac.id/karya/kajian-energi/mengupas-mekanisme-production-sharing-contract-agreement-di-indonesia-2/. Diakses tanggal 26 Desember 2016.

Messner, J.J., Haken, N., Taft, P., Blyth, H., Lawrence, K., Bellm, C., Hashi, S., Patierno, N., dan Leo Rosenberg. 2016. *Fragile States Index 2016.* Washington, D.C.: The Fund for Peace

Messner, J.J., Haken, N., Taft, P., Blyth, H., Lawrence, K., Graham, S.P., dan Felipe Umana. 2015. *Fragile States Index 2015.* Washington, D.C.: The Fund for Peace

Nasir, A. 2014. *Sejarah Sistem Fiskal Migas Indonesia.* Jakarta: Grasindo.

Prasetiantono, A.T. 2009. *Transformasi Pertamina Dilema Antara Orientasi Bisnis dan Pelayanan Publik.* Yogyakarta: Penerbit Galangpress.

Pudyantoro, A.R. 2013. *A to Z Bisnis Hulu Migas.* Jakarta: Petromindo

_____. 2014. *Proyek Hulu Migas Evaluasi dan Analisis Petroekonomi.* Jakarta: Petromindo

Sarwedi. 2002. *Investasi Asing Langsung di Indonesia dan Faktor yang Mempengaruhinya.* Jurnal Akuntansi & Keuangan Vol.4 No.1, Mei 2002:17-35. Fakultas Ekonomi Universitas Kristen Petra.

Satyana, A.H. 2013. *Menyigi Geologi, Mencari Migas Indonesia.* Geomagz Vol.3 No.3, 2013. Badan Geologi Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. Tersedia dalam http://geomagz.geologi.esdm.go.id/menyigi-geologi-mencari-migas-indonesia/

Schwab, K dan X. Sala-i-Martin. 2016. *The Global Competitiveness Report 2016-2017.* Jenewa: World Economic Forum.

_____. 2014. *The Global Competitiveness Report 2014-2015.* Jenewa: World Economic Forum.

SKK Migas. 2016. *Mitos atau Fakta, Indonesia Kaya Migas?* Konten ini merupakan kerjasama Kompas.com dengan SKK Migas. Tersedia dalam http://bisniskeuangan. kompas.com/read/2016/08/19/124849126/mitos.atau.fakta.indonesia.kaya.migas. Diakses tanggal 26 Desember 2016.

_____. 2015. *Laporan Tahunan 2015.* Tersedia dalam http://skkmigas.go.id/publikasi /laporan-tahunan. Diakses tanggal 26 Desember 2016.

_____. 2012. L*aporan Tahunan 2012.* Tersedia dalam http://skkmigas.go.id/publikasi /laporan-tahunan. Diakses tanggal 26 Desember 2016.

Syeirazi, M.K. 2015. *Mengawal Revisi UU Migas.* Tersedia dalam https://lautanopini.wordpress.com/2015/07/08/mengawal-revisi-uu-migas. Diakses tanggal 26 Desember 2016.

U.S. Energy Information Administration. 2016. *International Energy Outlook 2016 With Projections To 2040.* Washington D.C. Diakses tanggal 16 Desember 2016.

Utomo, S.P. 2011. *Kontrak Production Sharing: Pengembangan Kerjasama Budaya Pedesaan Indonesia.* Bahan Pelatihan Industri Migas dan Risikonya Terhadap APBN pada 27-29 April 2011. Jakarta

12

MENINGKATKAN PRODUKSI MINYAK NASIONAL: MUNGKINKAH?

Hidayat Amir - Peneliti pada Pusat Kebijakan APBN, Badan Kebijakan Fiskal

ABSTRAK

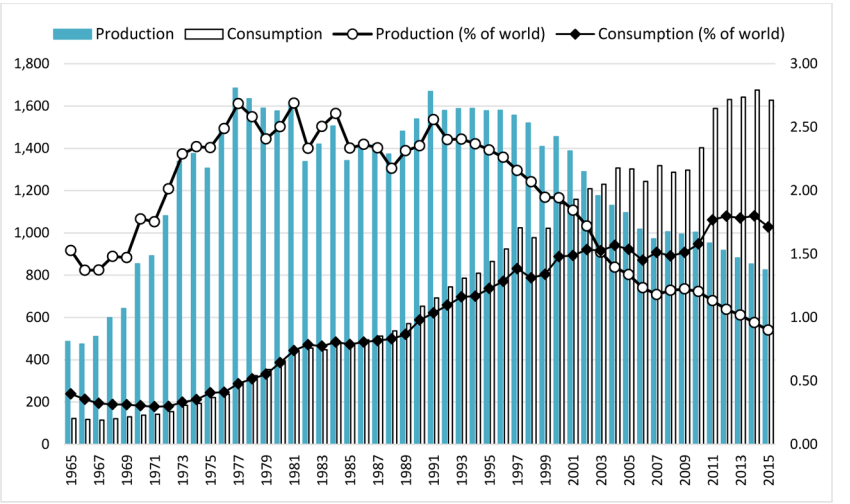
Minyak pernah menjadi berkah bagi perekonomian Indonesia. Namun produksinya terus mengalami penurunan sejak Krisis Ekonomi Asia 1998. Penurunan produksi bukan semata karena potensi kandungan minyak di bumi Indonesia telah menipis tetapi juga karena banyaknya hambatan investasi untuk kegiatan eksplorasi dan eksploitasi minyak. Kajian ini bertujuan untuk eksplorasi faktor-faktor yang menghambat kegiatan investasi bisnis hulu migas. Hasilnya setidaknya ada lima hambatan utama, yaitu: regulasi perpajakan, mispersepsi *cost recovery*, ketidakpastian bisnis, rumitnya perijinan dan proses audit yang tidak terkoordinasi. Sehingga harapan untuk kembali meningkatkan kapasitas produksi nasional akan dapat terwujud jika berbagai hambatan investasi tersebut dapat dihapuskan. Hal ini mengingat cekungan minyak masih cukup banyak di Indonesia walau pun mayoritas lokasinya di wilayah lepas pantai laut dalam (*deepwater*).

Kata Kunci: produksi minyak, hambatan investasi, potensi minyak.

PENDAHULUAN

Indonesia pernah mengalami berkah dengan berkelimpahan produksi minyak pada tahun 1970-an sampai dengan tahun 1990-an (Prof. Dr. Boediono 2016; Wihardja 2016). Selama periode ini, produksi minyak nasional (*lifting*) mencapai rata-rata 1.500 ribu barel per hari (Lihat Gambar-1). Angka ini setara dengan sekira 2,5% produksi minyak dunia. Memang tidak bisa dikatakan bahwa produksi Indonesia relatif dominan di dunia, dengan proporsi yang hanya sekitar 2,5% tersebut. Namun demikian, Prof. Dr. Boediono (2016 p. 131-132) mengatakan bahwa dengan kondisi sebesar ini penghasilan dari minyak dapat mengatasi defisit ganda yang selalu menghantui perekonomian Indonesia pada tahun 1970-an. Walhasil Indonesia memiliki kesempatan yang luas untuk melakukan investasi pembangunan dengan tingkat pertumbuhan yang tinggi.

Gambar-1: Produksi vs Konsumsi Minyak Indonesia



Sumber: The BP Statistical Review of World Energy 2016

Sejak awal tahun 1990-an, kontribusi produksi minyak nasional terhadap dunia mengalami secara terus-menerus. Pada tahun 2015, kontribusi produksi minyak Indonesia hanya tinggal sebesar 0,90% produksi dunia. Sementara itu, konsumsi minyak nasional terus menanjak seiring dengan kebutuhan konsumsi domestik untuk menopang pertumbuhan ekonomi. Konsumsi nasional yang pada tahun

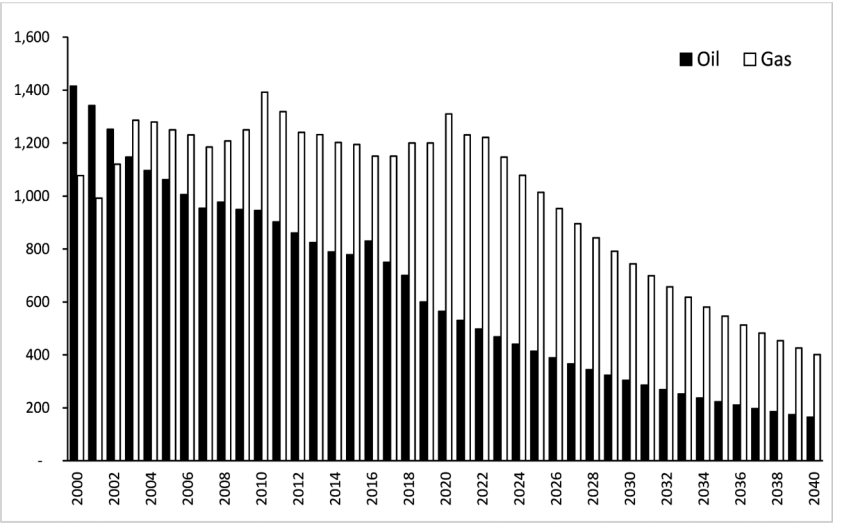
1972 hanya sebesar 0,30% konsumsi dunia menanjak terus hingga mencapai 1,80% konsumsi dunia pada 2014 kemudian sedikit menurun ke level 1,71% pada 2015. Kondisi ini mengakibatkan Indonesia telah mengalami neraca defisit produksi-konsumsi minyak sejak tahun 2003. Yang artinya, sejak masa itu Indonesia telah menjadi negara net-importir minyak (Nugroho *et al*. 2015; Amir 2015).

Dari beberapa literatur, seperti dalam Dartanto (2013), Hasan, Mahlia, & Nur (2012), dan Mujiyanto & Tiess (2013) dapat diidentifikasi beberapa faktor yang mengakibatkan produksi minyak nasional mengalami penurunan secara terus menerus, yaitu: (1) produksi minyak di Indonesia masih mengandalkan sumur-sumur minyak tua yang sudah beroperasi sejak tahun 1970-an, (2) sejak krisis ekonomi 1998, iklim investasi untuk eksplorasi sumur minyak baru menjadi kurang kondusif, dan (3) munculnya regulasi-regulasi baru di bidang minyak yang justru memperburuk iklim investasi minyak di Indonesia. Mereka berpendapat bahwa sebetulnya potensi minyak Indonesia masih relatif besar terutama di wilayah timur Indonesia dan di area laut dalam. Namun dengan berbagai hambatan tersebut, potensi yang ada belum dapat digali secara optimal.

Dengan kondisi investasi di bidang minyak dan gas (migas) yang kurang atraktif ini, SKK Migas[1] memproyeksikan bahwa produksi migas akan terus mengalami penurunan (Lihat Gambar-2). Penurunan produksi minyak akan terus berlanjut hingga hanya sebesar 164 ribu barrel per hari. Sementara, produksi gas masih akan bertahan di level setara 1,220 ribu barrel per hari hingga tahun 2022 baru kemudian mengalami penurunan secara terus-menerus hingga mencapai 401 ribu barrel per hari pada tahun 2040. Tentu hal ini jika tidak terjadi investasi baru untuk penemuan-penemuan sumur baru yang bisa mengangkat tingkat produksi migas nasional.

[1] Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas) adalah institusi yang dibentuk oleh pemerintah Republik Indonesia melalui Peraturan Presiden (Perpres) Nomor 9 Tahun 2013 tentang Penyelenggaraan Pengelolaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi.

Gambar-2: Realisasi dan Prakiraan Produksi Migas Nasional (ribu barel per hari)



Sumber: SKK Migas 2016; 2000-2015 merupakan angka realisasi, 2016-2040 merupakan prakiraan

Investasi baru dalam usaha bisnis migas nasional menjadi hal yang krusial. Investasi di bidang pengelolaan migas membutuhkan dana yang sangat besar, yang biasanya hanya melibatkan perusahaan-perusahaan minyak internasional. Masalahnya sebagaimana telah diuraikan sebelumnya bahwa terlalu banyak barriers untuk investasi di bidang migas di Indonesia. Penelitian ini bertujuan untuk melakukan eksplorasi lebih lanjut hambatan-hambatan yang ada dan bagaimana kebijakan yang sebaiknya diambil untuk meningkatkan produksi minyak nasional.

Pembahasan akan dimulai dengan gambaran singkat potensi migas Indonesia, kemudian pendekatan atau metodologi dalam riset, dan analisis hasil penelitian. Pda bagian akhir terdiri atas kesimpulan dan rekomendasi kebijakan yang relevan.

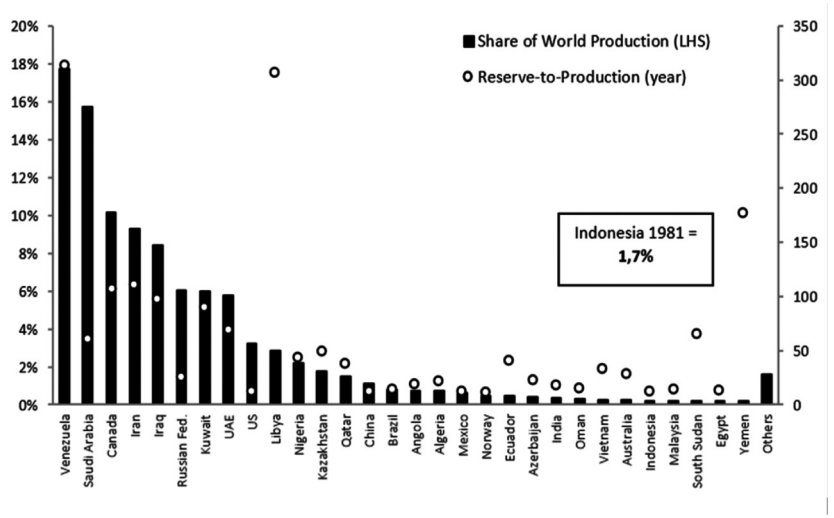
GAMBARAN POTENSI PRODUKSI MINYAK INDONESIA

Gambar-3 menunjukkan proporsi cadangan minyak terbukti (*proven oil reserves*) negara-negara di dunia yang ditunjukkan dengan diagram batang berwarna hitam dan tahun sisa cadangan jika dibagi dengan

produksi tahunannya (*reserve-to-production*) yang ditunjukkan dengan lingkaran. Sebagaimana terlihat bahwa Venezuela memiliki cadangan minyak terbukti terbesar dunia, yaitu sebesar 17,72% cadangan terbukti dunia. Cadangan minyak terbukti ini juga baru akan habis diproduksi selama 314 tahun.

Saudi Arabia di peringkat ke-2 dengan porsi 15,70% cadangan terbukti dunia, dan cadangan ini masih bisa memenuhi kebutuhan produksi selama 61 tahun. Sementara, Indonesia hanya memiliki 0,21% dari cadangan terbukti dunia dan ini hanya akan bertahan selama 12 tahun produksi (Amir 2015). Dengan melihat kondisi ini tentu kita semua sepakat bahwa Indonesia bukan termasuk negara yang memiliki kemewahan kekayaan minyak yang melimpah (A. Rinto Pudyantoro 2013 p. 18).

Gambar-3: ***Proven Oil Reserves (end of 2015)***



Sumber: The BP Statistical Review of World Energy 2016

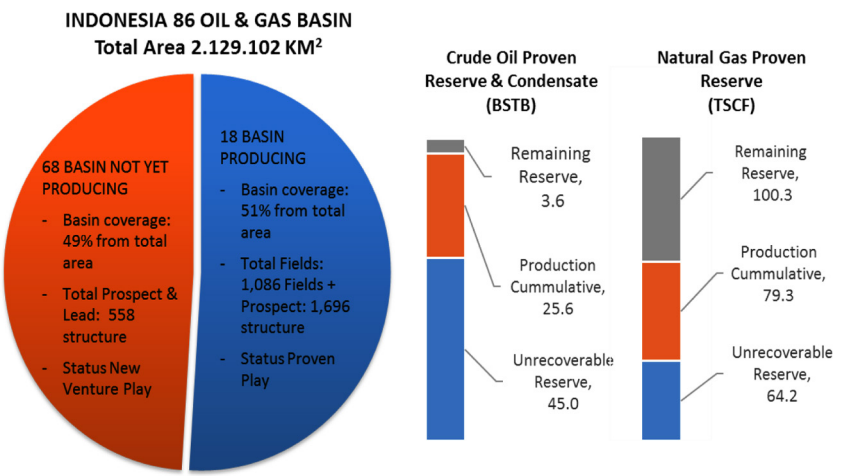
Sebetulnya pada tahun 1980 Indonesia memiliki sebesar 1,7% cadangan minyak terbukti dunia. Memang juga bukan angka yang besar jika dibandingkan dengan cadangan minyak terbukti dunia. Melihat kondisi yang demikian, apakah mungkin cadangan minyak terbukti Indonesia ditingkatkan?

Informasi yang dimiliki SKK Migas (Gambar-4) menunjukkan bahwa sebetulnya Indonesia masih memiliki potensi cadangan migas

yang cukup besar. Dari 86 cekungan (basin) migas ternyata baru 18 cekungan yang berproduksi, sisanya sebanyak 68 cekungan belum diproduksi. Namun demikian, 18 cekungan yang sudah berproduksi tersebut telah melingkupi sekitar 51% dari total area yang dimiliki seluruh cekungan di Indonesia. Dari 18 cekungan yang sudah produksi ini, jumlah minyak akumulatif yang telah diambil (*production cumulative*) sebesar 25,6 *billion stock tank barrels* (BSTB). Sementara, cadangan tersisa (*remaining reserve*) sebesar 3,6 BSTB dan cadangan yang belum ditemukan (*unrecoverable reserve*) kecuali jika ada perubahan keadaan atau pengembangan teknologi di masa yang akan datang (A. Rinto Pudyantoro 2014 p. 118-119).

Sementara, masih terdapat 68 cekungan yang belum berproduksi. Untuk area di dalam 68 cekungan ini dibutuhkan eksplorasi yang masif untuk menemukan sumur-sumur baru migas. Wilayah ini umumnya merupakan area "sisa" yang tingkat risikonya lebih tinggi dan sebagiannya berada di wilayah laut dalam. Oleh karenanya diperlukan investasi yang besar untuk proses eksplorasi wilayah cekungan yang tersisa ini.

Gambar-4: Potensi Indonesia di Sektor Hulu Migas

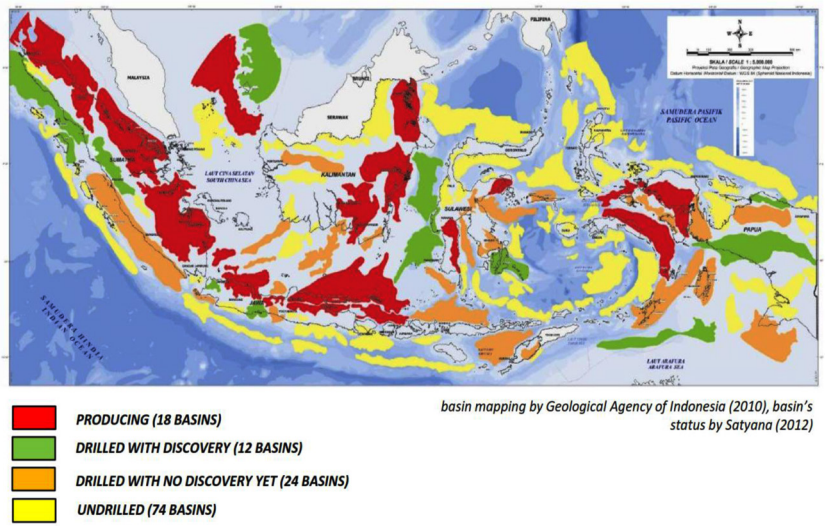


Sumber: Parulian Sihotang (2015) – SKK Migas

Gambar-5 mengilustrasikan cekungan migas dalam wilayah Negara Kesatuan Republik Indonesia (NKRI). Wilayah terarsir merah merupakan wilayah yang telah berproduksi untuk menghasilkan migas.

Sementara wilayah berwarna kuning merupakan wilayah yang belum berproduksi (*undrilled*). Gambar ini mengkonfirmasi bahwa wilayah cekungan yang belum tergali masih cukup luas walaupun sebagian besarnya berada di wilayah *offshore* atau bahkan di wilayah laut dalam.

Gambar-5: Wilayah Cekungan Migas Indonesia



Sumber: SKK Migas

Dari data SKK Migas per 6 Februari 2016 terdapat 312 wilayah kerja di Sektor Hulu Migas. Dari total wilayah kerja ini, sebanyak 84 wilayah kerja sudah memasuki tahapan eksploitasi (penggalian migas), yang terdiri atas 67 wilayah kerja dalam proses produksi dan 17 wilayah kerja dalam tahap pembangunan (*development*). Sementara, 116 wilayah kerja masih dalam tahapan eksplorasi. Sebanyak 51 wilayah kerja merupakan *Hydrocarbon Non-Conventional* (HNC) dan *Coalbed Methane* (CBM). Sisanya sebanyak 61 wilayah kerja dalam tahap penghentian produksi (*termination process*).

Tabel-1: Status Wilayah Kerja di Sektor Hulu Migas per 6 Februari 2016

	Exploitation	HNC & CBM	Exploration	Termination Process	
				Conventional	HNC
Onshore	44	50	50	8	7
Offshore	28	-	46	41	-
Onshore/Offshore	12	1	20	5	-
Total	**84**	**51**	**116**	**54**	**7**
Producing	67				
Development	17				

Sumber : Amin Sunaryadi (2016) – SKK Migas; HNC = Hydrocarbon Non-Conventional, CBM = Coalbed Methane

Dari Tabel-1 tersebut juga terlihat bahwa wilayah kerja yang masih dalam tahapan eksplorasi menunjukkan tendensi lokasi yang makin banyak di wilayah *offshore* (lepas pantai/lautan), berbeda dengan sebelumnya yang dominan di wilayah *onshore* (daratan). Kondisi ini sejalan dengan indikasi yang telah dikemukakan sebelumnya bahwa cekungan yang belum tergali lebih banyak di wilayah *offshore* bahkan mungkin di wilayah laut dalam. Ada beberapa konsekuensi dari kondisi ini, salah satunya yang paling menonjol ialah penggunaan teknologi yang berbeda yang berkonsekuensi kepada nilai investasi yang dibutuhkan. Hal ini tentu menambah bobot tantangan untuk menarik investasi di bidang migas.

METODE PENELITIAN

Untuk mengelaborasi faktor-faktor penghambat peningkatan investasi di bidang migas dalam rangka menemukan sumber cadangan minyak baru maka riset ini menggunakan pendekatan eksploratoris (*exploratory research*). Pendekatan eksploratoris ditujukan untuk mendalami apa yang sesungguhnya sedang terjadi dan menjelaskan fenomena secara lebih gamblang. Biasanya ada tiga pendekatan untuk pendekatan eksploratoris, yaitu: studi literatur, diskusi dengan ahli (*experts*) dan *focus group interviews* (Saunders *et al.* 2007, p.133; Sekaran 2003, pp.119–121). Ada beberapa kegiatan yang digunakan

dalam pendekatan ini, yaitu:

1. Training spesifik mengenai Bisnis Hulu Migas & *Cost Recovery*, diselenggarakan oleh LDI Training dan diikuti oleh seluruh anggota tim Peneliti PKAPBN. Training ini sangat penting untuk memberikan basis pemahaman yang memadai mengenai konsep dan praktek bisnis hulu migas di Indonesia dan teknik penentuan *cost recovery*.
2. Studi literatur, pengumpulan data *Financial Quarterly Report* (FQR) dari SKK Migas dan analisis data keuangan dan produksi minyak.
3. *Field Observation*, observasi lapangan ke wilayah kerja kontraktor migas dilakukan untuk menyelami langsung kondisi di lapangan wilayah kerja migas, mengelaborasi permasalahan faktual yang terjadi, dan berdiskusi dengan para manajemen di perusahaan kontraktor migas. Observasi lapangan di lakukan di empat lokasi utama yaitu:
   a. PT Pertamina-EP di Cirebon
   b. Bontang – Balikpapan dengan observasi lapangan ke PT LNG Badak di Bontang, Terminal Tanjung Santan, VICO Muara Badak, dan Total Balikpapan.
   c. ExxonMobil Cepu Ltd., terdiri atas kunjungan ke Banyu Urip *Production Facilities*, beberapa lokasi kegiatan *community development*, tinjuan jalur pipa, dan ke Lamongan *Shorebase*.
   d. PT Chevron Pacific Indonesia di Rokan Riau

   Observasi lapangan tersebut dilakukan oleh Tim Peneliti PKAPBN bersama dengan Tim SKK Migas dan petugas yang mewakili dari kontraktor migas. Sehingga setiap temuan lapangan dapat langsung dikonfirmasi dan didiskusikan.
4. *Focus Group Discussion*, dalam beberapa serial diskusi dengan berbagai *stakeholders* yang mewakili berbagai kepentingan, seperti: kontraktor, perwakilan pemerintah yang mengelola bisnis hulu migas (SKK Migas), akademisi (Pusat Studi Energi – UGM) dan anggota Dewan Energi Nasional (DEN).

ANALISIS

Dari serangkaian kegiatan eksploratif tersebut di atas, baik itu dimulai dari identifikasi masalah, elaborasi, konfirmasi, dan pendalaman maka dapat diperoleh poin-poin utama yang menjadi faktor penghambat investasi di sektor migas. Ketika hambatan-hmabatan ini tidak mampu diatasi maka akan sulit untuk meingkatkan produksi minyak dan gas di Indonesia. Di bagian ini akan diuraikan berbagai hambatan-hambatan tersebut. Mengingat keterbatasan ruang maka akan disajikan secara ringkas.

1. Hambatan regulasi perpajakan

Dari hasil observasi lapangan dan diskusi dengan para pemangku kepentingan, terlihat bahwa masalah perpajakan cukup dominan, antara lain mengenai pengenaan PPN impor. Masalahnya adalah kontraktor eksploitasi tidak dapat menerima pembebasan PPN impor sebagaimana seharusnya karena disebabkan regulasi operasionalnya belum diatur. Efek permasalahan pengenaan PPN impor ini berdampak langsung terhadap nilai pengadaan barang yang dibutuhkan dalam operasi hulu migas yang mayoritasnya berasal dari impor, sehingga berpotensi menurunkan tingkat produksi migas.

Permasalahan perpajakan juga terjadi pada pengenaan PBB atas aset pemerintah yang dikelola kontraktor migas *offshore*. Pengenaan PPB eksplorasi ini nilainya cukup besar dan saat ini masih menjadi sengketa di Pengadilan Pajak.

Masalah lain ialah sengketa mengenai pengenaan PPN atas penggunaan fasilitas bersama oleh beberapa kontraktor migas. Pihak kontraktor menilai bahwa penggunaan fasilitas bersama aset negara bertujuan untuk optimalisasi penggunaan aset sekaligus melakukan efisiensi. Namun otoritas pajak memiliki interpretasi lain. Fiskus berpendapat bahwa terdapat penyerahan jasa yang merupakan objek PPN pada penggunaan fasilitas bersama tersebut sehingga terutang pajak. Permasalahan ini pun akhirnya berujung ke sengketa di Pengadilan Pajak. Kondisi ini tentu kontraproduktif bukan saja terhadap upaya efisiensi biaya operasi bisnis hulu migas tetapi juga memberikan sinyal yang tidak kondusif bagi investasi di sektor ini.

Tiga kasus di atas yang cukup mengemuka. Masih ada beberapa permasalahan lainnya yang sebetulnya bermuara pada ketidakjelasan

pengaturan dari sisi aspek perpajakan. Pihak kontraktor berpendapat bahwa mereka hanyalah sebatas pelaksana bisnis hulu migas yang keseluruhan asetnya merupakan milik negara, sehingga kontrak produksi bagi hasil (*production sharing contract*) antara kontraktor dan pemerintah dianggap sudah final mengatur hubungan hak dan kewajiban kedua belah pihak.

Di sisi lain, fiskus sebagai pelaksana undang-undang di bidang perpajakan berpendapat bahwa kontrak merupakan perikatan yang kedudukannya tidak lebih tinggi dari undang-undang perpajakan. Sehingga dengan demikian, maka kontraktor harus tetap tunduk dengan kewajiban perpajakan yang diatur dalam peraturan perundangan perpajakan yang berlaku.

Kondisi seperti ini tentu tidak kondusif untuk terus dipertahankan. Mengingat bahwa bisnis hulu migas merupakan bisnis berbasis projek jangka panjang dan memerlukan investasi yang sangat besar. Dalam perspektif investor, kepastian akan ekspektasi atas uang yang akan diinvestasikan akan mempermudah kalkulasi dalam membuat keputusan investasi.

Walau pun telah ada rencana pemerintah untuk merevisi Peraturan Pemerintah (PP) No. 79/2010 tentang Biaya Operasi yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi agar lebih kondusif terhadap iklim investasi, kami berpendapat masih perlu adanya pengaturan lebih spesifik terkait aspek perpajakan di bisnis hulu migas. Pengaturan ini sebaiknya dilakukan di dalam UU Perpajakan dengan setidaknya memberikan panduan bagaimana sebaiknya aspek perpajakan terkait bisnis hulu migas yang kemudian detail perinciannya dilakukan dalam dokumen kontrak antara pemerintah dan kontraktor migas.

2. Hambatan misperseptif terhadap *cost recovery*

Cost recovery merupakan bagian tak terpisahkan dari *Production Sharing Contract* (PSC) yaitu mekanisme yang mengatur hubungan antara pemerintah dan kontraktor migas untuk mengembalikan biaya yang telah dikeluarkan dalam proses eksplorasi migas (Paramadina Public Policy Institute 2015). Penerapan PSC dimotivasi oleh keinginan pemerintah untuk memainkan peran yang lebih besar dalam pengelolaan aktivitas bisnis hulu migas.

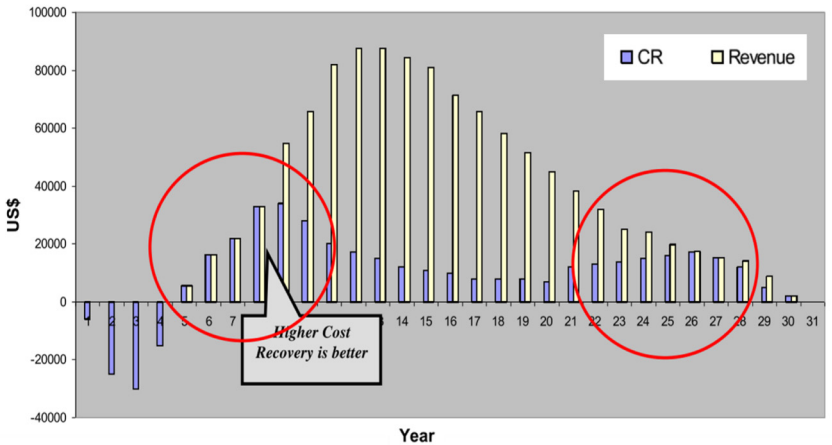
Dalam skema PSC, pemerintah ialah pemilik usaha bisnis hulu migas yaitu pemberi mandat kepada perusahaan kontraktor pada bisnis hulu migas untuk melakukan operasi pengusahaan bisnis hulu migas atas mandat yang diberikannya. PSC mensyaratkan perusahaan kontraktor untuk menyediakan investasi, keahlian dan teknologi untuk menggarap wilayah kerja migas. Setelah berproduksi, negara dan kontraktor akan berbagi keuntungan – setelah dikurangi dengan biaya-biaya operasi atau *cost recovery*. Yaitu biaya-biaya yang telah dikeluarkan oleh kontraktor untuk menggarap wilayah kerja migas. Jadi *cost recovery* ada karena negara memerlukan 'dana talangan' untuk mengelola wilayah kerja migas. Namun demikian, semua pengeluaran yang akan dilakukan untuk pengelolaan ini harus melalui proses persetujuan oleh pemerintah, mengingat di kemudian akan diganti oleh pemerintah dalam bentuk *cost recovery* jika proses produksi telah berjalan (menghasilkan). *Cost recovery* akan dibayarkan oleh pemerintah hanya jika ditemukan cadangan komersial yang dapat dihasilkan. Jika tidak maka keseluruhan biaya yang dikeluarkan pada tahapan eksplorasi menjadi tanggungan perusahaan kontraktor. Dengan skema ini maka sebetulnya negara telah dilindungi dari risiko kerugian (Nuryasin 2016; Nasir & Insyafiah 2012, pp.20–29; Pudyantoro 2015, pp.196–208; Diantoro *et al*. 2011).

Namun belakangan ada yang berpendapat kalau nilai *cost recovery* harus ditekan seminimal mungkin tetapi di saat yang bersamaan menginginkan untuk meningkatkan tingkat produksi migas nasional. Dalam beberapa kesempatan pembahasan Rancangan APBN terkait migas di Parlemen, usulan anggaran *cost recovery* – yang pada dasarnya merupakan usulan untuk melakukan eksplorasi dan ekspansi produksi harus mengalami pemangkasan. Di saat yang bersamaan, target *lifting* minyak atau gas ditentukan untuk dinaikkan. Kondisi ini tentu kontradiksi. Hal ini sangat mungkin disebabkan oleh mispersepsi bahwa anggaran *cost recovery* ialah dianggap hanya merupakan anggaran biaya operasional sehingga harus diefisienkan. Padahal anggaran *cost recovery* juga menyangkut rencana investasi, baik dalam tahapan eksplorasi atau pun eksploitasi. Sehingga jika ada pemangkasan anggaran *cost recovery* maka keputusan bisnis yang paling mudah ialah untuk menunda rencana investasi. Alih-alih berharap produksi migas akan meningkat, namun yang akan didapati malahan level produksi yang terus mengalami penurunan.

3. Hambatan kepastian usaha jangka panjang

Selain membutuhkan pendanaan yang sangat besar, bisnis hulu migas merupakan kegiatan *project based* yang memiliki durasi yang relatif panjang. *Project based* maksudnya adalah bahwa kegiatan bisnis hulu migas harus dilihat kelayakannya untuk setiap proyek. Dan setiap proyek dinilai kelayakan investasinya dalam proses pengusahaan dengan periode yang sangat panjang (kurang lebih 30 tahun).

Gambar-6: Ilustrasi *Cost Recovery* vs Revenue dalam Siklus Proyek Bisnis Hulu Migas



Sumber: SKK Migas

Semakin banyak unsur ketidakpastian sepanjang periode siklus proyek maka akan semakin tinggi risiko proyek dan semakin kurang menarik bagi investasi. Tentu banyak faktor yang mempengaruhi ketidakpastian yang mempengaruhi *attractiveness* investasi pada bisnis hulu migas. Namun setidaknya jika faktor-faktor yang mempengaruhi ketidakpastian tersebut dapat dimitigasi oleh pemerintah atau dalam kendali (sepenuhnya tau sebagiannya) pemerintah maka tentu akan membuat risiko investasi jangka panjang ini menurun drastis. Jika hal ini dilakukan maka berarti risiko bisnis migas yang merupakan aset pemerintah akan dapat diminimalisasikan. Pada gilirannya akan meningkatkan produktivitas migas nasional.

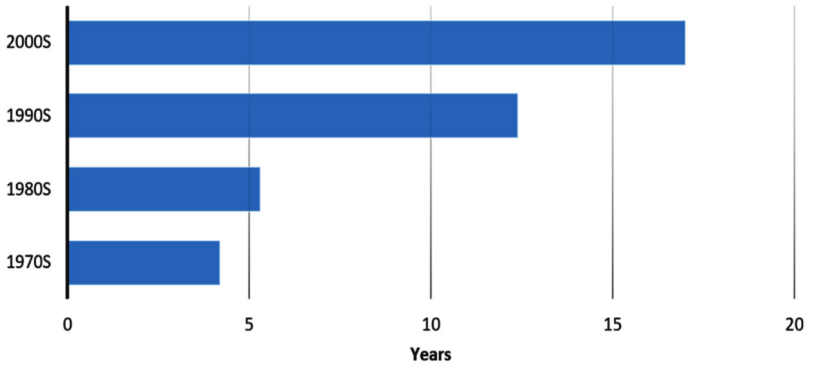
Selain itu, proyek-proyek migas yang akan segera berakhir masa kontraknya dalam lima tahun ke depan perlu segera mendapatkan

kepastian kontrak keberlanjutannya. Ketidakpastian akan keberlanjutan kontrak juga akan mengganggu perencanaan peroduksi dan operasional bisnis ini.

4. Hambatan koordinasi perijinan

Gambar-7 memberi pesan tegas bahwa memulai bisnis hulu migas memiliki hambatan yang makin besar. Salah satu komponen utama lamanya memulai produksi di bisnis hulu migas ini ialah banyaknya perijinan yang harus dipenuhi. Jumlah perijinan semakin banyak ketika terjadi dinamika demokratisasi dengan adanya otonomi daerah pada tahun 1999. Sebagian kewenangan beralih dari pemerintah pusat ke pemerintah daerah. Ini telah menjadi isu bersama selama dua dekade terakhir, bukan hanya monopoli sektor migas. Namun mengingat bisnis migas selalu terkait dengan nilai investasi yang besar maka *magnitude* persoalannya pun menjadi lebih besar dan kompleks.

Gambar-7: *Time to Production: time between discovery and start-up*



Sumber: SKK Migas

Proses konsolidasi dan debirokratisasi sudah berjalan, namun sepertinya belum membuahkan hasil yang maksimal. Proses ini harus diteruskan dengan melakukan koordinasi perijinan dalam satu pintu, yang menyelesaikan pertentangan kepentingan antarinstitusi baik di pusat maupun di daerah. Reformasi perijinan juga harus menyentuh sektor migas. Proses berlarut penuh ketidakpastian perlu segera diakhiri.

5. Hambatan koordinasi proses audit

Proses audit juga memberikan kontribusi yang menghambat investasi. Hal ini disebabkan oleh banyaknya institusi yang berwenang melakukan audit terhadap bisnis hulu migas, namun antarinstitusi tidak saling berkoordinasi. Efeknya dalam setahun, satu unit usaha bisnis hulu migas dapat diaudit secara berkali-kali, yaitu yang dilakukan oleh: SKK Migas, BPKP, Ditjen Pajak, dan BPK. Ini tidak termasuk yang dilakukan oleh internal audit kontraktor. Proses audit yang banyak ini tentu akan mengganggu operasional usaha. Terlebih lagi para auditor yang mewakili negara itu membawa otoritas kepentingan yang berbeda-beda walaupun sebetulnya ujungnya sama. Menguji kepatuhan kontraktor bisnis hulu migas terhadap tugas menyelenggarakan usaha mengelola kekayaan negara agar memberikan hasil yang seoptimal mungkin.

Sebetulnya sebelumnya pernah dilakukan join audit dalam Tim Gabungan yang terdiri atas perwakilan institusi pemerintah tersebut. Proses ini tentu akan mereduksi kerepotan dalam proses audit yang terjadi secara berkali-kali. Namun sudah beberapa tahun terakhir, kondisi seperti itu tidak terjadi lagi.

Selain itu, justru audit teknis yang dibutuhkan untuk melakukan uji apakah pengelolaan bisnis hulu migas telah memenuhi standar teknis yang baik sehingga dapat dievaluasi peningkatan kualitas teknisnya justru tidak dilakukan. Padahal audit teknis justru substansial dilakukan untuk meningkatkan efisiensi bisnis dan meningkatkan produktivitas, sebagai pelengkap audit aspek keuangan.

KESIMPULAN DAN REKOMENDASI

Penurunan produksi minyak nasional bukan hanya disebabkan oleh kondisi eksisting sumur-sumur minyak yang telah menua namun juga karena minimnya investasi untuk menemukan sumur-sumur baru. Padahal sebetulnya masih banyak wilayah cekungan migas yang belum tergarap. Memang wilayah cekungan yang tersisa terletak pada lokasi yang lebih sulit untuk penggaliannya seperti di lepas pantai laut dalam. Konsekuensi dari kondisi di lokasi seperti ini maka bisnis hulu migas membutuhkan tingkat investasi yang lebih besar.

Namun demikian, kondisi iklim investasi di bisnis hulu migas mengalami hambatan-hambatan yang menjadikannya menjadi kurang menarik di mata investor. Dari eksplorasi atas fenomena ini ditemui

ada lima hambatan utama, yaitu: (1) regulasi perpajakan yang masih belum suportif terhadap bisnis hulu migas, (2) adanya mispersepsi terhadap pengertian cost-recovery bagi sebagian pengambil keputusan, (3) rentannya jaminan pemerintah atas kepastian bisnis jangka panjang yang menjadi nature proyek bisnis hulu migas, dan (4) masih banyaknya perijinan yang belum terkoordinasi, serta (5) proses audit yang dilakukan oleh terlalu banyak institusi pemerintah yang mewakili kepentingan dan otoritasnya masing-masing tetapi melupakan audit teknis yang diperlukan untuk pengujian kualitas standar operasional.

Dengan memperhatikan hasil eksplorasi atas hambatan-hambatan investasi bisnis hulu migas tersebut di atas maka hasil kajian merekomendasikan hal-hal sebagai berikut:

(1) regulasi perpajakan perlu perlakuan secara khusus terhadap bisnis hulu migas dengan mandat dalam perundangan perpajakan untuk diatur secara khusus dalam dokumen *production sharing contract* (PSC). Konsekuensinya maka dokumen PSC harus mengatur lebih detail terkait perpajakannya,

(2) SKK Migas perlu lebih gencar mensosialisasikan konsep PSC dan *cost recovery* serta gambaran bisnis hulu migas dengan cara-cara yang informatif dan menarik,

(3) pemerintah perlu melindungi bisnis hulu migas yang pada hakekatnya merupakan pengelolaan aset milik negara dari ketidakpastian (risiko) dengan berbagai instrumen manajemen risiko, utamanya terkait risiko politik dan risiko regulasi,

(4) pemerintah perlu mempercepat reformasi di bidang perijinan yang saat ini sedang berjalan, dan

(5) koordinasi audit keuangan serta pelaksanaan audit teknis untuk mengevaluasi kinerja operasional bisnis hulu migas.

Dengan perbaikan tata kelola dan menghilangkan hambatan (disinsentif) yang ada di bisnis hulu migas maka diharapkan daya tarik investasi di sektor ini kembali meningkat. Dengan demikian, harapan untuk meningkatkan produksi minyak nasional ada justifikasinya.

REFERENSI

Amir, H., 2015. Evaluasi Kritis Formula Subsidi BBM dan Usulan Solusinya. In S. Ika, H. Amir, & H. Setiawan, eds. *Politik Energi dalam Kebijakan Fiskal.* Jakarta: PT Nagakusuma Media Kreatif.

Dartanto, T., 2013. Reducing fuel subsidies and the implication on fiscal balance and poverty in Indonesia : A simulation analysis. *Energy Policy,* 58, pp.117–134. Available at: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.02.040.

Diantoro, T.D. et al., 2011. Kajian Kritis Kontrak Migas: Studi Kasus Production sharing contract Pertamina dan Apex (Bengara II). *Kajian Bersama Pukat FH UGM & ICW.*

Hasan, M.H., Mahlia, T.M.I. & Nur, H., 2012. A review on energy scenario and sustainable energy in Indonesia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* 16(4), pp.2316–2328. Available at: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.12.007.

Mujiyanto, S. & Tiess, G., 2013. Secure energy supply in 2025: Indonesia's need for an energy policy strategy. *Energy Policy,* 61(5), pp.31–41. Available at: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.119.

Nasir, M. & Insyafiah, 2012. *Hulu Migas, Pertamina, dan Kesinambungan Fiskal,* Solo: PT Era Adicitra Intermedia.

Nugroho, A., Amir, H. & Wargadalam, V.J., 2015. Menimbang Berbagai Alternatif Penyesuaian Harga BBM Premium dan Dampaknya Terhadap Perekonomian. *Kajian Ekonomi & Keuangan,* 19(3), pp.246–265.

Nuryasin, A., 2016. Cost recovery. *Materi Presentasi Knowledge Sharing Session di BKF, 15 Maret 2016.*

Paramadina Public Policy Institute, 2015. *Indonesia's New Path: Promoting Investment, Nurturing Prosperity,* Available at: https://www.uschamber.com/sites/default/files/indonesias_new_path_full_report.pdf.

Prof. Dr. Boediono, 2016. *Ekonomi Indonesia Dalam Lintasan Sejarah,* Bandung: PT Mizan Pustaka.

Pudyantoro, A.R., 2013. *A to Z Bisnis Hulu Migas* 2nd ed., Jakarta: Petromindo.

Pudyantoro, A.R., 2015. *Dialog: Tanya Jawab Migas,* Yogyakarta: UP 45 Press.

Pudyantoro, A.R., 2014. *Proyek Hulu Migas: Evaluasi dan Analisis PetroEkonomi,* Jakarta: Petromindo.

Saunders, M., Lewis, P. & Thornhill, A., 2007. *Research Methods for Business Students* 4th ed., Harlow, England: Prentice Hall Financial Times - Pearson Education Limited. Available at: www.pearsoned.co.uk/saunders.

Sekaran, U., 2003. *Research Methods for Business: A Skill Building Approach* 4th ed., New York, USA: John Wiley & Sons, Inc.

Sunaryadi, A., 2016. Overview of Upstream Oil and Gas. *Materi Presentasi Diskusi di BKF, 17 Februari 2016.*

Wihardja, M.M., 2016. The Effect of the Commodity Boom on Indonesia's Macroeconomic Fundamentals and Industrial Development. *International Organizations Research Journal,* 11(1), pp.39–54. Available at: https://iorj.hse.ru/data/2016/11/15/1110407997/M.M. Wihardja.pdf.

PENULIS

Abdul Aziz ialah Peneliti pada Badan Kebijakan Fiskal, Kementerian Keuangan Republik Indonesia. Sebelumnya pernah bekerja pada Direktorat Jenderal Anggaran dan Direktorat Jenderal Perbendaharaaan, Kementerian Keuangan. Meraih gelar Magister Ekonomi (M.E.) dari Universitas Indonesia Jakarta. Bidang kepeminatan yang digelutinya adalah Kebijakan Fiskal dan Keuangan Negara dan Daerah serta Kebijakan Publik. Beberapa karya tulis ilmiah yang telah dipublikasikan di Jurnal/Majalah Ilmiah adalah: (1) Analisis Kinerja PAD dan DBH Serta Pengaruhnya Terhadap Belanja Daerah dan Formulasi DAU, (2) Analisis Mekanisme Pengelolaan Asuransi Pertanian di Indonesia dan Potensi Dampaknya Terhadap APBN, (3) Pengaruh Program Pemerintah Bidang Pendidikan Terhadap APK *Wajar*: 2006-2008, (4) Analisis Urgensitas Pinjaman Luar Negeri Indonesia dalam Rangka Pembiayaan Defisit APBN, (5) APBN yang Berkesinambungan, (6) Kesinambungan Fiskal dan Utang Pemerintah, (7) Analisis Efektifitas Bantuan Operasional Sekolah (BOS) pada Departemen Pendidikan Nasional, (8) Analisis Potensi Penerimaan PPh dan PPN pada Pelaksanaan Program KUR, dan beberapa artikel lainnya. Email: kingabaz@gmail.com.

Akhmad Yasin adalah peneliti pada Pusat Kebijakan Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN), Badan Kebijakan Fiskal Kementerian Keuangan. Bidang penelitian yang ditekuni meliputi bidang Hukum Ekonomi dan Kebijakan Publik. Sebelumnya pernah berkarir pada Biro Pengkajian Ekonomi dan Keuangan, Badan Analisa Keuangan dan Moneter (BAKM) Departemen Keuangan (1996–2001); kemudian pada Pusat Statistik dan Penelitian Keuangan, Badan Analisa Fiskal, Departemen Keuangan (2001–2005); dan pada Pusat Pengkajian Ekonomi dan Keuangan, Badan Pengkajian Ekonomi, Keuangan, dan Kerjasama Internasional, Departemen Keuangan (2005–2007). Pada 2007-2015 mendapat penugasan sebagai peneliti pada Pusat

Pengelolaan Risiko Fiskal, Badan Kebijakan Fiskal, Kementerian Keuangan. Kemudian dimutasi sebagai peneliti pada Pusat Kebijakan Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN), Badan Kebijakan Fiskal, Kementerian Keuangan (2015 – sekarang). Alumni Program Diploma Keuangan Sekolah Tinggi Akuntansi Negara (STAN), Spesialisasi Anggaran (1995). Meraih gelar Sarjana Ekonomi (SE) Jurusan Manajemen dari Fakultas Ekonomi Universitas Islam Jakarta (2001). Kemudian menyelesaikan Magister Hukum (MH) dengan konsentrasi Hukum Ekonomi pada Program Magister Hukum, Fakultas Hukum, Universitas Indonesia (2013). Email: akhmadyasin08@gmail.com.

Anda Nugroho ialah peneliti pada Pusat Kebijakan Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (PKAPBN), Badan Kebijakan Fiskal (BKF), Kementerian Keuangan. Memulai pengabdiannya di Badan Pendidikan dan Pelatihan Keuangan (BPPK) pada 2007-2011 sebelum menjadi peneliti di Kementerian Keuangan. Dengan latar belakang pendidikan Diploma IV Akuntansi STAN dan Magister Teknologi Informasi Univeristas Indonesia membuatnya andal menekuni pengolahan data statistik dan pengembangan model ekonomi. Salah satunya menjadi karya fenomenal yang diakui oleh para modeler CGE di *Centre of Policy Studies Australi*a yaitu *GEMPACK in the CLOUD* (bersama Hidayat Amir). Email: anda.nugroho@gmail.com.

Eko Wicaksono ialah Peneliti pada Pusat Kebijakan APBN, Badan Kebijakan Fiskal. Menamatkan Program Diploma IV Akuntansi Sekolah Tinggi Akuntansi Negara pada tahun 2008 kemudian melanjutkan studinya di *Andrew Young School of Policy Studies, Georgia State University* dan memperoleh gelar *Master of Arts in Economics* pada tahun 2013. Topik utama yang ditekuninya adalah *Development Economics* khususnya terkait dengan kemiskinan dan i*nequality.* Sangat familiar dengan data mikro rumah tangga Indonesia seperti *Indonesia Family Life Survey* dan Susenas. Aktif berpartisipasi dalam kegiatan konferensi ilmiah baik di tingkat nasional maupun internasional. Email: wicaksono.eko@gmail.com.

Hidayat Amir ialah peneliti pada Badan Kebijakan Fiskal (BKF), Kementerian Keuangan. Alumni STAN Diploma Akuntansi (1996), Universitas Indonesia Sarjana Ekonomi Akuntansi (2000), Universitas Indonesia Magister Ekonomi Regional dan Perkotaan (2004) dan

PhD in Economics dari *the University of Queensland,* Australia (2012). Lulus dari STAN langsung bekerja di Pusdiklat Perpajakan sebelum memutuskan untuk bergabung sebagai peneliti di BKF pada 2004. Menekuni area penelitian di bidang kebijakan fiskal dan pemodelan ekonomi, khususnya pemodelan *computable general equilibrium* (CGE) untuk analisis dampak kebijakan di bidang perpajakan, perdagangan, keuangan, dan industri. Model ekonomi yang telah dikembangkan antara lain: INDOFISCAL (Model CGE untuk analisis fiskal, dalam beberapa versi) dan INDOCEEC (*Indonesia Clean Energy and Energy Conservation*). Untuk mempermudah penggunakan Model CGE sebagai alat bantu analisis dan jembatan komunikasi antara peneliti dan pembuat kebijakan, telah dikembangkan Model CGE berbasis web (*GEMPACK in the CLOUD*, bersama Anda Nugroho). Dengan model ini maka simulasi kebijakan dapat dilakukan di mana saja dengan jaringan internet, lebih mudah dan lebih cepat; hasilnya lebih komunikatif karena telah disarikan dalam bentuk grafik dan tabel. Email: hamir@fiskal.depkeu.go.id.

Praptono Djunedi ialah peneliti pada Badan Kebijakan Fiskal, Kementerian Keuangan. Meraih gelar Sarjana Sains Terapan (S.S.T) di Sekolah Tinggi Akuntansi Negara pada tahun 1997. Memperoleh gelar Magister Manajemen dari salah satu universitas di Jakarta pada tahun 2008. Menekuni area penelitian di bidang kebijakan fiskal, terutama terkait dengan kebijakan pangan dan energi, dan keuangan publik. Email: praptono_dju@fiskal.depkeu.go.id.

Tri Wibowo ialah peneliti pada Pusat Kebijakan Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (PKAPBN), Badan Kebijakan Fiskal (BKF), Kementerian Keuangan. Alumni Jurusan Sosial Ekonomi Pertanian Universitas Sam Ratulangi (Manado, 1991) dan Magister Manajemen Institut Pengembangan Wiraswasta Indonesia (1996). Memulai karir sebagai pegawai di Ditjen Anggaran dan bergabung menjadi peneliti di Kementerian Keuangan pada tahun 2000 hingga kini. Fokus penelitiannya di bidang kebijakan fiskal, kemiskinan, ketimpangan, dan tenaga kerja. Email: 3wibowo@gmail.com.