

APLIKASI INSENTIF KEEKONOMIAN PADA PERPANJANGAN WILAYAH KERJA SEBAGAI PENDORONG INVESTASI MIGAS DI INDONESIA DENGAN MEKANISME COST RECOVERY DAN GROSS SPLIT

**Rasti Fedella Esrar ¹⁾, Sugiarto Kasmungin ²⁾, Dwi Atty Mariana ³⁾
Pri Agung Rahmanto ⁴⁾**

^{1,2,3,4)}Jurusan Teknik Perminyakan Universitas Trisakti
Corresponding Author : rasti.esrar@gmail.com

ABSTRAK

Dalam hal rencana pengembangan jangka panjang suatu wilayah kerja, adakalanya keekonomian pengembangan wilayah kerja tersebut menjadi tidak layak untuk dikembangkan seperti lapangan yang sudah *mature*, tahapan *secondary recovery* atau *tertiary recovery*, laut dalam, dst. Namun jika lapangan tersebut tidak diproduksi maka produksi nasional, pendapatan pemerintah, pendapatan kontraktor dan kegiatan eksplorasi lainnya di wilayah kerja tersebut akan terhenti. Oleh karena ini diperlukannya adanya bantuan dari Pemerintah berupa insentif keekonomian untuk mendorong investasi di bidang migas terus berjalan seperti pemberian *investment credit*, percepatan masa depresiasi, *DMO Holiday*, pembebasan *indirect tax*, diskresi (untuk *gross split*), dll dari Pemerintah untuk Kontraktor supaya wilayah kerja tersebut dapat terus berproduksi dan kedua belah pihak tetap mendapatkan keuntungan. Metode yang digunakan adalah dengan mencari skenario yang paling optimum dalam menentukan besaran insentif yang akan diberikan oleh Pemerintah untuk mencapai minimum keekonomian yang layak (IRR dan NPV) untuk Kontraktor. Dengan diberikannya insentif keekonomian oleh Pemerintah dapat mendorong investasi migas di Indonesia untuk mendukung cita-cita pemerintah yaitu produksi minyak 1 juta BOPD dan produksi gas 12 BSCFD pada tahun 2030.

Kata Kunci: *Insentif, Cost Recovery, Gross Split*

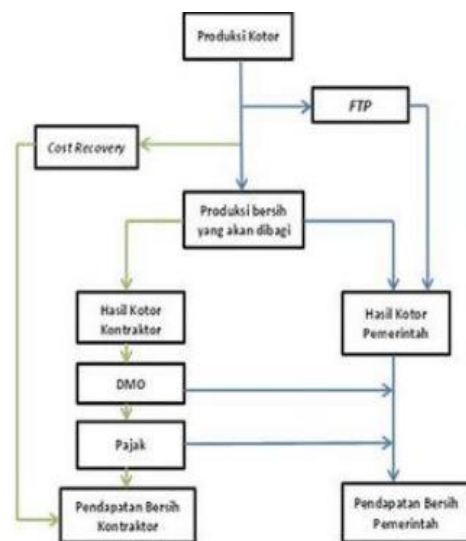
I. PENDAHULUAN

Dalam industri migas laju produksi dari suatu sumur sangat berpengaruh besar, segala upaya dilakukan untuk menjaga laju produksinya untuk mempertahankan cadangan migas di tengah penurunan harga minyak saat ini. Akibat dari penurunan laju produksi sumur biasanya disebabkan oleh kerusakan dari dalam sumur tersebut ataupun dari alat-alat yang ada di permukaan. Permasalahan ini terjadi pada lapangan X yang merupakan salah satu lapangan yang berada di cekungan Jawa Barat yang mengalami penurunan laju produksi sumur, usaha yang bisa dilakukan untuk mengurangi laju. Dalam pelaksanaan kontrak kerja sama tersebut, Kontraktor dalam Kontrak Kerjasama seringkali dihadapkan dengan berbagai kondisi dalam proses menjalankan kontraknya tersebut dimana bergantung kepada cadangan minyak dan gas, harga gas dan minyak serta besarnya biaya investasi dan biaya operasi (Kasriel, 2015). Dan yang tidak kalah penting adalah fiscal term yang digunakan, dimana kondisi dimana wilayah kerja tersebut tidak ekonomis untuk dikembangkan jika menggunakan *fiscal term* yang sudah disepakati pada kontrak saat ini dikarenakan beberapa hal seperti lapangan yang sudah *mature*, *secondary* atau *tertiary recovery*, laut dalam dst.

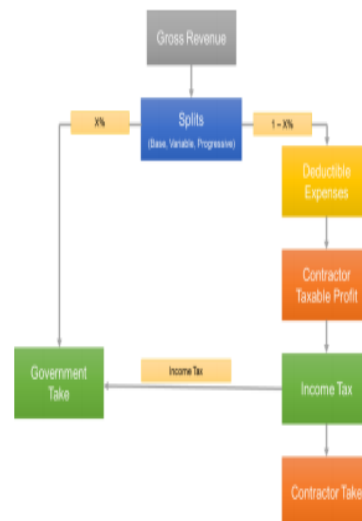
Supaya wilayah kerja tersebut tidak terbengkalai dan tetap terus berproduksi maka diperlukan insentif keekonomian yang diberikan Pemerintah kepada Kontraktor untuk mencapai IRR dan NPV minimum untuk kelayakan pengembangan WK tersebut berupa pemberian *investment credit (IC)*, *DMO Holiday*, percepatan masa depresiasi, penyesuaian nilai *First Tranche Petroleum (FTP)*, penyesuaian bagi hasil, pembebasan pajak tidak langsung, penambahan split dll. Hal tersebut juga untuk mendorong investor tetap berinvestasi di Indonesia dalam rangka mendukung cita-cita pemerintah Indonesia untuk mencapai produksi minyak sebesar 1 juta BOPD dan 12 BSCFD pada tahun 2030. Tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui jenis insentif keekonomian yang dibutuhkan supaya wilayah kerja dapat terus dikembangkan.

II. STUDI PUSTAKA

Production Sharing Contract di Indonesia menggunakan 2 mekanisme yaitu *Cost Recovery* dan *Gross Split*. Perbedaan mendasar antara 2 mekanisme itu adalah pada mekanisme *Cost Recovery* adalah seluruh biaya ditanggung oleh Kontraktor dan dapat ditagihkan kepada Pemerintah jika sudah berproduksi dan bagi hasil. Sedangkan pada mekanisme *Gross Split*, pembagian share antara Pemerintah dan Kontraktor dilakukan setelah adanya gross revenue sehingga seluruh biaya operasi ditanggung oleh Kontraktor dimana pada umumnya bagi hasil Kontraktor lebih besar karena harus menanggung seluruh biaya. Berikut adalah alur perhitungan mekanisme *Cost Recovery* dan *Gross Split* :



Gambar 1. Alur PSC Cost Recovery (Rulandari, 2012)



Gambar 2. Alur PSC Gross Split (Permata Sari, 2018)

Beberapa jenis indikator keekonomian adalah sebagai berikut :

1. Net Present Value (NPV)

NPV adalah nilai sekarang bersih dari kumulatif aliran kas (*Cash Flow / CF*) selama umur proyek. Nilai NPV yang bernilai negatif dapat diartikan bahwa proyek tersebut tidak layak untuk dikembangkan. Untuk mendiskon ke nilai

sekarang, harus digunakan *discount rate* dari modal yang digunakan untuk proyek tersebut. (Pramadika, 2018)

2. Internal rate of Return (IRR)

Internal Rate of Return (IRR) didefinisikan sebagai harga bunga yang menyebabkan harga semua *cash inflow* sama besarnya dengan *cash outflow* bila *cash flow* ini didiskon untuk suatu waktu tertentu. IRR yang bernilai negatif dapat diartikan bahwa proyek tersebut tidak layak untuk dikembangkan. Dengan kata lain IRR adalah tingkat suku bunga yang menyebabkan NPV = 0 (Pramadika, 2018).

3. Pay Out Time (POT)

Pay Out Time merupakan jangka waktu sampai investasi telah kembali. Indikator ini menunjukkan bahwa semakin cepat investasi telah kembali maka semakin baik juga proyek tersebut, namun kekurangannya adalah tidak diperhatikannya *cash flow* yang terjadi setelah *Pay Out Time* maka dari itu POT tidaklah menjadi indikator utama dalam menentukan keputusan layak tidaknya suatu proyek. (Pramadika, 2018)

4. Minimum Attractive Investment Ratio (MARR)

Merupakan tingkat pengembalian minimum yang diinginkan kontraktor. Nilai MARR ditetapkan secara subjektif melalui suatu pertimbangan – pertimbangan tertentu. Perhitungan nilai MARR bisa ditentukan oleh berbagai macam hal, tergantung faktor-faktornya seperti modal, lingkungan, resiko, tujuan dan kebijakan-kebijakan lain dari perusahaan. Dapat dikatakan jika IRR lebih kecil dari MARR suatu proyek maka proyek tersebut tidak layak untuk dikembangkan. (Nandasari, 2016)

Beberapa jenis insentif keekonomian untuk skema *cost recovery* dapat dijelaskan sebagai berikut :

1. *Investment Credit*

Investment Credit (IC) merupakan salah satu bentuk insentif yang bisa didapatkan oleh kontraktor, dimana kontraktor dapat memperoleh kredit investasi sebesar 17% sampai dengan 55% dari biaya investasi kapital yang diperlukan pada saat pengembangan fasilitas produksi gas alam untuk lapangan baru, yang dapat dikurangkan langsung dari produksi bruto sebelum pengembangan biaya operasi. (Faris, 2015). Dari ilustrasi perhitungan IC untuk suatu contoh permasalahan didapat kenaikan untuk total pendapatan kontraktor sebesar 6 % (Lubiantara, 2012).

2. *DMO (Domestic Market Obligation) Holiday* selama masa priode kontrak.

DMO pada dasarnya adalah kewajiban kontraktor untuk memasok kebutuhan domestic sejumlah volume tertentu. Untuk lima tahun pertama, volume DMO dihargai dengan harga pasar yang dikenal dengan DMO Holiday. Setelah periode DMO *Holiday*, harga minyak akan didiskon sesuai kontrak sebesar 25%. Pada insentif ini, Kontraktor akan mendapatkan DMO *Holiday* selama masa periode kontrak kerja sama sehingga sehingga ETS Kontraktor menjadi lebih besar. DMO *Holiday* akan menambah cash flow dan NPV Kontraktor (Dharmaji, 2002)

3. Percepatan Masa Depresiasi

Metode dan durasi lama dari depresiasi sudah tercantum pada PSC. Namun dengan adanya percepatan masa depresiasi menjadi lebih pendek sehingga

bisa membantu pengembalian investasi (IRR) kontraktor menjadi lebih cepat. Pada salah satu penelitian 2018, percepatan masa depresiasi ini akan berpengaruh jika :

- Tidak ada *unrecovered cost*
 - PSC yang mempunyai masa depresiasi lebih lama akan memberikan pengaruh yang lebih besar dimana sebagai contoh dari 15 sample data didapat bahwa kenaikan IRR sebesar 6,74% untuk masa depresiasi 8 tahun dan 3,56% untuk masa depresiasi 5 tahun .
 - Presentase biaya investasi dengan biaya operasi tidak terlalu besar. Sebagai contoh dari 15 sample data didapat bahwa jika presentase biaya investasi 70% dari total biaya maka IRR akan meningkat sebesar 3,18% dan jika dibawah 70% maka IRR akan meningkat 5.8%. (Jaluakbar, 2018).
4. Penyesuaian terhadap nilai *First Tranch Petroleum* (FTP)
FTP yang tertera pada PSC pada umumnya sebesar 20% yang dibagi antara Pemerintah dan Kontraktor. Pada skenario insentif, Kontraktor dapat mengusulkan penyesuaian terhadap nilai FTP tersebut. FTP pada dasarnya memiliki prinsip yang sama dengan Royalti. Pada PSC negara Malaysia memiliki royalti sebesar 10%. Pada skenario insentif, Kontraktor dapat mengusulkan penyesuaian terhadap nilai FTP tersebut. Semakin kecil FTP maka ETS yang dihasilkan akan semakin besar (Faris, 2015)
 5. Penyesuaian terhadap bagi hasil Pemerintah dan Kontraktor
Besarnya bagi hasil minyak dan gas telah diatur pada kontrak PSC. Pada skenario insentif, hal ini dapat dilakukan sensitivitas terhadap besaran split yang memungkinkan untuk mencapai keekonomian yang optimum untuk Kontraktor dan Pemerintah. (Lubiantara, 2012)
 6. Pembebasan Pajak Tidak Langsung

Pada PSC terdapat pajak pajak tidak langsung yang harus dibayarkan oleh Kontraktor seperti :

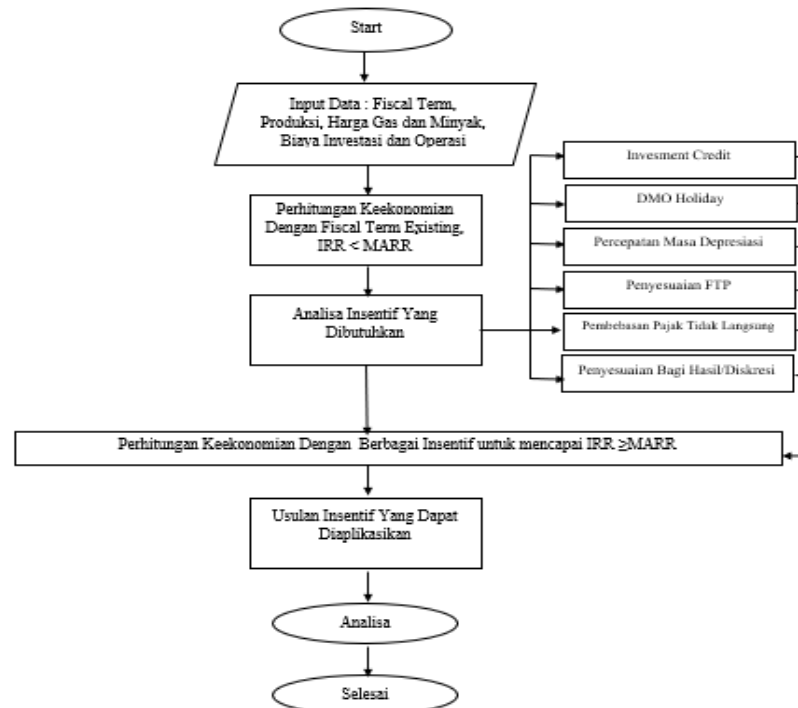
- a. Pajak Pertambahan Nilai (PPN)
Pajak Pertambahan Nilai adalah pungutan yang dibebankan atas transaksi jual beli yang dilakukan oleh wajib pajak pribadi atau pengusaha kena pajak. (UU No 42, 2009)
- b. Pajak Bumi dan Bangunan (PBB)
Pajak Bumi dan Bangunan adalah pajak atas bumi dan bangunan yang berada dalam kawasan yang digunakan untuk kegiatan usaha pertambangan minyak dan gas bumi. (Permen Menkeu 73, 2013)

Dengan adanya pembebasan pajak-pajak tidak langsung tersebut dapat mengurangi *cost recovery* sehingga memperbesar ETS Kontraktor. Pada *fiscal term* di Nigeria, terdapat *special allowance* sebesar 2% dari *Gross Revenue* dimana pajak tersebut pada prinsipnya sama dengan pajak *subsurface* di Indonesia seperti pada persamaan diatas. Wilayah kerja dengan produksi yang kecil tidak terbebani dengan pajak ini, namun untuk dengan produksi yang besar, pajak ini sangat membebani Kontraktor. (Ikwan, 2016). Sehingga insentif pembebasan pajak ini sebagai salah satu media untuk insentif yang dapat diberikan Pemerintah.

Jenis insentif keekonomian untuk skema *gross split*, sesuai Peraturan Pemerintah No 52 Tahun 2017 hanya berupa diskresi. Diskresi adalah *adanya tambahan bagi hasil (split) yang diperoleh kontraktor pada PSC Gross Split*.

III. METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan alur berpikir sesuai dengan Flowchart Penelitian sebagai berikut:



IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

Dari hasil penelitian yang dilakukan dalam tesis ini diharapkan mendapatkan jenis insentif yang dibutuhkan untuk mencapai parameter keekonomian berupa nilai IRR dan NPV minimum yang dibutuhkan oleh Kontraktor untuk pengembangan suatu wilayah kerja.

V. KESIMPULAN

Berdasarkan penjelasan diatas maka kesimpulan yang didapat adalah:

1. Didapatkan jenis insentif yang diperlukan kontraktor untuk kelayakan pengembangan wilayah kerja tersebut dan sesuai dengan Peraturan Pemerintah yang berlaku supaya dapat diaplikasikan secara langsung.
2. Parameter yang digunakan sebagai acuan dalam pemberian insentif oleh Pemerintah adalah nilai IRR dan NPV Kontraktor minimum untuk kelayakan suatu

DAFTAR PUSTAKA

- Darmaji, Temmy.(2002) *Fiscal Regime Compativitiveness Comparison Oil and Gas Producing Countries in the Asia Pasific Region : Australia, China, India, Indonesia and China. SPE Asian Conference. Australia*
- Faris, Anwar Zainal Abidin (2015). *At an Invesment Crossroad : Malaysia vs Indonesia. SPE Asian Pacific Oi & Gas Conferene. Bali*
- Ikhwan, Ukauku. (2016). *Fiscal Policies in Oil and Gas Sector : Quantitative Assesment of Impact of Royalty Tems on Proved Reserve Estimation. SPE Nigeria Conference. Nigeria*
- Jaluakbar, W., & Putra, I. S. (2017). *Accelerated Depreciation Increase the Economical of PSC Contractors Project in Indonesia. SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/186228-MS>*
- Kasriel,Kan. (2014). *Calibrating an Economic Limit Test to Maximize Net Preset Value. SPE Hydrocarbon Economic and Evaluation Symposium..Houston*
- Lubriantara, B.(2012). *Ekonomi Migas: Tinjauan Aspek Komersil Kontrak Migas*, Penerbit Gramedia, Jakarta.
- Novianita Rulandari, Budiman Rusli. (2018). *Valuation of Production Sharing Contract Cost Recovery Vs Gross Split in Earth Oil and Gas Cooperation Contracts in Indonesia and The Aspect of Public Service. IOP Publishing.*
- Pramadika, H., Satiyawira, B. (2018). *Pengaruh Harga Gas Dan Komponen Variabel Terhadap Keuntungan Kontraktor Pada Gross Split. Jurnal Petro.*
- Poppy Nandasari, Ilham Priadythama.(2016). *Analisis Keekonomian Proyek Perusahaan Minyak Dan Gas Bumi : Studi Kasus ABC Oil. [https://Www.Academia.Edu/36768665/Analisis Keekonomian Proyek Perusahaan Minyak Dan Gas Bumi Studi Kasus Abc Oil](https://Www.Academia.Edu/36768665/Analisis%20Keekonomian%20Proyek%20Perusahaan%20Minyak%20Dan%20Gas%20Bumi%20Studi%20Kasus%20Abc%20Oil)*