

PENILAIAN KOMERSIAL PADA LAPANGAN DR-11 MENGGUNAKAN MODEL KONTRAK *PRODUCTION SHARING CONTRACT COST RECOVERY* (PSC-CR) DAN *PRODUCTION SHARING CONTRACT GROSS SPLIT* (PSC-GS)

Dimas Roniansyah

Pembimbing: Ir. Sudono, M.T., I.P.M.

Program Studi Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Sains Bandung, Bekasi 17530

Email: efendimas11@gmail.com

ABSTRAK

Industri minyak dan gas bumi merupakan industri yang berperan penting dalam Pembangunan nasional karena berkaitan langsung dalam pemenuhan kebutuhan energi dalam negeri. Selain itu industri minyak dan gas bumi juga berperan penting untuk devisa negara. Oleh karena itu, pentingnya evaluasi dan analisis keekonomian dalam pengembangan suatu lapangan migas agar didapat metode terbaik bagi pemerintah maupun bagi kontraktor.

Dalam suatu proyek pengembangan lapangan migas, evaluasi keekonomian sangat penting dilakukan untuk menentukan model kontrak bagi hasil mana yang akan digunakan. Di Indonesia sendiri terdapat dua model kontrak yang umum digunakan yaitu *Production Sharing Contract Cost Recovery* (PSC-CR) dan *Production Sharing Contract Gross Split* (PSC-GS). Pada penelitian Tugas Akhir ini akan dibahas mengenai model kontrak bagi hasil yang paling tepat digunakan pada pengembangan Lapangan DR-11 baik bagi pemerintah maupun kontraktor. Selain itu akan dibahas juga beberapa kekurangan dan kelebihan dari masing-masing model kontrak tersebut. Hal tersebut dilakukan untuk mendapatkan pertimbangan dalam menentukan model kontrak bagi hasil yang akan digunakan baik bagi pemerintah maupun kontraktor agar pengelolaan lapangan migas tersebut dapat lebih optimal.

Kata Kunci: Keekonomian, Migas, *Cost Recovery*, *Gross Split*, Ekonomi Migas

ABSTRACT

The oil and gas industry is an industry that plays an important role in national development because it is directly related to meeting domestic energy needs. In addition, the

oil and gas industry also plays an important role in the country's foreign exchange. Therefore, the importance of economic evaluation and analysis in the development of an oil and gas field in order to obtain the best method for the government and for contractors.

In an oil and gas field development project, economic evaluation is very important to determine which production sharing contract model will be used. In Indonesia, there are two contract models that are commonly used, namely Production Sharing Contract Cost Recovery (PSC-CR) and Production Sharing Contract Gross Split (PSC-GS). In this Final Project research, we will discuss the production sharing contract model that is most appropriate to be used in the development of the DR-11 Field for both the government and contractors. In addition, we will also discuss some of the disadvantages and advantages of each contract model. This is done to get consideration in determining the production sharing contract model that will be used for both the government and contractors so that the management of the oil and gas field can be more optimal.

Keywords: Economics, Oil and Gas, Cost Recovery, Gross Split, Oil and Gas

1. Pendahuluan

Industri migas merupakan industri yang sangat vital baik bagi negara maju maupun negara berkembang. Maka dari itu evaluasi dan analisis proyek hulu migas sangat penting. Perhitungan serta penggunaan asumsi yang tidak tepat akan memberikan pertimbangan yang kurang akurat, sehingga keputusan dan kesimpulan yang diambil dapat merugikan bagi perusahaan.

Di Indonesia terdapat dua jenis sistem kontrak yang sering digunakan untuk industri migas. Sistem kontrak tersebut yaitu *Production Sharing Contract Cost Recovery (PSC-CR)* dan

Production Sharing Contract Gross Split (PSC-GS). *Cost Recovery* merupakan kontrak kerja sama yang telah dahulu ada di Indonesia. Kontrak ini menerapkan prinsip pengembalian biaya (*cost recovery*) dimana pemerintah akan mengganti biaya *Capital* dan *Non-Capital* yang dikeluarkan oleh kontraktor. Namun kontrak kerja sama ini sering jadi perdebatan karena dicurigai sebagai sarana penyalahgunaan dana operasi migas. Oleh karena itu pemerintah menerapkan untuk mengubah kontrak kerja sama *cost recovery* menjadi kontrak kerja sama *gross split* sehingga pemerintah tidak perlu lagi memikirkan pengembalian biaya

operasional kepada kontraktor. Selain itu resiko akan menjadi tanggung jawab kontraktor dan investor sehingga mewajibkan investor untuk menyediakan dana. Kontraktor akan menanggung seluruh biaya operasi hulu migas sedangkan pemerintah hanya mendapatkan pembagian produksi. Hal ini diatur dalam Peraturan Menteri ESDM Nomor 8 Tahun 2017 mengenai Kontrak Bagi Hasil Gross Split.

Namun pada tahun 2020 Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) menerbitkan peraturan baru yaitu Peraturan Menteri ESDM Nomor 12 Tahun 2020 dimana kontraktor tidak lagi diwajibkan menggunakan sistem kontrak *gross split*, tetapi bebas memilih untuk menggunakan model kontrak *Cost Recovery* atau *Gross Split*.

1.1 Evaluasi Ekonomi Minyak dan Gas Bumi

Evaluasi ekonomi migas merupakan suatu penilaian secara kuantitatif untuk menentukan apakah suatu proyek lapangan migas dapat dikatakan layak atau tidak untuk dilaksanakan. Maka perlu dilakukan uji kelayakan suatu proyek dengan cara menganalisis keekonomian migas dari modal investasi dan dibandingkan dengan total *benefit* yang didapat dengan total biaya

yang dikeluarkan dalam bentuk *present value*.

1.2 Production Sharing Contract Cost Recovery (PSC-CR)

Menurut Kemenkeu Kontrak Bagi Hasil *Cost Recovery* adalah suatu bentuk kontrak kerja sama dalam kegiatan usaha hulu migas dengan prinsip pembagian *gross* produksi dengan mekanisme pengembalian biaya operasi (*cost recovery*). *Cost recovery* merupakan biaya operasi yang dikeluarkan terlebih dahulu oleh kontraktor untuk melaksanakan kegiatan eksplorasi, eksploitasi, dan produksi migas. Kontraktor berhak untuk mendapatkan Kembali biaya operasi yang telah dikeluarkan pada suatu wilayah kerja yang bersangkutan setelah berproduksi secara komersial.

Biaya operasi yang telah dikeluarkan oleh kontraktor tersebut akan dikembalikan dari hasil produksi migas pada suatu wilayah kerja bersangkutan dalam bentuk hasil produksi (volume migas). *Cost recovery* merupakan konsekuensi dari prinsip pemerintah tidak boleh mengeluarkan investasi dan menanggung resiko (UU No.22 Tahun 2001).

Keunggulan dari sistem PSC *cost recovery* yaitu negara tidak menanggung dari resiko kegagalan

eksplorasi, karena biaya modal dalam kondisi tersebut tidak diganti dalam sistem kontrak PSC *cost recovery* itu sendiri. Pemerintah sebagai perwakilan negara juga memiliki kontrol yang baik terhadap manajemen operasional maupun kepemilikan sumber daya migas.

2. Tinjauan Pustaka

2.1 *Production Sharing Contract Gross Split (PSC-GS)*

Menurut Peraturan Menteri ESDM Nomor 8 tahun 2017 (Permen 8/2017) bahwa Kontrak Bagi Hasil (*Production Sharing Contract/PSC*) dengan skema *Gross Split* merupakan suatu model kerja sama bagi hasil pada bisnis hulu migas dengan prinsip pembagian *gross* produksi tanpa adanya skema pengembalian dana operasi (*cost recovery*).

Dengan model kontrak ini, seluruh biaya operasional dan pengembangan akan ditanggung oleh kontraktor yang diambil dari bagiannya. Disisi lain pemerintah akan mendapat keuntungan yang sedikit lebih tinggi karena tidak harus ikut menanggung biaya dari pengembangan lapangan tersebut.

Bentuk dan ketentuan kontrak bagi hasil *gross split* berdasarkan Peraturan Menteri No.52 Tahun 2017 sedikitnya memuat tentang:

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

PSC *Gross split* memiliki beberapa *split* dalam perhitungannya. Hal ini sudah diatur dalam Peraturan Menteri ESDM No.52 Tahun 2017. Terdapat tiga komponen perhitungan dalam skema PSC *gross split* yaitu *base split*, *variable split* dan *progressive split*.

2.2 Indikator Keekonomian

• *Net Present Value (NPV)*

Menurut Widjajono *Net Present Value (NVP)* dapat dikatakan sebagai jumlah keuntungan bersih yang dievaluasi pada waktu sekarang dan dihitung berdasarkan suatu harga bunga (*interest rate*) tertentu. Adapun harga bunga yang digunakan yaitu harga bunga rata-rata selama evaluasi. Dari nilai NVP yang dihasilkan tersebut maka dapat dievaluasi kelayakan suatu pengembangan lapangan. Jika NVP bernilai positif maka pengembangan lapangan tersebut dapat dikatakan layak untuk dilaksanakan karena dapat memberikan keuntungan. Namun jika NVP bernilai negatif maka

pengembangan lapangan tersebut dapat dikatakan tidak layak karena akan menyebabkan kerugian secara ekonomi. Jika nilai $NVP=0$, maka antara nilai investasi yang ditanamkan dan pengembalian yang diperoleh sama besarnya dan menghasilkan nilai IRR yang sama besarnya dengan harga yang digunakan.

- **Internal Rate of Return (IRR)**

Internal rate of return (IRR) yaitu indikator untuk mengetahui tingkat efisiensi pada suatu investasi. IRR adalah suatu metode untuk menghitung tingkat bunga suatu investasi dan menyebabkan nilai *cash inflow* sama besarnya dengan *cash outflow* jika *cash inflow* didiskon pada waktu tertentu.

- **Pay Out Time (POT)**

Pay Out Time (POT) merupakan suatu indikator keekonomian yang menunjukkan berapa lama waktu yang diperlukan untuk mengembalikan suatu investasi. POT dapat didefinisikan sebagai waktu yang dibutuhkan agar kumulatif pendapatan sama dengan kumulatif biaya yang dikeluarkan. Biasanya kontraktor atau investor memiliki besaran waktu yang diinginkan agar investasinya dapat kembali. Jika nilai

POT lebih kecil dari yang sudah ditentukan maka investor dapat menilai bahwa proyek tersebut layak untuk dilaksanakan.

- **Profit to Investment Ratio (PIR)**

Profit to Investment Ratio (PIR) yaitu suatu perbandingan antara keuntungan bersih yang sudah dipotong dengan investasi. Dengan kata lain PIR merupakan suatu ukuran yang dapat merefleksikan kesanggupan memberikan keuntungan total, tetapi PIR tidak memberikan gambaran tentang pertimbangan pola laju uang yang merupakan suatu bagian penting dari analisa keuntungan. Semakin besar nilai PIR suatu proyek maka dapat dikatakan proyek tersebut makin baik. Adapun nilai PIR dapat dihitung dengan cara membagi profit dengan nilai investasi.

2.3 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas merupakan suatu cara untuk melihat pengaruh perubahan besar-besaran yang dapat mempengaruhi keuntungan suatu proyek khususnya pada pengembangan lapangan migas. Parameter-parameter yang sering digunakan untuk analisis sensitivitas yaitu *lifting* produksi, investasi, harga, biaya operasi dan pajak (jika diperlukan insentif). Biasanya analisis sensitivitas dilakukan dengan

menggunakan *spider diagram* pada indikator-indikator keekonomian seperti NVP, IRR, POT dan PIR.

3. Metodologi Penelitian

Metode yang digunakan dalam penelitian tugas akhir ini yaitu sebagai berikut:

1. Studi Literatur, yaitu dengan melakukan pengumpulan data dan sumber informasi yang berasal dari referensi beberapa buku serta jurnal terkait pembahsana tugas akhir mengenai ekonomi migas dan data perusahaan yang berhubungan dengan tujuan penelitian yang sedang dilakukan.
2. Pengumpulan data berupa produksi minyak, harga minyak serta biaya CAPEX dan OPEX dari lapangan DR-11.
3. Melakukan diskusi atau pendalaman materi secara langsung maupun tidak langsung via daring (*online*) dengan pembimbing.

4. Evaluasi Keekonomian

4.1 Data Produksi Lapangan DR-11

Tabel 4.1 Profil Produksi Gas Lapangan DR-11

Tahun	Production, MSCF/year
2022	-
2023	-
2024	-
2025	5.080.433,04
2026	8.147.906,98
2027	7.596.647,46
2028	7.211.159,18
2029	7.248.232,42
2030	7.083.911,13
2031	6.871.078,13
2032	6.725.013,67
2033	6.700.500,00
2034	6.752.115,23
2035	6.396.029,30
2036	5.389.306,64
2037	4.479.214,84
2038	3.652.636,72
2039	2.965.765,63
2040	2.642.144,53
2041	2.175.750,00
Total:	97.117.844,91

4.2 Terms and Condition PSC Cost Recovery

Parameter-parameter, asumsi-asumsi serta *terms and condition* pada Lapangan DR-11 adalah sebagai berikut:

- Waktu Proyek = 20 tahun
- Harga Gas = 7 \$US/MMBTU
- FTP = 20%
- Tax = 40%
- DMO = 25%
- DMO Fee = 100%
- DMO Start = Tahun ke 6
- Government Share: Contractor Share = 70:30
- Discount Rate = 10%

- *Depreciation = Decline Balance*

4.3 Terms and Condition PSC Gross Split

Pada *Production Sharing Contract Gross Split*, beberapa *terms and condition* sama dengan *PSC Cost Recovery*. Namun, terdapat *split* tambahan pada perhitungan *PSC Gross Split* yang mengacu pada Peraturan Menteri ESDM No.52 Tahun 2017. Adapun *terms and condition* pada Lapangan DR-11 antara lain yaitu:

- Waktu Proyek = 20 tahun
- Harga Gas = 7 \$US/MMBTU
- *Government Share* = 52 (*Base Split*)
- *Contractor Share* = 48 (*Base Split*)
- *Tax* = 40 %
- *Depreciation = Decline Balance*
- *Discount Rate* = 10%

Tabel 4.2 Komponen Variabel dan Progresif

No	Karakteristik	Parameter	
1	Status Lapangan	POD I	
2	Lokasi Lapangan	onshore	m
3	Kedalaman Reservoir	2.000	m
4	Ketersediaan Infrastruktur Pendukung	Well Developed	
5	Jenis Reservoir	Konvensional	
6	Kandungan CO2	-	%
7	Kandungan H2S	-	ppm
8	Berat Jenis Minyak	-	API
9	TKDN	50	%
10	Tahapan Produksi	Primer	
11	Harga Gas Bumi	7	US\$/MMBTU
12	Kumulatif Produksi	16	MMBOE

4.4 Biaya Pengembangan Lapangan DR-11

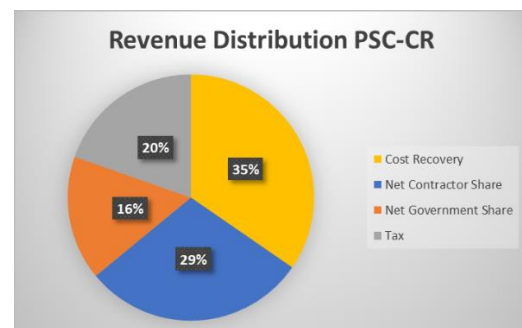
Rincian biaya pengembangan Lapangan DR-11 yang digunakan pada

analisis keekonomian yaitu sebagai berikut:

Tabel 4.3 Biaya Pengembangan Lapangan DR-11

Tahun	Capex		Opex
	Tangible	Intangible	
2022			9.651
2023	1.000	1.222	10.811
2024	25.256	30.868	4.296
2025	15.308	18.710	3.738
2026	827	1.010	5.342
2027	2.866	3.503	5.254
2028	3.336	4.077	5.269
2029	3.472	4.244	5.624
2030	6.874	8.401	5.874
2031	3.717	4.543	5.573
2032	10.662	13.032	7.603
2033	1.677	2.050	6.788
2034	467	571	6.983
2035	624	762	6.038
2036	-	-	8.285
2037	-	-	6.677,55
2038	-	-	7.827,44
2039	-	-	6.055,08
2040	-	-	8.194,96
2041	-	-	6.581,38
Total:	76086,40	92994,49	132463,7

4.5 Hasil Keekonomian PSC Cost Recovery



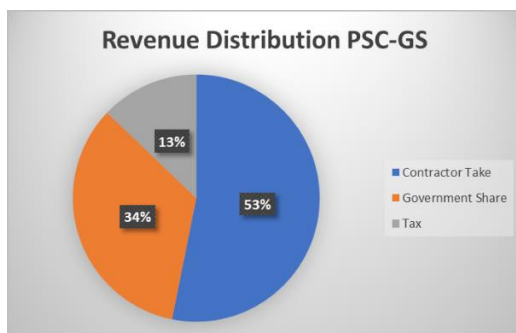
Gambar 4.1 Revenue Distribution PSC-CR

Setelah dilakukan perhitungan didapatkan nilai keekonomian pada

Lapangan DR-11 menggunakan model kontrak *PSC-Cost Recovery* menghasilkan nilai NVP sebesar 18,97 MMUS\$, IRR sebesar 13,97%, dengan POT selama 8,27 Tahun. Hal tersebut menunjukkan bahwa model kontrak bagi hasil *PSC-Cost Recovery* layak untuk diterapkan pada pengembangan Lapangan DR-11.

Gambar 4.1 menunjukkan pembagian *Gross Revenue* Lapangan DR-11 menggunakan model kontrak *PSC-Cost Recovery*. Dapat dilihat pada gambar tersebut pembagian *gross revenue* menunjukkan nilai untuk *contractor take* sebesar 29%, *cost recovery* sebesar 35%, *government share* sebesar 16%, dan *tax* sebesar 20%. Maka, total pendapatan kontraktor mendapat 435.305,48 M US\$ atau 64% dari *gross revenue*, sedangkan untuk pemerintah mendapat sebesar 244.519,43 M US\$ atau 36% dari *gross revenue*.

4.6 Hasil Keekonomian PSC *Gross Split*



Gambar 4.2 *Revenue Distribution PSC-GS*

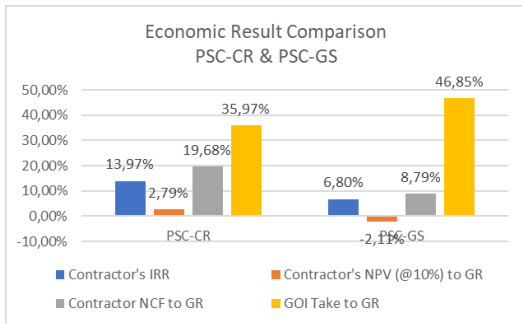
Setelah dilakukan perhitungan pada pengembangan Lapangan DR-11 menggunakan model kontrak *PSC-Gross Split* menghasilkan nilai NPV sebesar -14,34 MM US\$, IRR sebesar 6,8%, dengan POT selama 12,25 Tahun.

Pada gambar 4.2 menunjukkan pembagian *gross revenue* dengan *contractor take* sebesar 53%, *government share* sebesar 34%, dan *tax* sebesar 13%. Dengan demikian, total pendapatan untuk kontraktor yaitu sebesar 361.316,79 M US\$ atau 53% dari *gross revenue*, sedangkan untuk pemerintah sebesar 318.508,13 M US\$ dari *gross revenue*.

4.7 Perbandingan Model Kontrak *PSC Cost Recovery* dan *PSC Gross Split*

Setelah melakukan evaluasi keekonomian pada Lapangan DR-11 dengan menggunakan model Kontak Bagi Hasil *PSC Cost Recovery* dan *PSC Gross Split*, Langkah selanjutnya dibuat perbandingan antara hasil dari kedua model Kontrak Bagi Hasil tersebut. Terlihat pada gambar 4.3 bahwa dengan menggunakan model Kontrak Bagi Hasil *PSC Cost Recovery* dapat memberikan keuntungan lebih baik untuk kontraktor dibandingkan dengan

model Kontrak Bagi Hasil *PSC Gross Split*.



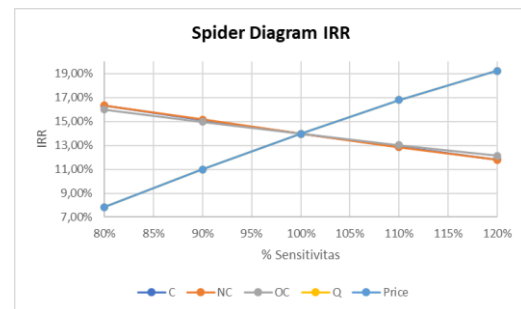
Gambar 4.3 Perbandingan Hasil Keekonomian PSC-CR dan PSC-GS

Dapat dilihat pada gambar 4.4 jika menggunakan model Kontrak Bagi Hasil *Gross Split* maka akan memberikan kerugian bagi kontraktor. Hal ini terlihat jelas nilai NPV terhadap *gross revenue* bernilai negatif sehingga tidak memenuhi standar keekonomian. Selain itu pendapatan yang didapat oleh kontraktor lebih kecil jika dibandingkan dengan menggunakan model Kontrak Bagi Hasil *PSC Cost Recovery*. Hal ini disebabkan oleh jumlah pengeluaran kontraktor jauh lebih tinggi karena harus menanggung seluruh biaya pengembangan selama kontrak berlangsung tanpa adanya mekanisme pengembalian (*cost recovery*) walaupun pemerintah mendapatkan pendapatan yang lebih tinggi.

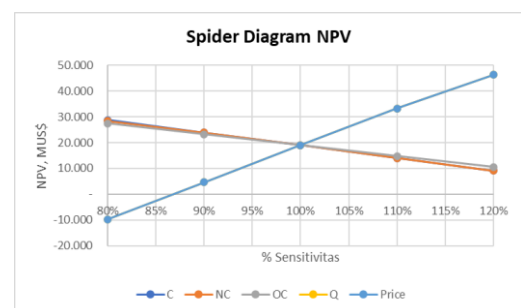
4.8 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas penting sekali dilakukan untuk mengetahui seberapa

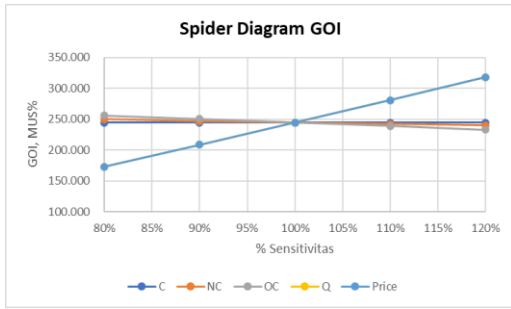
sensitif pengaruh parameter yang dipilih terhadap performa ekonomi suatu proyek pengembangan lapangan. Untuk mendapatkan hasil analisis sensitivitas tersebut digunakan metode *Spider Diagram* dan *Tornado Chart* sebagai fungsi perubahan pada harga, produksi, *capital cost*, *non-capital cost* dan *operating cost*. Adapun hasil dari sensitivitas tersebut disajikan dalam bentuk grafik sebagai berikut:



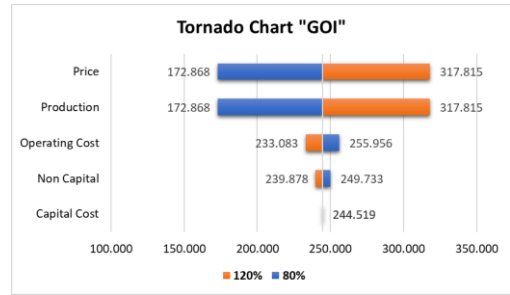
Gambar 4.4 Spider Diagram IRR Sebagai Fungsi Perubahan Harga, Produksi, Capital Cost, Non-Capital Cost, dan Operating Cost



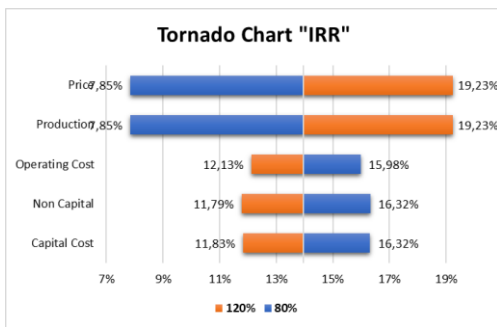
Gambar 4.5 Spider Diagram NPV Sebagai Fungsi Perubahan Harga, Produksi, Capital Cost, Non-Capital Cost, dan Operating Cost



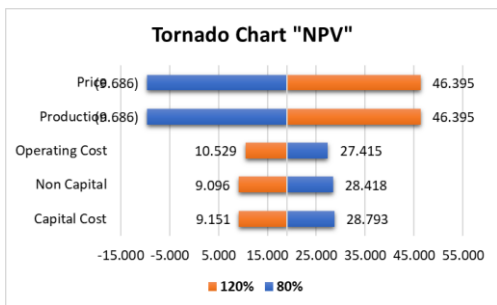
Gambar 4.6 Spider Diagram GOI Sebagai Fungsi Perubahan Harga, Produksi, Capital Cost, Non-Capital Cost, dan Operating Cost



Gambar 4.9 Tornado Chart GOI Sebagai Fungsi Perubahan Harga, Produksi, Capital Cost, Non-Capital Cost, dan Operating Cost



Gambar 4.7 Tornado Chart IRR Sebagai Fungsi Perubahan Harga, Produksi, Capital Cost, Non-Capital Cost, dan Operating Cost



Gambar 4.8 Tornado Chart NPV Sebagai Fungsi Perubahan Harga, Produksi, Capital Cost, Non-Capital Cost, dan Operating Cost

5. Kesimpulan

Setelah melakukan analisis keekonomian pada pengembangan Lapangan DR-11, maka dapat dibuat kesimpulan sebagai berikut:

1. Perhitungan keekonomian menggunakan model kontrak bagi hasil PSC-CR menghasilkan NPV sebesar 18,972 MM US\$, IRR sebesar 14% dan POT selama 8,27 tahun. Sedangkan jika menggunakan model kontrak bagi hasil PSC-GS menghasilkan NPV sebesar -14,340 MM US\$, IRR sebesar 6,80% dan POT selama 12,25 tahun.
2. Perubahan harga gas dan produksi gas sangat berpengaruh terhadap indikator keekonomian, sedangkan untuk *capital expenditure* dan *operating expenditure* kurang berpengaruh terhadap indikator keekonomian (IRR, NPV, POT, dan GOI).

3. Model kontrak bagi hasil PSC-GS pada Lapangan DR-11 tidak menarik bagi kontraktor dibandingkan dengan model kontrak bagi hasil PSC-CR.

6. Saran

Karena hasil evaluasi keekonomian pada Lapangan DR-11 dengan menggunakan model kontrak PSC-GS tidak memenuhi kelayakan ekonomi, maka harus dipilih model kontrak bagi hasil PSC-CR pada proyek pengembangan lapangan DR-11. Pemerintah perlu mempertimbangkan untuk menambah *split* pada model kontrak bagi hasil PSC-GS karena terlalu merugikan investor dan kontraktor. Hal ini karena seluruh biaya operasional selama pengembangan ditanggung oleh kontraktor dari hasil *split* bagi hasil dengan pemerintah sehingga mengurangi pendapatan kontraktor dan berakibat pengembalian modal investasi menjadi lebih lama. Penambahan *split* ini diharapkan nantinya dapat lebih efisien dalam investasi dan akan menarik bagi investor dan kontraktor.

DAFTAR PUSTAKA

Ariadji, T. 2021. *Fundamental Teknik Perminyakan*. Bandung: ITB Press.

Hasyim, A dan Syamsul Irham. 2015. Analisa Perbandingan Kontrak Bagi Hasil PSC, PSC *No Cost Recovery*, dan *Sliding Scale PSC No Cost Recovery* Pada Lapangan CBM “X” Dengan Optimasi Drilling Schedule. Jakarta: Universitas Trisakti.

Kemenkeu Learning Center. 2023. *Bentuk Kontrak Eksplorasi dan Eksploitasi Minyak dan Gas Bumi*. Kementerian Keuangan Republik Indonesia. Jakarta.

Lubiantara, B. 2012. *Ekonomi Migas Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas*. Jakarta: GRASINDO.

Nandasari, P dan Ilham Priadythama. 2015. *Analisis Keekonomian Proyek Perusahaan Minyak dan Gas Bumi Studi Kasus ABC Oil*. Universitas Sebelas Maret.

Zulfan Nurrahim, Hendy. 2020. *Kajian Keekonomian dan Risiko Terhadap Perubahan PSC Cost Recovery Menjadi PSC Gross Split Untuk Lapangan X*. Bekasi: Institut Teknologi Sains Bandung

Indonesia. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral tentang Kontrak Bagi Hasil Gross Split. Jakarta.

Indonesia. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral tentang Perubahan Atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 08 Tahun 2017 Tentang Kontrak Bagi Hasil Gross Split. Jakarta.