

Analisa Perhitungan Keekonomian Lapangan “X” West Java Basin Menggunakan Metode PSC (Production Sharing Contract)

Desi Kusrini M.T⁽¹⁾, Muhammad Muchlas Abror⁽²⁾

^{(1),(2)} Program Studi Teknik Perminyakan, AKAMIGAS BALONGAN, Indramayu 16424, Indonesia

*)E-mail: Desikusrini87@gmail.com

Abstrak

Indonesia adalah salah satu Negara penghasil Migas yang menerapkan sistem *Production Sharing Contract* (PSC) atau (kontrak bagi hasil). Lisensi atau kontrak suatu wilayah kerja atau blok untuk eksplorasi dan produksi biasanya berlangsung selama 25-30 tahun. Bila kontrak sudah habis, kontraktor bisa mengajukan perpanjangan kontrak dengan perubahan. *Production Sharing Contract* (PSC) adalah salah satu kontrak kerja minyak mentah dan gas bumi antara pemerintah dan kontraktor dengan sistem bagi hasil. Alasan digunakannya model PSC adalah karena model PSC dianggap memberikan keuntungan dari hasil migas yang dimiliki suatu Negara dengan mengurangi dominasi *International Oil Company* (IOC). Menentukan apakah suatu lapangan layak diperpanjang adalah dengan cara menghitung nilai keekonomiannya dari element hingga indikator. Data yang ditemukan dilapangan antara lain Jumlah hasil produksi gas 2.482,2 Juta USD, *First Tranche Petroleum* sebesar 124,1 Juta USD, *Cost Recovery* 945,9 Juta USD, *Equity to be Split* 1.536,9 Juta USD, *Domestic Market Obligation* 257,4 Juta USD dan juga pajak yang harus di bayar sebesar 411,8 Juta USD.

Kata Kunci: Kata kunci : *Cost Recovery*, gas, *Production Sharing Contract*,Juta USD

Abstract

Indonesia is a country that implements a production sharing contract or better known as the Production Sharing Contract (PSC) in the crude oil and natural gas industry. A license or contract for a working area or block for exploration and production usually lasts for 25-30 years. When the contract has expired, the contractor can submit a contract extension with changes. Production Sharing Contract (PSC) is one of the crude oil and gas work contracts between the government and the contractor with a production sharing system. The reason for using the PSC model is because the PSC model is considered to provide benefits from the oil and gas output of a country by reducing the dominance of the International Oil Company (IOC). Determining whether a field is feasible to be extended is by calculating its economic value from element to indicator. Data found in the field included total gas production of 2,482.2 Million USD, First Tranche Petroleum amounting to 124.1 Million USD, Cost Recovery 945.9 Million USD, Equity to be Split 1,536.9 Million USD, Domestic Market Obligation 257.4 Million USD and also taxes to be paid in the amount of 411.8 Million USD.

Keywords: Cost Recovery, gas, Production Sharing Contract, billion USD

1. Pendahuluan

Pemerintah melalui UUD 1945 Berdasarkan Pasal 33 mengatur tentang hak menguasai dari negara atas kekayaan alam, Akses terhadap Sumber daya Migas dalam bentuk pengaturan kegiatan dan kerjasama antara investor dan pemerintah telah dimulai sejak pertengahan abad ke 18.

Ada ada 3 bagian pokok yang satu sama lain berkaitan Didalam pengelolaan lapangan migas. Ketiga pokok tersebut yaitu: *engineer* (keteknikan), ilmu ekonomi dan regulasi/peraturan pemerintah.

Sebagaimana diamanatkan dalam peraturan perundang-undangan yang berlaku, SKKMIGAS memiliki tugas dan kewenangan antara lain:

1. Mengkaji dan menyampaikan kepada Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) tentang rencana pengembangan lapangan yang pertama kali akan diproduksi dalam suatu wilayah kerja untuk mendapatkan persetujuan.

2. Memberikan persetujuan tentang rencana pengembangan lapangan yang pertama kali diproduksi didalam suatu wilayah.

Dalam membangun lapangan minyak dan gas bumi, Rencana pengembangan lapangan memegang peran penting, dengan plant of development yang baik, cadangan hidrokarbon yang merupakan aset negara dapat diproduksi secara optimal dengan berbagai pertimbangan dari segi aspek teknis, keekonomian dan lingkungan. Sehingga memberikan penerimaan yang sebesar besarnya bagi Negara Republik Indonesia dengan nilai keekonomian yang wajar bagi KKS. Proyek pengembangan migas adapat dicirikan dengan prinsip padat teknologi, padat modal, resiko.

Kegiatan hulu migas terdiri dari 2 bagian utama yaitu tahap eksplorasi dan eksploitasi. Eksplorasi adalah Proses tahapan Awal yang mempunyai tujuan untuk menemukan sumur minyak dan gas, dilakukan dengan cara menyelidiki daerah yang memiliki kemungkinan mengandung Hidrokarbon, rangkaian atau proses selanjutnya setelah ditemukannya daerah yang didalamnya mengandung Hidrokarbon, biasa disebut dengan eksploitasi.

Plan Of Development (POD).

Menurut Pedoman Tata Kerja Nomer: 037/PTK/Revisi 01/2017 SKK Migas rencana yang diusulkan oleh Kontraktor untuk pengembangan lapangan tempat minyak dan gas bumi ditemukan dalam jumlah dan kualitas yang dapat diproduksi secara komersial. Rencana tersebut menjelaskan secara rinci semua informasi yang dibutuhkan oleh SKK Migas, termasuk perkiraan jumlah cadangan dan produksi minyak serta gas bumi, biaya yang diperlukan untuk mengembangkan lapangan tersebut dan biaya produksi.

Production Sharing Contract (PSC).

Dalam rangka pengembangan dan pencarian cadangan hidrokarbon di wilayah kerja tertentu sebelum berproduksi secara komersial, maka PSC berlaku untuk beberapa tahun tergantung pada syarat kontrak, tergantung temuan minyak dan gas dalam jumlah komersial dalam suatu periode tertentu, meskipun pada umumnya periode ini dapat diperpanjang melalui perjanjian antara Kontraktor yang ditunjuk oleh pemerintah dan Kementerian. Kontraktor yang ditunjuk oleh pemerintah pada tanggal tertentu diwajibkan untuk menyerahkan kembali persentase tertentu dari area kontrak, kecuali jika area tersebut terkait dengan permukaan lapangan di mana telah ditemukan minyak dan gas.

UNDANG-UNDANG REPUBLIK INDONESIA NOMOR 22 TAHUN 2001 Pasal 11 Ayat (1) Yaitu Kegiatan Usaha Hulu sebagaimana dimaksud dalam Pasal 5 angka 1 dilaksanakan oleh Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap berdasarkan Kontrak Kerja Sama dengan Badan Pelaksana.

UNDANG-UNDANG REPUBLIK INDONESIA NOMOR 22 TAHUN 2001 Pasal 11 Ayat (3) Adalah Menjelaskan Kontrak Kerja Sama sebagaimana dimaksud dalam ayat (1) wajib memuat paling sedikit ketentuan-ketentuan pokok yaitu:

- a. penerimaan negara.
- b. Wilayah Kerja dan pengembaliannya.
- c. kewajiban pengeluaran dana.
- d. perpindahan kepemilikan hasil produksi atas Minyak dan Gas Bumi.
- e. jangka waktu dan kondisi perpanjangan kontrak.
- f. penyelesaian perselisihan.
- g. kewajiban pemasokan Minyak Bumi dan/atau Gas Bumi untuk kebutuhan dalam negeri.
- h. berakhirnya kontrak.
- i. kewajiban pascaoperasi pertambangan.
- j. keselamatan dan kesehatan kerja.
- k. pengelolaan lingkungan hidup.
- l. pengalihan hak dan kewajiban.
- m. pelaporan yang diperlukan.
- n. rencana pengembangan lapangan.
- o. pengutamaan pemanfaatan barang dan jasa dalam negeri.
- p. pengembangan masyarakat sekitarnya dan jaminan hak-

hak masyarakat adat.

- q. pengutamaan penggunaan tenaga kerja Indonesia.

UNDANG-UNDANG REPUBLIK INDONESIA NOMOR 22 TAHUN 2001 Pasal 14 Ayat (1) yaitu Jangka waktu Kontrak Kerja Sama sebagaimana dimaksud dalam Pasal 11 ayat (1) dilaksanakan paling lama 30 (tiga puluh) tahun.

UNDANG-UNDANG REPUBLIK INDONESIA NOMOR 22 TAHUN 2001 Pasal 14 Ayat (2) yang Berbunyi Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap dapat mengajukan perpanjangan jangka waktu Kontrak Kerja Sama sebagaimana dimaksud dalam ayat (1) paling lama 20 (dua puluh) tahun.

Sejarah Production Sharing Contract Indonesia (PSC)

Seiring berjalannya waktu, sistem Kontrak Karya dianggap tidak membawa perubahan dibanding dengan sistem konsesi dikarenakan merugikan sebelah pihak. Hal inilah yang membuat PSC I diaplikasikan pertama kali pada tahun 1966. Pada sistem ini kedua belah pihak yaitu pemerintah dan *International Oil Company* (IOC) terlibat pembagian hasil produksi minyak dan gas yang dihasilkan, bukan pembagian penjualan minyak dan gas sebagaimana diterapkan pada sistem sebelumnya

1. Production Sharing Contract Generasi Pertama

Generasi Pertama mulai berlaku pada tahun 1966 sampai 1975. PSC Generasi Pertama ini memiliki beberapa prinsip yaitu:

1. Perusahaan migas berkedudukan sebagai kontraktor Pertamina.
2. Manajemen dari seluruh kegiatan kontraktor di tangan pemerintah.
3. *Cost Recovery* dibatasi sebesar 40% dari total pendapatan per tahun.
4. Selisih antara pendapatan *bruto* per tahun dengan *cost recovery* dibagi antara Pertamina dan kontraktor sebesar 65% dan 35%. Bagian pemerintah meningkat menjadi 67.5% untuk laju produksi yang lebih besar.

2. Production Sharing Contract Generasi Kedua

Bagian pemerintah 65% dengan anggapan sudah termasuk pajak yang dibayar oleh kontraktor yang di tunjuk oleh pemerintah pada periode terakhir tersebut, otoritas pajak Amerika Serikat menolak mengakui pajak yang dibayarkan oleh kontraktor melalui Pertamina sebagai pengurang pajak, sehingga kontraktor terancam pembayaran pajak ganda.

Kebijakannya dimodifikasi sedemikian rupa agar tidak merugikan kontraktor dari sisi perpajakan internasional. Perubahan yang dilakukan ialah sebagai berikut:

1. *Cost Recovery* tidak lagi dibatasi dan didasarkan pada *Generally Accepted Accounting Principle* (GAAP).
2. Selisih antara pendapatan *bruto* dengan *cost recovery* kemudian dibagi antara Pertamina dan kontraktor masing-

masing 65.91%:34.09% (minyak) dan 31.82%:68.18% (gas).

3. Bagian kontraktor akan dikenakan tarif pajak sebesar 56% (terdiri dari 45% pajak penghasilan dan 20% pajak deviden).
4. Dengan adanya undang-undang pajak tahun 1984 dimana tarif pajak turun dari 56% menjadi 48%, maka untuk mempertahankan pembagian di atas, pembagian produksi sebelum pajak diubah menjadi 71.15%:28.85% (minyak) dan 42.31%:57.69% (gas).
5. Untuk lapangan baru, kontraktor diberi *investmen credit* sebesar 20% dari pengeluaran *capital* untuk fasilitas produksi.
6. Pengeluaran *capital* dapat didepresiasi selama 7 tahun.

Resensi ekonomi pada 1980-an pembeli yang ditandai dengan menurunnya harga minyak mengakibatkan penurunan permintaan minyak mentah. Pasar seketika berubah dari penjual menjadi. biaya produksi meningkat akibat inflasi. Investor mulai menurunkan aktivitas eksplorasi minyak selama periode tersebut, sementara itu Situasi diperburuk oleh kenyataan bahwa lapangan sudah mulai tua dan produksinya menurun, sehingga biaya perawatan lapangan meningkat. Kondisi ini terjadi pada pada tahun 1986 dan harga minyak saat itu dibawah 10\$/bbl.

3. Production Sharing Contract Generasi Ketiga

PSC III atau PSC yang digunakan hingga saat ini diaplikasikan karena tidak ada jaminan pendapatan bagi pemerintah karena penghapusan *cost recovery ceiling* di sistem PSC II. Oleh karena itu, pada PSC III dikenalkan sistem *First Tranche Petroleum* (FTP) sebesar 20%. Pada masa pembuatan PSC Generasi Ketiga ini terdapat sebuah program bernama paket intensif. Paket intensif ini dipicu dari berbagai hal yaitu lesunya kegiatan migas di mancanegara akibat harga minyak yang terus menurun mulai dari tahun 1990 sampai 1998, ditambah lagi dengan perkembangan baru dimana negara-negara baru yang ulai menawarkan wilayah kerja untuk para investor.

Tabel 1.1 Ketentuan Fiskal PSC I, II, dan III

Ketentuan Fiskal	PSC I (1965 – 1976)	PSC II (1976 – 1988)	PSC III (Sejak 1988)
FTP	-	-	20%
Cost Recovery Ceiling	40%	100%	100% setelah FTP
Split (Oil) Government : Contractor	65% : 35%	85% : 15%	85% : 15%
Split Gas	-	70% : 30% or 65% : 35%	70% : 30% or 65% : 35%
Investment Credit	-	20%	17% - 20%
DMO	25% bagian kontraktor dengan harga 0.2 \$/barrel	25% bagian kontraktor, harga ekspor selama 5 tahun pertama, dan 0.2\$/barrel setelahnya	25% bagian kontraktor, harga ekspor selama 5 tahun pertama dan 10% ICP setelahnya

(2014,Abdul Nasir/Sejarah Sistem Fiskal Migas Indonesia)

2. Metodologi Penelitian

Penelitian Tugas Akhir ini disusun dengan menggunakan suatu metode penelitian agar mempermudah dalam menyelesaikan Tugas Akhir. Berikut adalah Tahapan metode penelitian:

2.1. Pendahuluan

Dengan cara menelaah *literature-literature* yang berhubungan dan bersesuaian, baik *literature* dari perusahaan maupun dari luar perusahaan, wawancara di perusahaan

2.2. Pengambilan Data

Data-data diperoleh dari konsultasi langsung dengan pembimbing perusahaan (mentor) maupun dengan staf-staf yang bersangkutan meliputi *Tax, Domestic Market Obligation, Discount Rate, FTP, Biaya Investasi, Biaya Capex* dan *Biaya Opex*.

2.3. Perhitungan Data

Data Tugas Akhir ini secara langsung diambil berdasarkan yang terjadi di perusahaan. Kemudian akan dilakukan perhitungan terhadap data berdasarkan perhitungan keekonomian dan indikator keekonomian.

Perhitungan Keekonomian

A. Menghitung *Gross Revenue*

$$GR = Production \times 1000 \times (Price Escalated) \text{ (MMUSD)}$$

..... 3.1

B. Menghitung *First Tranche Petroleum*

$$FTP Share = GR \times 5\% \text{ (MMUSD)}$$

..... 3.2

C. Menghitung *Cost*

$$Cost Recovery = Biaya ASR + CapEx + OpEx \text{ (MMUSD)}$$

..... 3.3

D. Menghitung *Profit Share (Equity to be Split)*

$$Equity to be Split = Gross Revenue - Cost Recovery \text{ 3}$$

Menghitung *First Tranche Petroleum*
 $FTP\ Share = GR \times 5\% (MMUSD)$ 3.5

F. Menghitung *Cost*
 $Cost\ Recovery = Biaya\ ASR + CapEx + OpEx (MMUSD)$
3.6

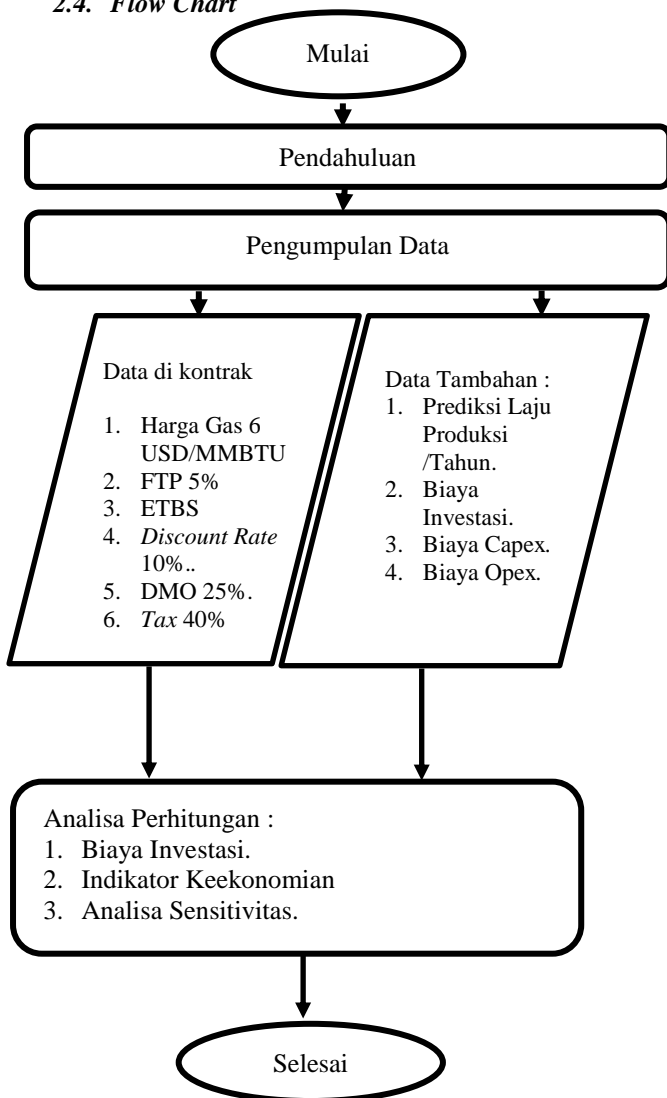
G. Menghitung *Profit Share (Equity to be Split)*
 $Equity\ to\ be\ Split = Gross\ Revenue - Cost\ Recovery$
 (MMUSD).....3.7
 $Gov.\ Equity = Equity\ to\ be\ Split \times Government\ Share.$
 (MMUSD).....3.8
 $Cont.\ Equity = Equity\ to\ be\ Split \times Contract\ Share$ 3.9
 DMO 25% = $Contractor\ Equity \times 25\%$ (MMUSD) .3.10
 DMO Fee = (bila 100% tidak berpengaruh) (MMUSD)

H. Menghitung *Taxable Income*
 $Taxable\ Income = Contractor\ Equity - DMO + DMO\ Fee$
3.11
 $Tax = Taxable\ Income \times 40\%$ (MMUSD)..... 3.12

I. Menghitung *Contractor Take*
 $Cont.\ Take = Taxable\ income - Tax$ (MMUSD).....3.13

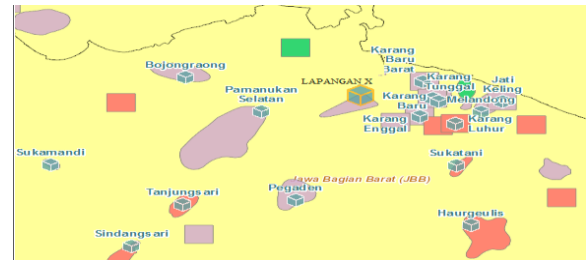
J. Menghitung *Government Take*
 $Gov.\ Take = Government\ Equity + DMO - DMO\ Fee + Tax$
3.14

2.4. Flow Chart



3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1. Analisa Skenario



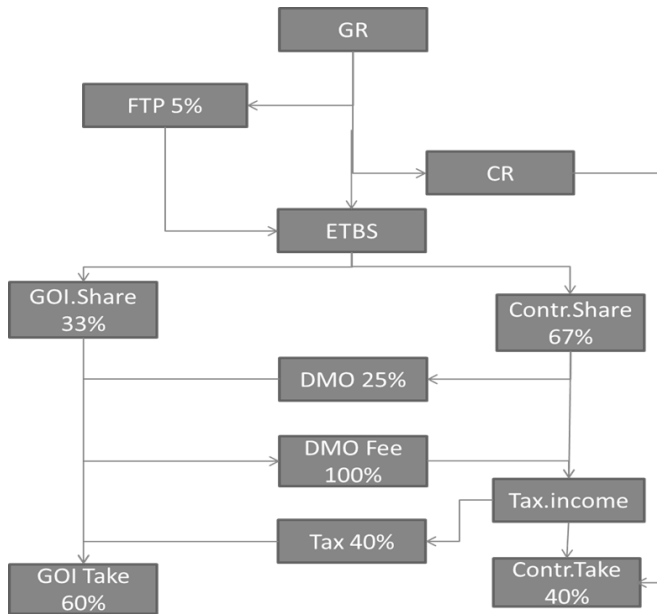
Gambar 3.1 Letak Lapangan X
 (Sumber: Data Vantage Jati Asri)

Lapangan X berada di wilayah kerja Jawa Barat . Lapangan ini berada diperairan Jawa. di antara pulau-pulau Jawa, Kalimantan, dan Sumatra, dan membentang di daratan hingga bagian barat laut Jawa. Tiga perempat cekungan terletak di lepas pantai. Ada 1.000 m deposit Tersier di area tersebut. Daerah dasar yang dalam yang mengandung lebih dari 3.000 m sedimen terletak di darat dan lepas pantai

Lapangan X mulai diproduksi pada tahun 2014 menggunakan fasilitas produksi awal dari sumur penemuan Lapangan X 1 dengan minyak mentah yang dihasilkan dialirkan ke 3,3 km, 6 "aliran dihubungkan dengan fasilitas produksi yang ada 8" Cilamaya - Balongan minyak Batang. Pengembangan lapangan penuh di bawah Kompleks Jati yang akan mencakup pengembangan lapangan Jati Rimba dan Jati Sinta bersama dengan lapangan Jati Asri direncanakan. Sebuah rencana pengembangan (POD) untuk Kompleks Jati dilaporkan termasuk stasiun pengumpul dengan minyak mentah yang diproduksi diangkut melalui pipa.

Lapangan X mulai diproduksi pada tahun 2014 menggunakan fasilitas produksi awal dari sumur penemuan Lapangan X 1 dengan minyak mentah yang dihasilkan dialirkan ke 3,3 km, 6 "aliran dihubungkan dengan fasilitas produksi yang ada 8" Cilamaya - Balongan minyak Batang. Pengembangan lapangan penuh di bawah Kompleks Jati yang akan mencakup pengembangan lapangan Jati Rimba dan Jati Sinta bersama dengan lapangan Jati Asri direncanakan. Sebuah rencana pengembangan (POD) untuk Kompleks Jati dilaporkan termasuk stasiun pengumpul dengan minyak mentah yang diproduksi diangkut melalui pipa.

Di dalam pelaksanaan PSC, Mitra disyaratkan memiliki kemampuan finansial, teknis dan sumber daya manusia di bidang usaha hulu migas, berpengalaman dan bereputasi baik dalam pengelolaan aktivitas operasi produksi migas minimal 6 (enam) tahun. Tinjauan Geologis Cekungan Jawa Barat terletak di Indonesia, di bagian barat Laut Jawa, di antara pulau-pulau Jawa, Kalimantan, dan Sumatra, dan membentang di daratan hingga bagian barat laut Jawa. Tiga perempat cekungan terletak di lepas pantai. Ada 1.000 m deposit Tersier di area tersebut.



Gambar 3.2 Flowchart Production Sharing Contract
 (Sumber: Benny Lubiantara, 2012 : Hal 78”)

3.2 Perhitungan Keekonomian

Untuk melakukan perhitungan ekonomi perlu menggunakan beberapa asumsi atau perkiraan. Diketahui :

- a. Production Gas : 413.706,9 MMscf
- b. Capital Expenditure : 414,1 MMUSD
- c. Operational Expenditure : 511,1 MMUSD
- d. Biaya Abandement and Site : 20,7 MMUSD
- e. Restoration (ASR)/Cadangan.
- f. Depreciation : 280,3 MMUSD
- g. Gas Price : 6 US\$/MMBTU
- h. FTP : 5 % (Shareble)
- i. Goverment Share : 33 %
- j. Contractor Share : 67 %
- k. Tax : 40 %
- l. Discount Rate : 10 %
- m. DMO : 25 %
- n. DMO Fee : 100 %

Berdasarkan PSC yang telah disepakati antara Pemerintah dan Kontraktor maka perhitungan perkiraan cash flow yang dilakukan pada setiap skenario didapat hasil sebagai berikut :

a. Menghitung Gross Revenue

$$\begin{aligned} \text{Gross Revenue} &= \text{Production} \times 1000 \times (\text{Price Escalated}) \\ &= 413.706,9 \times 1000 \times 6 \\ &= 2.482,2 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

b. Menghitung First Tranche Petroleum

$$\begin{aligned} \text{FTP} &= \text{Gross Revenue} \times 5\% \\ &= 2.482,2 \times 5\% \\ &= 124,1 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

c. Menghitung Cost

$$\begin{aligned} \text{Cost Recovery} &= \text{Biaya Cadangan (ASR)} + \text{CapEx} + \text{OpEx} \\ &= 20,7 + 414,1 + 511,1 \\ &= 945,9 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

d. Menghitung Profit Share (Equity to be Split)

$$\begin{aligned} \text{Equity to be Split} &= \text{Gross Revenue} - \text{Cost Recovery} \\ &= 2.482,2 - 945,1 \\ &= 1.536,9 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

e. Goverment Equity = Equity to be Split x Goverment Share

$$\begin{aligned} &= 1.536,9 \times 33\% \\ &= 507,1 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

f. Contractor Equity = Equity to be Split x Contract Share

$$\begin{aligned} &= 1536,9 \times 67\% \\ &= 1029,7 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

g. Menghitung DMO = 25%

$$\begin{aligned} &= \text{Contractor Equity} \times 25\% \\ &= 1029,7 + 25\% \\ &= 257,4 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

h. Menghitung DMO Fee = 100% x DMO

$$= 257,4 \text{ MMUSD}$$

i. Menghitung Taxable Income

$$\begin{aligned} \text{Taxable Income} &= \text{Contractor Equity} - \text{DMO} + \text{DMO Fee} \\ &= 1029,7 - 257,4 + 257,4 \\ &= 1029,7 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

j. Tax = Taxable Income x 40%

$$\begin{aligned} &= 1029,7 \times 40\% \\ &= 411,8 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

k. Menghitung Contractor Take

$$\begin{aligned} \text{Contractor Take} &= \text{Taxable income} - \text{Tax} \\ &= 1029,7 - 411,8 \\ &= 617,9 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

l. Menghitung Goverment Take

$$\begin{aligned} \text{Goverment Take} &= \text{Goverment Equity} + \text{DMO} - \text{DMO Fee} \\ &\quad + \text{Tax} \\ &= 507,1 + 257,4 - 257,4 + 411,8 \\ \text{Goverment Take} &= 919,6 \text{ MMUSD} \end{aligned}$$

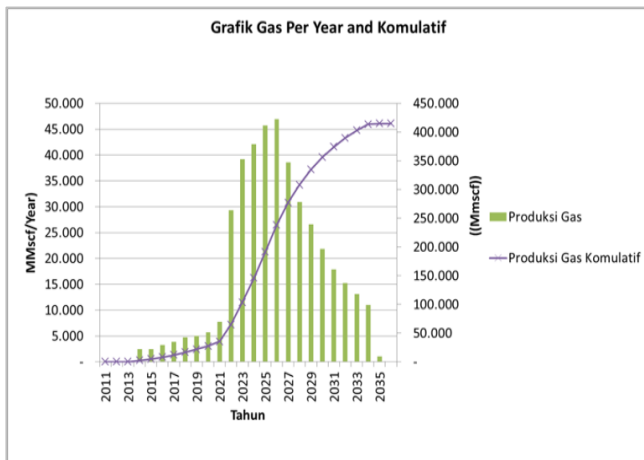
3.3 Data dan Asumsi

Dalam Penentuan Skenario Pengembangan Lapangan ‘X’ didapat harga jual gas digunakan yaitu harga jual untuk kebutuhan pembangkitan sebesar US\$ 6 per MMBtu. Nilai ini di ambil dari harga gas yang pada saat ini berlaku di negara indonesia.

Tabel 3.1
Tabel Asumsi

Data Konversi Satuan		
1mmscf	1028	MMBTU
1mmscf	1028000000	BTU
1mmscf	177.241379	BBL
1mdbl	1000	BTU
1Years	356	Hari

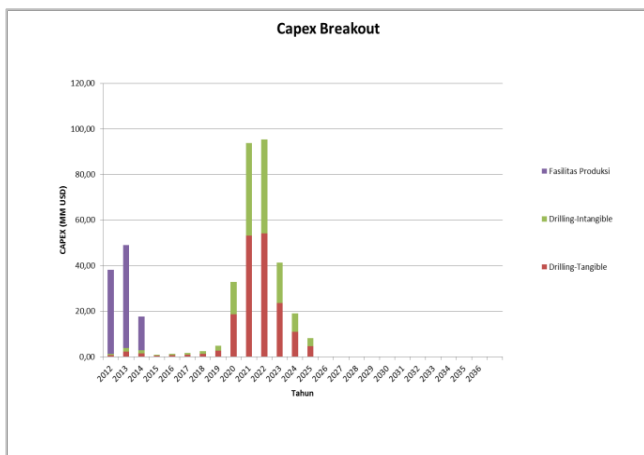
Profil produksi gas tahunan dalam analisis keekonomian



Gambar 3.3 Grafik Produksi Gas Komulatif (Sumber: Data PPPTMGB “LEMIGAS”)

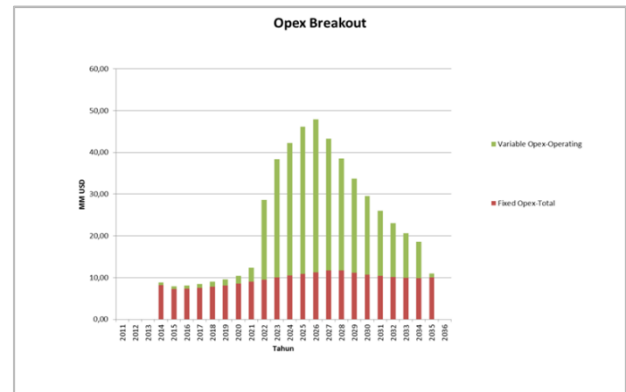
Pada 10 tahun pertama setelah produksi gas Masih bisa dikatakan stabil karena tidak mengalami kenaikan yang drastis, gas dan oil yang dapat dialirkan sebesar 5.756 MMScf. Sampai dengan akhir masa kontrak, kumulatif gas yang total terjual diperkirakan mencapai 413.706 MMscf.

Dalam Penentuan Skenario Pengembangan Lapangan ‘X’ untuk menentukan skenario mana yang terbaik juga dilihat dari indikator *ranking project* yang meliputi *Capital Expenditure, Operational Expenditure*.



Gambar 3.4 Grafik Perbandingan Skenario Pengembangan Berdasarkan *Capex* (Sumber: Data PPPTMGB “LEMIGAS”)

Dari Grafik *Capex* di atas diketahui ada 3 Komponen yaitu *Drilling Tangible, Drilling Intangible* dan Fasilitas produksi. total biaya yang di hasilkan oelh Drilling Tangible Sebesar 175,78 Juta USD yang meliputi *Cassing, Tubing, Wellhead* dll. Selain itu di dapatkan jumlah dari *Drilling Intangible* sebesar 133,76 Juta USD, biaya yang terdiri dari *Service line, Drilling rig crew, Lumpur, Cementing* dll. dan juga di dapatkan Jumlah Fasilitas Produksi sebesar 104,47 Juta USD.



Gambar 3.5 Grafik Perbandingan Skenario Pengembangan Berdasarkan *Opex* (Sumber: Data PPPTMGB “LEMIGAS”)

Grafik *Opex* di atas diketahui ada 2 Komponen yaitu *Variable Opex-Operating, Fixed Opex*. Dari hasil data di dapatkan biaya yang di hasilkan oleh *Variable Opex-Operating* Sebesar 309,5 Juta USD. *Variable Opex* juga bisa dikatakan yang paling umum jenis biaya ditemukan di perusahaan tersebut. Selain itu di dapatkan hasil dari *Fixed Opex* sebesar 201,6 Juta USD. Pengertian dari *Fixed Opex* adalah biaya yang jumlahnya tetap tanpa terpengaruhi oleh produksi/penjualan yang dihasilkan.

3.4. Indikator Ekonomi PSC

Dengan menggunakan cash flow model perhitungan skema PSC Produksi maka dapat ditentukan nilai IRR sebesar 16,1%, NPV=77,0 Juta USD, serta *Pay Back Period* masa akhir produksi sebesar 614,5 Juta USD sehingga dapat diputuskan apakah pengembangan Lapangan Jati Asri layak dijalankan . Indikator ekonomi skema PSC memperlihatkan porsi pendapatan baik untuk Pemerintah, Maupun PEP. Tabel di bawah menunjukkan hasil analisis keekonomian yang disajikan sesuai standar SKK Migas.

3.5. Analisa Sensitivitas

Analisa sensitivitas adalah cara untuk melihat pengaruh perubahan besaran terhadap suatu indikator keekonomian. Besaran yang digunakan untuk analisa sensitivitas keekonomian adalah harga, produksi, biaya operasi, dan investasi. Tujuan dari analisis sensitivitas adalah untuk Antisipasi terhadap adanya perubahan-perubahan. Sehingga dampak perubahan terhadap kelayakan proyek dapat diketahui setelah dilakukannya sensitivitas.

4. KESIMPULAN

Dengan demikian, setelah dilakukannya Tugas Akhir di PPPTMGB LEMIGAS dengan judul “ **Analisa Perhitungan Keekonomian Lapangan “X” West Java Basin Menggunakan Metode PSC** ”, dapat disimpulkan beberapa hal, yaitu:

1. Dengan total biaya investasi sebesar USD 414 juta, Mitra dapat mengembangkan Lapangan Jati Asih selama 21 tahun dengan mendapatkan kumulatif produksi gas dan oil 413.706,9 Mmscf.
2. *Pay Back Period* yang didapat pada lapangan “X” yang diperlukan untuk bisa menutup kembali pengeluaran investasi didapat hasil selama 12 tahun 7 bulan. Selain

itu didapat juga nilai NPV sebesar 77,0 MMUSD, dan juga nilai IRR sebesar 16,1

3. Dari hasil analisa sensitivitas NPV 77,0 kontraktor, dengan *Project Life Time* 21 tahun dapat dilihat bahwa parameter sensitivitas yang paling menonjol adalah harga gas tetapi harga adalah faktor eksternal yang tak bisa kita rubah. Parameter sensitivitas yang kedua ada investasi yang mana investasi ini bisa kita kendalikan pengeluarannya. Jadi nilai investasi akan sangat mempengaruhi nilai NPV. dan dimana Produksi gas dan oil, harga jual gas dan biaya investasi merupakan parameter yang paling sensitif untuk setiap perubahan nilai indikator ekonomi 413.706,9 Mmscf.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Lubiantara, Benny. 2012. *Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas*. Jakarta:
- [2] PT.Gramedia Widiasarana Indonesia.
- [3] Pudyantoro, A.Rinto. 2014. *Evaluasi dan Analisis PetroEkonomi*. Jakarta: Petromindo.
- [4] Rizky, Ade. 2014. *Laporan Tugas Akhir : Analisa Keekonomian Pengembangan Lapangan “RGB” Melalui CO2 Flooding*. Jakarta:Universitas Trisakti.
- [5] Sutowo, Ibnu. 1972. *Peranan Minyak Dalam Ketahanan Negara*. Jakarta:PT Pertamina.
- [6] Wakhid, Khoiruddin. 2015. *Perhitungan Keekonomian Production Sharing Contract Pada Lapangan “Y”*. Yogyakarta: Universitas Proklamasi 45 Yogyakarta.