



Maka dapat diperhitungkan secara umum bahwa produksi LPG jika 100% komponen C3, i-C4 dan n-C4 terekstraksi sempurna berdasarkan fraksi masa dari Gambar 4.2 berikut ini, maka volume LPG yang terbentuk adalah :

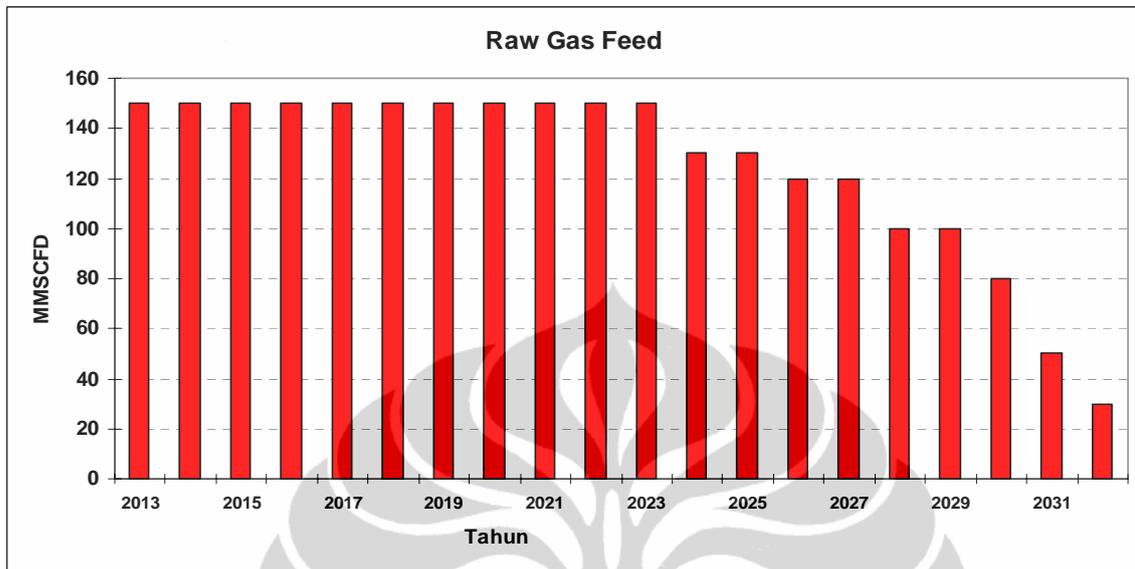
$$LPG = 3713 \frac{\text{ton}}{\text{hari}} (0,0203 + 0,0080 + 0,0080)$$

$$LPG = 134,8 \frac{\text{ton}}{\text{hari}}$$

FEED-FROM-WELLS		
Temperature	125,0	F
Pressure	1220	psia
Molar Flow	150,0	MMSCFD
Mass Flow	3713	tonne/d
Master Comp Mass Frac (Propane)	0,0203	
Master Comp Mass Frac (i-Butane)	0,0080	
Master Comp Mass Frac (n-Butane)	0,0080	

Gambar 4.2 Fraksi Massa dari LPG

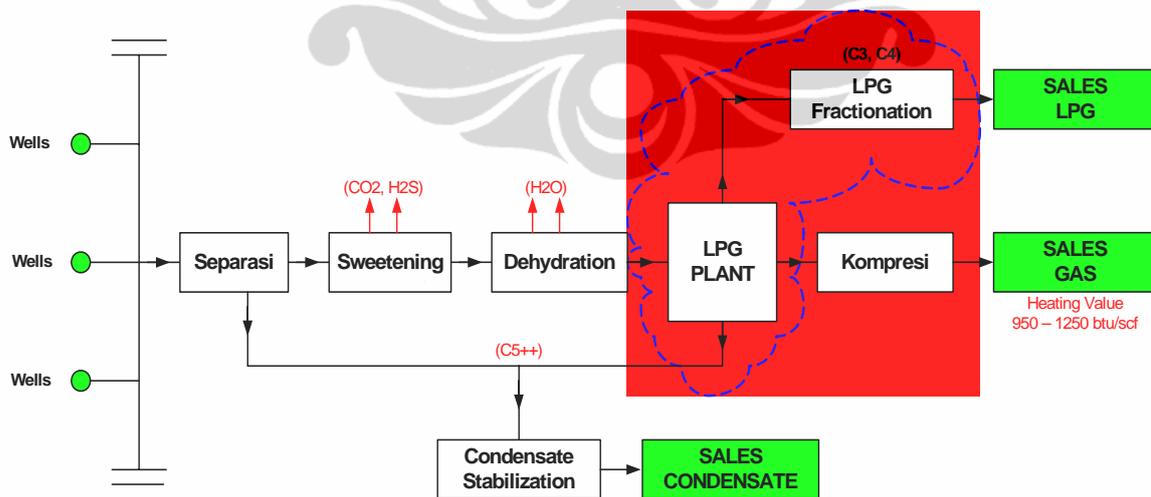
Berdasarkan hasil dari evaluasi reservoir maka profil dari akan mengalami penurunan dalam periode awalnya jika tidak dilakukan langkah-langkah preventive untuk me-maksimalkan kondisi yang ada. Jenis / metode *Artificial Lift* yang akan digunakan adalah Compressor unit yang akan dipasang sebelum gas masuk ke dalam plant dan akan selesai dikonstruksi pada tahun 2018.



Gambar 4.3 Profil produksi gas selama periode *Life Time Project* (20 tahun)

#### 4.1.2 PFD (Process Flow Diagram)

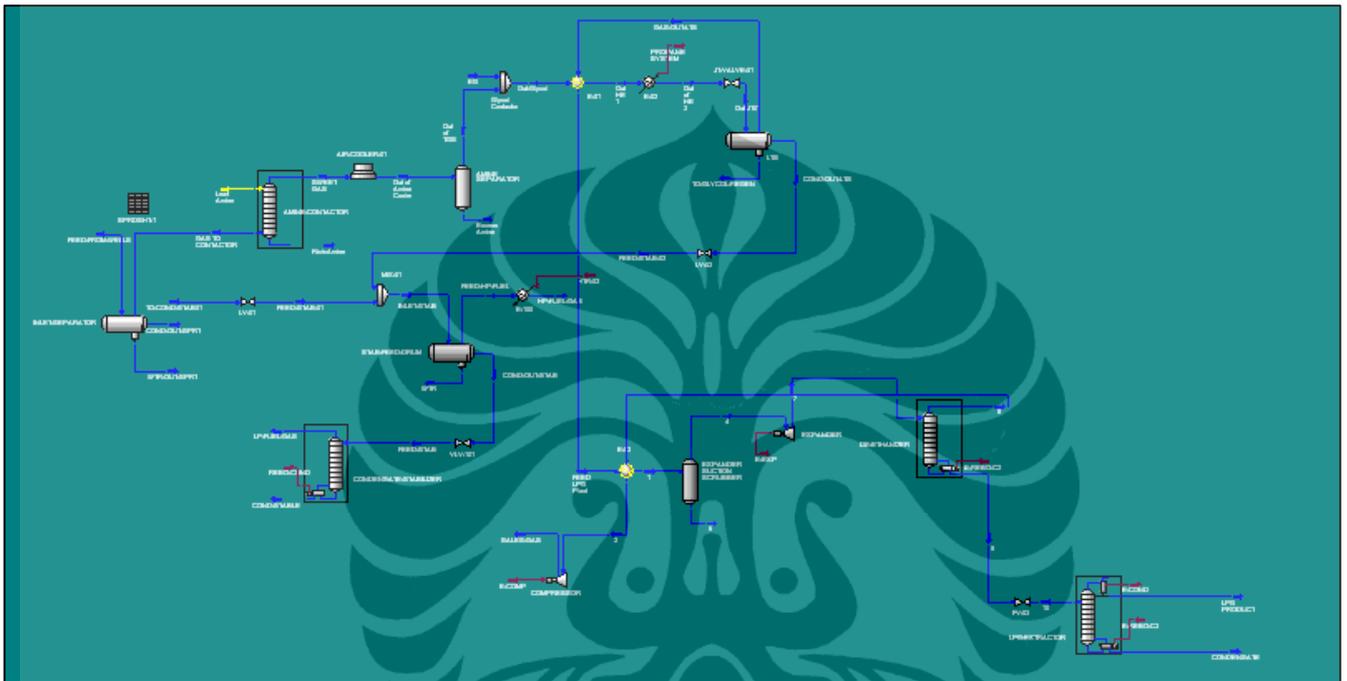
Sebelumnya telah disebutkan bahwa PFD (Process Flow Diagram) secara umum dari Gas Plant – "X" ini adalah sesuai dengan Gambar 3.2 dibawah ini.



Gambar 3.2 Blok Diagram Proses KPS B (Lapangan "X").

(Sumber: As Built PFD, KPS A – Field X, 2007)

Berdasarkan Gambar 3.2 maka dikembangkan simulasi secara utuh dengan memperhitungkan beberapa parameter operasi sehingga menghasilkan produksi Gas, Kondensat dan LPG secara maksimum. Hasil simulasi secara utuh dapat dilihat pada gambar 4.4 berikut ini:



Gambar 4.4 PFD Gas Plant (Lapangan "X").

Secara garis besar urutan dari proses pemurnian gas alam di Lapangan "X" adalah sebagai berikut ini:

1. Raw gas dari sumur
2. Proses separasi dengan menggunakan separator 3 fasa (gas, air dan kondensat).
3. Proses sweetening untuk menyerap kandungan H<sub>2</sub>S dan CO<sub>2</sub> dari gas produksi. Dalam hal ini menggunakan bahan kimia amine dengan konsep *direct contact* dan *regenerasi*.

4. Proses *dehydration* untuk menyerap kandungan H<sub>2</sub>O dalam gas dengan menggunakan bahan kimia *glycol*. Secara konsep operasi maka *glycol* ini mempunyai karakteristik yang sama dengan amine yaitu *direct contact* dan *regenerasi*.

5. HCDP (*Hydrocarbon Dew Point Control*) merupakan unit yang bertujuan "menjatuhkan" komponen fraksi berat dalam hal ini C<sub>5</sub>++ dalam fasa gas sehingga tingkat komposisi fraksi ringan (C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub> dan C<sub>4</sub>) dalam *sales* gas menjadi tinggi, dan fraksi berat dalam hal ini akan menjadi fasa liquid yang biasa disebut kondensat.

Dengan terpisahnya kandungan fraksi berat dari *sales* gas maka nilai HCDP semakin rendah sehingga diharapkan gas selama proses transportasinya dari Gas Plant ke konsumen yang menggunakan jaringan pipa (sekitar 500 – 1000 km) tetap akan berupa fasa gas dan tidak ada kemungkinan terjadinya kondensasi di sepanjang perjalanan.

Peralatan yang digunakan dalam gugus HCDP ini mempunyai tujuan yang sama yaitu menurunkan temperatur gas dari 125°F dan secara bertahap mencapai temperatur kondensasi C<sub>5</sub>++ pada -10°F. Adapun jenis peralatan secara umum dapat dibagi menjadi dua (2) yaitu:

- Penukar panas (*heat exchanger*).
- JT valve.

6. Penyetabil Kondensat (*Condensate Stabilizer*)

Kondensat akan dihasilkan dari tiga (3) sumber utama yaitu:

- Inlet separator (23% volume).
- Low Temperatur Separator (76% volume).
- LPG ekstraktor (1% volume).

Konsep dasar dari unit *condensate stabilizer* adalah pemanasan (80 psig, 220°F) untuk memisahkan fraksi ringan (C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub> dan C<sub>4</sub>) sehingga diperoleh liquid kondensat murni.

COND-STABLE		
Temperature	112,1	F
Pressure	80,00	psia
Std Ideal Liq Vol Flow	4964	barrel/day

Gambar 4.5 Produk liquid kondensat (Lapangan "X")

Adapun hasil samping dari proses stabilisasi kondensat ini adalah fraksi ringan yang terlepas dalam bentuk gas dan dapat dimanfaatkan menjadi *Fuel Gas* untuk kebutuhan *power plant* maupun proses pembakaran lainnya. Gambar 4.6 menunjukkan kualifikasi HP dan LP *fuel gas*.

LP-FUEL-GAS		
Temperature	-8,907	F
Pressure	75,00	psia
Molar Flow	1,500	MMSCFD

HP-FUEL-GAS		
Temperature	100,0	F
Pressure	395,0	psia
Molar Flow	3,267	MMSCFD

Gambar 4.6 Fuel Gas baik *Low Pressure* maupun *High Pressure* (Lapangan "X")

### 7. Proses Ekstraksi LPG.

Gas alam setelah melalui berbagai tingkatan pemurnian (*separation, sweetening, dehydration* dan HCDP) maka dilanjutkan dengan ekstraksi komponen C3, i-C4 dan n-C5 atau biasa disebut sebagai produk LPG.

Dengan menggunakan dua (2) kolom fraksionasi :

- De-ethanizer
- De-propanizer

Maka diperoleh produk LPG dengan volume 82.5 ton / hari dengan tingkat kemurnian : 84.5% seperti pada gambar 4.7.

LPG PRODUCT		
Temperature	154,5	F
Pressure	240,0	psia
Molar Flow	1,300	MMSCFD
Std Ideal Liq Vol Flow	942,2	barrel/day
Master Comp Mole Frac (Methane)	0,0000	
Master Comp Mole Frac (Ethane)	0,0101	
Master Comp Mole Frac (Propane)	0,5764	
Master Comp Mole Frac (i-Butane)	0,1448	
Master Comp Mole Frac (n-Butane)	0,1202	
Master Comp Mole Frac (i-Pentane)	0,0409	
Master Comp Mole Frac (n-Pentane)	0,0202	
Master Comp Mole Frac (n-Hexane)	0,0873	
Master Comp Mole Frac (n-Heptane)	0,0003	
Mass Flow	82,47	tonne/d

Gambar 4.7 Produk LPG (Lapangan "X")

## 8. Sales Gas.

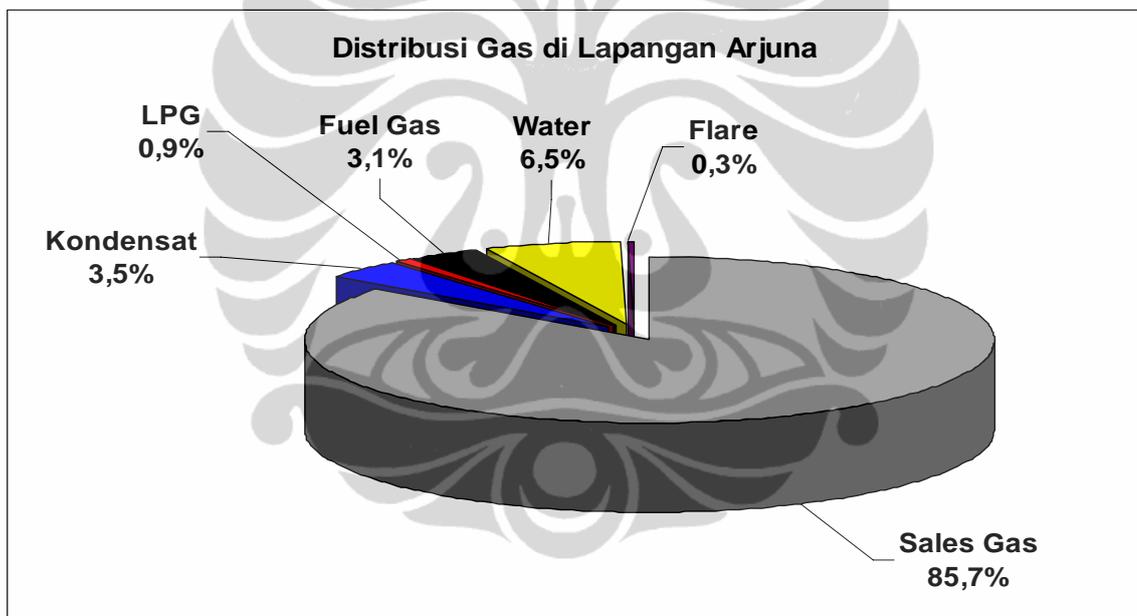
Setelah melalui proses ekstraksi LPG maka selanjutnya gas akan dijual kepada konsumen dengan terhubung ke jaringan pipa terintegrasi dari KPS-A setelah sebelumnya dilakukan *compression* untuk menaikkan tekanan gas dari 360 psi hingga mencapai 1250 psia. Detail spesifikasi sales gas terdapat pada gambar 4.8.

SALES-GAS		
Temperature	343,6	F
Pressure	1250	psia
Molar Flow	128,5	MMSCFD
Master Comp Mole Frac (Methane)	0,9356	
Master Comp Mole Frac (Ethane)	0,0336	
Master Comp Mole Frac (Propane)	0,0016	
Master Comp Mole Frac (CO2)	0,0280	
Master Comp Mole Frac (H2S)	0,0000	
Master Comp Mole Frac (H2O)	0,0000	
Lower Heating Value	3,450e+005	Btu/lbmole
Higher Heating Value	3,799e+005	Btu/lbmole
Mass Higher Heating Value	2,188e+004	Btu/lb

Gambar 4.8 Sales Gas (Lapangan "X")

Berdasarkan hasil simulasi HYSYS maka dapat dilakukan penyederhanaan alokasi laju aliran massa (*flow rate*) seperti pada gambar 4.9 yang berupa prosentase terhadap jumlah gas umpan (*feed gas*) yang diberikan sebesar 150 mmsfd.

- Sales gas : 128,5 mmscfd : 85,7%
- Kondensat : 5,3 mmscfd : 3,5%
- Fuel Gas : 4,7 mmscfd : 3,1%
- LPG : 1,3 mmscfd : 0,9%
- Flare : 0,5 mmscfd : 0,3%
- Water : 9,7 mmscfd : 6,5%



Gambar 4.9 Distribusi / alokasi gas menurut simulasi HYSYS

Hasil lengkap simulasi HYSYS terdapat pada **LAMPIRAN-A**.

## 4.2 Analisa Ke-Ekonomian

Berdasarkan hasil simulasi HYSYS dimana disebutkan detail peralatan yang akan digunakan meliputi jenis dan kapasitas termasuk informasi kapasitas produksi terpasang baik untuk produk gas, kondensat maupun LPG maka analisa ke-ekonomian dapat dilakukan dengan mempertimbangkan beberapa referensi harga proyek sebelumnya maupun harga jual produk dipasaran dunia maupun domestik.

### 4.2.1 CAPEX

Biaya awal suatu proyek sebelum masa operasi-nya disebut dengan CAPEX, dimana terdiri dari:

- Biaya study FEL.
- Biaya konstruksi.

Metode perhitungan analisa biaya adalah dengan aplikasi konsep nilai kesebandingan: (*Process Equipment Cost Estimating by Ration and Proportion, Randall W Whitesides, P. E*)

$$C_B = C_A \left( \frac{S_B}{S_A} \right)^X \quad (4.1)$$

Keterangan:

$C_B$  = Biaya untuk peralatan tertentu dengan kapasitas B.

$C_A$  = Biaya untuk peralatan tertentu dengan kapasitas A.

$S_B/S_A$  = adalah faktor tanpa dimensi, hanya berupa perbandingan ukuran.

$X$  = Nilai eksponen yang tergantung kepada jenis peralatan  
(nilai berkisar antara 0,30 – 1,72, dengan nilai rata-rata= 0,6)

Dalam **LAMPIRAN-F** disebutkan nilai lengkap dari eksponen tersebut.

Dalam hal ini detail biaya CAPEX yang diperhitungkan adalah:

- Biaya pengeboran (drilling) sumur gas maupun sumur air injeksi termasuk didalamnya biaya well head.
- Biaya pipa / flowline dari sumur ke gas plant sepanjang 5 km.
- Biaya peralatan untuk pemurnian gas.
- Biaya peralatan untuk stabilisasi kondensat.
- Biaya peralatan ekstraksi LPG.
- Biaya pipa sales baik gas maupun kondensat (20 km)
- Biaya konstruksi jalan raya (100 km)
- Biaya Project Management (10% dari harga total biaya konstruksi)

Berdasarkan semua dokumen CAPEX sebagai referensi dengan data disebutkan pada periode 2006, maka untuk Lapangan "X" dengan periode konstruksi pada tahun 2013 maka terdapat perbedaan waktu tujuh (7) tahun. Dalam hal ini akan diberlakukan nilai eskalasi dengan persentasi kenaikan sebesar 2,5% per tahun (berdasarkan POD yang berlaku di BPMIGAS).

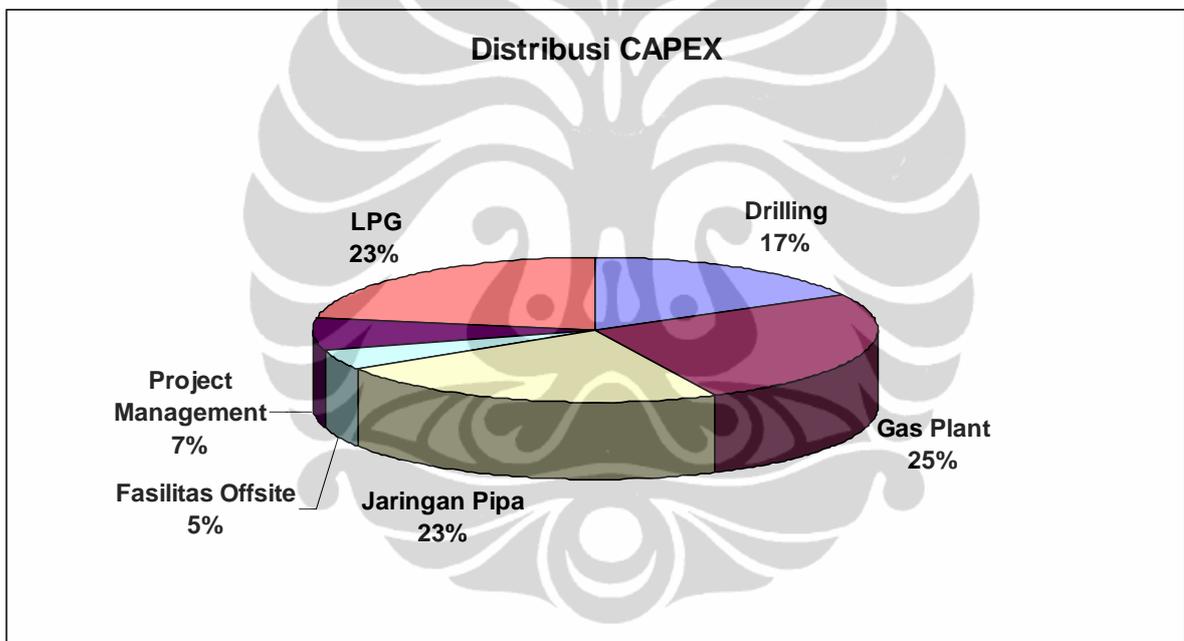
Secara garis besar maka CAPEX untuk Lapangan "X" untuk periode masa konstruksi 2013 adalah sebagai berikut ini:

• Biaya pengembangan area sumur (well site) :	US\$ 36,0 M
• Biaya pengembangan fasilitas gas plant :	US\$ 54,6 M
• Biaya pengembangan jaringan pipa :	US\$ 48,2 M
• Biaya pengembangan fasilitas <i>offsite</i> :	US\$ 9,7 M
• Biaya project management :	US\$ 14,8 M
----- (+)	
<b>Total Biaya (tanpa LPG Plant) :</b>	<b>US\$ 163,3 M</b>

Dengan ditambahkan komponen fraksionasi LPG maka terdapat biaya tambahan sebagai berikut ini:

• LPG Plant	: US\$ 26,0 M.
• Upgrade jalan raya (100 km)	: US\$ 21,5 M
----- (+)	
<b>Total Biaya (dengan LPG)</b>	<b>: US\$ 210,8 M</b>

Dalam Gambar 4.10 dibawah ini menunjukkan distribusi CAPEX secara keseluruhan baik (Gas Plan, LPG maupun komponen pendukung).

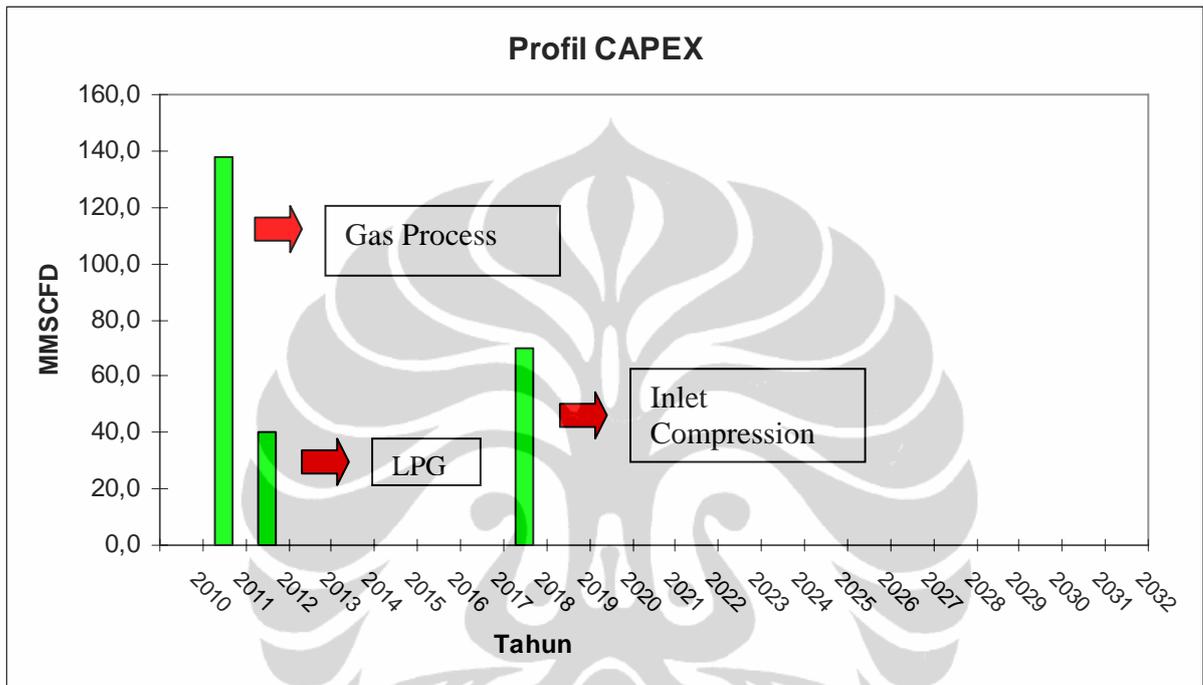


Gambar 4.10 Distribusi CAPEX

Dalam tahapan CAPEX selama *Project Life Time* akan dibutuhkan biaya pemasangan unit Inlet Compression pada tahun 2018 dengan biaya US\$ 70M.

Detail biaya konstruksi (CAPEX) disebutkan dalam **LAMPIRAN-B**.

CAPEX dalam hal ini dapat diklasifikasikan berdasarkan kepada periode waktu pengeluaran biaya yang bersangkutan seperti dalam gambar 4.11 berikut ini.



Gambar 4.11 Profil CAPEX per Tahun

Nilai estimasi biaya tersebut jika dibandingkan secara kasar dengan biaya konstruksi yang diaplikasikan ke Proyek pengembangan LPG di Indonesia masih masuk dalam kriteria. Berikut ini adalah referensi biaya konstruksi dari LPG plant lain:

- MKS – Media Karya Sentosa (Gresik, Jawa Timur) : US\$ 32,8 M  
Kapasitas: 30 mmscfd.
- MEDCO (Kaji, Sumatera Selatan) : US\$ 9,2 M  
Kapasitas: 10 mscfd.

#### 4.2.2 OPEX

Hal-hal yang berkaitan dengan evaluasi nilai OPEX (dalam hal ini analisa diberlakukan Per-Tahun) dapat dikategorikan sebagai:

1. Pengeluaran Rutin
2. Pengeluaran Non Rutin

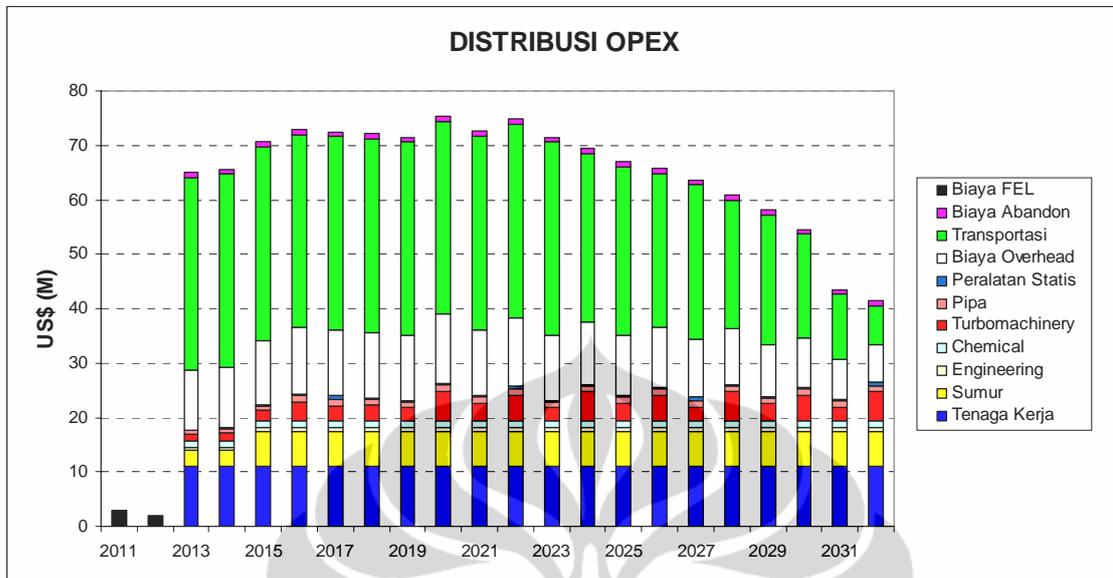
Adapun yang termasuk dalam kategori pengeluaran rutin adalah

- Tenaga kerja (gaji, training) : US\$ 6,5 M / tahun
- Perawatan sumur : US\$ 2,9 M / tahun
- Logistik : US\$ 4,5 M / tahun
- Engineering : US\$ 0,6 M / tahun
- Chemical : US\$ 1,6 M / tahun
- Perawatan fasilitas plant : US\$ 1,2 M / tahun
- Biaya transportasi pipa (gas, liquid) : US\$ 35,1 M / tahun
- Biaya abandonment : US\$ 0,9 M / tahun
- Biaya FEL : US\$ 5 M (2 tahun pertama)
- Overhead Cost (20% dari total) : US\$ 10,5 M / tahun

Sedangkan yang termasuk dalam kategori Non – Rutin adalah:

- Overhaul / Exchange Turbomachinery (Generator, Compressor, Turbo Expander).
- Perawatan besar pompa dan kompressor refrigerasi.
- Pembersihan berkala peralatan statis (column, separator, tanki).
- Pembersihan dan inspeksi pipa (*pigging*).

Semua kegiatan non rutin dieksekusi berdasarkan jadwal tertentu sesuai dengan rekomendasi dari manufaktur ataupun bisa melebihi jadwal tergantung kepada kondisi aktual operasi yang ada.



Gambar 4.12 Profil distribusi biaya OPEX

## Analisa OPEX:

- Biaya Transportasi melalui Pipa

Hal yang menarik dalam kalkulasi OPEX adalah adanya biaya yang cukup signifikan dari biaya transportasi melalui jalur pipa (*pipeline tariff*) baik gas maupun condensate (US\$ 35,1 M / tahun) atau berkontribusi 55,3% dari total keseluruhan OPEX per tahun. Sehingga dalam perjalanannya sesuai dengan kapasitas produksi yang menurun maka biaya transportasi juga akan menurun. Dengan bergabungnya produk gas dan kondensat dari KPS B ke dalam jalur pipa transmisi KPS-A untuk selanjutnya mengikuti jalur distribusi pipa domestik dan regional yang telah tersedia maka akan diberlakukan tarif transportasi. Besaran tarif transportasi untuk gas adalah US\$ 0,69 / mscf sedangkan untuk transportasi liquid adalah US\$ 1,5 / bbl sesuai dengan harga yang berlaku saat ini.

- Biaya Perawatan Peralatan Turbomachinery

Dalam hal yang disebut dengan turbomachinery adalah semua peralatan dengan penggerak utama fluida baik gas maupun liquid. Peralatan yang berhubungan dengan hal ini adalah :

- Sales Gas Compressor
- Power Plant
- Turbo Expander
- Kompresor refrigerasi
- Berbagai jenis pompa.

Dalam pelaksanaannya maka semua unit *turbomachinery* akan mengalami perawatan besar (*major overhaul*) mengikuti siklus tertentu sesuai dengan rekomendasi dari vendor manufaktur dan mungkin akan bergerak menurut perubahan kondisi operasi yang ada.

- Biaya Tenaga Kerja

Jenis biaya yang termasuk kategori biaya tenaga kerja adalah:

- Gaji.
- Pengembangan personel.
- Logistik dan akomodasi

- Biaya perawatan sumur.

Untuk mempertahankan unjuk kerja dari sumur maka akan dilakukan langkah-langkah perawatan yang terdiri dari :

- Penggantian tubing
- Pembersihan perforasi
- Perawatan kepala sumur (well head)
- Acidizing
- Pengeboran ke zona perforasi baru.

- Biaya *Overhead*

Dalam hal ini meliputi semua biaya untuk mensupport aktivitas operasi di lapangan seperti HR, Engineering, Reservoir, Lawyer, Marketing, Logistic dan spare parts.

- Biaya perawatan LPG  
Semua peralatan yang digunakan dalam ekstraksi LPG adalah berupa column fraksionasi dan reboiler yang bersifat statis, hanya unit turbo-expander yang bersifat *turbomachinery* sehingga diperlukan perawatan berkala. Dalam desain umum peralatan statis maka akan di-desain dalam kurun waktu *life time* dari plant tersebut (20 tahun) dan hanya perawatan ringan yang diperlukan. Sehingga secara umum tidak ada biaya perawatan yang signifikan untuk fasilitas LPG.
- Biaya FEL  
Adalah biaya yang digunakan dimasa awal perencanaan proyek yang berupa biaya sewa jasa konsultan terhadap analisa *engineering* fasilitas permukaan, evaluasi reservoir, maupun perencanaan penjualan (*marketing*).
- Biaya Abandonment.  
Daam siklus suatu proyek maka setelah habis masa guna baik fasilitas maupun *reservoir* maka akan dilakukan proses *abandonment* yang bertujuan agar aktivitas explorasi dan produksi yang telah dilakukan tidak berdampak kepada lingkungan dan kehidupan sosial budaya masyarakat kembali seperti semula.

Detail biaya operasional (OPEX) disebutkan dalam **LAMPIRAN-C**.

#### 4.2.3 Pendapatan Dari Penjualan

Lapangan ARJUNA akan menghasilkan tiga (3) produk yaitu:

- Gas
- Kondensat
- LPG

Sesuai dengan karakteristik dari *deliverability* cadangan (*reservoir*) yang ada maka jumlah produksi baik gas, kondensat dan LPG akan berkurang sesuai dengan berjalannya waktu (Gambar 4.3 Profil produksi gas selama periode *Life Time Project*).

Perbedaan harga Heating Value (HV) berdasarkan mekanisme proses pemurnian gas alam yang di-aplikasikan akan juga menentukan *revenue* yang akan dihasilkan dengan tetap menetapkan *feed* gas yang sama dari sumur yaitu 150 mmscfd.

Hasil simulasi dengan menggunakan HYSYS akan memberikan informasi secara jelas berupa:

- Nilai konversi dari mmscfd ke mmbtud.
  - Tanpa ekstraksi LPG : 1,025 mmbtud / mmscfd
  - Dengan ekstraksi LPG: 1,001 mmbtud / mmscfd
- Jumlah produk yang dihasilkan (gas, kondensat dan LPG)
  - **Tanpa** ekstraksi LPG
    - Sales Gas : 128,5 mmscfd
    - Kondensat : 4,964 bpd
    - Rasio Kondensat / Gas : 33,09 bbl / mmscf
  - **Dengan** ekstraksi LPG
    - Sales Gas : 127,0 mmscfd
    - Kondensat : 4,975 bpd
    - Rasio Kondensat / Gas : 33,17 bbl / mmscf
    - LPG : 82 ton / hari
    - Rasio LPG / Gas : 0,55 ton / mmscf

Dalam penjualan produk baik gas, kondensat maupun LPG maka berlaku pajak yang nilainya sangat spesifik untuk setiap Kontrak Kerja Sama (KKS) antara kontraktor dengan pemerintah Indonesia dalam hal ini BPMIGAS. Secara konsep bagi hasil (*production sharing*) ini - berdasarkan *PSC Contract* KPS A yang saat ini sedang berlaku adalah sebagai berikut ini:

- Nilai (*value*) yang dikenai pajak adalah:
  - ”revenue penjualan – biaya operasi.”
- Total pajak yang berlaku adalah 44%.

## **SALES GAS**

Penjualan gas di Indonesia saat ini terbagi menjadi dua (2) kategori besar yaitu:

- Domestik.
- Export (regional)

Dari sisi harga jual gas yang saat ini berlaku maka terdapat perbedaan yang sangat signifikan yaitu:

- Domestik : US\$ 2 – 4 / mbtud
- Export : US\$ 9 – 12 / mbtud

Harga tersebut akan bergerak mengikuti harga jual minyak mentah di pasar dunia namun tentunya akan tetap dibatasi dengan nilai jual maksimum sesuai dengan klausul dalam kontrak (referensi: GSA – *Gas Sales Agreement* KPS A). Mengingat jumlah pendapatan yang sangat drastis (*revenue* export 300% lebih tinggi daripada pasar domestik) maka secara bisnis maka peluang export akan dimanfaatkan secara maksimal, hal ini juga ditunjang informasi dari pasar regional bahwa pasokan gas yang lebih dari volume saat ini masih sangat dibutuhkan. Namun dalam penentuan kontrak penjualan gas maupun hasil bumi lainnya maka peranan negara (dalam hal ini BPMIGAS) akan sangat menentukan dan harus mampu dipertanggungjawabkan kepada rakyat (dalam hal ini DPR) yang akan melakukan evaluasi bukan hanya dari sisi bisnis namun juga sosial-politik secara keseluruhan, sehingga kebutuhan pasar domestik untuk menunjang industri dan fasilitas pembangkit listrik di daerah Jawa Barat dan Batam menjadi prioritas walaupun secara jumlah pendapatan akan sangat jauh berbeda daripada penjualan berupa export. Berdasarkan kepada kondisi tersebut maka evaluasi hasil penjualan gas dalam penulisan tesis ini akan dialokasikan ke pasar domestik.

Berdasarkan hasil simulasi HYSYS maka jumlah total pendapatan yang diterima dari hasil penjualan produk gas saja dapat dikategorikan menjadi dua (2) kelompok besar dengan **tanpa pajak**, yaitu :

- **Tanpa** ekstraksi LPG
  - Pendapatan total 20 tahun (PV 10%) : US\$ 634 M – US\$ 1269 M
- **Dengan** ekstraksi LPG
  - Pendapatan total 20 tahun (PV 10%) : US\$ 612 M – US\$ 1224 M

Sedangkan jika pajak sebesar 44% diberlakukan maka nilai pendapatan (*revenue*) akan menjadi:

- **Tanpa** ekstraksi LPG
  - Pendapatan total 20 tahun (PV 10%) : US\$ 355 M – US\$ 711 M
- **Dengan** ekstraksi LPG
  - Pendapatan total 20 tahun (PV 10%) : US\$ 342 M – US\$ 685 M

### **KONDENSAT**

Produk liquid kondensat yang diperoleh tanpa ekstraksi LPG adalah 4964 bpd, sedangkan hasil simulasi HYSYS menyatakan bahwa kondensat yang terbentuk dari proses ekstraksi LPG adalah 11 bbl / hari atau secara keseluruhan akan berkontribusi sebesar 0,2%. Menilik kepada angka tersebut maka dalam hal ini efek penambahan kondensat hasil dari ekstraksi LPG tidak menjadi begitu dominan sehingga dapat diabaikan. Harga yang berlaku untuk penjualan kondensat juga sangat bergantung kepada harga jual minyak mentah di pasar dunia. Dalam tesis ini harga jual liquid kondensat yang digunakan adalah angka yang cukup mendekati untuk kondisi minyak mentah dunia di kisaran US\$ 60 – US\$ 70 bpd. Pendapatan **tanpa pajak** yang diperoleh dari penjualan produk kondensat adalah :

- Pendapatan total 20 tahun (PV 10%) : US\$ 594 M – US\$ 832 M

Sedangkan jika pajak (44%) diberlakukan maka nilai pendapatan dari kondensat:

- Pendapatan total 20 tahun (PV 10%) : US\$ 332 M – US\$ 466 M

**LPG**

Berdasarkan hasil simulasi HYSYS maka dengan desain sistem pemurnian gas alam yang diaplikasikan maka produk LPG yang diperoleh dengan rasio 0,55 ton / mmscf atau bila feed gas 150 mmscf maka akan dihasilkan LPG sebesar 82 ton per hari. Nilai 82 ton per hari ini merupakan **62%** dari total nilai kandungan komponen LPG (C3, i-C4 dan n-C4) dalam *feed* gas dari sumur. Harga jual produk LPG akan mengikuti kepada persamaan yang digunakan sebagai acuan Pemerintah Indonesia yaitu dengan revisi harga jual LPG ARAMCO:

$$\text{LPG Indonesia} = \text{CP ARAMCO} + 45,21\% + \text{Rp } 390,1 \quad (4.2)$$

Sedangkan informasi harga jual CP ARAMCO dalam tiga (3) tahun terakhir ini adalah:

- Tahun 2007 : US\$ 611,71 / ton
- Tahun 2008 : US\$ 779,71 / ton
- Tahun 2009 : US\$ 475,80 / ton

Berdasarkan harga tersebut maka dalam tesis ini harga jual produk LPG Indonesia akan menggunakan parameter minimum – maximum:

- Minimum : US\$ 691 / ton (CP ARAMCO: US\$ 476 / ton)
- Maximum : US\$ 1132 / ton (CP ARAMCO: US\$ 780 / ton)

Sehingga hasil dari penjualan LPG (**tanpa pajak**) adalah:

- Pendapatan total 20 tahun (PV 10%) : US\$ 134 M – US\$ 220 M

Sedangkan nilai penjualan LPG setelah diberlakukan pajak 44% adalah:

- Pendapatan total 20 tahun (PV 10%) : US\$ 75 M – US\$ 123 M

**PENDAPATAN (REVENUE) TOTAL**

Berdasarkan hasil total penjualan dari produk Gas, Kondensat dan LPG maka dapat dilakukan evaluasi secara menyeluruh selama periode *life time* (20 tahun) dari Poyek Lapangan Arjuna ini yaitu dengan kategori Minimum dan Maksimum yang tergantung pada harga jual produk di pasaran. Semua perhitungan didasarkan kepada *Present Value* (NPV) dengan suku bunga / *interest* (i) sebesar 10% dan nilai besaran pajak yang diberlakukan adalah 44%.

**MINIMUM**

- **Tanpa** ekstraksi LPG.

- Gas : US\$ 355 M
- Kondensat : US\$ 332 M

----- (+)

Total : US\$ 687 M

- **Dengan** ekstraksi LPG.

- Gas : US\$ 342 M.
- Kondensat : US\$ 332 M
- LPG : US\$ 75 M

----- (+)

Total : US\$ 749 M

- Dengan nilai minimum maka **Tanpa** dan **Dengan** ekstraksi LPG akan terdapat perbedaan pendapatan: US\$ 62 M.

**MAXIMUM**

• **Tanpa** ekstraksi LPG.

- Gas : US\$ 711 M

- Kondensat : US\$ 466 M

----- (+)

Total : US\$ 1177 M

• **Dengan** ekstraksi LPG.

- Gas : US\$ 685 M.

- Kondensat : US\$ 466 M

- LPG : US\$ 123 M

----- (+)

Total : US\$ 1.274 M

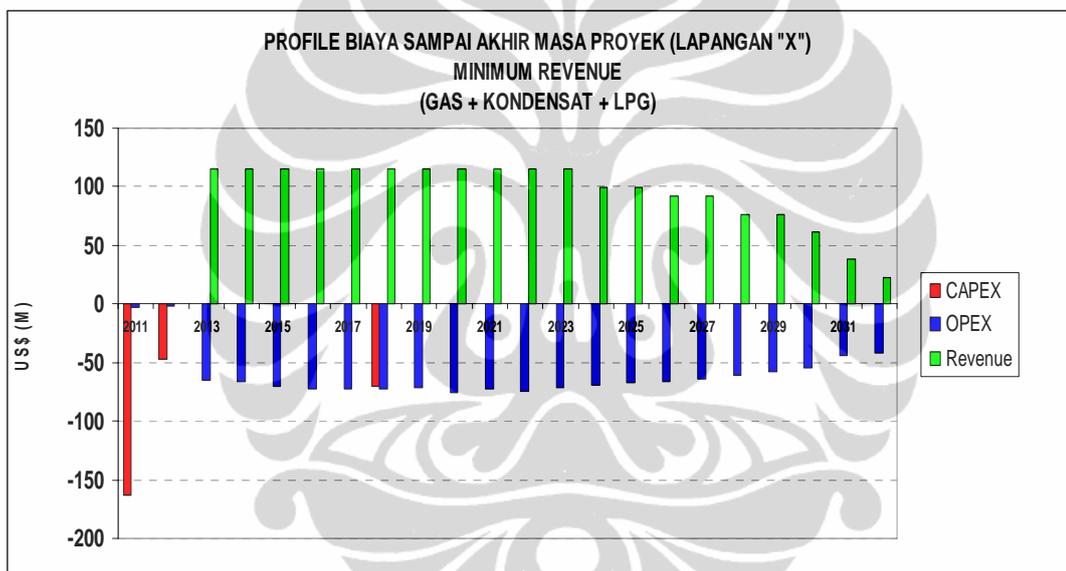
- Dengan nilai maximum maka **Tanpa** dan **Dengan** ekstraksi LPG akan terdapat perbedaan pendapatan: US\$ 97 M.

Detail perhtiungan nilai penjualan produk baik gas, kondensat dan LPG dengan konsep *Present Value* (PV), suku bunga 10% dan pajak 44% secara lengkap terdapat di **LAMPIRAN-D**.

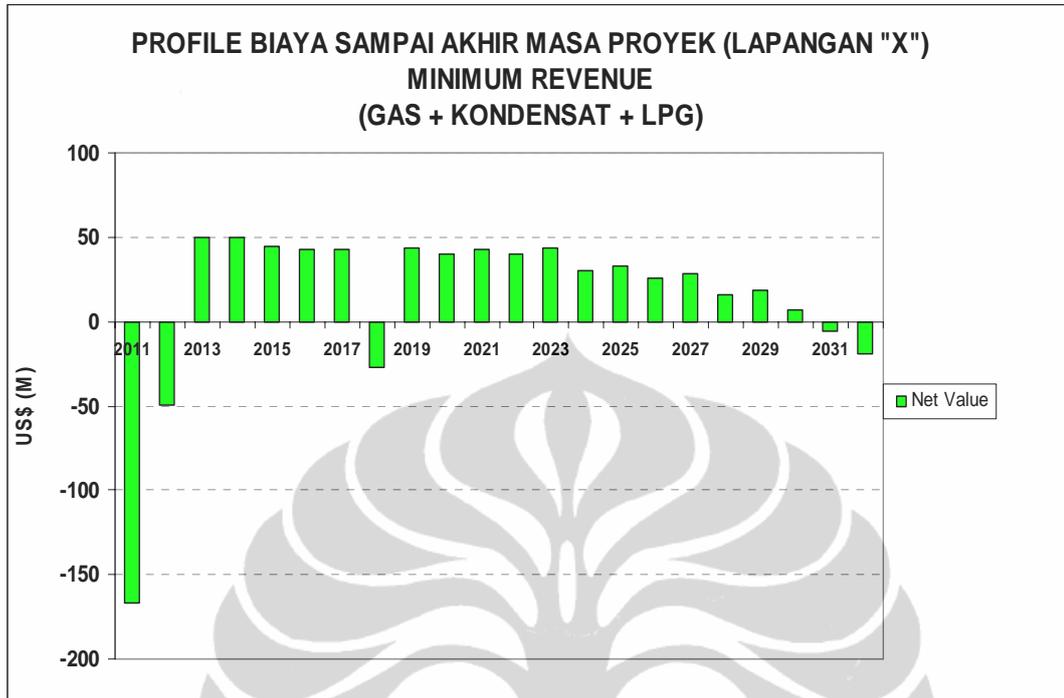
#### 4.2.4 Analisa Net Present Value (NPV) Untuk Fasilitas Gas, Kondensat dan LPG

Berdasarkan uraian dari CAPEX, OPEX dan pendapatan dari harga penjualan maka dapat dilakukan analisa *Net Present Value* (NPV) untuk mengevaluasi apakah proyek ini secara ekonomis mampu memberikan hasil yang menguntungkan. Ringkasan biaya yang terkait dengan pengembangan fasilitas Lapangan "X" adalah sebagai berikut ini:

#### MINIMUM REVENUE (GAS + KONDENSAT + LPG)



Gambar 4.13 Profil distribusi biaya CAPEX, OPEX dan Pendapatan dari Penjualan (harga jual minimum)

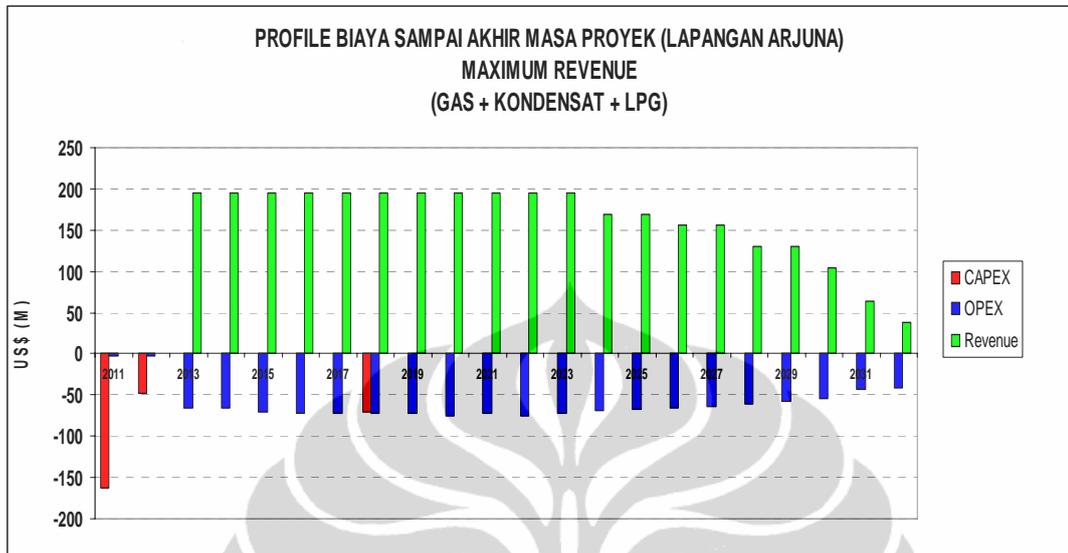


Gambar 4.14 Profil distribusi biaya net per tahun (harga jual minimum)

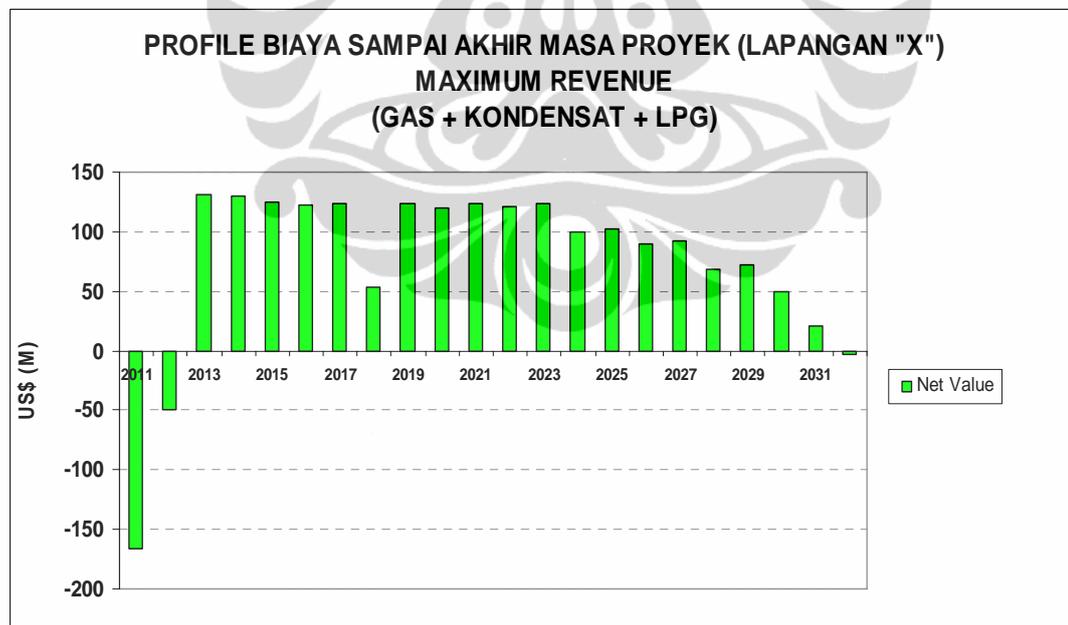
Dengan nilai pajak yang telah ditambahkan sebesar 44% dan dengan asumsi suku bunga (i) yang divariasikan maka total NPV untuk periode 20 tahun adalah:

- i: 10% : NPV = US\$ 265 M
- i: 20% : NPV = US\$ 32 M
- i: 23% : NPV = US\$ 0 M

**MAXIMUM REVENUE (GAS + KONDENSAT + LPG)**



Gambar 4.15 Profil distribusi biaya CAPEX, OPEX dan Pendapatan dari Penjualan (harga jual maximum)



Gambar 4.16 Profil distribusi biaya net per tahun (harga jual maximum)

Dengan nilai pajak yang telah ditambahkan sebesar 44% dan dengan asumsi suku bunga ( $i$ ) yang divariasikan maka total NPV untuk periode 20 tahun adalah:

- $i: 10\%$  : NPV = US\$ 789 M
- $i: 20\%$  : NPV = US\$ 295 M
- $i: 30\%$  : NPV = US\$ 88 M
- $i: 38\%$  : NPV = US\$ 0 M

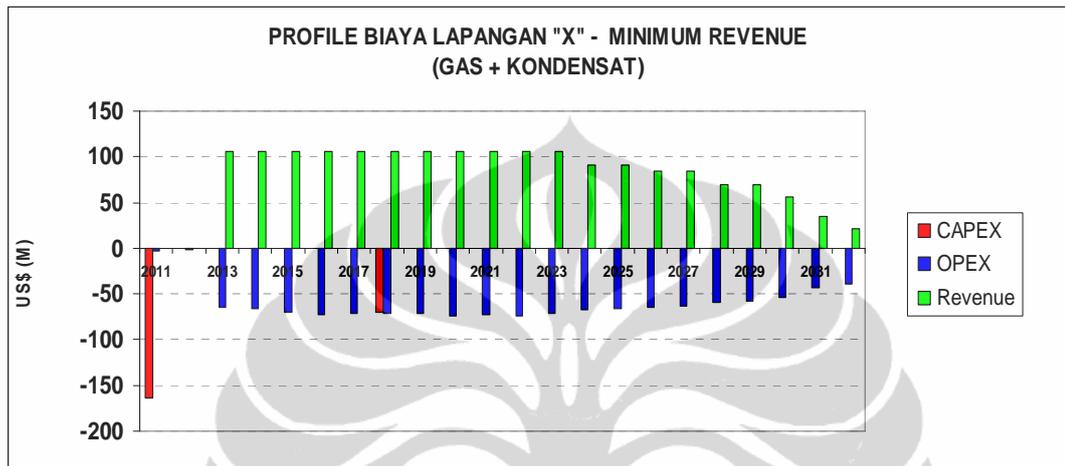
Menilik kepada hasil evaluasi NPV diatas dengan ringkasan sebagai berikut ini:

- Pendapatan minimum : IRR - 23%
- Pendapatan maximum : IRR - 38%

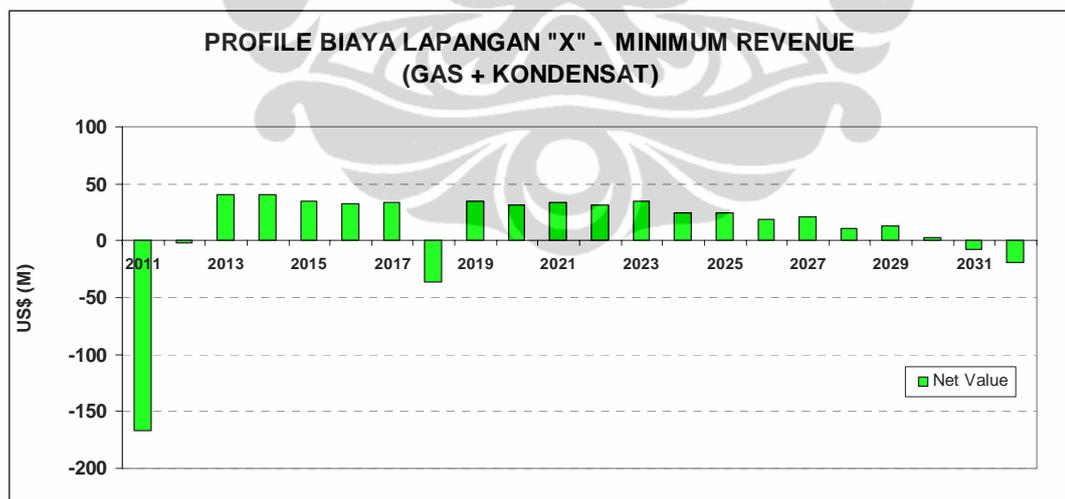
Maka kedua opsi tersebut memberikan harga *Internal Rate of Return* (IRR) yang jauh diatas nilai suku bunga bank yang biasanya bergerak pada koridor nilai 10%. Sehingga dalam hal ini opsi pengembangan Lapangan “X” dengan produk gas, kondensat dan LPG mampu memberikan hasil yang positif (menguntungkan) secara analisa ke-ekonomian.

#### 4.2.5 Analisa Net Present Value (NPV) Untuk Fasilitas Gas dan Kondensat

Sebagai tahapan pembandingan terhadap nilai NPV dari fasilitas sebelumnya dengan produk gas, kondensat dan LPG maka evaluasi NPV terhadap *existing facility* dalam hal ini yang memproduksi gas dan kondensat perlu dilampirkan seperti berikut ini:



Gambar 4.17 Profil distribusi biaya CAPEX, OPEX dan Pendapatan dari Penjualan (harga jual MINIMUM)

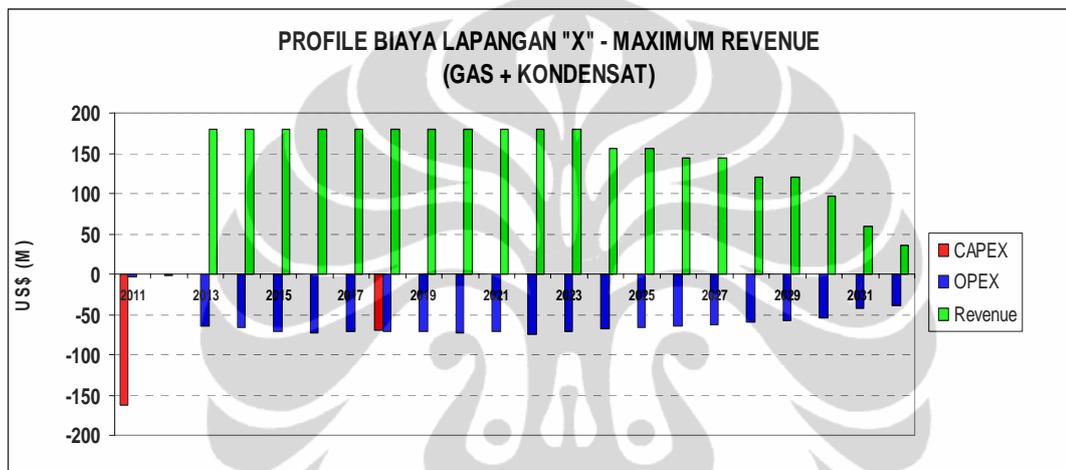


Gambar 4.18 Profil distribusi biaya net per tahun (harga jual MINIMUM)

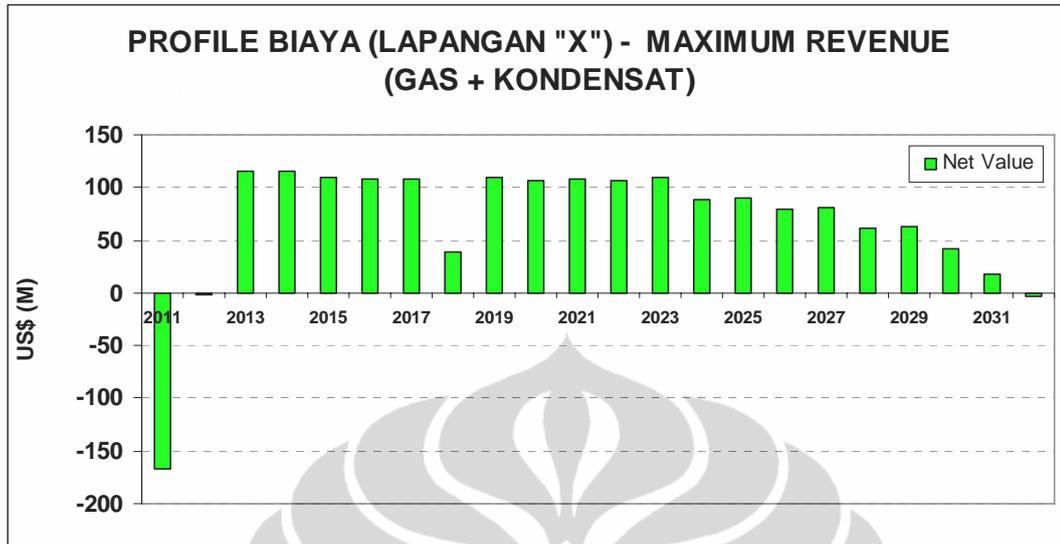
Perhitungan IRR untuk harga jual produk (Gas dan Kondensat) MINIMUM adalah sebagai berikut ini:

- i: 10% : NPV = US\$ 252 M
- i: 20% : NPV = US\$ 48 M
- i: 25% : NPV = US\$ 0 M

Sedangkan untuk harga jual MAXIMUM menyatakan:



Gambar 4.19 Profil distribusi biaya CAPEX, OPEX dan Pendapatan dari Penjualan (harga jual MAXIMUM)



Gambar 4.20 Profil distribusi biaya net per tahun (harga jual MAXIMUM)

Perhitungan IRR untuk harga jual produk (Gas dan Kondensat) MAXIMUM adalah sebagai berikut ini:

- i: 10% : NPV = US\$ 740 M
- i: 20% : NPV = US\$ 294 M
- i: 30% : NPV = US\$ 107 M
- i: 40% : NPV = US\$ 13 M
- i: 42% : NPV = US\$ 0 M

Menilik kepada hasil evaluasi NPV untuk Opsi pengembangan fasilitas dengan produk Gas + Kondensat diatas dengan ringkasan sebagai berikut ini:

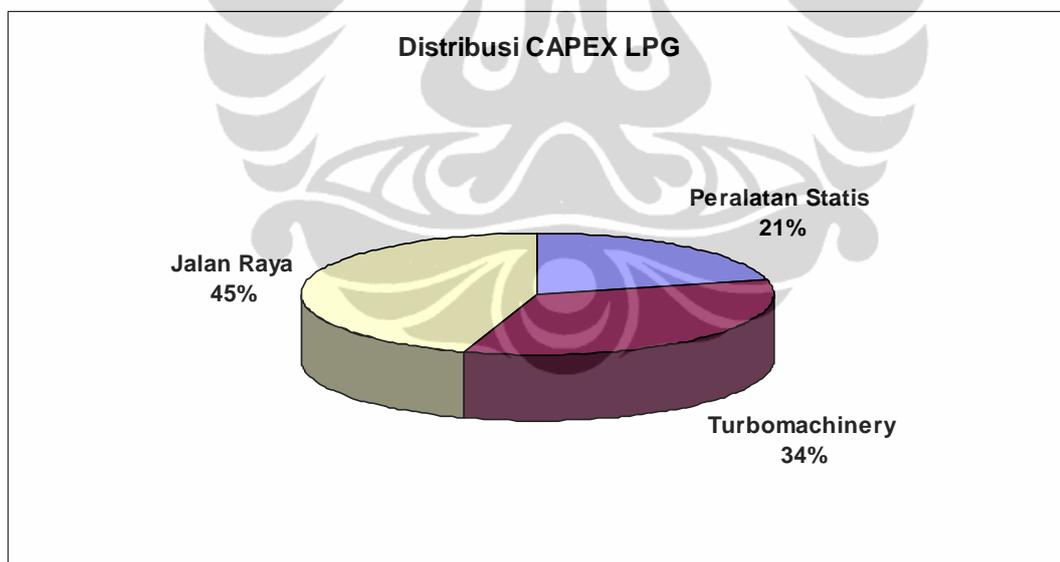
- Pendapatan minimum : IRR - 25%
- Pendapatan maximum : IRR - 42%

#### 4.2.6 Analisa Net Present Value (NPV) Untuk Fasilitas LPG

Sesuai dengan batasan masalah yang telah diajukan sebelumnya (Bab. 1) maka titik berat evaluasi akan menilai apakah dengan penambahan fasilitas ekstraksi LPG beserta komponen pendukungnya (seperti *upgrade* jalan raya) mampu memberikan hasil NPV yang positif, namun sebelumnya komponen biaya yang spesifik berhubungan dengan LPG harus di-identifikasi secara jelas sehingga hasil evaluasi biaya mencerminkan unjuk kerja dari LPG itu sendiri.

##### CAPEX (US\$ 40,1 M)

- Peralatan Statis : Heat Exchanger, De-Ethanizer, De-Propanizer, LPG *Storage Tank*
- Turbomachinery : Turbo expander, *Upgrade Sales Gas Compressor*
- Biaya perbaikan jalan raya sejauh 100 km.



Gambar 4.21 Profil distribusi biaya CAPEX untuk fasilitas LPG

### **OPEX**

- Biaya perawatan jalan : US\$ 300K / tahun
- Biaya perawatan peralatan statis : US\$ 250K – 600K / tahun.
- Biaya perawatan turbomachinery.
- LPG tidak menggunakan konsep *pipeline tariff* dikarenakan titik penjualan adalah di Lapangan “X”.

### **HARGA JUAL LPG (MINIMUM)**

- i: 10% : NPV = US\$ 25 M
- i: 16% : NPV = US\$ 0 M

### **HARGA JUAL LPG (MAXIMUM)**

- i: 10% : NPV = US\$ 73 M
- i: 20% : NPV = US\$ 13 M
- i: 25% : NPV = US\$ 0 M

Maka kedua opsi perhitungan NPV untuk fasilitas ekstraksi LPG di Lapangan “X” memberikan harga *Rate of Return (ROR)* yang diatas nilai suku bunga bank yang biasanya bergerak pada nilai 10%. Sehingga dalam hal ini opsi pengembangan Lapangan “X” dalam hal ini LPG mampu memberikan hasil yang positif (menguntungkan) secara analisa ke-ekonomian.

### 4.3 Pay Out Time (POT)

Dalam persamaan (2.9) disebutkan bahwa nilai P.O T akan dapat di-evaluasi jika sebelumnya telah ditentukan nilai suku bunga ( $i$ ) sehingga total *Net Present Value* (NPV) menjadi nol.

$$0 = -P + \sum_{t=1}^{i=n} NCF(P/F, i, t) \quad (2.9)$$

Keterangan:

NCF : Net Cash Flow

Dalam tesis ini nilai suku bunga ( $i$ ) biasa disebutkan dalam istilah *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR) yang biasanya ditentukan besarnya oleh masing-masing perusahaan pelaku bisnis, namun secara umum nilai MARR tidak akan jauh dari nilai suku bunga bank yang berlaku yaitu di kisaran 10%. Maka dengan menggunakan nilai MARR (10%) sebagai titik acuan evaluasi ke-ekonomian maka POT dapat dihitung dengan hasil sebagai berikut ini:

- Produk Gas, Kondensat, LPG harga jual minimum : 6,3 tahun.
- Produk Gas, Kondensat, LPG harga jual maximum : 3,8 tahun.
- Produk Gas dan Kondensat harga jual minimum : 5,7 tahun.
- Produk Gas dan Kondensat harga jual maximum : 3,6 tahun.
- Produk LPG (harga jual minimum) : 9,5 tahun.
- Produk LPG (harga jual maximum) : 5,9 tahun.

#### 4.4 Evaluasi Sensitivitas

Parameter yang digunakan dalam evaluasi sensitivitas adalah:

- Harga jual gas alam.
- Harga jual kondensat.
- Harga jual LPG.
- Harga Baja.
- Biaya operasional (OPEX)

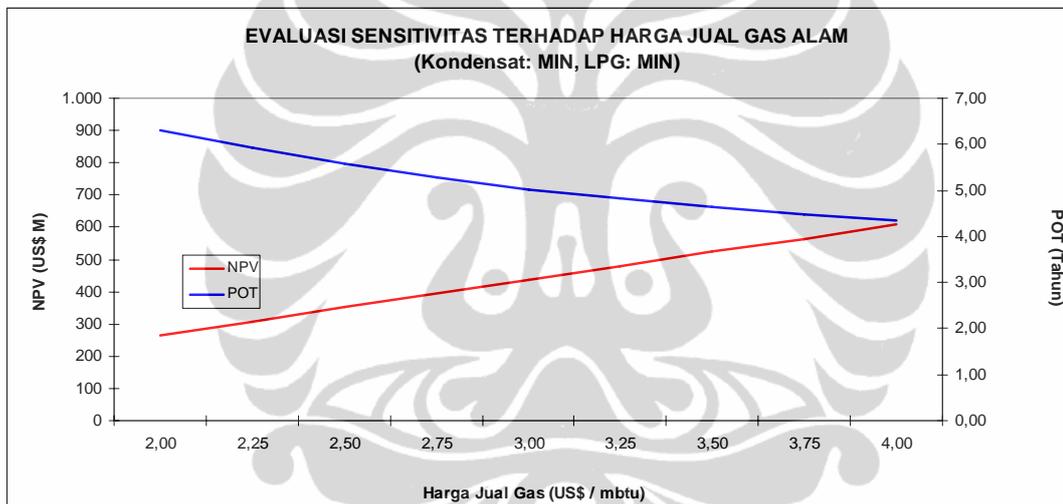
Dalam perhitungan sensitivitas ini maka parameter *Internal Rate of Return* (IRR) ditetapkan sebagai variable konstan dengan nilai 10%, sedangkan nilai yang akan menjadi parameter evaluasi adalah:

- *Net Present Value* (NPV)
- *Pay Out Time* (POT).

##### 4.4.1 Evaluasi Sensitivitas Terhadap Harga Gas Alam

Harga jual gas alam yang telah ditentukan untuk pasar domestik adalah US\$ 4 – US\$ 4 per mbtu. Dari parameter tersebut evaluasi sensitivitas dilakukan dengan cara menetapkan beberapa parameter lain sebagai variabel konstan (IRR, harga jual kondensat, harga jual LPG).

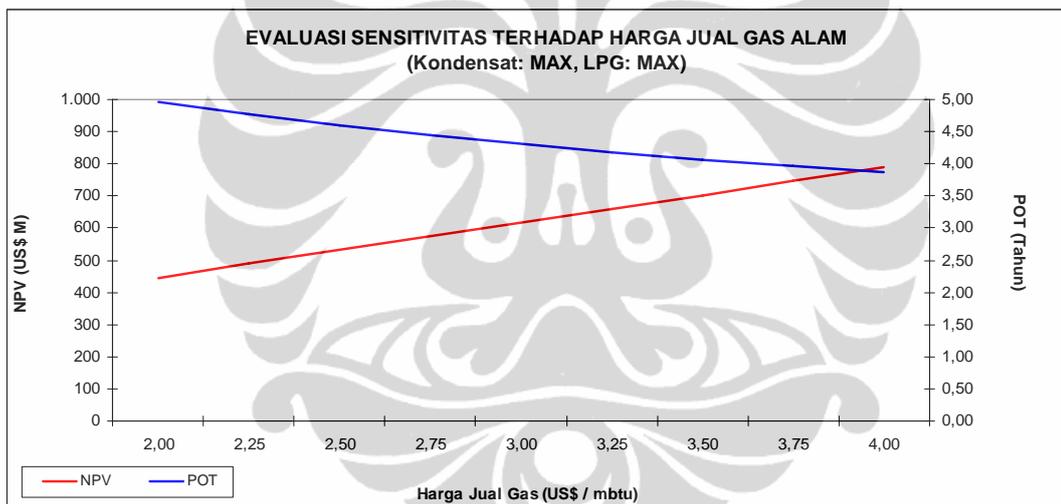
IRR: 10%		
Kondensat: MIN (US\$ 50 / bbl)		
LPG: MIN (US\$ 691 / ton)		
Sales Gas (US\$ / mbtu)	NPV (US\$ M)	POT
2,00	265	6,30
2,25	308	5,93
2,50	351	5,57
2,75	394	5,28
3,00	437	5,01
3,25	480	4,82
3,50	523	4,63
3,75	565	4,48
4,00	608	4,34



Gambar 4.22 Evaluasi Sensitivitas Terhadap Harga Jual Gas Alam  
(IRR: 10%, Kondensat: Minimum, LPG: Minimum)

**IRR: 10%**  
**Kondensat: MAX (US\$ 70 / bbl)**  
**LPG: MAX (US\$ 1131 / ton)**

Sales Gas (US\$ / mbtu)	NPV (US\$ M)	POT
2,00	446	4,96
2,25	489	4,77
2,50	532	4,59
2,75	575	4,44
3,00	617	4,31
3,25	660	4,17
3,50	703	4,06
3,75	746	3,96
4,00	789	3,87

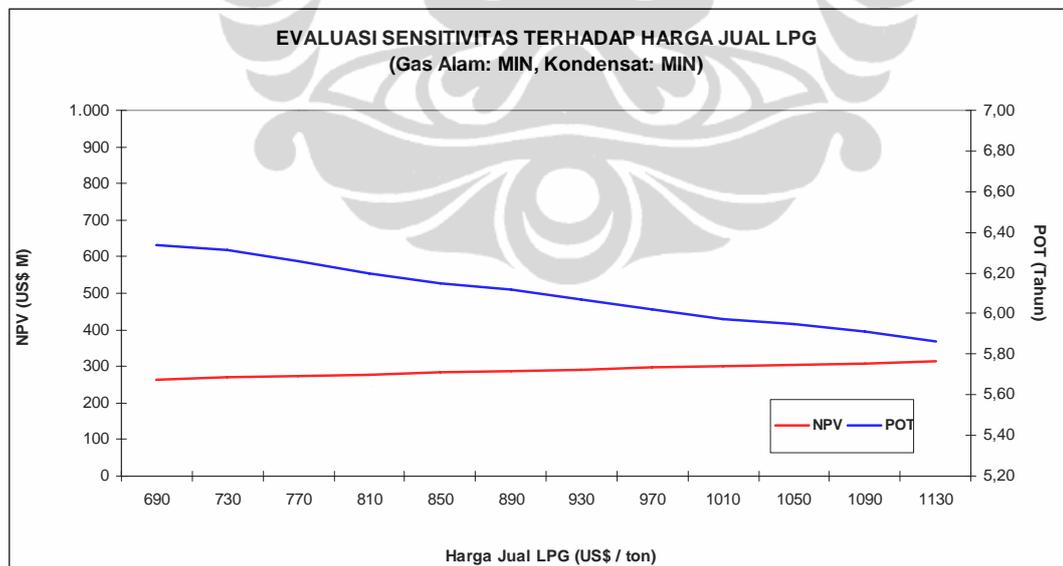


Gambar 4.23 Evaluasi Sensitivitas Terhadap Harga Jual Gas Alam  
 (IRR: 10%, Kondensat: Maksimum, LPG: Maksimum)

#### 4.4.2 Evaluasi Sensitivitas Terhadap Harga LPG

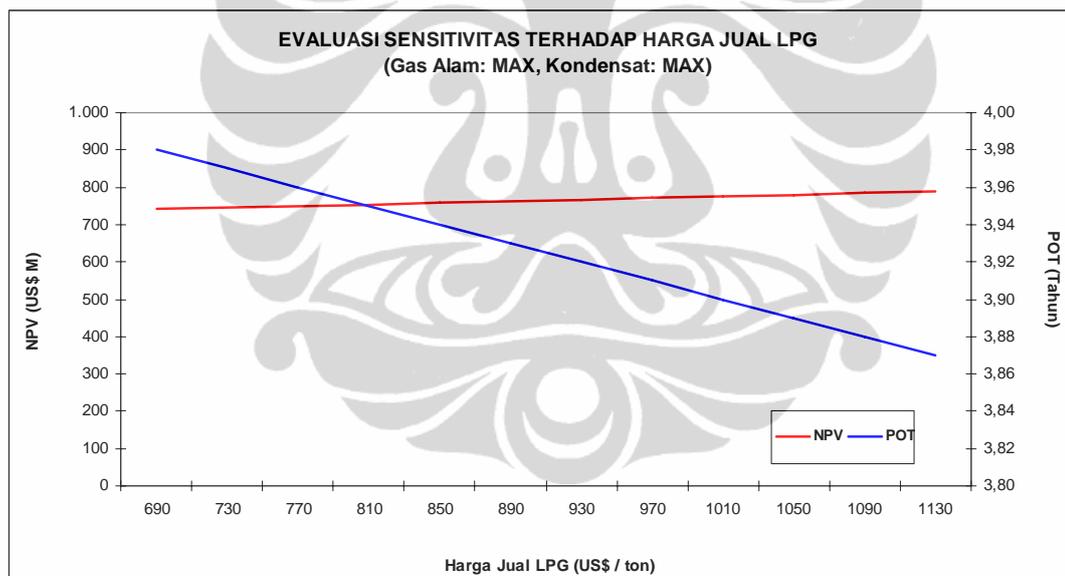
Harga yang menjadi acuan untuk penjualan produk LPG adalah berdasarkan peraturan pemerintah Indonesia yang menyatakan CP ARAMCO sebagai referensi dan dilakukan revisi menurut kondisi pasar domestik yang ada (sub bab 4.2.3)

IRR: 10%		
Gas Alam: MIN (US\$ 2 / mbtu)		
Kondensat: MIN (US\$ 50 /bbl)		
Sales Gas (US\$ / mbtu)	NPV (US\$ M)	POT
690	265	6,34
730	270	6,31
770	274	6,26
810	278	6,20
850	283	6,15
890	287	6,12
930	291	6,07
970	296	6,02
1010	300	5,97
1050	305	5,95
1090	309	5,91
1130	313	5,86



Gambar 4.24 Evaluasi Sensitivitas Terhadap Harga Jual LPG  
(IRR: 10%, Gas Alam: Minimum, Kondensat: Minimum)

IRR: 10% Gas Alam: <b>MAX (US\$ 4 / mbtu)</b> Kondensat: <b>MAX (US\$ 70 / bbl)</b>		
Sales Gas (US\$ / mbtu)	NPV (US\$ M)	POT
690	741	3,98
730	745	3,97
770	749	3,96
810	754	3,95
850	758	3,94
890	763	3,93
930	767	3,92
970	771	3,91
1010	776	3,90
1050	780	3,89
1090	784	3,88
1130	789	3,87

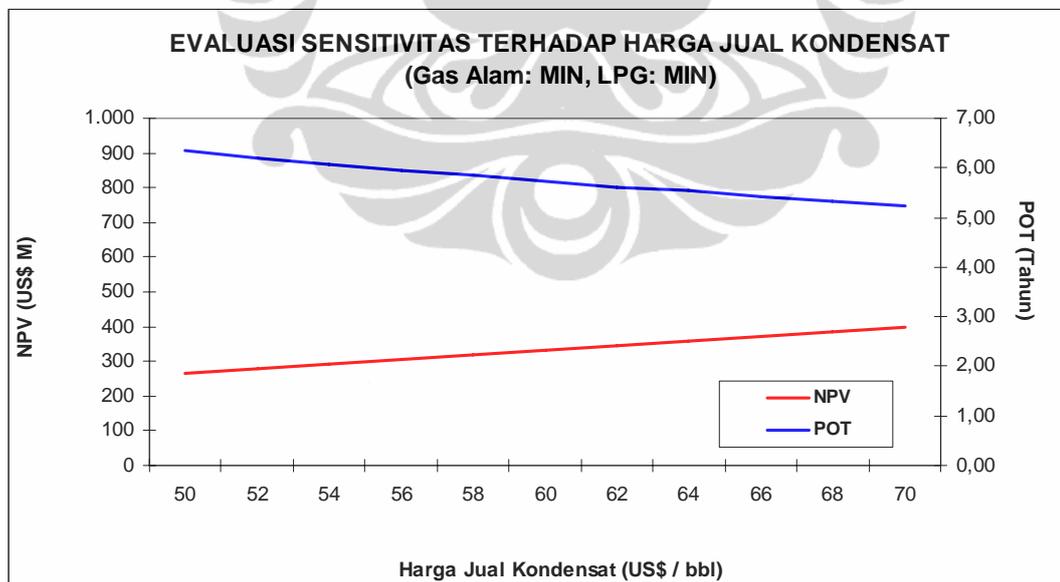


Gambar 4.25 Evaluasi Sensitivitas Terhadap Harga Jual LPG  
(IRR: 10%, Gas Alam: Maksimum, Kondensat: Maksimum)

#### 4.4.3 Evaluasi Sensitivitas Terhadap Harga Kondensat

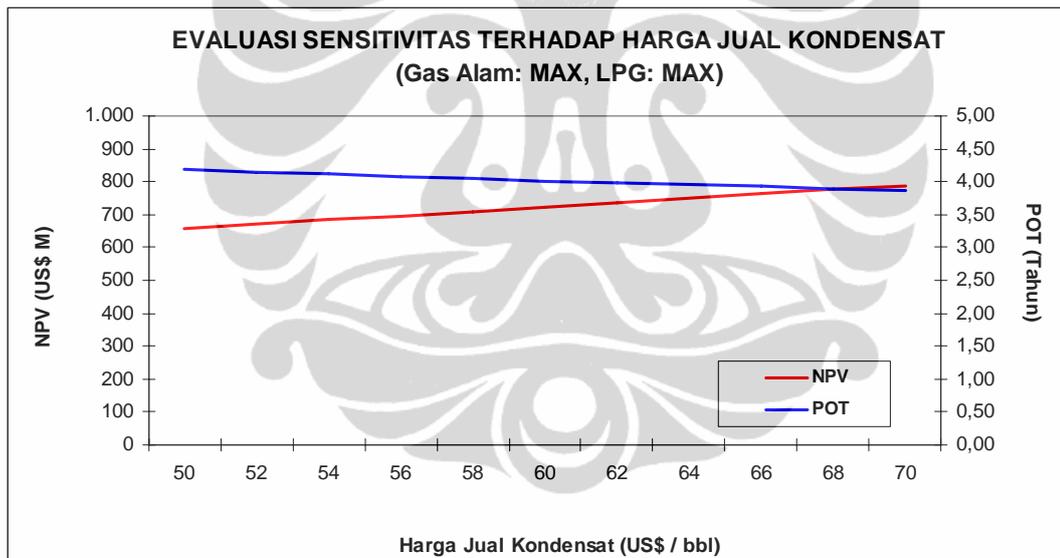
Harga kondensat akan berfluktuasi tergantung harga minyak mentah di pasar dunia, namun berdasarkan dari sejarah maka nilai jual produk kondensat akan berkisar antara US\$ 50 – US\$ 70 per barrel.

IRR: 10% Gas Alam: MIN (US\$ 2 / mbtu) LPG: MIN (US\$ 690 / ton)		
Sales Gas (US\$ / mbtu)	NPV (US\$ M)	POT
50	265	6,34
52	279	6,20
54	292	6,07
56	305	5,95
58	318	5,84
60	332	5,72
62	345	5,62
64	358	5,53
66	371	5,43
68	385	5,34
70	398	5,24



Gambar 4.26 Evaluasi Sensitivitas Terhadap Harga Jual Kondensat  
(IRR: 10%, Gas Alam: Minimum, LPG: Minimum)

IRR: 10%		
Gas Alam: MAX (US\$ 4 / mbtu)		
LPG: MAX (US\$ 1130 / ton)		
Sales Gas (US\$ / mbtu)	NPV (US\$ M)	POT
50	656	4,19
52	670	4,15
54	683	4,11
56	696	4,07
58	709	4,04
60	723	4,01
62	736	3,99
64	749	3,96
66	762	3,93
68	776	3,90
70	789	3,87



Gambar 4.27 Evaluasi Sensitivitas Terhadap Harga Jual Kondensat  
(IRR: 10%, Gas Alam: Maximum, LPG: Maximum)

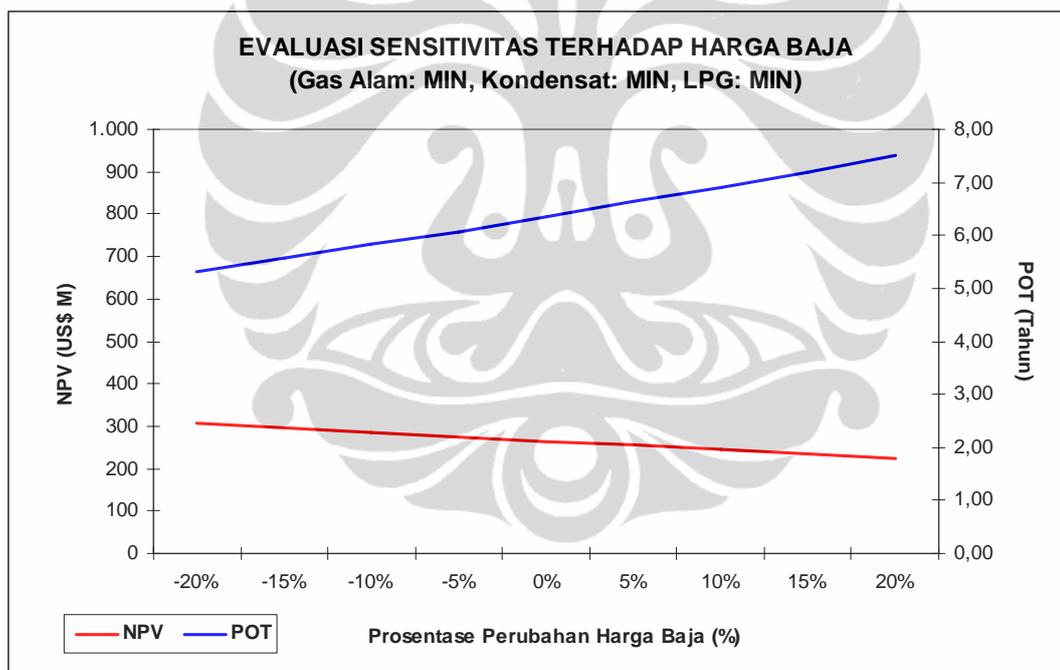
#### **4.4.4 Evaluasi Sensitivitas Terhadap Harga Baja**

Kenaikan atau penurunan harga baja akan berimbas kepada biaya konstruksi awal (CAPEX). Dalam hal ini diasumsikan bahwa perubahan harga baja akan menyebabkan perubahan CAPEX secara proporsional atau sebanding dengan prosentase perubahan harga baja yang berlaku. Evaluasi sensitivitas akan dilakukan dengan mengasumsikan perubahan harga baja -20% sampai +20%.



IRR: 10%  
 Gas Alam: **MIN (US\$ 2 / mbtu)**  
 Kondensat: **MIN (US\$ 50 / bbl)**  
 LPG : **MIN (US\$ 690 / ton)**

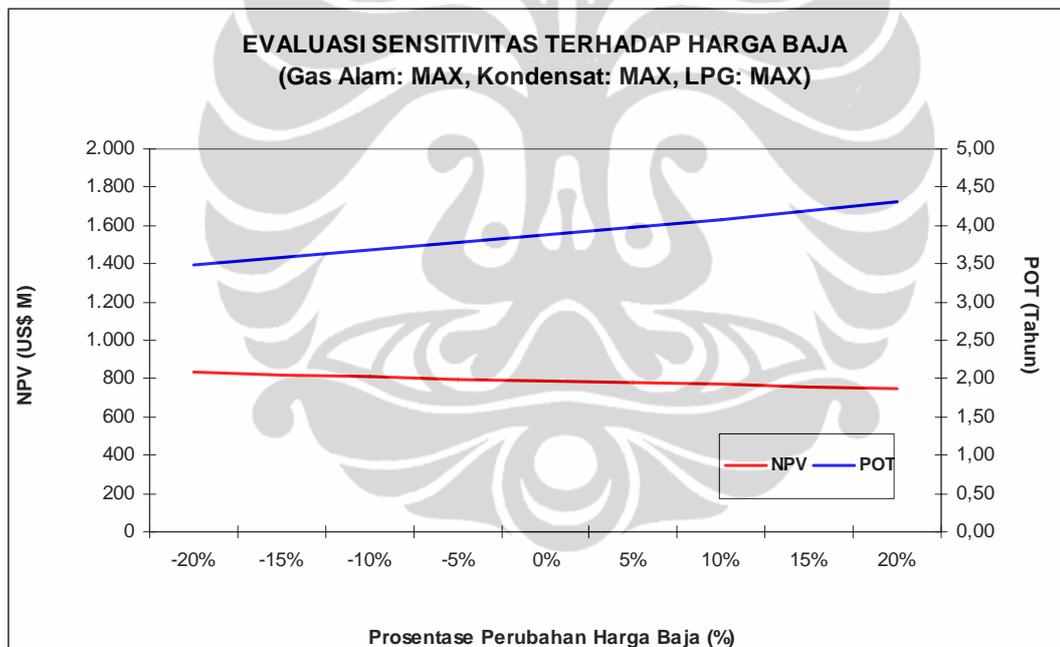
Perubahan Harga Baja (%)	CAPEX (US\$ M)	NPV (US\$ M)	POT
-20%	168	307	5,31
-15%	179	297	5,58
-10%	189	286	5,82
-5%	200	276	6,07
0%	210	265	6,34
5%	221	255	6,63
10%	231	244	6,89
15%	242	234	7,20
20%	253	223	7,52



Gambar 4.28 Evaluasi Sensitivitas Terhadap Harga Baja  
 (IRR: 10%, Gas Alam: Minimum, Kondensat: Minimum, LPG: Minimum)

IRR: 10%  
 Gas Alam: **MAX (US\$ 4 / mbtu)**  
 Kondensat: **MAX (US\$ 70 / bbl)**  
 LPG : **MAX (US\$ 1130 / ton)**

Perubahan Harga Baja (%)	CAPEX (US\$ M)	NPV (US\$ M)	POT
-20%	168	831	3,49
-15%	179	821	3,59
-10%	189	810	3,68
-5%	200	799	3,78
0%	210	789	3,87
5%	221	778	3,98
10%	231	768	4,08
15%	242	757	4,19
20%	253	747	4,31

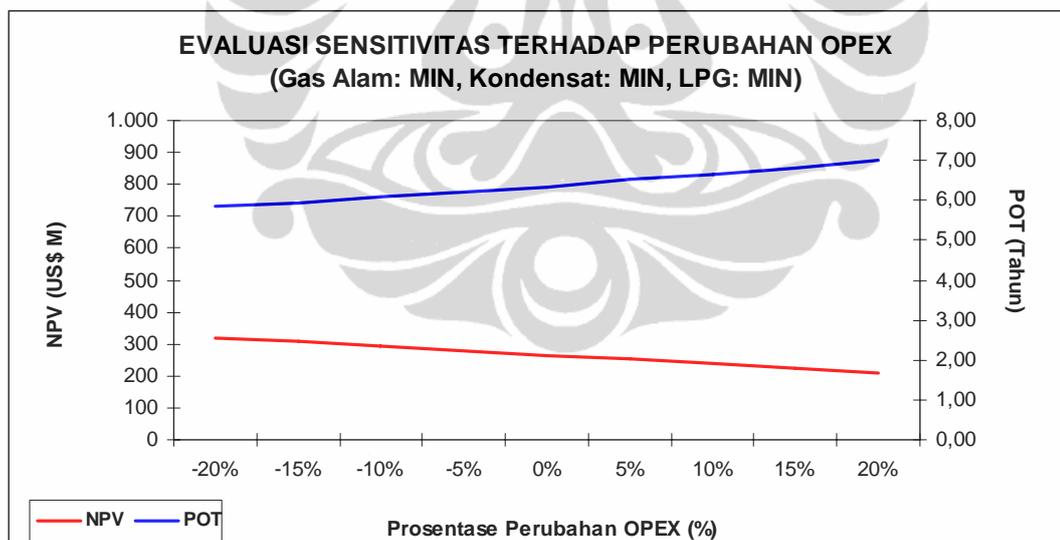


Gambar 4.29 Evaluasi Sensitivitas Terhadap Harga Baja  
 (IRR: 10%, Gas Alam: Maximum, Kondensat: Maximum, LPG: Maximum)

#### 4.4.5 Evaluasi Sensitivitas Terhadap Perubahan OPEX

Seperti telah dijelaskan sebelumnya bahwa komponen OPEX yang terbesar adalah pipeline tariff (55%) sebagai biaya transportasi baik produk gas alam maupun liquid kondensat.

IRR: 10% Gas Alam: MIN (US\$ 2 / mbtu) Kondensat: MIN (US\$ 50 / bbl) LPG : MIN (US\$ 690 / ton)		
Perubahan OPEX (%)	NPV (US\$ M)	POT
-20%	320	5,84
-15%	306	5,95
-10%	293	6,07
-5%	279	6,20
0%	265	6,34
5%	252	6,51
10%	238	6,66
15%	224	6,82
20%	211	7,00

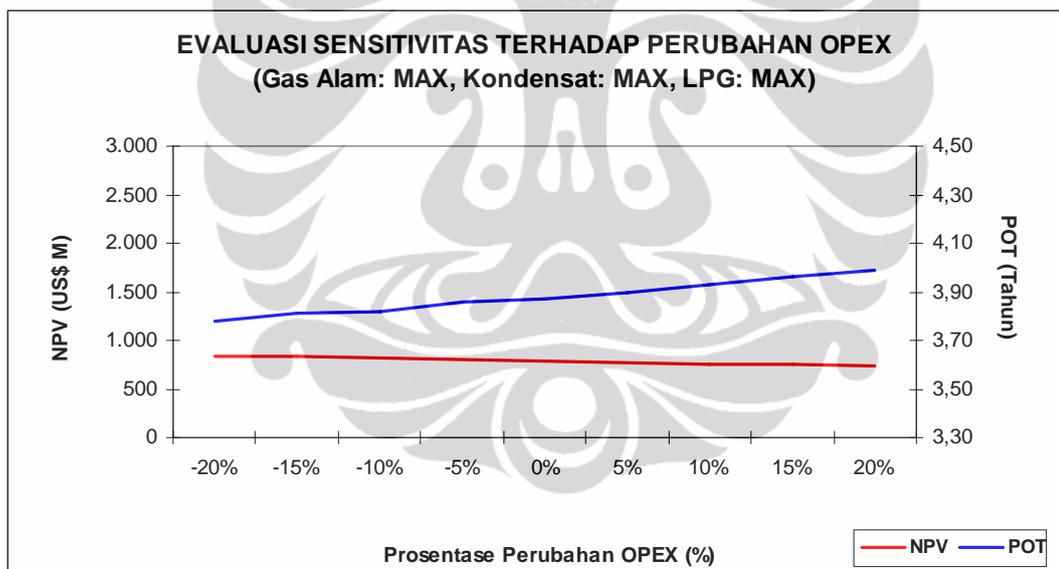


Gambar 4.30 Evaluasi Sensitivitas Terhadap OPEX

(IRR: 10%, Gas Alam: Minimum, Kondensat: Minimum, LPG: Minimum)

**IRR: 10%**  
**Gas Alam: MAX (US\$ 4 / mbtu)**  
**Kondensat: MAX (US\$ 70 / bbl)**  
**LPG : MAX (US\$ 1130 / ton)**

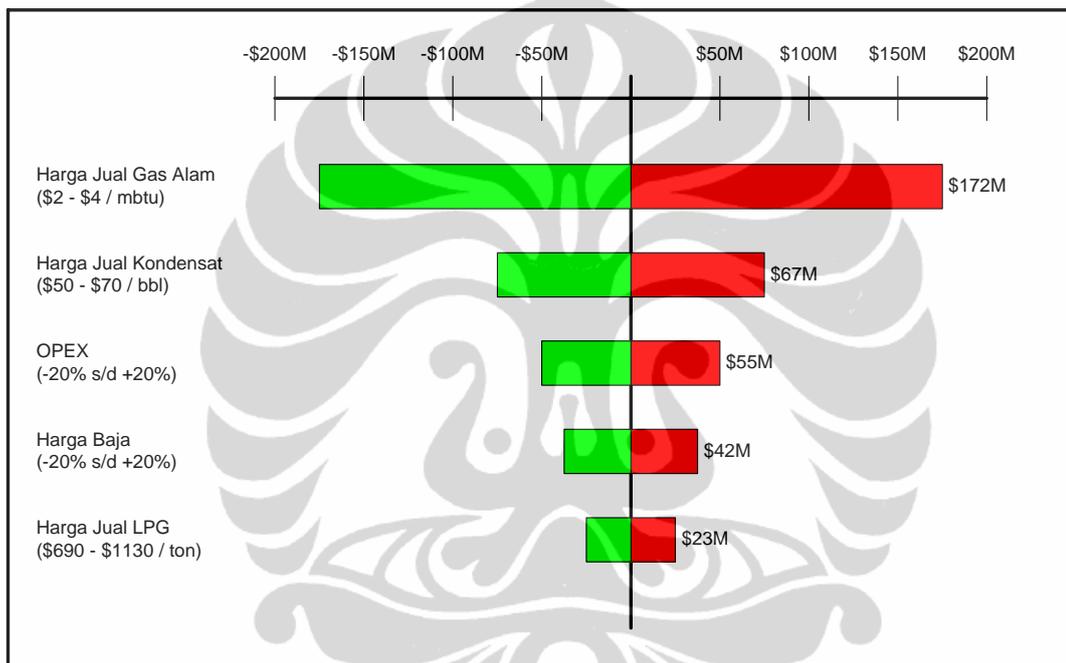
Perubahan OPEX (%)	NPV (US\$ M)	POT
-20%	844	3,78
-15%	830	3,81
-10%	816	3,82
-5%	803	3,86
0%	789	3,87
5%	775	3,90
10%	762	3,93
15%	748	3,96
20%	734	3,99



Gambar 4.31 Evaluasi Sensitivitas Terhadap OPEX  
 (IRR: 10%, Gas Alam: Maximum, Kondensat: Maximum, LPG: Maximum)

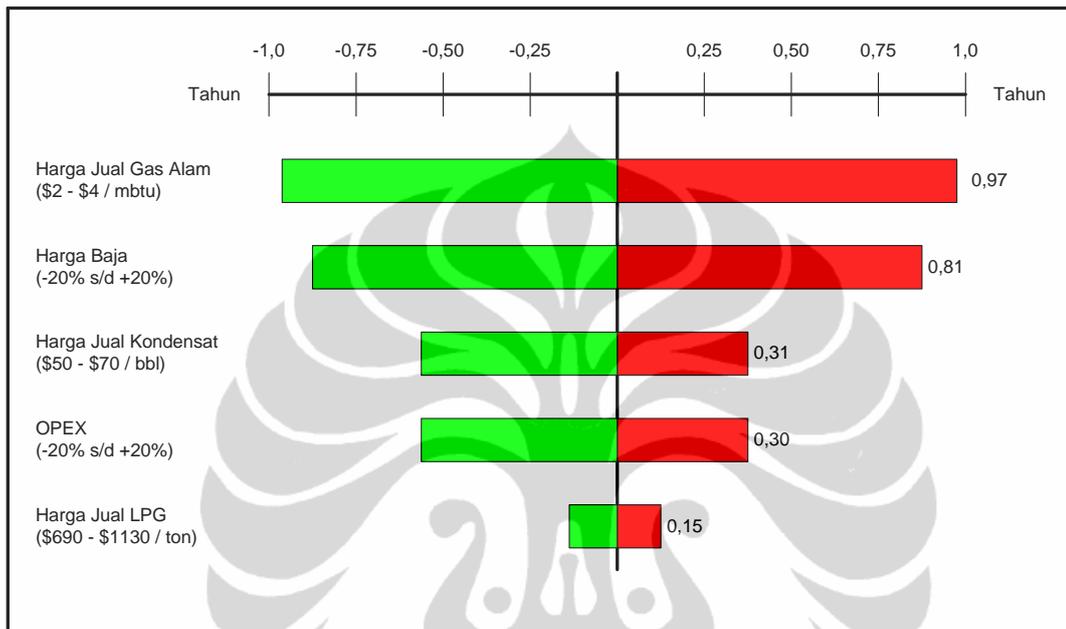
#### 4.4.6 Evaluasi Sensitivitas Secara Keseluruhan

Pada gambar 4.32 berikut ini terlihat bahwa komponen yang paling sensitif dalam hal ini yang mampu menyebabkan perubahan yang sangat signifikan dari sisi NPV (IRR-10%) selama periode aktif Lapangan "X" ini (20 tahun) adalah komponen Harga Jual Gas Alam kemudian disusul dengan harga jual kondensat, OPEX, harga jual LPG dan harga baja yang berhubungan dengan biaya konstruksi awal (CAPEX).



Gambar 4.32 Evaluasi Sensitivitas – NPV 10%

Sedangkan dari sisi *Pay Out Time* (POT) terlihat tidak banyak mengalami perubahan, maksimum deviasi yang terlihat pada kisaran 0,37 tahun atau secara umum Lapangan “X” akan mencapai POT pada 4 – 6 tahun dari periode awal konstruksi dimulai.



Gambar 4.33 Evaluasi Sensitivitas untuk POT dengan NPV 10%