

**EVALUASI KEEKONOMIAN PEKERJAAN *NEW ZONE  
BEHIND PIPE* BERDASARKAN KONTRAK *PSC COST  
RECOVERY* DAN *GROSS SPLIT* PADA LAPANGAN YL**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh

**MERLY NADYA**

**153210064**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN  
UNIVERSITAS ISLAM RIAU  
PEKANBARU  
2021**

**EVALUASI KEEKONOMIAN PEKERJAAN *NEW ZONE  
BEHIND PIPE* BERDASARKAN KONTRAK *PSC COST  
RECOVERY* DAN *GROSS SPLIT* PADA LAPANGAN YL**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh

**MERLY NADYA**

**153210064**

**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2021**

## HALAMAN PENGESAHAN

Nama : Merly Nadya  
NPM : 153210064  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Judul Tugas Akhir : Evaluasi Keekonomian Pekerjaan *New Zone Behind Pipe* Berdasarkan Kontrak PSC *Cost Recovery* dan *Gross Split* Pada Lapangan YL

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : M. Ariyon, S.T., M.T. (.....)

Penguji I : Hj. Fitrianti, S.T., M.T. (.....)

Penguji II : Idham Khalid, S.T., M.T. (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

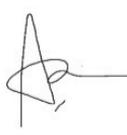
Tanggal : 27 Agustus 2021

Disahkan oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI  
TEKNIK PERMINYAKAN**

  
Novia Rita, S.T., M.T.

**DOSEN PEMBIMBING  
TUGAS AKHIR**

  
M. Ariyon, S.T., M.T.

## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya telah menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum di dalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru, Agustus 2021



Merly Nadya  
153210064

Dokumen ini adalah Arsip Miik :  
Perpustakaan Universitas Islam Riau

## KATA PENGANTAR

Rasa syukur saya ucapkan kepada Allah SWT berkat rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat diberikan kesempatan untuk menyelesaikan Tugas Akhir ini. Penulisan Tugas Akhir ini merupakan syarat terakhir untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik, Program Studi Perminyakan, Universitas Islam Riau. Banyak pihak yang telah membantu penulis dalam bentuk pengetahuan, materil maupun moral penulis dalam penyelesaian Tugas Akhir ini. Oleh sebab itu penulis ingin mengucapkan terima kasih sebesar-besarnya kepada:

1. Bapak Muhammad Ariyon, ST., MT selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan arahan maupun masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Ibu Novia Rita, ST., MT selaku Ketua Prodi dan Bapak Tomi Erfando, ST., MT selaku sekretaris prodi serta dosen-dosen Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan dan ilmu pengetahuan.
3. Kedua orang tua saya tercinta Suwirman dan Halimah, kakak saya Devy Silvia, SE., Gilang Suria Shinta, S.Kom, Dina Wirlynda, ST., dan abang saya Jimmy Andrian, ST yang selalu memberikan doa dan dukungan baik berupa moril maupun materil hingga saat ini.
4. PT Chevron Pacific Indonesia yang telah memberikan saya kesempatan untuk mendapatkan data-data yang saya perlukan didalam Tugas Akhir saya.
5. Dan teman saya Fadhil dan Muspitta yang telah meluangkan waktu nya untuk membantu saya belajar juga dalam Menyusun Tugas Akhir ini.

Teriring doa semoga Allah SWT memberi balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, Agustus 2021



Merly Nadya

## DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN .....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	iii
KATA PENGANTAR .....	iv
DAFTAR ISI .....	v
DAFTAR GAMBAR .....	vii
DAFTAR TABEL .....	viii
DAFTAR SIMBOL .....	ix
DAFTAR SINGKATAN .....	x
DAFTAR LAMPIRAN .....	xi
ABSTRAK .....	xii
ABSTRACT .....	xiii
<b>BAB I PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
1.1    LATAR BELAKANG .....	1
1.2    TUJUAN PENELITIAN .....	2
1.3    MANFAAT PENELITIAN .....	2
1.4    BATASAN MASALAH .....	2
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA .....</b>	<b>4</b>
2.1 <i>NEW ZONE BEHIND PIPE</i> .....	4
2.2 <i>PRODUCT SHARING CONTRACT COST RECOVERY</i> .....	5
2.3 <i>GROSS SPLIT CONTRACT</i> .....	11
2.4    INDIKATOR KEEKONOMIAN .....	15
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....</b>	<b>18</b>
3.1    METODE PENELITIAN .....	18
3.2    ALUR KERJA PENELITIAN .....	20

3.3	TEMPAT PENELITIAN.....	21
3.4	STUDI LAPANGAN.....	21
3.5	JADWAL PENELITIAN.....	22
<b>BAB IV</b>	<b>HASIL DAN PEMBAHASAN.....</b>	<b>23</b>
4.1	PENGOLAHAN DATA.....	23
4.2	ANALISA BERDASARKAN KONTRAK PSC COST RECOVERY	24
4.3	ANALISA BERDASARKAN KONTRAK <i>GROSS SPLIT</i> .....	25
4.4	ANALISA SENSITIVITAS.....	27
<b>BAB V</b>	<b>KESIMPULAN.....</b>	<b>36</b>
5.1	KESIMPULAN.....	36
5.2	SARAN.....	36
	<b>DAFTAR PUSTAKA.....</b>	<b>38</b>
	<b>DAFTAR LAMPIRAN.....</b>	<b>41</b>

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Skema PSC <i>Cost Recovery</i> (Handika, 2019) .....	6
Gambar 2.2 Skema <i>Gross Split</i> (Ariyon et al., 2020) .....	11
Gambar 3.1 Alur kerja penelitian.....	20
Gambar 3.2 Peta Lapangan YL (PT CPI, 2019).....	21
Gambar 4.1 Grafik sensitivitas PSC sumur A1.....	27
Gambar 4.2 Grafik sensitivitas PSC sumur A3 .....	28
Gambar 4.3 Grafik sensitivitas PSC sumur A4 .....	29
Gambar 4.4 Grafik sensitivitas PSC sumur A5 .....	29
Gambar 4.5 Grafik sensitivitas PSC sumur A6 .....	30
Gambar 4.6 Grafik sensitivitas <i>Gross Split</i> sumur A1 .....	31
Gambar 4.7 Grafik sensitivitas <i>Gross Split</i> sumur A3.....	32
Gambar 4.8 Grafik sensitivitas <i>Gross Split</i> sumur A4.....	32
Gambar 4. 9 Grafik sensitivitas <i>Gross Split</i> sumur A5.....	33
Gambar 4.10 Grafik sensitivitas <i>Gross Split</i> sumur A6.....	34
Gambar 4. 11 Grafik sensitivitas <i>Gross Split</i> sumur A10.....	34

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Base <i>Split</i> .....	12
Tabel 2.2 Variabel <i>Split</i> .....	12
Tabel 2.3 <i>Progressive Split</i> .....	13
Tabel 3.1 Uraian Waktu Penelitian.....	22
Tabel 4. 1 Biaya pekerjaan NZBP .....	23
Tabel 4. 2 Indikator Keekonomian dan Kelayakan berdasarkan sistem PSC .....	24
Tabel 4.3 Indikator Keekonomian dan Kelayakan Sumur NZBP Berdasarkan Sistem <i>Gross Split</i> .....	26
Tabel 4. 4 Parameter Sensitivitas PSC Sumur A1 .....	27
Tabel 4. 5 Parameter Sensitivitas PSC Sumur A3 .....	28
Tabel 4. 6 Parameter sensitivitas PSC Sumur A4 .....	28
Tabel 4.7 Parameter Sensitivitas PSC Sumur A5 .....	29
Tabel 4.8 Parameter sensitivitas PSC Sumur A6 .....	30
Tabel 4.9 Parameter Sensitivitas <i>Gross Split</i> Sumur A1 .....	31
Tabel 4.10 Parameter sensitivitas <i>Gross Split</i> Sumur A3 .....	31
Tabel 4.11 Parameter Sensitivitas <i>Gross Split</i> PSC Sumur A4.....	32
Tabel 4.12 Parameter sensitivitas <i>Gross Split</i> Sumur A5 .....	33
Tabel 4.13 Parameter sensitivitas <i>Gross Split</i> PSC Sumur A6 .....	33
Tabel 4.14 Parameter sensitivitas <i>Gross Split</i> PSC Sumur A10 .....	34

## DAFTAR SIMBOL

%	persen
$C_n$	<i>Cash Flow</i> tahun ke-n
i	persen per tahun/per bulan
n	Umur Proyek
\$/bbl	Dollar per Barell
$CF_0$	<i>Cash Flow</i> pada awal Investasi
$CF_n$	<i>Cash Flow</i> pada tahun ke-n

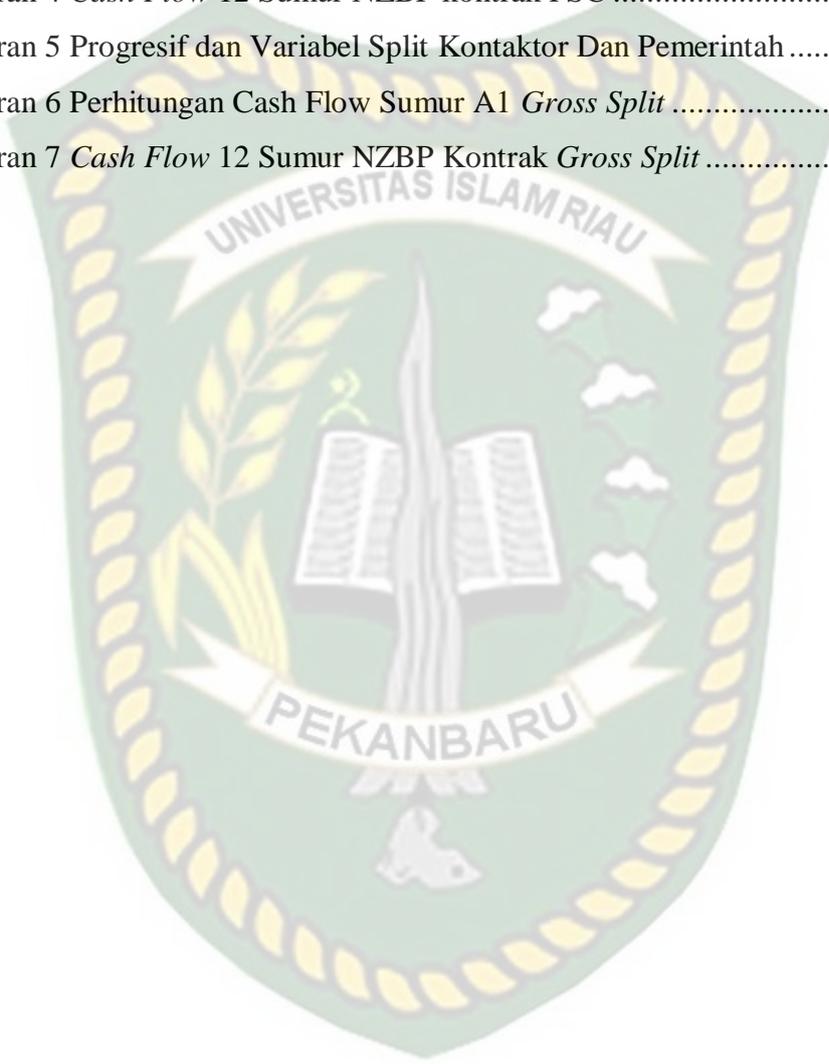


## DAFTAR SINGKATAN

BBL	<i>Barrel</i>
BOPD	<i>Barrel Oil per Day</i>
MSTB	<i>Stock Tank Barrel</i>
MMcfd	<i>Million standart cubic feet per day</i>
ESDM	<i>Energi Sumber Daya Mineral</i>
ICP	<i>Indonesian Crude Price</i>
MARR	<i>Minimum Atractive Rate Of Return</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
POT	<i>Pay Out Time</i>
IRR	<i>Internal Rate Of Return</i>
GR	<i>Gross Revenue</i>
FTP	<i>First Tranche Petroleum</i>
DMO	<i>Domestic Market Obligation</i>
CS	<i>Contractor Share</i>
GS	<i>Government Share</i>

## DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1 Harga Minyak Februari 2019 Hingga Mei 2020 .....	41
Lampiran 2 Produksi Minyak Sebelum dan Sesudah NZBP .....	41
Lampiran 3 Perhitungan Cash Flow Sumur A1 PSC.....	42
Lampiran 4 <i>Cash Flow</i> 12 Sumur NZBP kontrak PSC .....	47
Lampiran 5 Progresif dan Variabel Split Kontaktor Dan Pemerintah .....	59
Lampiran 6 Perhitungan Cash Flow Sumur A1 <i>Gross Split</i> .....	61
Lampiran 7 <i>Cash Flow</i> 12 Sumur NZBP Kontrak <i>Gross Split</i> .....	65



**EVALUASI KEEKONOMIAN PEKERJAAN *NEW ZONE BEHIND PIPE* BERDASARKAN KONTRAK *PSC COST RECOVERY* DAN *GROSS SPLIT* PADA LAPANGAN YL**

**MERLY NADYA**  
**153210064**

**ABSTRAK**

Produksi Minyak pada lapangan YL telah menurun, guna meningkatkan produksi maka dilakukanlah pekerjaan *New Zone Behind Pipe* (NZBP). Agar hasil produksi dapat menguntungkan kontraktor dan pemerintah maka proyek ini dilakukan dengan memperhitungkan biaya operasi dan investasi sesuai dengan standar sistem kontrak kerja sama yang berlaku di Indonesia. Penelitian ini bertujuan menghitung indikator keekonomian NPV, IRR dan POT berdasarkan sistem *PSC Cost Recovery* dan sistem *Gross Split*. Kemudian menentukan kontrak mana yang lebih layak atau lebih baik dengan cara membandingkan hasil akhir dari indikator keekonomian kontrak *PSC* dan indikator keekonomian kontrak *Gross Split*. Penelitian ini menghasilkan perbandingan bahwa berdasarkan sistem *Gross Split* terdapat lebih banyak sumur yang dinilai layak yaitu sebanyak 6 sumur dari 12 sumur yang diteliti, dengan produksi minyak di atas 2,65 MSTB sampai dengan 9,71 MSTB, berturut-turut nilai NPV, IRR, POT adalah 11,90 sampai dengan 52,5, 11% sampai dengan 40%, 0 sampai dengan 4,22 bulan. Sedangkan sistem *PSC* hanya 5 sumur yang dinilai layak dari 12 sumur, dengan produksi minyak sebesar 1,82 MSTB sampai dengan 9,71, berturut-turut nilai NPV, IRR, POT adalah 13,2 sampai dengan 189,80, 11% sampai dengan 156% dan 0 sampai dengan 6,47 bulan. Maka sistem *Gross Split* merupakan sistem kontrak kerja sama yang terbaik untuk diterapkan pada lapangan YL.

**Kata Kunci:** *New Zone Behind Pipe*, *PSC Cost Recovery*, *Gross Split*, Indikator Keekonomian

# ***ECONOMIC EVALUATION OF NEW ZONE BEHIND PIPE JOB BASED ON PSC COST RECOVERY CONTRACT AND GROSS SPLIT ON YL FIELD***

**MERLY NADYA**  
**153210064**

## ***ABSTRACT***

*Oil production in the YL field has decreased, to increase oil production the New Zone Behind Pipe (NZBP) work was carried out. So that the production results can benefit the contractors and the government, this project is carried out with an estimated operation and investment in accordance with the standard work contract system in force in Indonesia. This study aims to calculate the economic indicators of NPV, IRR and POT based on the PSC Cost Recovery system and the Gross Split system. Then determine which contract is more feasible or better by comparing the final results of the economic indicator of the PSC contract and the economic indicator of the Gross Split contract. This study resulted in a comparison that based on the Gross Split system there are more wells that are considered feasible, namely 6 wells from the 12 wells studied, with oil production above 2.65 MSTB to 9.71 MSTB, respectively NPV, IRR, POT values. is 11.90 to 52.5, 11% to 40%, 0 to 4.22 months. While the PSC system is only 5 wells that are considered feasible from 12 wells, with oil production of 1.82 MSTB to 9.71, the NPV, IRR, POT values are 13.2 to 189.80, 11% to 156% and 0 to 6.47 months. So the Gross Split system is the best cooperation contract system to be applied in the YL field.*

***Key Words:*** *New Zone Behind Pipe, PSC Cost Recovery, Gross Split, Economic Indicators*

## BAB I PENDAHULUAN

### 1.1 LATAR BELAKANG

Sumur produksi pada lapangan YL yang memiliki karakteristik minyak berat dan menggunakan sistem injeksi uap, telah mengalami penurunan produksi minyak dan gas bumi. Laju produksi yang telah menurun dapat ditingkatkan dengan melakukan *Workover* (kerja ulang) pada sumur. Upaya meningkatkan produktivitas sumur dengan cara mengubah kondisi sumur guna mengoptimalkan kembali laju produksi disebut dengan *Workover* (Prasetyawati Umar et al., 2017).

Guna meningkatkan produksi sumur yang telah menurun maka dilakukanlah pekerjaan *New Zone Behind Pipe*. *New Zone Behind Pipe* merupakan upaya memanfaatkan zona baru yang memiliki prospek hidrokarbon, pada sumur-sumur lama yang laju produksi telah menurun. Sehingga dengan dilakukannya NZBP diharapkan dapat meningkatkan produksi minyak (Jati et al., 2015). Program *workover* (Ariyon et al., 2020) pada industri migas dimasukkan ke dalam rencana anggaran investasi. Maka dari itulah pekerjaan ini harus direncanakan sedemikian rupa untuk mencegah terjadinya permasalahan selama pengoperasiannya.

Kelayakan pekerjaan NZBP ditentukan dari keekonomisan hasil produksi yang memberikan penghasilan bersih atau keuntungan yang lebih besar dari biaya operasional yang dikeluarkan untuk segala kebutuhan sumur atau lapangan yang bersangkutan. Evaluasi keekonomian dilakukan berdasarkan indikator keekonomian yakni NPV, IRR dan POT dengan menggunakan kontrak PSC dan *Grossplit*. Setelah melakukan perhitungan keekonomian selanjutnya membandingkan kontrak mana yang lebih layak untuk pengembangan lapangan YL dalam pekerjaan NZBP.

Pada akhirnya, manfaat yang dicapai dari penelitian ini adalah dapat dijadikan sebagai pembelajaran dalam hal biaya operasional apakah dengan jumlah investasi yang diberikan akan memberikan keuntungan yang lebih besar dari pada modal pekerjaan NZBP (Desyta et al., 2018). Serta agar dapat memilih kontrak mana yang lebih layak dan menguntungkan bagi pemerintah dan kontraktor.

## 1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan penelitian dari Tugas Akhir ini adalah:

1. Menghitung indikator keekonomian pekerjaan NZBP yang meliputi NPV, IRR dan POT berdasarkan kontrak PSC
2. Menghitung indikator keekonomian pekerjaan NZBP yang meliputi NPV, IRR dan POT berdasarkan kontrak *Gross Split*.
3. Menganalisis dan membandingkan kelayakan dari pekerjaan/proyek NZBP berdasarkan keekonomian dari skema PSC dan *Gross Split*
4. Menganalisa sensitivitas indikator keekonomian terhadap faktor parameter yang paling berpengaruh di lapangan YL.

## 1.3 MANFAAT PENELITIAN

Adapun manfaat dari penelitian ini adalah untuk mengetahui nilai keekonomian dari pekerjaan NZBP, mengetahui kontrak mana yang lebih layak, terbaik dan menguntungkan bagi kontraktor. Dapat menjadi bahan pertimbangan bagi perusahaan ke depannya apabila menerapkan sistem kontrak kerja sama *Gross Split* dan PSC, dengan memberikan gambaran apakah menguntungkan bagi perusahaan apabila diterapkan sistem kontrak *Gross Split* ataupun PSC. Agar dapat mengantisipasi hal-hal yang dapat menimbulkan kerugian dimasa yang akan datang. Dan diharapkan penelitian ini dapat menjadi sumbangan pemikiran bagi Pemerintah dan kontraktor kontrak kerja sama migas dalam menyusun strategi pengelolaan lapangan migas yang lebih tajam, berimbang dan realistis.

## 1.4 BATASAN MASALAH

Adapun untuk mendapatkan hasil penelitian yang lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang dimaksud, maka dalam penelitian ini hanya membatasi pada beberapa hal :

1. Menjelaskan sistem kontrak PSC dan *Gross Split* hanya dalam ruang lingkup pekerjaan NZBP tanpa menjelaskan sistem kontrak secara komprehensif dan tanpa menjelaskan bagaimana proses dilakukannya operasi NZBP.
2. Sumur yang dilakukan NZBP mencakup 12 sumur di lapangan YL selama 1 tahun proyek yang diteliti menggunakan data produksi dan operasi yang telah

didapatkan dari perusahaan, Analisa dilakukan per sumur bukan per lapangan.

3. Dengan scenario menghitung total produksi sebelum dan sesudah dilakukannya NZBP, yang mana jumlah produksi sesudah NZBP yang akan digunakan dalam perhitungan *cash flow*. Kemudian membandingkan kontrak mana yang menghasilkan lebih banyak sumur yang layak.



## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Allah Pencipta langit dan bumi, dan bila Dia berkehendak (untuk menciptakan) sesuatu, maka (cukuplah) Dia hanya mengatakan kepadanya: "Jadilah!" Lalu jadilah ia (Q.S. Al-Baqarah : 117)

Terjemahan dari surah Al-Baqarah ayat 117 di atas menyatakan, bahwa hal apapun bisa dikehendaki Allah SWT. Ayat ini dapat dikaitkan dengan pekerjaan NZBP. Atas kehendak Allah pekerjaan NZBP dapat meningkatkan produksi minyak yang sebelumnya telah menurun dan memberi keuntungan bagi kontraktor juga pemerintah.

### 2.1 *NEW ZONE BEHIND PIPE*

Peranan yang sangat penting pada kompleksi adalah Perforasi. Perforasi dilakukan dengan cara membuat lubang pada *casing* sebagai penghubung antara lapisan produktif dengan lubang sumur, sehingga adanya aliran fluida dari formasi ke lubang sumur (Apolianto & Mucharam, 2012). *New Zone Behind Pipe* adalah kerja ulang (*work over*) dengan tujuan melubangi (perforasi) zona baru yang sebelumnya tidak pernah diproduksi kan sejak awal kompleksi sumur, yang mana zona tersebut memiliki prospek hidrokarbon. Minyak dari zona baru yang dibuka akan menjadi cadangan tambahan murni di samping produksi yang ada dari formasi yang di produksikan saat ini (Jati et al., 2015)

Menurut Kaesti (2011) beberapa faktor yang harus dipertimbangkan sebelum melakukan suatu operasi NZBP, yaitu :

1. Cadangan minyaknya masih cukup besar sehingga masih bisa untuk diproduksi.
2. Memastikan tidak ada masalah lain dari sumur selain penurunan produksi yang disebabkan oleh lapisan yang sudah *decline*.
3. Memastikan adanya interval lapisan yang masih produktif di sumur tersebut untuk diproduksi.

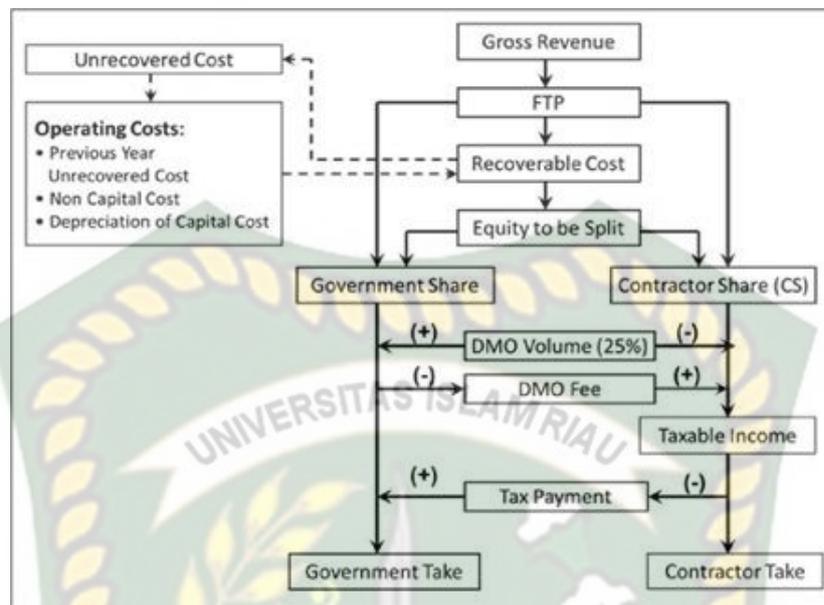
Pada penelitian yang dilakukan (Kaesti, 2011) tentang keberhasilan optimasi kerja ulang pindah lapisan yang dilakukan di sumur EYK-02 yang telah mengalami penurunan produksi, perkiraan sumur produksi adalah gas. Peningkatan produksi

setelah KUPL merupakan keberhasilan dari pekerjaan ini. Hasil yang diperoleh yakni sebelum KUPL produksi gas sebesar 0.078 MMcfd kemudian setelah KUPL produksi gas meningkat menjadi 0.687 MMcfd.

Penelitian oleh (Jati et al., 2015) tentang desain dari percobaan dan pendekatan statistik untuk mengoptimalkan zona baru dibalik peluang: studi kasus *North Roger Block*. Kondisi awal di *North Roger Block* di mana studi ini dilakukan adalah terdapat banyak sisa minyak potensial dari zona *unperforated* yang masih belum diproduksi. Tujuan penelitian ini melihat kembali pekerjaan NZBP dari tahun 2009 hingga 2012, meningkatkan perolehan minyak dan juga meningkatkan total pekerjaan yang dieksekusi di blok Roger. Kemudian hasil dari penelitian yakni peningkatan rasio keberhasilan dari 58% menjadi 70%, peningkatan perolehan minyak rata-rata berdasarkan pekerjaan dari 41 BOPD menjadi 101 BOPD atau meningkat 246%, peningkatan jumlah pekerjaan NZBP dari 24 pekerjaan di 2011 menjadi 39 di 2013, atau meningkat 163%

## **2.2 PRODUCT SHARING CONTRACT COST RECOVERY**

*Production Sharing Contract* adalah suatu kerja sama yang dilakukan antara Kontraktor yang bertindak sebagai Operator dan Pemerintah Indonesia yang dalam hal ini diwakili oleh SKK MIGAS bertindak sebagai pemegang *Mineral Right* atau agen pemerintah dengan sistem bagi hasil (Rulandari et al., 2018). Pembagian hasil produksi minyak antara pemerintah dan kontraktor adalah 85% : 15% . Menurut (Handika, 2019) berikut ini skema dari *PSC Cost Recovery* :



Gambar 2.1 Skema PSC Cost Recovery (Handika, 2019)

*Cash Flow* (Hernandoko, 2018) didefinisikan sebagai sejumlah uang kas yang terdiri dari aliran masuk dalam perusahaan dan aliran kas keluar perusahaan serta berapa saldonya setiap periode. Semua pendapatan yang diterima, dikurangi dengan pengeluaran disebut dengan *Net Cash Flow*. Secara matematis *Net Cash Flow* dengan dinyatakan dengan :

$$\text{Net Cash Flow} = \text{Cash In} - \text{Cash Out}$$

Elemen-elemen utama dari *cash Flow* kontrak PSC adalah sebagai berikut:

a. Investasi *Capital* dan *Non Capital*

Kontraktor melakukan investasi berupa *capital* dan juga *Non Capital*. Barang kapital adalah barang-barang yang dianggap memiliki pengurangan nilai (depresiasi) terhadap waktu seperti : Konstruksi, peralatan pemboran, mesin, alat transportasi, pembangunan perumahan dan kesejahteraan dan fasilitas produksi. Sehubungan dengan operasi tahun berjalan akan mengeluarkan biaya, ini disebut dengan biaya *non capital*, biaya nya seperti : biaya operasi, pemeliharaan dan modal untuk material (Shobah et al., 2015)

b. *Gross Revenue*

Hasil perkalian laju produksi (bph) dengan harga minyak yang berlaku saat ini disebut dengan pendapatan kotor (Nandasari & Priadythama, 2015)

c. *First Tranche Petroleum (FTP)*

*First Tranche Petroleum (FTP)* merupakan sejumlah minyak mentah dan gas bumi yang diproduksi dari suatu wilayah kerja dalam satu tahun kalender, yang dapat diambil dan diterima oleh kontraktor dalam tiap tahun kalender, sebelum dikurangi pengembalian biaya operasi dan penanganan produksi. FTP yang diterima kontraktor merupakan objek pajak penghasilan. Pajak penghasilan atas FTP yang diterima kontraktor perhitungannya ditangguhkan sampai dengan saat perhitungan. Pembagian FTP pada proyek NZBP ini adalah 20 % untuk kontraktor dari *Gross Revenue (GR)*. FTP dimasukkan ke dalam *Equity to be Split (ETS)* untuk di-*share* sesuai dengan pembagian antara Pemerintah dengan *Oil Company* (Nandasari & Priadythama, 2015).

d. *Escalation Rate*

Perlu diperhitungkan kemungkinan terjadinya inflasi dimasa yang akan datang (Nandasari & Priadythama, 2015).

e. *Cost Recovery*

CR adalah pemerintah akan mengembalikan semua (Shobah et al., 2015) biaya yang telah dikeluarkan kontraktor, serta adanya kewajiban kontraktor untuk melaksanakan operasi perminyakan. Menurut Shonah (2015) ada beberapa komponen CR yaitu :

1. *Depresiasi*

Biaya depresiasi merupakan pengeluaran untuk barang modal/ *capital* yang di-*recovery* selama beberapa periode (di depresiasikan). Barang modal merupakan barang yang masa pakainya selama beberapa periode (tidak habis pakai dalam setahun). Yang termasuk dalam barang modal antara lain mesin, bangunan, kendaraan, pipa penyaluran migas, dan barang modal lainnya. Pengeluaran modal ini biasanya tinggi di fase awal eksploitasi, terutama dalam rangka konstruksi fasilitas eksploitasi (Shobah et al., 2015).

2. *Non Capital Cost*

Diperhitungkan sebagai biaya operasi yang akan diganti dengan produksi yang dihasilkan. Biaya non kapital antara lain : tenaga kerja,

bahan operasi, fasilitas produksi, pemeliharaan transportasi, sewa *rig* serta perbaikan (Wajong, 2017)

3. *Operating Cost*

Merupakan biaya untuk operasi produksi maupun biaya administrasi umum yang tidak berpengaruh terhadap besar kecilnya produksi yang pasti dikeluarkan oleh perusahaan.

4. *Recovered Cost*

Merupakan biaya yang nantinya dapat diperoleh kembali oleh kontraktor, yakni : peralatan operasi, bahan dan lain-lain (Fajri, 2019).

5. *Uncovered Cost*

merupakan biaya yang tidak dapat dikembalikan kepada kontraktor, yakni bangunan, infrastruktur, jalan dan fasilitas umum.

f. *Equity to be Split*

Sisa pendapatan yang akan dibagi antara kontraktor dengan pemerintah merupakan pendapatan kotor (Nandasari & Priadythama, 2015).

i. *Domestic Market Obligation (DMO)*

(Nandasari & Priadythama, 2015) DMO merupakan kewajiban Kontraktor menyerahkan sebagian minyak yang dihasilkan kepada Pemerintah untuk memenuhi kebutuhan BBM dalam negeri, biasanya sebesar 25%.

j. *Taxable Income*

Semua pendapatan kontraktor yang dapat dikenai pajak. Bagian FTP kontraktor ditambah dengan bagian ETS kontraktor dikurang dengan *Net DMO* adalah TI.

k. *Tax*

Adalah salah satu sumber pendapatan pemerintah (Nandasari & Priadythama, 2015)

l. *Contractor Share*

Merupakan hak bagian kontraktor yang berasal dari pendapatan kotor setelah dipotong biaya sebelum pajak dikalikan dengan ETS (Rahayu, 2017).

i. *Cash Flow Contractor*

*Cash Flow Contractor* dihitung dari hasil pengurangan *Net Contractor Share* dengan *Total Cost* (Kapital+ *Non Capital*+ *Operating Cost*), atau dinyatakan :

$$\text{Cash Flow Contractor} = \text{Net Contractor Share} - \text{Total Cost}$$

m. *Government Share and Contractor Take*

hasil penjualan minyak setelah dikurangi biaya operasi dan *Cost Recovery*.

Berikut merupakan langkah perhitungan keekonomian model kontrak PSC *cost recovery* (Kusrini & Abror, 2019) :

a. Total produksi minyak

b. *Gross Revenue (GR)*

$$GR = \text{Produksi} \times \text{harga minyak} \dots \dots \dots (1)$$

c. *First Tranche Petroleum (FTP)*

$$FTP = 20\% \times GR \dots \dots \dots (2)$$

d. *Gross Revenue After FTP*

$$GR_{FTP} = GR - FTP \dots \dots \dots (3)$$

e. *Current Year Operating*

$$\left( \frac{\text{Lifting Cost} \times (\text{Production Oil} + \text{Production Water})}{1000} \right) + \text{Workover Cost} \dots \dots \dots (4)$$

f. *Unrecovered Cost*

g. *Cost Recovery*

$$CR = \text{Current Year Operating} + \text{Unrecovered Other Cost} \dots \dots \dots (5)$$

h. *Total Recoverables*

Nilai Terkecil antara *Gross Revenue After FTP* dan *Total Cost Recovery* .....(6)

i. *Equity To Be Split*

$$ETS = \text{Gross Revenue After FTP} - \text{Total Recoverables} \dots \dots \dots (6)$$

j. *GOI FTP Share*

$$\text{GOI FTP Share} : (1 - \text{Split Before Tax}) \times \text{FTP} \dots \dots \dots (7)$$

k. *GOI equity share*

$$\text{GOI Equity Share} = (1 - \text{Split Before Tax}) \times \text{ETS} \dots \dots \dots (8)$$

l. *GOI Domestic Marketing Obligation (DMO)*

$$GOI\ DMO\ Share = (GOI\ Equity\ Share > 0) \times DMO\ Percentage \times Sales\ Oil \times (1 - DMO\ Price) \times Oil\ Price \times Split\ Before\ Tax \dots\dots\dots(9)$$

i. *DMO fee*

$$DMO\ fee = DMO_{Price} \times harga\ minyak \dots\dots\dots(10)$$

m. *Net DMO*

$$Net\ DMO = (DMO \times harga\ minyak) - DMO\ fee \dots\dots\dots(11)$$

n. *Government Tax Entitlement*

$$Government\ Tax\ Entitlement = Net\ Contractor\ Share \dots\dots\dots(12)$$

o. *Total GOI Share*

$$Total\ GOI\ Share = GOI\ Equity\ Split + GOI\ DMO\ Share + Government\ Tax\ Entitlement \dots\dots\dots(13)$$

p. *Contractor FTP Oil Revenue*

$$Contractor\ FTP\ Oil\ Revenue = FTP - GOI\ Equity\ Share \dots\dots\dots(14)$$

q. *Contractor Oil Sharable Revenue*

$$= ETS - GOI\ Equity\ Share \dots\dots\dots(15)$$

r. *DMO Contractor Revenue*

$$= (GOI\ Equity\ Share > 0) \times DMO\ Percentage \times Sales\ Oil \times DMO\ Price \times Oil\ Price \times Split\ Before\ Tax \dots\dots\dots(16)$$

s. *Contractor Taxable Revenue*

$$= Contractor\ FTP\ Oil\ Revenue + Contractor\ Oil\ Sharable\ Revenue - GOI\ DMO\ Share \dots\dots\dots(17)$$

t. *Income Tax*

$$= Split\ Before\ Tax \times Contractor\ Taxable\ Revenue \dots\dots\dots(18)$$

u. *Net Contractor Share*

$$= Contractor\ Taxable\ Revenue - Income\ Tax \dots\dots\dots(19)$$

v. *Total Contractor Share*

$$= Net\ Contractor\ Share + Total\ Recoverables \dots\dots\dots(20)$$

w. *Cash Flow*

$$= Net\ Contractor\ Share + Total\ Recoverables - CYR \dots\dots\dots(21)$$

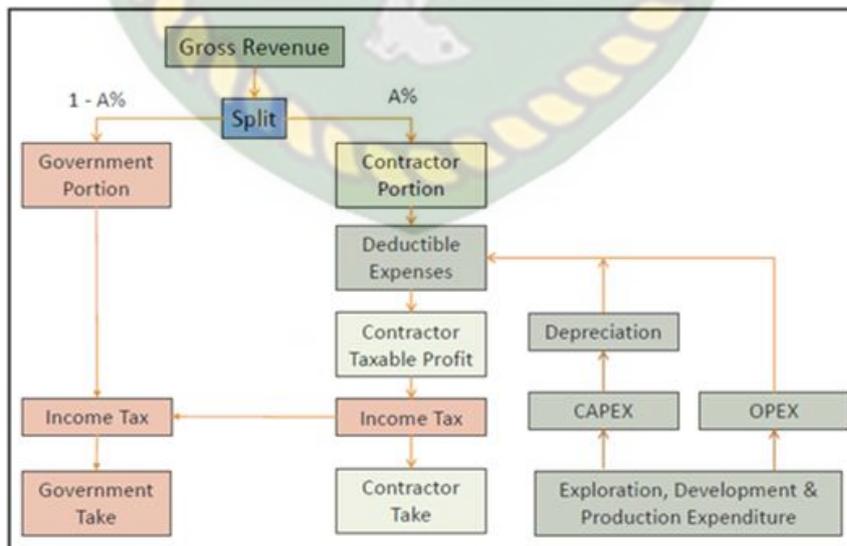
x. *Discount Factor*

$$= \frac{1}{(0+0.1)^{(YEAR(Discount Year)-date)}} \dots\dots\dots(22)$$

**2.3 GROSS SPLIT CONTRACT**

Pada Januari 2017, pemerintah Indonesia mengeluarkan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) No. 8 tahun 2017 tentang kontrak *Gross Split*, namun pada Agustus 2017 terjadi perubahan regulasi dari sebelumnya oleh ESDM menjadi Nomor 52 tahun 2017 dari beberapa perubahan ketentuan (Ariyon et al., 2020).

Kontrak *Gross Split* adalah kontrak bagi hasil berdasarkan *gross* tanpa mekanisme pengembalian biaya (*Cost Recovery*) sehingga semua biaya yang timbul untuk operasi sepenuhnya ditanggung oleh kontraktor. Perbedaan dengan kontrak PSC sebelumnya yang menggunakan *fixed net split* yakni, pembagian dilakukan secara *net* setelah dikurangi dengan biaya operasi (*cost recovery*), maka dari itulah pada kontrak *gross split* ini pemerintah tidak lagi mengembalikan/membayar *cost recovery* yang telah dikeluarkan kontraktor (Wajong, 2017). Berikut ini skema *Gross Split* berdasarkan Peraturan Menteri ESDM tahun 2017 (*Peraturan Menteri Energi Dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia No. 52 Th 2017 Tentang Perubahan Kontrak Bagi Hasil Gross Split, 2017*) :



Gambar 2.2 Skema *Gross Split* (Ariyon et al., 2020)

Penentuan wilayah kerja yang ada ditangan negara membuat skema *gross split* ini tidak akan menghilangkan kendali negara, kapasitas produksi, *lifting*, serta pembagian hasil juga akan ditentukan oleh negara (Pramadika & Satiyawira, 2018). Pada kontrak ini ditetapkan besaran *base split* (bagi hasil awal) antara pemerintah dan kontraktor yaitu bagian pemerintah 57% dan kontraktor 43% (untuk minyak) sedangkan *split* untuk gas yaitu pemerintah 52% dan kontraktor 48% (Ariyon & Dewi, 2018). Pembagian *split* kontraktor akan memiliki penambahan *split* sesuai ketentuan parameter yang berlaku, yaitu *progressive split* dan *variable split* (Ariyon et al., 2020). Berikut ini adalah *base split*, *variable split* dan *progressive split* berdasarkan peraturan (Peraturan Menteri Energi Dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia No. 52 Th 2017 Tentang Perubahan Kontrak Bagi Hasil *Gross Split*, 2017):

Tabel 2.1 Base *Split*

	Pemerintah	Kontraktor
<b>Minyak</b>	57%	43%
<b>Gas</b>	52%	48%

Sumber : (Pramadika & Satiyawira, 2018)

Tabel 2.2 Variabel *Split*

No	Karakteristik	Parameter	Koreksi Split Bagian Kontraktor (%)
1	Status Lapangan	POD I	5,0
		POD II	3,0
		No POD	0,0
2	Lokasi Lapangan (*h=kedalaman laut dalam meter)	Onshore	0,0
		Offshore (0<h≤20)	8,0
		Offshore (20<h≤50)	10,0
		Offshore (50<h≤150)	12,0
		Offshore (150<h≤1000)	14,0
		Offshore (h>1000)	16,0
3		≤2500	0,0

	Kedalaman Reservoir (m)	>2500	1,0
4	Ketersediaan Infrastruktur Pendukung	Well Developed	0,0
		New Frontier Offshore	2,0
		New Frontier Onshore	4,0
5	Jenis Reservoir	Konvensional	0,0
		Non Konvensional	16,0
6	Kandungan CO2 (%)	<5	0,0
		5≤x<10	0,5
		10≤x<20	1,0
		20≤x<40	1,5
		40≤x<60	2,0
7	Kandungan H2S (ppm)	x≥60	4,0
		<100	0,0
		100≤x<1000	1,0
		1000≤x<2000	2,0
		2000≤x<3000	3,0
		3000≤x<4000	4,0
8	Berat Jenis Minyak Bumi	x≥4000	5,0
		<25	1,0
9	Tingkat Komponen Dalam Negeri (%)	≥25	0,0
		30≤x<50	2,0
		50≤x<70	3,0
10	Tahapan Produksi	70≤x<100	4,0
		Primer	0,0
		Sekunder	6,0
		Tersier	10,0

Sumber : (Pramadika & Satiyawira, 2018)

Tabel 2.3 *Progressive Split*

No	Karakteristik	Parameter	Koreksi Split Bagian Kontraktor (%)
1	Harga Minyak Bumi (US\$/barrel)		$(85-ICP) \times 0,25$

2	Harga Gas Bumi (US\$/MMBTU)	< 7	$(7 - \text{Harga Gas Bumi}) \times 2.5$
		7 – 10	0
		> 10	$(10 - \text{Harga Gas Bumi}) \times 2,5$
3	Jumlah Kumulatif Produksi Minyak dan Gas Bumi (MMBOE)	< 30	10,0
		$30 \leq x < 60$	9,0
		$60 \leq x < 90$	8,0
		$90 \leq x < 125$	6,0
		$125 \leq x < 175$	4,0
$\geq 175$	0,0		

Sumber : (Pramadika & Satiyawira, 2018)

Berikut ini Elemen-elemen utama dari *cash Flow* kontrak *Gross split* adalah sebagai berikut :

a. *Gross Revenue*

Adalah jumlah minyak yang telah diproduksi dari sumur-sumur di lapangan yang telah dibagikan sesuai *split before tax* antara pemerintah dan kontraktor, kemudian dikalikan dengan *oil price* yang berlaku saat ini (Ariyon et al., 2020)

b. *Deductable Expenses*

berfungsi sebagai pengurang pendapatan kontraktor yang wajib dipajakkan (Daniel, 2017)

c. *Contractor Taxable Profit*

adalah besarnya nilai keuntungan kontraktor yang wajib dikenakan pajak, yang pajaknya akan dibayarkan kepada pemerintah . CTP ini maksudnya DMO (*Domestic Market Obligation*). DMO adalah kewajiban kontraktor untuk menjual minyaknya dengan tingkat tertentu. Untuk 5 tahun pertama, minyak dibeli oleh Pemerintah dengan harga pasar normal. Hal ini disebut *DMO Holiday*. Tetapi setelah 5 tahun, kontraktor harus menjual bagian minyaknya sebesar 25% dari harga pasar kepada Pemerintah. Artinya untuk perhitungan DMO 5 tahun pertama tidak diperhitungkan (William et al., 2017)

d. *Income Tax* Pemerintah

Adalah besarnya nilai pajak yang dibayarkan kontraktor kepada pemerintah (Ariyon et al., 2020).

e. *Contractor Take*

Pendapatan bersih kontraktor setelah dikurangi pajak yang diberikan kepada pemerintah (William et al., 2017).

f. *Government Take*

Menunjukkan besarnya jumlah yang diterima pemerintah (Rudiyono, 2019)

Berikut merupakan langkah perhitungan keekonomian model kontrak *Gross Split* :

$$1. \text{Revenue} = \text{Produksi} \times \text{Harga Minyak} \dots\dots\dots(23)$$

$$2. \text{CYR} = \left( \frac{\text{Lifting Cost} \times (\text{Production Oil} + \text{Production Water})}{1000} \right) + \text{Workover Cost} \dots\dots(24)$$

$$3. \text{ETS Contractor} : \text{Contractor Share} \times \text{Gross Revenue} \dots\dots\dots(25)$$

$$4. \text{Deductible Expenses} = \text{Current Year Operating} \dots\dots\dots(26)$$

$$5. \text{Contractor Taxable Share} : \text{ETS Contractor} - \text{Deductible Expenses} \dots\dots(27)$$

$$6. \text{Government Tax} : \text{Contractor Taxable Share} \times 44\% \dots\dots\dots(28)$$

$$7. \text{ETS Government} : \text{Government Share} \times \text{Gross Revenue} \dots\dots\dots(29)$$

$$8. \text{Government Share} : \text{Government Tax} + \text{ETS Government} \dots\dots\dots(30)$$

$$9. \text{Cash in} = \text{ETS Contractor}$$

$$10. \text{Cash Out} : \text{Deductible Expenses} + \text{Government Tax} \dots\dots\dots(31)$$

$$11. \text{Net Cash Flow} : \text{Cash In} - \text{Cash Out} \dots\dots\dots(32)$$

$$12. \text{Cumulative Cash Flow} : \text{Cash Flow} \dots\dots\dots(33)$$

$$13. \text{Cashflow} : \text{Net Cashflow} \dots\dots\dots(34)$$

$$14. \text{Discount Factor} : \frac{1}{(0+0.1)^{(\text{YEAR}(\text{Discount Year})-\text{date})}} \dots\dots\dots(35)$$

## 2.4 INDIKATOR KEEKONOMIAN

Faktor untuk mengetahui keuntungan dan kerugian kontrak merupakan indikator keekonomian. NPV (*Net Present Value*), IRR (*Internal Rate of Return*) dan POT (*Pay Out Time*) merupakan indikator keekonomian yang digunakan dalam perhitungan keekonomian migas (Ariyon, 2013). POT tidak berkaitan dengan nilai waktu dari uang sedangkan NPV dan IRR berkaitan. Keuntungan dari suatu *Cash*

*Flow* di waktu yang akan datang (Newnan et al., 2004) disebut dengan *Time Value of Money*.

#### 2.4.1 *Net Present Value (NPV)*

NPV dihitung berdasarkan suatu harga bunga tertentu dari sejumlah keuntungan bersih yang dinilai pada waktu sekarang. NPV menunjukkan nilai keuntungan bersih dari suatu usaha selama umur usaha tersebut pada tingkat *Discount Factor* tertentu. Jika NPV bernilai positif maka suatu proyek dikatakan layak dikerjakan, dan sebaliknya jika negatif maka dikatakan proyek tersebut telah mengalami kerugian (Purnatiyo, 2014). Jika nilai NPV suatu proyek bernilai nol maka besarnya penerimaan sama dengan besarnya pengeluaran, bentuk umum persamaan NPV adalah :

$$NPV = \sum_{t=1}^n CF_t + \frac{CF_n}{(1+i)^n} \dots \dots \dots (32)$$

Dimana :

$CF_0$  = *Cash Flow* pada awal Investasi

$CF_n$  = *Cash Flow* pada tahun ke-n

$i$  = *Discount Rate*

$n$  = Tahun ke-n

*Net present value* dapat berharga positif, nol dan negatif. NPV berharga positif berarti investasi yang ditanamkan akan menghasilkan *Internal Rate of Return (IRR)* yang sama dengan suku bunga (*interest rate*) yang digunakan ditambah dengan sejumlah uang tunai sebesar NPV pada waktu  $t = 0$ . NPV sama dengan nol berarti investasi yang ditanamkan akan menghasilkan harga IRR yang sama dengan suku bunga yang digunakan. Jika NPV berharga negatif berarti investasi yang ditanamkan akan menghasilkan harga IRR yang lebih kecil dari suku bunga yang digunakan (Kusrini & Abror, 2019).

#### 2.4.2 *Internal Rate of Return*

*Internal Rate of Return* atau IRR dapat didefinisikan sebagai harga bunga yang menyebabkan harga semua *Cash Inflow* besarnya serupa dengan *Cash Outflow* bila *cash flow* ini didiskon untuk suatu waktu tertentu. Dengan kata lain IRR adalah tingkat suku bunga yang menyebabkan NPV sama dengan 0 (Nandasari & Priadythama, 2015).

Jika IRR lebih besar dari MARR maka perusahaan akan melakukan investasi (Ariyon, 2013). Usulan proyek diterima apabila perhitungan IRR lebih besar dari *discount factor* yang ditetapkan perusahaan. Dikatakan perusahaan mencapai *Break Even Point* jika sama dengan *discount factor* yang ditetapkan. Namun jika lebih rendah dari *discount factor* maka usulan proyek tidak layak dijalankan. Dan jika suku bunga bank yang berlaku umum maka investasi tersebut akan sangat layak bagi para investor untuk berinvestasi pada perusahaan tersebut (FISU, 2019).

$$IRR = i_1 + \left( \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \right) \times (i_2 - i_1) \dots \dots \dots (33)$$

Dimana :

$NPV_1 = NPV (+)$

$NPV_2 = NPV (-)$

$i_1 = Discount Rate$  yang menghasilkan NPV (+)

$i_2 = Discount Rate$  yang menghasilkan NPV (-)

#### 2.4.3 Pay Out Time (POT)

POT adalah lamanya jangka waktu sampai investasi kembali. Jika proyek POT lebih pendek maka dana yang ditanamkan cepat kembali. Tidak memberikan gambaran apa yang akan terjadi setelah POT tercapai dan tidak dapat menunjukkan besarnya keuntungan yang akan diperoleh merupakan kelemahan dari POT karena POT hanya alat ukur kecepatan kembalinya dana suatu proyek (Nandasari & Priadythama, 2015). Maka POT jarang digunakan sebagai parameter utama dalam pemilihan proyek tapi hanya sebagai pertimbangan tambahan.

$$POT = \frac{Investasi\ Awal}{Cash\ Flow\ per\ tahun} \dots \dots \dots (34)$$

## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 METODE PENELITIAN

Metode penelitian ini adalah studi lapangan menggunakan data yang diperoleh dari perusahaan yang kemudian diteliti untuk diolah dalam rangka menjawab rumusan masalah. Dalam mendapatkan rangka jawaban dari rumusan masalah tersebut diperlukan dukungan dari hasil penelitian terdahulu dan mengolah data dengan studi kasus yang terjadi di lapangan. Adapun penerapan metode penelitian ini adalah dengan membandingkan kontrak mana yang lebih menguntungkan bagi pemerintah dan kontraktor pada sumur NZBP di lapangan YL berdasarkan hasil akhir indikator keekonomian (NPV, IRR dan POT).

Metodologi yang digunakan untuk penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Studi Literatur

Studi literatur digunakan untuk memecahkan rumusan masalah dengan melihat penelitian terdahulu.

2. Wawancara

Wawancara akan dilakukan untuk mendapatkan pendapat para ahli, *petroleum engineer*, mengenai biaya apa saja yang dikeluarkan untuk pekerjaan NZBP ini dan sumur mana saja yang berhasil dieksekusi dan yang gagal.

3. Pengumpulan Data

Data yang dikumpulkan merupakan data pekerjaan NZBP dilakukan pada awal tahun 2019 hingga awal tahun 2020. Sumur yang dilakukan NZBP mencakup 12 sumur di lapangan YL selama 1 tahun proyek yang diteliti menggunakan data produksi dan operasi yang telah didapatkan dari perusahaan, pekerjaan dilakukan selama 3 hari.

4. Pengolahan data

Mengolah data dengan studi kasus yang terjadi di lapangan dengan tahapan berikut ini :

- a. Menghitung hasil produksi sebelum dan sesudah NZBP pada tiap-tiap sumur.

- b. Menghitung *cash flow* dari kontrak PSC *Cost Recovery* yaitu *Gross Revenue*, menghitung FTP dengan mengeluarkan hasil produksi dari GR sebelum dikurangi CR. kemudian didapat ETS yaitu sisa minyak yang akan dibalikkan ke kontraktor dan pemerintah. Lalu menghitung DMO dan DMO *fee* jika ada dalam perjanjian, menghitung pajak penghasilan kontraktor yang akan diberikan kepada pemerintah dan dimasukkan ke dalam aliran *cash* pemerintah sehingga didapatkan hasil pendapatan bersih pemerintah (FTP, DMO dan Tax) dan pendapatan bersih kontraktor setelah dikurangi pajak.
  - c. Menghitung *cash flow* sesuai kontrak *Gross Split* yaitu *Gross Revenue*, *Deductible Expenses*, *contractor tax profit*, *income tax* pemerintah, *contractor take* dan *government take*.
  - d. Menghitung indikator keekonomian NPV, IRR dan POT dari kedua kontrak dan sensitivitas dari faktor yang mempengaruhi terhadap NPV.
5. Analisa Data
- Melakukan analisa dari data yang sudah diolah yakni membandingkan hasil perhitungan indikator keekonomian dari kedua kontrak tersebut sehingga diketahui kontrak mana yang lebih menguntungkan bagi kontraktor. Dan menganalisa sensitivitas indikator keekonomian dengan parameter yang mempengaruhi sumur tersebut.
6. Menarik kesimpulan dari hasil penelitian Tugas Akhir.

### 3.2 ALUR KERJA PENELITIAN



Gambar 3.1 Alur kerja penelitian

### 3.3 TEMPAT PENELITIAN

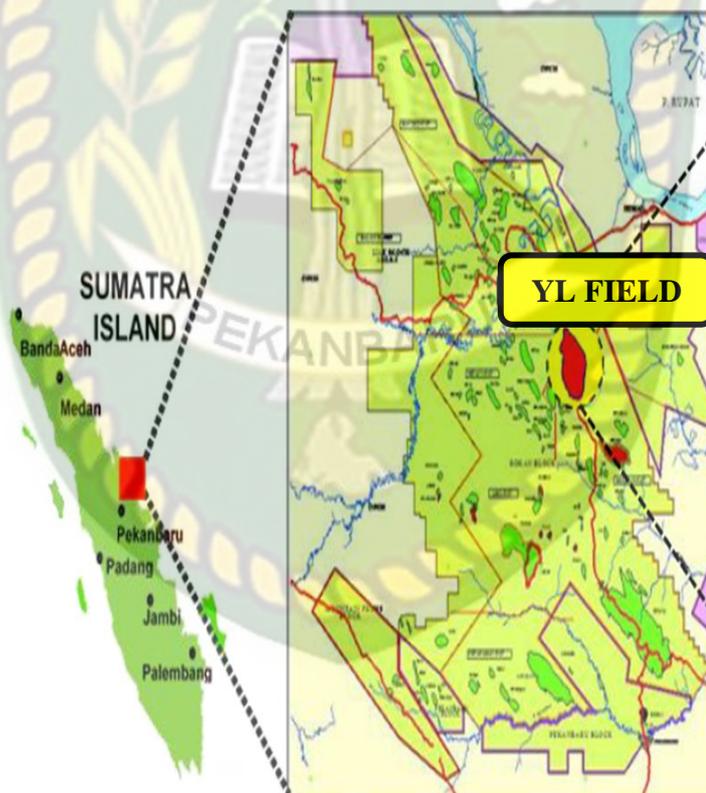
Tempat penelitian dan pengambilan data ini dilakukan di PT Chevron Pacific Indonesia – Heavy Oil Drainage Main Office Rumbai.

### 3.4 STUDI LAPANGAN

Berikut ini penjelasan kondisi lapangan tempat dilakukannya penelitian berupa peta struktur lapangan dan sejarah lapangan.

#### 3.4.1 Peta Struktur Lapangan YL

Lapangan minyak yang dioperasikan oleh PT Chevron Pacific Indonesia terletak di Provinsi Riau kurang lebih 120 km ke utara kota Pekanbaru dan 5 km ke arah selatan kota administrasi Dumai. Lapangan minyak *Yellow* berbentuk memanjang dari arah utara ke selatan agak simetris dengan lebar kira-kira 8 km dan panjang sekitar 18 km.



Gambar 3.2 Peta Lapangan YL (PT CPI, 2019)

#### 3.4.2 Sejarah Lapangan YL

Lapangan ini ditemukan pada tahun 1941 dengan luas 34.730 hektar dan mulai beroperasi pada tahun 1958. Minyak ditemukan pada kedalaman antara 300-700 ft ketika sumur Yellow #1 dibor pada tahun 1941. Dari total cadangan minyak

yang ada di lapangan Yellow, hanya 7,5% saja yang dapat diproduksi pada tahap pengurusan primer.

Produksi minyak Yellow mengalami hambatan karena sifat-sifat fisik antara lain pada kondisi awal temperatur mempunyai 22,4° API dan viskositas 118 cp, karena minyak Yellow bersifat kental maka kini eksploitasinya diusahakan dengan menggunakan sistem injeksi uap, sehingga lapangan ini disebut dengan Yellow *Steam Flood*

### 3.5 JADWAL PENELITIAN

Berikut adalah tabel uraian waktu penelitian yang telah dilaksanakan:

Tabel 3.1 Uraian Waktu Penelitian

No.	Deskripsi Kegiatan	Waktu Penelitian							
		2020 - 2021							
		Des	Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Juni	Agust
1	Studi Literatur								
2	Seminar Proposal								
3	Pengumpulan Data								
4	Pengolahan Data								
5	Analisis Data								
6	Sidang Akhir								

## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Sumur-sumur di lapangan YL telah mengalami penurunan produksi. Sehingga agar produksi minyak dapat ditingkatkan kembali maka dilakukannya pekerjaan *work over* yaitu *New Zone Behind Pipe*. Total keseluruhan biaya yang dikeluarkan selama pekerjaan berlangsung adalah berkisar \$61040 sampai dengan \$120000. Kemudian perlu dilakukannya perhitungan keekonomian guna untuk mengetahui apakah peningkatan hasil produksi minyak dari pekerjaan NZBP tersebut menguntungkan bagi kontraktor dan pemerintah atau malah sebaliknya.

### 4.1 PENGOLAHAN DATA

#### 4.1.1 Data Biaya Pekerjaan NZBP

Biaya investasi wajib diketahui agar dapat melakukan perhitungan dan mengetahui kelayakan dari suatu sumur NZBP. Biaya ini terdiri dari biaya *capital* dan *non capital*. Berikut ini merupakan biaya investasi yang telah dikeluarkan untuk pekerjaan NZBP :

Tabel 4. 1 Biaya pekerjaan NZBP

<i>NON CAPITAL COST</i>	Biaya per QTTY	QTTY	TOTAL
<b>BIAYA PEKERJAAN NZBP PADA SUMUR</b>			
Biaya sewa Rig	\$20000	1	\$20000
Biaya Material	\$10000	1	\$10000
Biaya Service Company	\$15000	1	\$15000
Biaya Downhole Equipment	\$10000	1	\$10000
Biaya Lain-lain	\$5000	1	\$5000
<b>TOTAL</b>			<b>\$60000</b>

#### 4.1.2 Penentuan Harga Minyak

Penentuan harga minyak yang digunakan didapat dari ICP (*Indonesian Crude Price*) dan harga minyak ini tentu berbeda-beda setiap waktunya. Data yang digunakan mulai dari bulan Februari 2019 hingga Mei 2020. Harga minyak

berkisar antara \$27.79 sampai dengan \$79.12 . Data harga minyak dapat dilihat pada lampiran 1.

## 4.2 ANALISA BERDASARKAN KONTRAK PSC COST RECOVERY

### 4.2.1 Parameter *Cash Flow* PSC *Cost Recovery*

Parameter yang dihitung dalam *cash flow* pekerjaan NZBP kontrak PSC untuk masing-masing sumur terdiri dari : *Gross Revenue*, *First Tranche Petroleum*, *Escalation Rate*, *Cost Recovery*, *Equity to be Split (ETS)*, FTP bagian kontraktor, ETS bagian Kontraktor, *Domestic Marketing Obligation (DMO)*, *DMO fee*, *Net DMO*, *Contractor Share (CS)*, *Tax*, *Net Cash Flow (NCF)*, FTP bagian Pemerintah, ETS bagian Pemerintah dan *Government Share (GS)*. Definisi dan rumus untuk parameter di atas dapat dilihat pada bab 2. Perhitungan *cash flow* salah satu sumur yakni A1 dapat dilihat pada lampiran 3. Dan *cash flow* 12 sumur NZBP dapat dilihat pada lampiran 4.

### 4.2.2 Hasil Perhitungan Indikator Keekonomian kontrak *PSC Cost Recovery*

Setelah melakukan perhitungan parameter *cash flow* pada semua sumur kemudian menghitung indikator keekonomian NPV, IRR, dan POT. Hasil perhitungan indikator keekonomian dan kelayakannya dapat dilihat pada tabel berikut ini :

Tabel 4. 2 Indikator Keekonomian dan Kelayakan berdasarkan sistem PSC

Nama Well	MSTB	NPV Contractor (\$M)	IRR	POT (Months)	Result
A1	7,45	41,10	NA	0	LAYAK
A2	0,26	-42,18	-23%	12	TIDAK LAYAK
A3	3,99	19,50	40%	1,89	LAYAK
A4	5,13	26,77	71%	1,8	LAYAK
A5	9,71	52,25	NA	0	LAYAK
A6	2,63	11,90	11%	4,22	LAYAK
A7	1,57	2,66	2%	8,36	LAYAK
A8	0,93	-19,19	-9%	12	TIDAK LAYAK
A9	0,31	-41,07	-23%	12	TIDAK LAYAK
A10	1,82	5,79	4%	6,17	TIDAK LAYAK
A11	0,61	-30,87	-15%	12	TIDAK LAYAK
A12	0,90	-15,56	-7%	12	TIDAK LAYAK

Pada sumur-sumur tersebut telah dilakukan analisa kelayakan berdasarkan kontrak PSC *cost recovery*. Menurut (Ariyon & Dewi, 2018) suatu sumur dengan kriteria layak yaitu NPV memiliki nilai positif, nilai IRR lebih dari 10%, dan POT yang rendah atau cepat. Hasil analisa untuk sumur-sumur diatas diperoleh bahwa sumur A1, A3, A4, A5, A6 memenuhi standart kelayakan dan sisanya adalah sumur yang tidak layak yaitu A2, A7, A8, A9, A10, A11 dan A12

### 4.3 ANALISA BERDASARKAN KONTRAK *GROSS SPLIT*

#### 4.3.1 Menentukan *Split Before Tax*

Penentuan *split* antara pemerintah dan kontraktor dipengaruhi oleh *variable split* dan progresif *split*. Kemudian menentukan *base split* awal kontraktor yang ditetapkan oleh (Peraturan Menteri Energi Dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia No. 52 Th 2017 Tentang Perubahan Kontrak Bagi Hasil *Gross Split*, 2017) adalah 43%, kemudian dari komponen *variable* dan progresif *split* kontraktor akan mendapat penambahan *split* sesuai dengan karakteristik tiap-tiap sumur. Penambahan *split* tersebut adalah 20% untuk komponen variabel dan penambahan komponen progresif *split* adalah 15%. Tabel *variable* dan progresif *split contractor* dapat dilihat pada lampiran 5.

Setelah mendapatkan nilai *variable split* dan progresif *split*, selanjutnya menentukan besaran *split before tax* antara kontraktor dan pemerintah. Rumus yang digunakan untuk menghitung *split before tax* adalah :

$$\text{Contractor} = \text{base split} + \text{variable split} + \text{progresive split} \dots \dots \dots (35)$$

$$\text{Contractor Split} = 43\% + 20\% + 15\%$$

$$\text{Contractor Split} = 78\%$$

Berdasarkan hasil perhitungan di atas didapat *Split* untuk kontraktor adalah 78% dan *split* untuk pemerintah adalah 22%. Perhitungan *split* kontraktor dan pemerintah dapat dilihat pada lampiran 5. Setelah didapatkan pembagian *split* kontraktor dan pemerintah, selanjutnya menghitung parameter cash flow 12 sumur.

#### 4.3.2 Parameter *Cash Flow Gross Split*

Setelah menentukan pembagian *split* antara kontraktor dan pemerintah kemudian menghitung parameter *cash flow gross split*. Parameter yang dihitung

dalam *cash flow* pekerjaan NZBP kontrak *Gross Split* terdiri dari : *Gross Revenue*, *Operating cost*, *Deductible expenses*, *Contractor Take* dan *Government Take*. Perhitungan ini dapat dilihat pada lampiran 7.

#### 4.3.3 Hasil Perhitungan Indikator Keekonomian kontrak *Gross Split*

Setelah menghitung *cash flow* selanjutnya menghitung NPV, IRR dan POT berdasarkan kontrak *gross split*. Berikut ini merupakan hasil perhitungan indikator keekonomian menggunakan kontrak *gross split* :

Tabel 4.3 Indikator Keekonomian dan Kelayakan Sumur NZBP Berdasarkan Sistem *Gross Split*

Nama Well	MSTB	NPV Contractor (\$M)	IRR	POT (months)	Result
A1	7,45	149,33	NA	0,0	LAYAK
A2	0,26	-24,0	-23%	12	TIDAK LAYAK
A3	3,99	65,74	105%	1,77	LAYAK
A4	5,13	91,00	156%	1,6	LAYAK
A5	9,71	189,80	NA	0,00	LAYAK
A6	2,63	35,59	26%	4,35	LAYAK
A7	1,57	1,67	2%	9,48	TIDAK LAYAK
A8	0,93	-12,11	-10%	12	TIDAK LAYAK
A9	0,31	-23,45	-23%	12	TIDAK LAYAK
A10	1,82	13,2	11%	6,47	LAYAK
A11	0,61	-18,18	-16%	12	TIDAK LAYAK
A12	0,90	-10,05	-8%	12	TIDAK LAYAK

Pada sumur-sumur tersebut telah dilakukan analisa kelayakan berdasarkan kontrak *Gross Split*. Menurut (Ariyon & Dewi, 2018) suatu sumur dengan kriteria layak yaitu memiliki NPV memiliki nilai positif, nilai IRR lebih dari 10%, dan POT yang rendah atau cepat dan sebaliknya untuk yang tidak layak. Hasil analisa untuk sumur-sumur di atas diperoleh bahwa sumur A1, A3, A4, A5, A6 dan A10 memenuhi standar kelayakan dan sisanya merupakan sumur yang tidak layak yaitu A2, A7, A8, A9, A11 dan A12. Total ada 6 sumur yang dinyatakan layak.

Maka dapat disimpulkan bahwa kontrak *Gross Split* merupakan kontrak kerja sama migas yang lebih baik dibandingkan kontrak PSC, karena dengan

menggunakan perhitungan *Gross Split* dapat menghasilkan jumlah sumur sebanyak 6 sumur yang layak, sedangkan PSC hanya selisih sedikit dari *Gross Split* yakni 5 sumur yang layak.

#### 4.4 ANALISA SENSITIVITAS

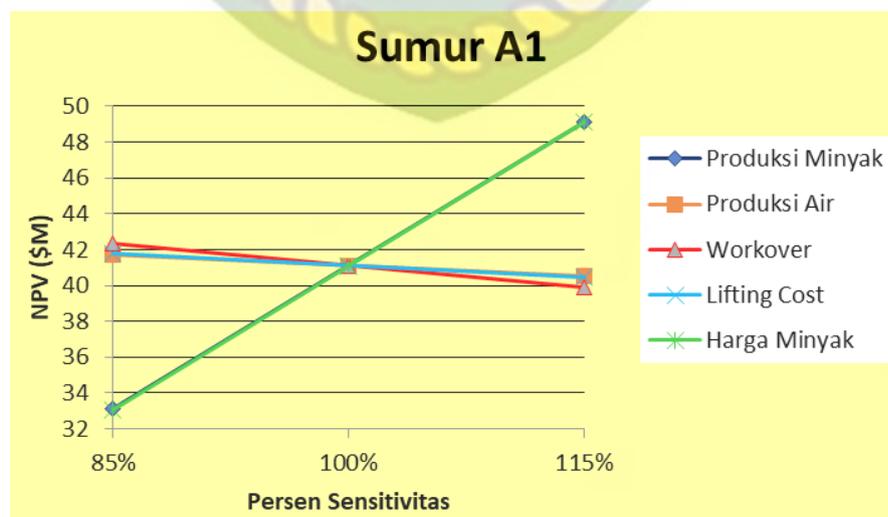
Analisa sensitivitas dilakukan untuk mengetahui faktor yang paling berpengaruh pada pekerjaan NZBP di lapangan YL. Adapun indikator keekonomian yang di analisa sensitivitasnya adalah NPV. Faktor yang dianggap dapat mempengaruhi nilai indikator keekonomian sistem PSC ini adalah *Oil price*, *production oil*, produksi air, *workover* dan *lifting cost* dengan tingkat pengujian sensitivitas diasumsikan sebesar  $\pm 15\%$ .

4.4.1 Sensitivitas NPV terhadap parameter yang mempengaruhi berdasarkan kontrak PSC

##### 1. Sumur A1

Tabel 4.4 Parameter Sensitivitas PSC Sumur A1

	NPV				
	No.	Parameter	Sensitivitas		
			85%	100%	115%
A1			(\$M)		
	1	Produksi Minyak	33,10	41,10	49,10
	2	Produksi Air	41,71	41,10	40,50
	3	Workover	42,33	41,10	39,88
	4	Lifting Cost	41,76	41,10	40,45
	5	Harga Minyak	33,06	41,10	49,15

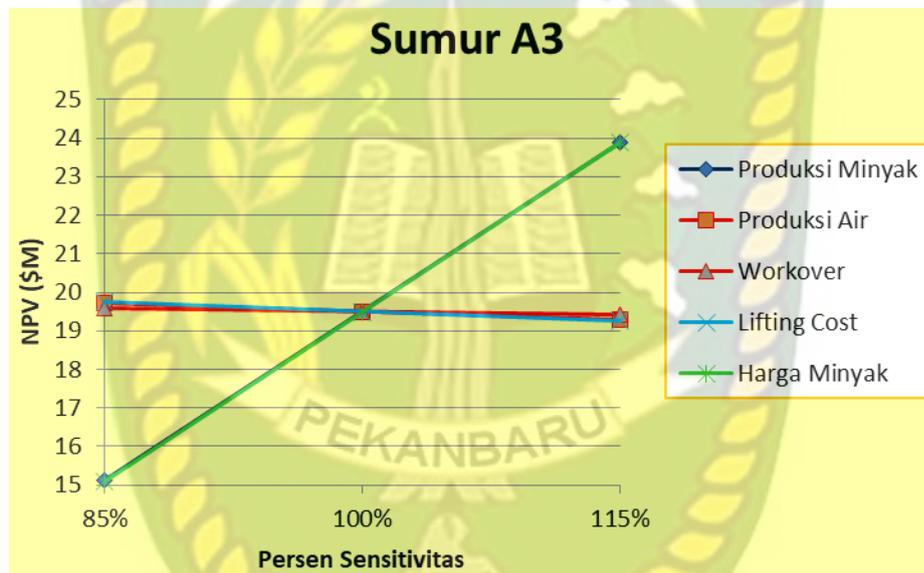


Gambar 4.1 Grafik sensitivitas PSC sumur A1

## 2. Sumur A3

Tabel 4. 5 Parameter Sensitivitas PSC Sumur A3

	NPV				
	No.	Parameter	Sensitivitas		
			85%	100%	115%
			(\$M)		
A3	1	Produksi Minyak	15,12	19,5	23,8
	2	Produksi Air	19,7	19,5	19,2
	3	Workover	19,57	19,5	19,4
	4	Lifting Cost	19,7	19,5	19,2
	5	Harga Minyak	15,10	19,5	23,9

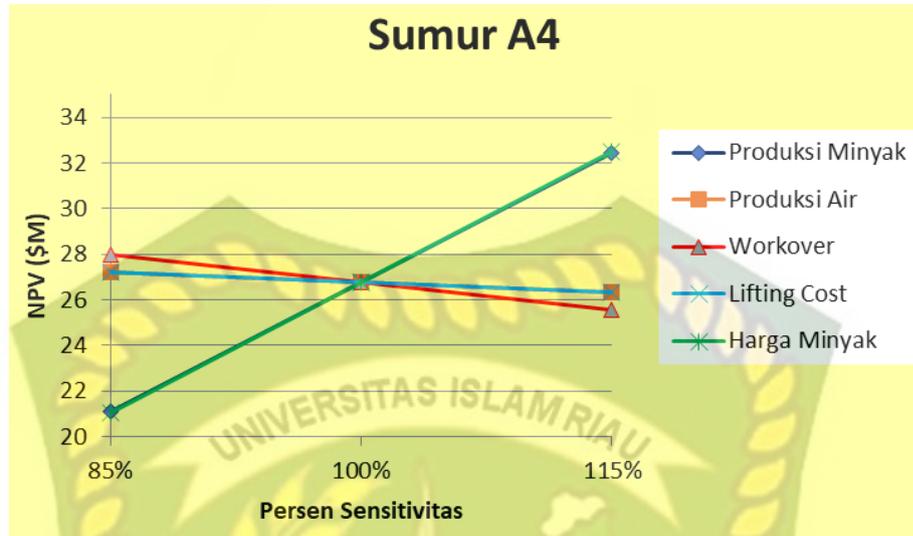


Gambar 4.2 Grafik sensitivitas PSC sumur A3

## 3. Sumur A4

Tabel 4. 6 Parameter sensitivitas PSC Sumur A4

	NPV				
	No.	Parameter	Sensitivitas		
			85%	100%	115%
			(\$M)		
A4	1	Produksi Minyak	21,11	26,77	32,43
	2	Produksi Air	27,19	26,77	26,35
	3	Workover	28,00	26,77	25,54
	4	Lifting Cost	27,22	26,77	26,32
	5	Harga Minyak	21,08	26,77	32,46

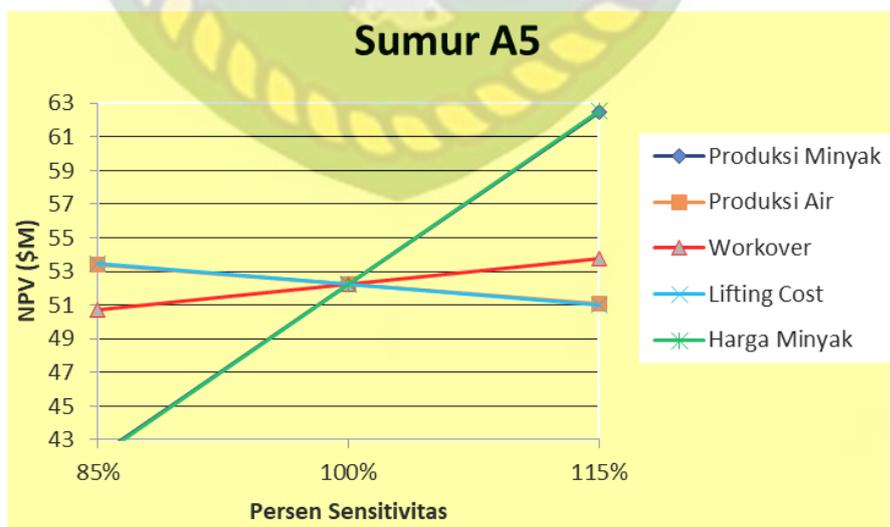


Gambar 4.3 Grafik sensitivitas PSC sumur A4

4. Sumur A5

Tabel 4.7 Parameter Sensitivitas PSC Sumur A5

		NPV			
		Sensitivitas			
No.	Parameter	85%	100%	115%	
( \$M )					
A5	1	Produksi Minyak	42,02	52,25	62,48
	2	Produksi Air	53,41	52,25	51,09
	3	Workover	50,72	52,25	53,78
	4	Lifting Cost	53,47	52,25	51,03
	5	Harga Minyak	41,96	52,25	62,54

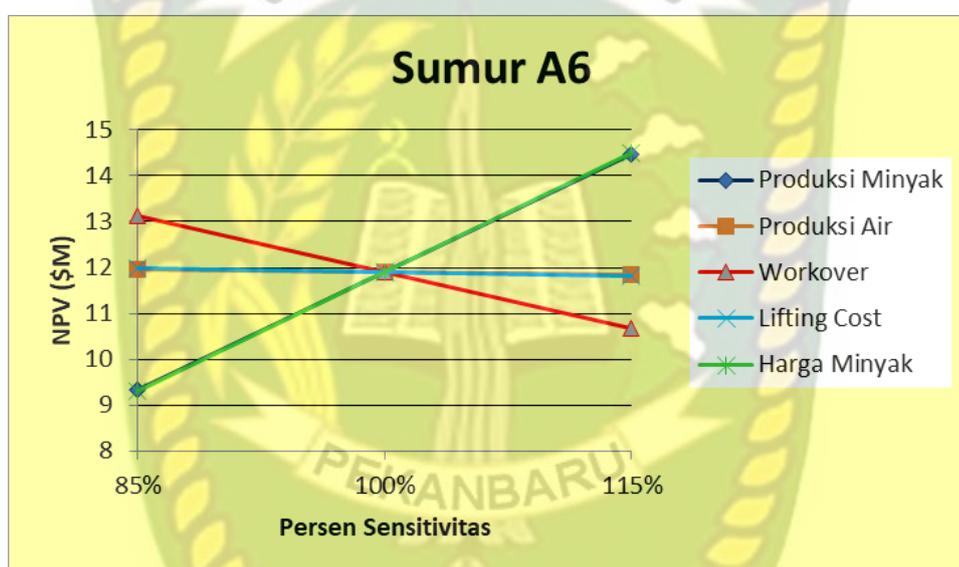


Gambar 4.4 Grafik sensitivitas PSC sumur A5

## 5. Sumur A6

Tabel 4.8 Parameter sensitivitas PSC Sumur A6

	NPV				
	No.	Parameter	Sensitivitas		
			85%	100%	115%
A6	1	Produksi Minyak	9,33	11,90	14,48
	2	Produksi Air	11,97	11,90	11,84
	3	Workover	13,13	11,90	10,68
	4	Lifting Cost	11,99	11,90	11,82
	5	Harga Minyak	9,31	11,90	14,50



Gambar 4.5 Grafik sensitivitas PSC sumur A6

Dapat dilihat pada grafik sensitivitas gambar 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 dan 4.5 bahwa sumur A1, A3, A4, A5 dan A6 bahwa *oil price* memiliki kemiringan (*slope*) yang paling besar, yang artinya *oil price* merupakan faktor berpengaruh yang membuat *net contractor share* berubah. Kemudian faktor yang berpengaruh selanjutnya adalah *production oil* yang memiliki kemiringan yang besar dari biaya *workover*. Dan untuk biaya *workover* merupakan faktor ketiga yang kurang berpengaruh karena memiliki kemiringan yang kecil, dinilai kurang berpengaruh apabila nilai *workover* dikurangi atau ditambah sebesar 15% akan menghasilkan *slope* yang paling kecil dibandingkan *oil price* dan produksi minyak.

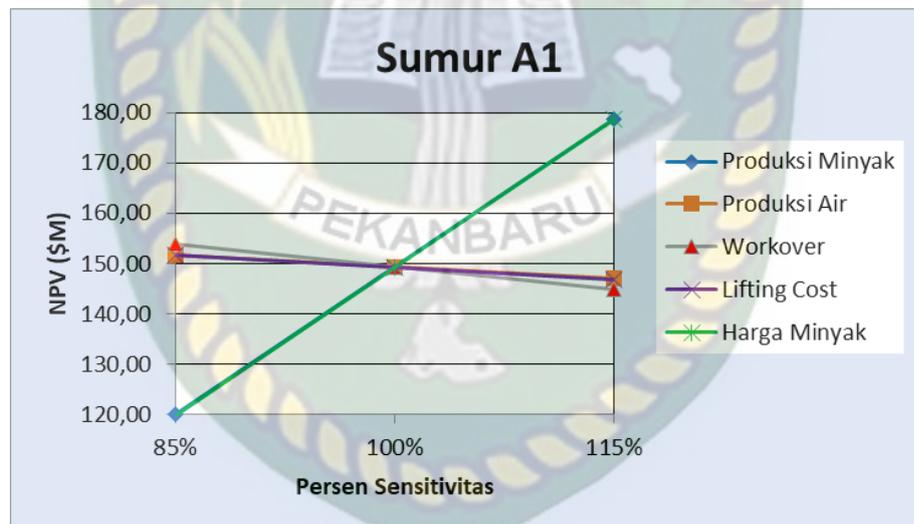
Dari Analisa grafik di atas maka disimpulkan bahwa faktor yang paling berpengaruh atau paling *sensitive* terhadap indikator keekonomian NPV adalah *oil price*.

4.4.2 Sensitivitas NPV terhadap parameter yang mempengaruhi berdasarkan kontrak *Gross Split*

1. Sumur A1

Tabel 4.9 Parameter Sensitivitas *Gross Split* Sumur A1

	NPV				
	No.	Parameter	Sensitivitas		
			85%	100%	115%
			(\$M)		
A1	1	Produksi Minyak	120,08	149,33	178,58
	2	Produksi Air	151,60	149,33	147,07
	3	Workover	153,91	149,33	144,75
	4	Lifting Cost	151,77	149,33	146,89
	5	Harga Minyak	119,91	149,33	178,75

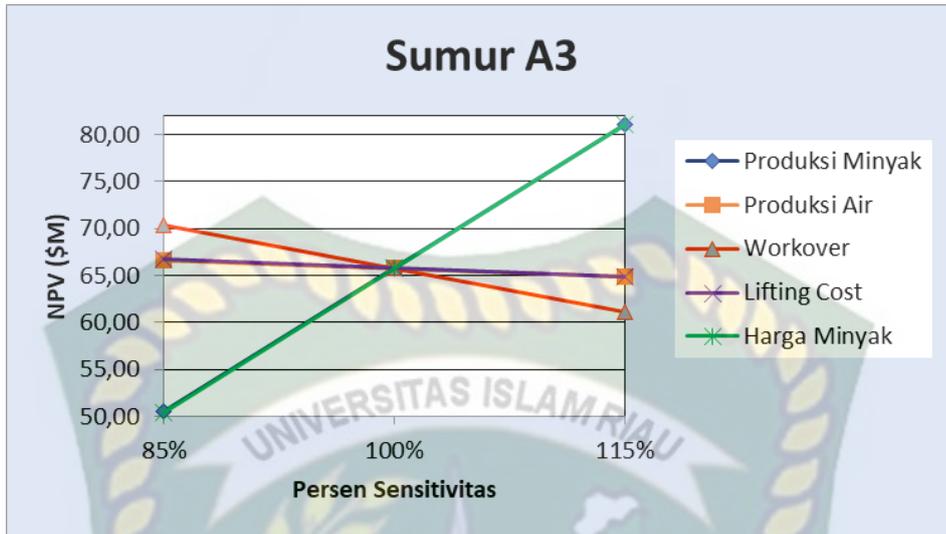


Gambar 4.6 Grafik sensitivitas *Gross Split* sumur A1

2. Sumur A3

Tabel 4.10 Parameter sensitivitas *Gross Split* Sumur A3

	NPV				
	No.	Parameter	Sensitivitas		
			85%	100%	115%
			(\$M)		
A3	1	Produksi Minyak	50,47	65,74	81,01
	2	Produksi Air	66,57	65,74	64,91
	3	Workover	70,32	65,74	61,16
	4	Lifting Cost	66,66	65,74	64,82
	5	Harga Minyak	50,38	65,74	81,11

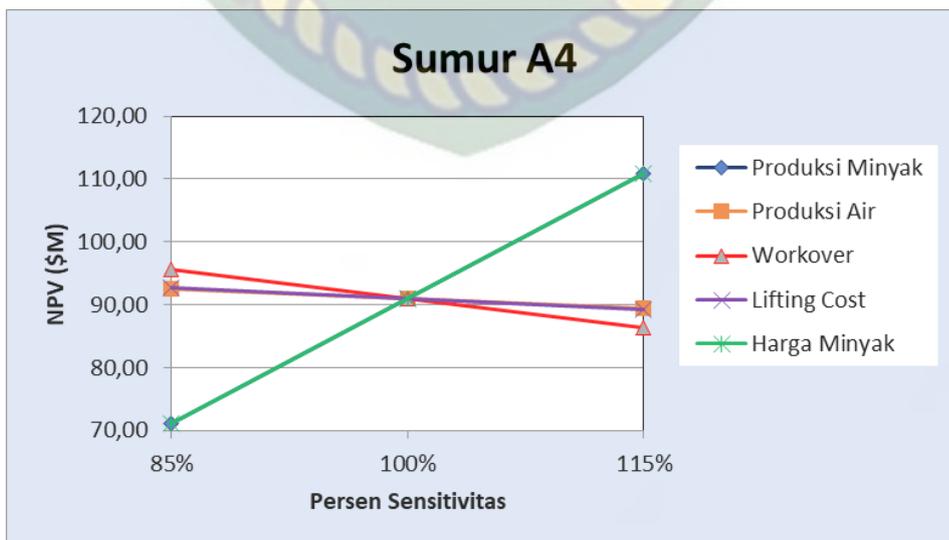


Gambar 4.7 Grafik sensitivitas *Gross Split* sumur A3

3. Sumur A4

Tabel 4.11 Parameter Sensitivitas *Gross Split* PSC Sumur A4

	NPV				
	No.	Parameter	Sensitivitas		
			85%	100%	115%
A4	1	Produksi Minyak	71,20	91,00	110,80
	2	Produksi Air	92,57	91,00	89,43
	3	Workover	95,58	91,00	86,42
	4	Lifting Cost	92,68	91,00	89,32
	5	Harga Minyak	71,08	91,00	110,92

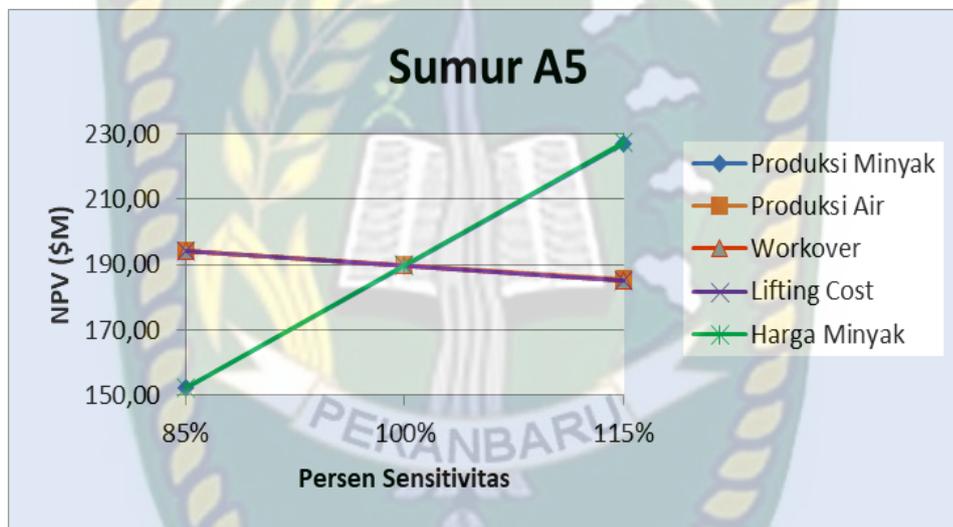


Gambar 4.8 Grafik sensitivitas *Gross Split* sumur A4

## 4. Sumur A5

Tabel 4.12 Parameter sensitivitas *Gross Split* Sumur A5

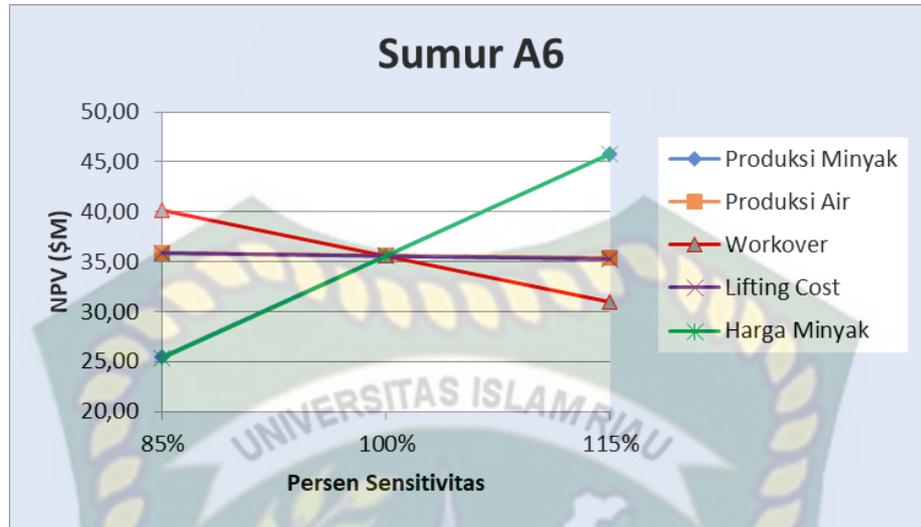
	NPV				
	No.	Parameter	Sensitivitas		
			85%	100%	115%
A5			(\$M)		
	1	Produksi Minyak	152,41	189,80	227,20
	2	Produksi Air	194,15	189,80	185,46
	3	Workover	194,39	189,80	185,22
	4	Lifting Cost	194,37	189,80	185,24
5	Harga Minyak	152,19	189,80	227,42	

Gambar 4. 9 Grafik sensitivitas *Gross Split* sumur A5

## 5. Sumur A6

Tabel 4.13 Parameter sensitivitas *Gross Split* PSC Sumur A6

	NPV				
	No.	Parameter	Sensitivitas		
			85%	100%	115%
A6			(\$M)		
	1	Produksi Minyak	25,43	35,59	45,76
	2	Produksi Air	35,84	35,59	35,35
	3	Workover	40,18	35,59	31,01
	4	Lifting Cost	35,90	35,59	35,29
5	Harga Minyak	25,37	35,59	45,82	

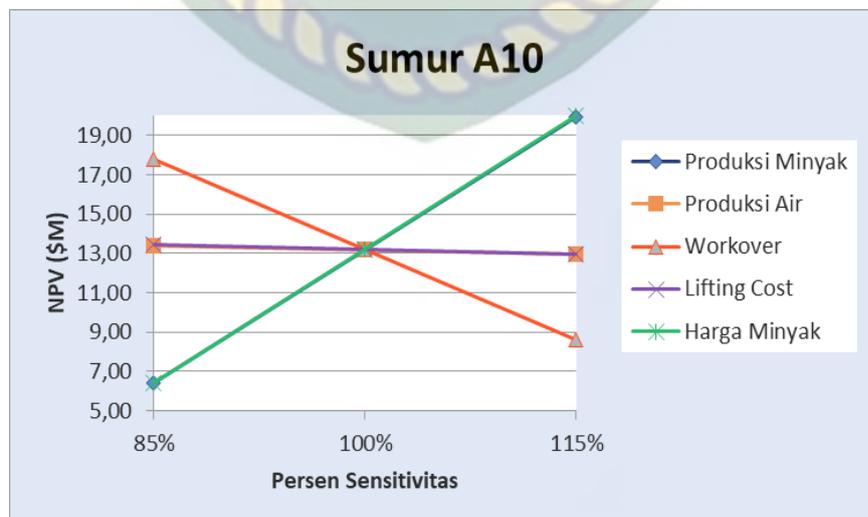


Gambar 4.10 Grafik sensitivitas *Gross Split* sumur A6

6. Sumur A10

Tabel 4.14 Parameter sensitivitas *Gross Split* PSC Sumur A10

	NPV				
	No.	Parameter	Sensitivitas		
			85%	100%	115%
A10	(\$M)				
	1	Produksi Minyak	6,42	13,18	19,93
	2	Produksi Air	13,38	13,18	12,98
	3	Workover	17,76	13,18	8,60
	4	Lifting Cost	13,42	13,18	12,94
5	Harga Minyak	6,38	13,18	19,98	



Gambar 4. 11 Grafik sensitivitas *Gross Split* sumur A10

Dapat dilihat pada grafik dari sumur A1, A3, A4, A5, A6 dan A10 bahwa *oil price* memiliki kemiringan (*slope*) yang paling besar, artinya *oil price* merupakan faktor yang membuat *net contractor share* berubah. Kemudian faktor urutan kedua yang berpengaruh adalah *production oil* yang memiliki kemiringan lebih kecil dari *oil price* atau lebih besar kemiringannya dari pada biaya *workover*. Maka dari itu biaya *workover* merupakan faktor ketiga yang kurang berpengaruh karena memiliki kemiringan yang kecil, dinilai kurang berpengaruh, apabila nilai *workover* ditambah atau pun dikurangi sebesar 15% maka akan menghasilkan perubahan *slope* yang paling kecil dibandingkan *oil price* dan produksi minyak. Dari Analisa grafik di atas maka dapat disimpulkan bahwa faktor yang paling berpengaruh atau paling *sensitive* terhadap indikator keekonomian NPV adalah *oil price*.

Saat harga minyak naik, produksi minyak besar dan biaya operasi kecil maka pilihan tepat untuk menerapkan sistem kontrak *Gross Split* sebab proyek tersebut akan lebih menguntungkan, karena biaya operasi menjadi tanggung jawab kontraktor tanpa adanya *cost recovery*, dimana *cost recovery* merupakan biaya operasi ditanggung oleh pemerintah, seperti yang diberlakukan pada kontrak *Product Sharing Contract Cost Recovery*.

## BAB V KESIMPULAN

### 5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan dapat ditarik kesimpulan bahwa:

1. Dari hasil perhitungan indikator keekonomian yakni NPV, POT dan IRR diketahui bahwa sumur yang dinyatakan layak sesuai dengan standar system PSC adalah sumur A1 (NPV = 41,10), A3 (NPV = 19,50), A4 (NPV = 26,77), A5 (NPV = 52,25) dan A6 (NPV = 11,90). Sumur-sumur tersebut dinilai layak karena memiliki nilai NPV yang besar dan positif, nilai IRR yang lebih besar dari pada MARR 10% serta nilai POT yang kurang dari umur proyek atau lebih cepat.
2. Sumur yang dinyatakan layak sesuai standar sistem *Gross Split* adalah sumur A1 (NPV = 149,3), A3 (NPV = 65,7), A4 (NPV = 91), A5 (NPV = 189,80), A6 (NPV = 35,59) dan A10 (NPV = 13,2). Sumur-sumur tersebut dinilai layak karena memiliki nilai NPV yang besar dan positif, nilai IRR yang lebih besar dari pada MARR 10% serta nilai POT yang kurang dari umur proyek atau lebih cepat.
3. Berdasarkan indikator keekonomian maka pekerjaan NZBP lebih menguntungkan apabila menggunakan kontrak *Gross Split*, karena NPV yang dihasilkan lebih besar dan jumlah sumur NZBP yang layak pun lebih banyak yakni 6 sumur dibandingkan menggunakan kontrak PSC *Cost Recovery*.
4. Hasil analisa sensitivitas dengan sistem PSC dan *Gross Split* didapatkan bahwa faktor yang paling berpengaruh atau paling sensitif terhadap indikator keekonomian NPV adalah *oil price*. Produksi minyak dan biaya operasi merupakan faktor kedua dan ketiga yang berpengaruh.

### 5.2 SARAN

1. Diharapkan untuk peneliti selanjutnya dapat menghitung keekonomian pekerjaan *infill drilling* untuk meningkatkan laju produksi minyak dengan membandingkan dua kontrak migas yang berbeda.

2. Dan peneliti selanjutnya dapat meninjau kembali kedua sistem kontrak yang digunakan pada penelitian ini agar tercipta sistem kontrak yang lebih baik, agar dapat menarik para investor untuk berinvestasi di Indonesia.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

## DAFTAR PUSTAKA

- Apolianto, E., & Mucharam, L. (2012). Evaluasi perencanaan dan hasil perforasi berdasarkan target performa lapangan x. *SPE Annual Technical Conference and Exposition*, XIX(1), 13–26. <https://doi.org/10.2118/115258-MS>
- Ariyon, M. (2013). Analisis Ekonomi Pemilihan Electric Submersible Pump Pada Beberapa Vendor. *Journal of Earth Energy Engineering*, 2(2), 8–18. <https://doi.org/10.22549/jeee.v2i2.928>
- Ariyon, M., & Dewi, E. K. (2018). Studi Perbandingan Keekonomian Pengembangan Lapangan Minyak Marjinal Menggunakan Production Sharing Contract. *Seminar Nasional Teknologi Dan Rekayasa*, 23–29.
- Ariyon, M., Setiawan, A., & Reza, R. (2020). *Economic Feasibility Study of Onshore Exploration Oil Field Development using Gross Split Contract*. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/847/1/012030>
- Daniel, H. (2017). Indonesian milestone in production-sharing contract in perspective of government take, contractor take, cost recovery and production target. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017*, 2017-Janua, 1–18. <https://doi.org/10.2118/187008-ms>
- Desyta, P., Kasmungin, S., & Wibowo, D. A. (2018). Analisa Perencanaan Reaktivasi Sumur Lapangan “Pad” Untuk Zona “a.” *Penelitian Dan Karya Ilmiah*, 3(2), 51. <https://doi.org/10.25105/pdk.v3i2.2988>
- Fajri, M. (2019). ANALISIS HUKUM SKEMA KONTRAK GROSS SPLIT TERHADAP PENINGKATAN INVESTASI HULU MINYAK DAN GAS BUMI Muhammad Fajri \* \*. *Hukum Dan Pembangunan*, 50(1), 54–70.
- FISU, A. A. (2019). *Analisis Kelayakan Ekonomi & Finansial pada Masterplan Kawasan Industri Perikanan Kota Tarakan*. 1–13. <https://doi.org/10.31227/osf.io/96yzu>

- Handika, I. (2019). *INFLUENCE OF PSC CHANGES IN THE UPSTREAM SECTOR FROM COST RECOVERY SYSTEM INTO GROSS SPLIT TOWARDS THE OBLIGATION TO PAY LAND AND BUILDING TAX* \*. 31, 126–139.
- Hernandoko, A. (2018). *Implikasi Berubahnya Kontrak Bagi Hasil ( Product Sharing Contract ) Ke Kontrak Bagi Hasil Gross Split Terhadap Investasi Minyak Dan Gas Bumi Di Indonesia*. VI(2), 160–167.
- Jati, N., Rahman, F., Kurniawan, H., Sari, Z. F., & Puspasari, S. (2015). Design of experiment and statistical approach to optimize new zone behind pipe opportunity: North Roger Block case study. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE 2015*. <https://doi.org/10.2118/176205-ms>
- Kaesti, E. Y. (2011). *Keberhasilan optimasi kerja ulang pindah lapisan (kupl)*. 4(2), 2–7.
- Kusrini, D., & Abror, M. M. (2019). *Analisa Perhitungan Keekonomian Lapangan “ X ” West Java Basin Menggunakan Metode PSC ( Production Sharing Contract )*. 3(2), 1–7.
- Nandasari, P., & Priadythama, I. (2015). *Analisis Keekonomian Proyek Perusahaan Minyak Dan Gas Bumi : Studi Kasus Abc Oil*.
- Newnan, D. G., Eschenbach, T. G., & Lavelle, J. P. (2004). *Engineering Economic Analysis* (9th ed.). Oxford University Press.
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia No. 52 Th 2017 tentang Perubahan Kontrak Bagi Hasil Gross Split*. (2017). Menteri ESDM.
- Pramadika, H., & Satiyawira, B. (2018). Pengaruh Harga Gas Dan Komponen Variabel Terhadap Keuntungan Kontraktor Pada Gross Split. *Petro*, 7(3), 113. <https://doi.org/10.25105/petro.v7i3.3817>

- Prasetyawati Umar, E., Rianto Pradana, E., Rauf Husain, J., & Nurwaskito, A. (2017). Perbandingan Hasil Produksi Berdasarkan Pengaruh Workover Terhadap Hasil Produksi Sumur Walio 212 Pt. Petrogas (Basin) Ltd, Kabupaten Sorong, Provinsi Papua Barat. *Jurnal Geomine*, 5(3), 120–123. <https://doi.org/10.33536/jg.v5i3.142>
- PT. Chevron Pacific Indonesia.(2019). Data Lapangan, Data Operasi dan Data Produksi Minyak Sumur NZBP.
- Purnatiyo, D. (2014). Analisis Kelayakan Investasi Alat Dna Real Time Thermal Cyclers (Rt-Pcr) Untuk Pengujian Gelatin. *Jurnal PASTI*, 8(2), 212–226.
- Rahayu, S. A. P. (2017). Prinsip hukum dalam kontrak kerjasama kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi. *Yuridika*, 32(2), 336–354. <https://doi.org/10.20473/ydk.v32i2.4774>
- Rudiyono, A. (2019). Project Economic Evaluation of Low Permeability Reservoir Development Using Discounted Cash Flow Method and Real Option Analysis for Investment Decision. *PETRO:Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 8(3), 81. <https://doi.org/10.25105/petro.v8i3.5508>
- Rulandari, N., Rusli, B., Mirna, R., Nurmantu, S., & Setiawan, M. I. (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. *Journal of Physics: Conference Series*, 1114(1). <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1114/1/012132>
- Shobah, S., Widhiyanti, H. N., Audrey, P., & Kn, M. (2015). Cost Recovery Dalam Kontrak Kerjasama Minyak Dan Gas Bumi Di Indonesia Ditinjau Dari Hukum Kontrak Internasional. *Jurnal. Universitas Brawijaya*, 79.
- Wajong, M. (2017). *Indonesia ' s new Gross Split PSC. January*, 1–17.
- William, Kartoatmodjo, T., & Prima, A. (2017). Studi Kelayakan Keekonomian Pada Pengembangan Lapangan. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 273–278.