

**ANALISIS KEEKONOMIAN PENERAPAN *PLAN OF DEVELOPMENT* PADA LAPANGAN DS PT. BOB BSP
PERTAMINA HULU MENGGUNAKAN KONTRAK *GROSS SPLIT***

SKRIPSI

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

DESMAN IWANTO SIANTURI

NPM 163210657



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

2022

**ANALISIS KEEKONOMIAN PENERAPAN *PLAN OF DEVELOPMENT* PADA LAPANGAN DS PT. BOB BSP
PERTAMINA HULU MENGGUNAKAN KONTRAK *GROSS SPLIT***

SKRIPSI

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

DESMAN IWANTO SIANTURI

NPM 163210657



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

2022

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Desman Iwanto Sianturi

NPM : 163210657

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Tugas akhir : Analisis Keekonomian Penerapan *Plan of Development* Pada Lapangan DS PT. BOB BSP
Pertamina Hulu Menggunakan Kontrak *Gross Split*

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

Penguji I : Richa Melysa, S.T., M.T (.....)

Penguji II : Neneng Purnamawati, S.T., M.Eng (.....)

Diterapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 4 juli 2022

Disahkan Oleh :

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

NOVIA RITA, S.T., M.T.

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan.

Pekanbaru, 24 Juni 2022



Desman Iwanto Sianturi



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah SWT atas rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini. Penulisan skripsi ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik. Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Disini saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dalam penyelesaian tugas akhir. Oleh sebab itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Muhammad Ariyon, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing dan juga selaku pembimbing akademik yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberi masukannya dan juga memberikan arahan, nasihat serta penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
2. Ketua dan sekretaris Program Studi serta dosen-dosen yang banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan dukungan yang telah diberikan.
3. Orang tua dan saudara yang selalu memberikan dukungan material, dukungan moral dan doa yang senantiasa mengiringi.
4. Teman – teman seperjuangan yang memberikan dukungan dalam penyelesaian tugas akhir ini.

Teriring doa saya, semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga Tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 24 Juni 2022



Desman Iwanto Sianturi

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI.....	iv
DAFTAR GAMBAR	vi
DAFTAR TABEL.....	vii
DAFTAR LAMPIRAN.....	viii
DAFTAR SINGKATAN	ix
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 <i>State of The Art</i>	5
2.2 <i>Plan of Development</i>	7
2.3 Indikator Keekonomian.....	7
2.4 <i>Gross Split</i>	9
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	14
3.1 Metodologi Penelitian	14
3.2 <i>Flowchart</i>	15
3.3 Lokasi Penelitian	16
3.4 Jadwal Kegiatan Penelitian.....	16
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	17

4.1	Hasil Produksi	17
4.2	Perhitungan.....	21
4.3	Hasil Penelitian.....	22
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....		25
5.1	Kesimpulan.....	25
5.2	Saran.....	25
DAFTAR PUSTAKA		26
LAMPIRAN.....		29



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Skema <i>Gross Split</i>	10
Gambar 3.1 <i>Flowchart</i>	15
Gambar 4.1 Produksi Minyak Vs Tahun.....	21
Gambar 4.2 <i>Revenue</i>	23



DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Nilai <i>Split</i> Pada <i>Variable Split</i>	11
Tabel 2.2 Nilai <i>Split</i> Pada <i>Progressive Split</i>	12
Tabel 3.1 Jadwal Penelitian.....	16
Tabel 4.1 Prediksi Produksi Tahun 2022	17
Tabel 4.2 Prediksi Produksi Tahun 2023	18
Tabel 4.3 Prediksi Produksi Tahun 2024	18
Tabel 4.4 Prediksi Produksi Tahun 2025	18
Tabel 4.5 Prediksi Produksi Tahun 2026	19
Tabel 4.6 <i>Base Split</i>	19
Tabel 4.7 <i>Variable Split</i>	20
Tabel 4.8 <i>Progressive Split</i>	20
Tabel 4.9 Total <i>Contractor Split</i>	20
Tabel 4.10 Biaya <i>Cash Flow</i>	22
Tabel 4.11 Indikator Keekonomian Kontrak PSC <i>Gross Split</i>	23

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I PARAMETER DATA PRODUKSI UNTUK PERHITUNGAN

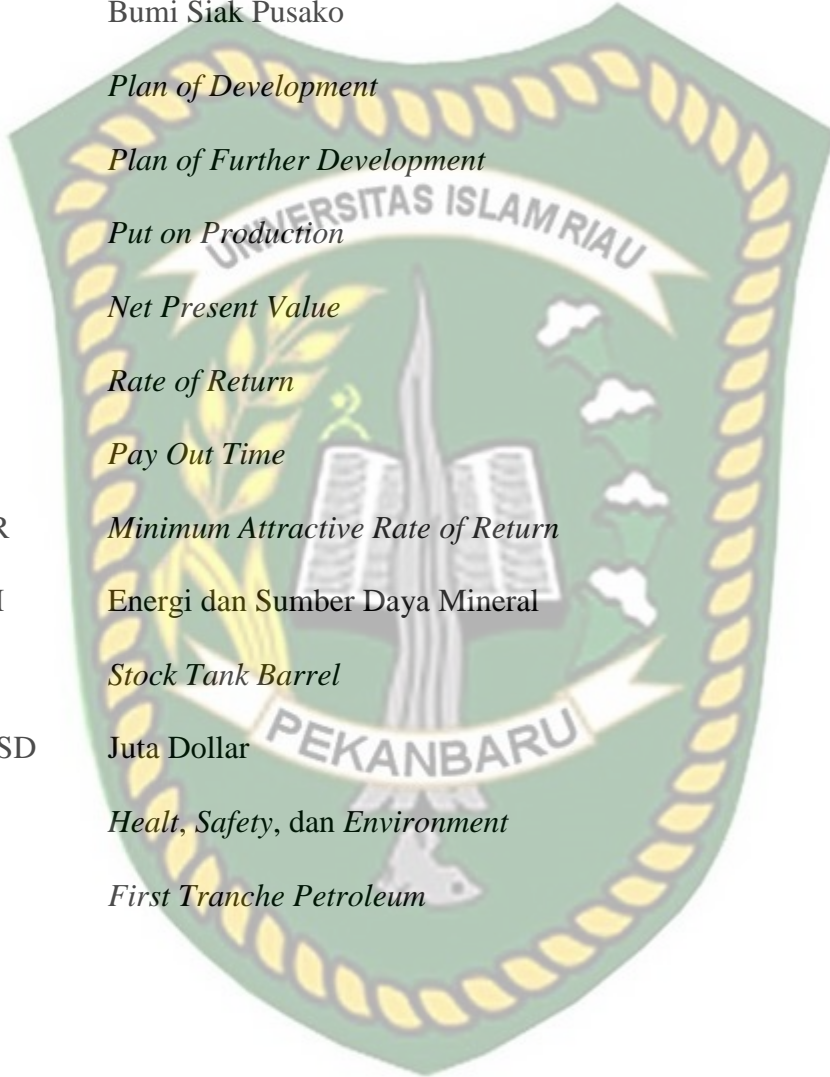
LAMPIRAN II PERHITUNGAN SKEMA KONTRAK PSC *GROSS SPLIT*



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

ASR	<i>Abandonment and Site Restoration</i>
BOB	Badan Operasi Bersama
BSP	Bumi Siak Pusako
POD	<i>Plan of Development</i>
POFD	<i>Plan of Further Development</i>
POP	<i>Put on Production</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
ROR	<i>Rate of Return</i>
POT	<i>Pay Out Time</i>
MARR	<i>Minimum Attractive Rate of Return</i>
ESDM	Energi dan Sumber Daya Mineral
STB	<i>Stock Tank Barrel</i>
MMUSD	Juta Dollar
HSE	<i>Health, Safety, dan Environment</i>
FTP	<i>First Tranche Petroleum</i>



**ANALISIS KEEKONOMIAN PENERAPAN *PLAN OF DEVELOPMENT*
PADA LAPANGAN DS PT. BOB BSP PERTAMINA HULU
MENGUNAKAN KONTRAK *GROSS SPLIT***

DESMAN IWANTO SIANTURI

163210657

ABSTRAK

Peningkatan kebutuhan migas terus meningkat seiring berjalannya waktu, untuk itu perlu adanya penambahan dan penemuan cadangan baru demi memenuhi kebutuhan tersebut dengan cara melakukan *plan of development*. Pengembangan lapangan menjadi salah satu cara guna memenuhi kebutuhan tersebut, didalam pengembangan tersebut akan ada perhitungan secara ekonomis terkait pengembangan lapangan apakah layak untuk dilanjutkan atau tidak. Untuk menghitung nilai keekonomisan tersebut dengan menggunakan indikator keekonomian NPV, ROR, POT, dan PI. Perhitungan keekonomian tersebut akan dilakukan analisis berdasarkan kontrak PSC *gross split*.

Lapangan DS PT. BOB BSP memproduksi minyak dengan prediksi produksi total dari tahun 2022 sampai tahun 2041 kurang lebih sebesar 3.4 MMSTB. Sehingga berdasarkan data produksi tersebut diperoleh nilai NPV *government* sebesar \$20,621.37 M; ROR sebesar 34.68%; POT sebesar 2.33 tahun; dan PI sebesar 1.06. Dengan sejumlah indikator keekonomian tersebut, pengembangan Lapangan DS PT. BOB BSP bernilai ekonomis.

Kata Kunci: *PSC Gross Split, Indikator Keekonomian, plan of development*

**ECONOMIC ANALYSIS OF THE IMPLEMENTATION OF THE PLAN
OF DEVELOPMENT IN DS FIELD PT. BOB BSP PERTAMINA HULU
USES GROSS SPLIT CONTRACT**

DESMAN IWANTO SIANTURI

163210657

ABSTRACT

The increase in oil and gas needs continues to increase over time, for that there needs to be the addition and discovery of new reserves to meet these needs by carrying out a plan of development. Field development is one way to meet these needs, in the development there will be an economical calculation related to field development whether it is feasible to continue or not. To calculate the economic value by using the economic indicators NPV, ROR, POT, and PI. The economic calculation will be analyzed based on the psc gross split contract.

DS Field PT. BOB BSP produces oil with a predicted total production from 2022 to 2041 of approximately 3.4 MMSTB. So, based on the production data obtained NPV government is \$20,621.37 M; ROR is 34.68%; POT is 2.33 year; and PI is 1.06. With a number of economic indicators, the development of DS Field PT. BOB BSP is economically valuable.

Keywords: PSC Gross Split, economic indicator, plan of development

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Industri minyak dan gas bumi merupakan salah satu dari beberapa industri yang sangat berperan penting bagi pendapatan pemerintah maupun perekonomian nasional (Widarsono, 2013). Seperti yang kita ketahui bersama pada UU 1945 pasal 33 ayat 3 yang berbunyi “Bumi dan air dan kekayaan alam yang terkandung di dalamnya di kuasai oleh negara dan dipergunakan untuk sebesar-besar kemakmuran rakyat (Fajri, 2020). Sedangkan perkembangan cadangan minyak di Indonesia setiap tahun mengalami peningkatan, sehingga perlu di lakukan upaya pengembangan lapangan untuk memproduksi cadangan tersebut (Jaya, n.d.). Kemudian salah satu penyebab menurunnya stok minyak dan gas bumi adalah karena tingginya kebutuhan serta kurangnya eksplorasi, untuk itu mengapa pengembangan lapangan baru sangat penting (et al., 2018).

POD (*Plan of Development*) adalah rencana pengembangan suatu lapangan migas untuk memproduksi cadangan hidrokarbon dengan mempertimbangkan beberapa aspek, salah satunya adalah aspek ekonomi. Tujuan pembuatan POD adalah melihat tingkat ekonomis atau tidaknya suatu lapangan kerja migas. Apabila suatu POD telah di setuju, maka seluruh *cost recovery* akan di ganti oleh pemerintah melalui skema bagi hasil (Aritonang, 2016).

Untuk menganalisis ekonomis atau tidaknya suatu proyek, biasanya persiapan suatu kegiatan harus benar-benar matang, karena yang dikalkulasikan adalah indikator bernilai tunggal dari harga relatif proyek. Indikator adalah pengukur kemenarikan dari suatu proyek bila dibandingkan terhadap proyek lainnya. Adapun indikator ekonomi yang biasa digunakan adalah *Pay Out Time*, *Rate of Return*, dan *Net Present Value* (Anjani & Baihaqi, 2018).

Kontrak *gross split* merupakan sebuah kontrak bagi hasil dalam kegiatan hulu migas tanpa adanya pengembalian biaya operasi (*cost recovery*). Ada tiga jenis skema yang diterapkan adalah *base split*, *variable split*, dan *progressive split*. Pemisahan dasar adalah pembagian dasar bentuk kerjasama, sedangkan *variable split* dan *progressive split* adalah faktor tambahan atau pengurangan dalam pemisahan dasar di awal (Rulandari et al., 2018). Kementrian ESDM mengatakan

bahwa kontrak gross split ini telah memiliki landasan hukum serta sesuai dengan peraturan menteri tahun 2017 (Ayu et al., 2020)

Pada bulan Januari 2017, Pemerintah Indonesia menerbitkan Peraturan Menteri ESDM No. 8 Tahun 2017 tentang *Gross Split*, namun pada bulan Agustus 2017 terdapat beberapa peraturan yang sebelumnya dikeluarkan oleh Menteri ESDM. Ini terdiri dari amandemen yang diubah menjadi aturan dalam edisi 52 tahun 2017 (Ariyon et al., 2020). Dalam kontrak bagi hasil ini diatur bahwa bagi hasil awal (*base split*) untuk minyak negara mendapatkan 57% dan kontraktor 43%, sedangkan untuk gas bumi negara mendapat 52% dan kontraktor mendapatkan 48% (Ariyon & Dewi, 2018). Pada penelitian ini akan dilakukan perhitungan indikator keekonomian mengenai pekerjaan *plan of development* dengan metode kontrak *gross split*, dimana akan dilakukan perhitungan dari kegiatan *plan of development* yang dilakukan dan analisis perhitungan tersebut berdasarkan kontrak *gross split* yang meliputi *base split*, *variable split*, dan *progressive split*. Sebelum dilakukannya investasi oleh suatu perusahaan perlu dilakukan analisis kelayakan investasi untuk mengetahui proyek yang akan dikerjakan menguntungkan atau tidak (Fitria & Wahyudi, 2018). Berdasarkan penelitian, diharapkan dapat menjadi referensi untuk menentukan nilai keekonomisan dari pekerjaan *plan of development* dengan menggunakan kontrak *gross split*.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menghitung indikator keekonomian meliputi NPV, IRR, dan POT pada kegiatan *plan of development*
2. Menganalisis hasil perhitungan keekonomian berdasarkan *gross split*

1.3 Manfaat Penelitian

Manfaat penelitian ini dilakukan untuk:

1. Untuk mengetahui keekonomian dari *plan of development*
2. Untuk mengetahui skema kontrak *gross split* terhadap kegiatan *plan of development*

1.4 Batasan Masalah

Untuk menghindari pembahasan diluar topik yang akan dikaji, maka perlu dibuat batasan masalah, yaitu:

1. Penelitian hanya berfokus kepada keekonomian dari *plan of development*
2. Penelitian hanya berfokus pada analisis hasil perhitungan ekonomi dari kegiatan *plan of development* dan pembagian hasil menurut kontrak *gross split*



BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Dalam Al Quran surah Al-Jasiyah ayat 13 dijelaskan tentang pemanfaatan sumber daya alam yang artinya “Dan Dia menundukkan apa yang ada di langit dan apa yang ada di bumi untuk semuanya (sebagai rahmat) dari-Nya. Sungguh, dalam hal yang demikian itu benar-benar terdapat tanda (kebesaran Allah) bagi orang-orang yang berfikir”. Segala sumber daya alam telah Allah berikan kepada manusia dan pemanfaatannya diserahkan kepada manusia. Sumber daya alam yang diolah harus memberikan manfaat untuk semua orang, bukan hanya untuk kepentingan pribadi.

2.1 *State of The Art*

Menurut Ariyon dan Dewi, pernah melakukan penelitian pada Lapangan YZ merupakan salah satu lapangan marginal yang ditemukan pada tahun 2008 dengan luas 24,73 hektar. Lapangan YZ yang akan dikembangkan tahun 2017 ini mengusung judul perbandingan ekonomi pengembangan lapangan minyak marginal menggunakan kontrak bagi hasil *cost recovery* dengan kontrak bagi hasil *gross split*. Berdasarkan data lapangan yang ada, perhitungan jumlah cadangan adalah 1137689 (STB). $IRR = 10,92\%$; $POT = 3,0$ Tahun. Sedangkan kontrak bagi hasil *gross split* memiliki nilai $NVP 15\% = M\$621,38$; $IRR = 15,73\%$; $POT = 3.3$ Tahun. Berdasarkan perhitungan indikator-indikator tersebut, dapat dikatakan bahwa proyek pengembangan lapangan minyak YZ dengan skema untuk hasil bruto lebih ekonomis dan layak untuk dikembangkan (Ariyon & Dewi, 2018).

Menurut Pramadika dan Satiyawira pernah melakukan penelitian pada lapangan Z yang merupakan lapangan *offshore* yang memproduksi gas. Awalnya lapangan ini menggunakan kontrak bagi hasil *cost recovery*, Namun setelah adanya peraturan menteri tahun 2017 maka di lakukan analisis mengenai kontrak bagi hasil *gross split*. Karena lapangan ini memproduksi gas maka *base split* untuk pemerintah sebesar 52% serta untuk kontraktor 48 Setelah di lakukan perhitungan maka di dapatkan nilai $NVP = 28.282$ MMUSD; $IRR = 16.684 \%$; dan $POT = 11.32$ Tahun.

Berdasarkan perhitungan indikator ekonomi tersebut dapat di simpulkan bahwa lapangan ini masih dapat dikatakan layak untuk di produksi, karena memiliki nilai $IRR > MARR$ (Pramadika & Satiyawira, 2018).

Menurut Afiati, Irham dan Pramadika pada penelitiannya Blok NSRN ialah blok migas yang dikembangkan pada 2018 dan memiliki masa kontrak 20 tahun hingga 2038.. Blok ini memiliki laju produksi rata - rata untuk minyak sebesar 0.4MMBOE pertahun dan untuk gas memiliki rata - rata 13 BCF per tahun. Berdasarkan data yang ada maka dapat di ketahui wilayah kerja blok NSRN mendapatkan nilai tambahan split 6%. Setelah dilakukan perhitungan indikator ekonomi menggunakan kontrak grss split, maka di dapatkan nilai $NVP 10\% = -141MMUS\$$ dan $IRR = 4\%$. Berdasarkan hasil perhitungan yang di dapatkan dapat di simpulkan bahwa blok NSRN ini tidak menguntungkan untuk kontraktor. Kemudian dilakukan analisis ke ekonomian dengan penambahan Diskresi pada kontrak gross split tersebut. Setelah di lakukan analisis maka mendapatkan penambahan Diskresi 22%. Hal ini sesuai dengan peraturan menteri ESDM RI NO . 52 Tahun 2017 pasal 7. Berdasarkan analisis data dan perhitungan indikator keekonomian setelah di tambahkan diskresi, blok NSRN masih dapat dikatakan ekonomis untuk di kembangkan (Afiati et al., 2020).

Menurut Satiyawira dan Pramadika pernah melakukan penelitiannya yaitu menganalisis keekonomian blok XY terhadap perubahan harga minyak dengan metode gross split dengan membuat dengan harga kemungkinan tertinggi minyak adalah 85 \$/bbl dan harga kemungkinan terendah adalah 20 \$/bbl. Berdasarkan parameter gross split untuk harga minyak 85 \$/bbl dan 20 \$/bbl dapat di simpulkan bahwa apabila harga minyak turun hingga 20 \$/bbl maka hasilnya tidak baik. Untuk mengatasi hal tersebut maka solusi yang bisa dilakukan adalah menambahkan diskresi pemerintah. Dari hasil analisis yang dilakukan maka di diskresi yang di tambahkan oleh pemerintah untuk blok XY adalah 14,955%. Setelah penambahan diskresi maka batas turunnya harga minyak agar dalam keadaan baik adalah 21 \$/bbl. Kemudian dilakukanlah perhitungan indikator keekonomian untuk harga minyak 85\$/bbl adalah gross revenue sebesar 708 MMUSD, contractor take sebesar 385 MMUSD, NVP sebesar 23,82 MMUSD, IRR sebesar 30%, dan POT 8,75 tahun. Sedangkan untuk harga minyak 214 \$/bbl

yaitu, gross revenue sebesar 633 MMUSD, contractor take sebesar 351 MMUSD, NVP sebesar 0,47 MMUSD, IRR sebesar 10% dan POT 11,66 tahun. Berdasarkan keseluruhan perhitungan di atas dapat disimpulkan bahwa 21 %/bbl adalah harga minyak agar blok XY tetap menguntungkan atau positif dan skema gross split pada blok XY menghasilkan nilai yang baik (Satiyawira & Pramadika, 2018).

2.2 *Plan of Development*

Plan of development adalah rencana pengembangan satu atau lebih suatu lapangan minyak maupun gas untuk mengembangkan serta memproduksi cadangan hidrokarbon secara optimal dengan mempertimbangkan aspek teknis, seperti aspek ekonomis, aspek *Health, Safety, dan Environment* (HSE) (Aritonang, 2016). Ada beberapa jenis POD di Indonesia, yaitu:

1. POD Pertama (POD I) adalah rencana pengembangan lapangan yang pertamakali di dalam suatu eksplorasi sebelum fase produksi.
2. POD Kedua dan seterusnya (POD Selanjutnya) adalah rencana pengembangan lapangan selanjutnya dari struktur yang berbeda di dalam suatu wilayah kerja dalam fase produksi. Dalam POD ini harus wajib dalam persetujuan SKK Migas.
3. *Plan of Further Development* (POFD) adalah lanjutan rencana pengembangan lapangan yang sudah pernah di produksi.
4. *Put on Production* (POP) adalah rencana untuk mulai memproduksi minyak atau gas dari suatu lapangan migas yang memiliki jumlah cadangan relatif kecil menggunakan fasilitas yang sudah ada di sekitarnya.

Bagi pemerintah POD merupakan sebuah langkah kritikal pengambilan keputusan migas karena menyangkut pendapatan atau kerugian negara pada masa mendatang (IRWANDI, n.d.).

2.3 Indikator Keekonomian

Untuk mengetahui layak atau tidaknya suatu pekerjaan atau proyek migas, ada beberapa indikator keekonomian yang perlu di hitung serta di analisis (Anjani & Baihaqi, 2018).

2.3.1 *Minimum Attractive Rate of Return (MARR)*

MARR adalah tingkat pengembalian minimum yang diinginkan. MARR menjadi titik keputusan untuk menentukan kelangsungan hidup proyek bagi suatu investor. Nilai MARR ditetapkan sebagai batas bawah untuk investasi yang dapat diterima oleh suatu perusahaan.

2.3.2 *Net Present Value (NPV)*

Nilai NPV akan dihitung sesuai dengan MARR yang ditentukan. Nilai NPV positif menandakan bahwa proyek tersebut berdasar arus kas mendapatkan tingkat keuntungan yang lebih besar dari MARR. Sedangkan NPV bernilai negatif menandakan bahwa proyek berdasar arus kas tidak mendapatkan keuntungan kurang dari MARR.

Nilai dari NPV dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$NPV = X_0 + \frac{X_1}{(1+i)} + \frac{X_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{X_N}{(1+i)^N}$$

Keterangan:

X_N = cash flow ditahun ke N

X_0 = cash flow ditahun 0

I = suku bunga

2.3.3 *Internal Rate of Return (IRR)*

IRR merupakan tingkat discount rate serangkaian dari arus kas ke nilai NPV sama dengan nol. Nilai IRR tidak bisa hanya dihitung dengan persamaan saja, namun memerlukan trial and error. Secara grafis nilai dari NPV, MARR dan IRR yang telah didapat, hasil dari IRR dibandingkan dengan MARR. Jika IRR lebih besar dari MARR maka proyek tersebut dapat diterima oleh investor.

2.3.4 *Payout Time (POT)*

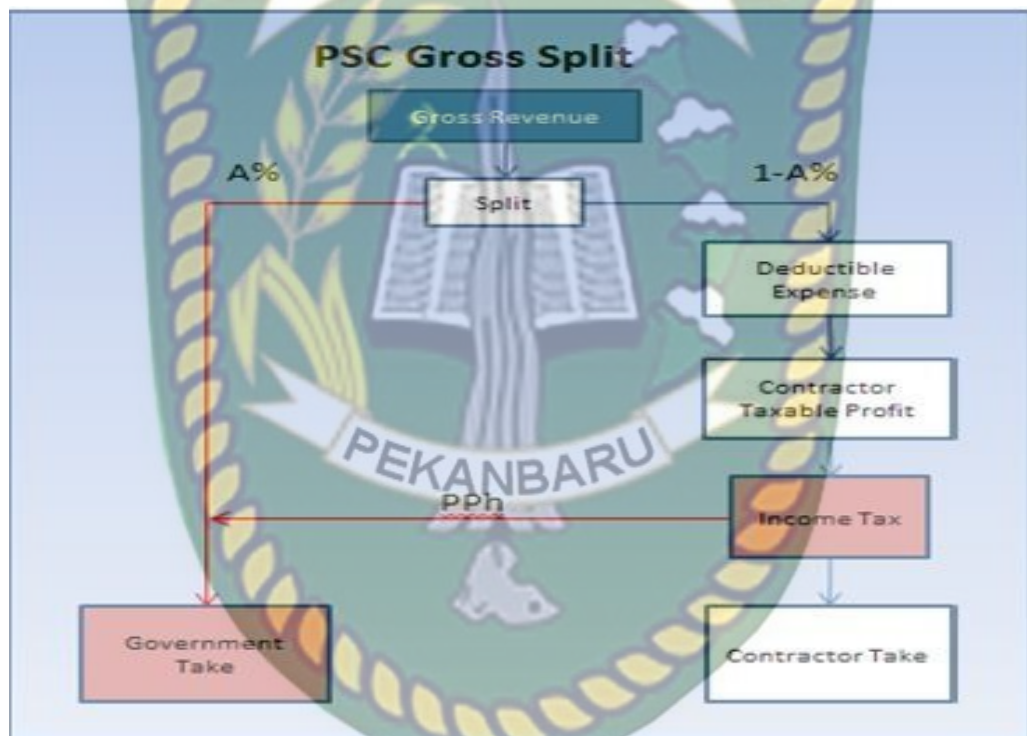
Payout time merupakan waktu yang dibutuhkan proyek untuk mengembalikan investasi awal yang sudah ditentukan. POT menjadi ukuran waktu berapa lama investasi memiliki resiko. POT ini digunakan bersamaan dengan indikator-indikator sebelumnya.

2.4 *Gross Split*

Gross split adalah sistem kontrak hulu migas yang terbaru yang di keluarkan oleh pemerintah indonesia melalui menteri ESDM pada tahun 2017. Di dalam pasal 21 permen ESDM nomor 8 tahun 2017 tentang kontrak split bruto menjelaskan pada kontrak grosplit menyatakan bahwa fasilitas yang di pakai kontraktor tetap menjadi milik negara (Intaniasari, 2020). Prinsip utama dari kontrak ini adalah menghapuskan cost recovery seperti di PSC (Daniel, 2017). Dimana pada PSC memiliki syarat dan ketentuan kontrak 20 % pendapatan kotor akan digunakan sebagai pemulihan biaya (Irham et al., 2018). Sedangkan cost recovery itu sendiri adalah biaya yang harus di keluarkan negara kepada kontraktor untuk menggantikan biaya produksi serta investasi pada saat berjalannya eksplorasi, eksploitasi serta pengembangan lapangan migas di suatu negara. Dan salah satu alasan di keluarkannya kontrak gross split ini adalah untuk meningkatkan minat investor baik dari dalam negeri maupun luar negeri (Medeiros et al., 2020). Yang di hitung dalam kontrak bagi hasil gross split ini adalah produksi hasil minyak atau gas kotor (bruto) dengan tiga skema yaitu base split, variable split dan progressive split. Base split pada kontrak ini telah di tetapkan pembagiannya untuk minyak bumi negara mendapat bagian sebesar 57% dan 43% untuk kontraktor, sedangkan untuk gas bumi negara mendapatkan bagian sebesar 52% dan 48% untuk kontraktor (Rulandari et al., 2018). Ada beberapa alasan mengapa di hapuskannya sistem cost recovery pada kontrak gross split saat ini yaitu pemerintah memiliki tujuan untuk mendorong efektifitas dan efisiensi industri migas di Indonesia, pemerintah bertujuan mempermudah skema sehingga kontraktor lebih efisien dalam pengelolaan biaya serta resiko dalam produksi, kemudian pemerintah bertujuan untuk menyederhanakan kontrak bagi hasil tanpa melalui perdebatan mengenai pengembalian dana atau cost recovery (Sugiyartomo, 2019). Dalam kontrak gross split ini kontraktor juga harus mampu melakukan pengerjaan dengan efisien karena tidak ada pengembalian biaya oleh Negara. Ada beberapa sektor yang harus jadi pertimbangan untuk kontraktor untuk terlaksananya efisiensi tersebut yaitu, pemilihan vendor, penggunaan teknologi, tenaga kerja dan yang lainnya. Apabila seluruh sektor tersebut berhasil dilaksanakan dengan baik maka kontraktor akan lebih hemat dalam hal biaya serta

akan lebih banyak memperoleh keuntungan (Ganindha et al., 2018). Dasar daripada model bisnis gross split ini adalah besar atau kecilnya pengembalian investasi serta keuntungan yang di peroleh kontraktor tergantung pada efisien atau tidaknya kontraktor dalam proses pengerjaan suatu proyek (Wicaksono, 2018).

Selain penghapusan cost recovery pada kontrak gross split, terdapat juga unsur First Tranche Petroleum (FTP) yang dihapuskan. Alasan dihapusnya FTP pada kontrak gross split ini adalah karena semua bagian yang di terima oleh pemerintah dan kontraktor telah di jelaskan di jelaskan dan di sepakati di awal kontrak. Pada konsep ini dihapuskannya FTP pada kontrak ini merupakan satu keuntungan untuk investor (Fajri, 2020).



Gambar 2.1 Skema *Gross Split* (Anjani & Baihaqi, 2018)

Dengan skema gross split ini, kita bisa melihat bahwa administrasi pada pemerintah lebih mudah, dimana pemerintah tidak harus memberikan persetujuan untuk work program and budget yang di lakukan oleh kontraktor. Untuk mendapatkan izin work program and budget pada umumnya memakan waktu satu sampai dua tahun. Jadi dapat di simpulkan dengan adanya kontrak gross split bisa menciptakan efisiensi kerja (Jumiati et al., 2018).

Pada kontrak gross split ini terdapat juga tambahan split, yaitu variable split dan progressive split. *Variable split* terdiri dari lokasi lapangan seperti offshore maupun onshore, kedalaman reservoir, jenis reservoir, ketersediaan infrastruktur, status wilayah, kandungan CO₂, kandungan H₂S, berat jenis minyak bumi, tahapan produksi dan tingkat komponen dalam negeri. Sedangkan progressive split terdiri dari harga minyak bumi, harga gas bumi dan jumlah kumulatif produksi (Fajri, 2020).

Tabel 2.1 Nilai *Split* Pada *Variable Split*

No	Komponen <i>variable split</i>	Parameter	Kontraktor <i>Split</i> (%)
1	<i>Block status</i>	POD I	5
		POD II	0
		PODFP	0
		No POD	-5
2	Lokasi lapangan (h = kedalaman laut dalam meter)	<i>Onshore</i>	0
		<i>Offshore</i> (0 < h ≤ 20)	8
		<i>Offshore</i> (20 < h ≤ 50)	10
		<i>Offshore</i> 50 < h ≤ 150)	12
		<i>Offshore</i> 150 < h ≤ 1000)	14
3	Kedalaman reservoir (meter)	≤ 2500	0
		> 2500	1
4	Ketersediaan infrastruktur pendukung	<i>Well developed</i>	0
		<i>New frontier</i>	2
5	Jenis reservoir	Konvensional	0
		Nonkonvensional	16

6	Konten CO ₂ (%)	<5	0
		5 ≤ x < 10	0.5
		10 ≤ x < 20	1
		20 ≤ x < 40	1.5
		40 ≤ x < 60	2
		X ≥ 60	4
7	Konten H ₂ S (ppm)	<100	0
		100 ≤ x < 300	0.5
		300 ≤ x < 500	0.7
		X ≥ 500	5
8	<i>Spesific gravity</i> (° API)	<25	1
		≥ 25	0
9	Level konten lokal (%)	<30	0
		30 ≤ x < 50	2
		50 ≤ x < 70	3
		70 ≤ x < 100	4
10	Tahap produksi	<i>Primary</i>	0
		<i>Secondary</i>	3
		<i>Tertiary</i>	5

Tabel 2.2 Nilai *Split* Pada *Progressive Split*

No	Komponen <i>progressive split</i>	Parameter	kontraktor <i>split</i> (%)
1	Harga Gas bumi (USD/barrel)	(85-ICP) x 0.25 ICP = harga minyak	

2	<i>Cummulative Production oil & gas (MMBOE)</i>	< 30	10%
		$30 \leq x < 60$	9%
		$60 \leq x < 90$	8%
		$90 \leq x < 125$	6%
		$125 \leq x < 175$	4%
		≥ 175	0%



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

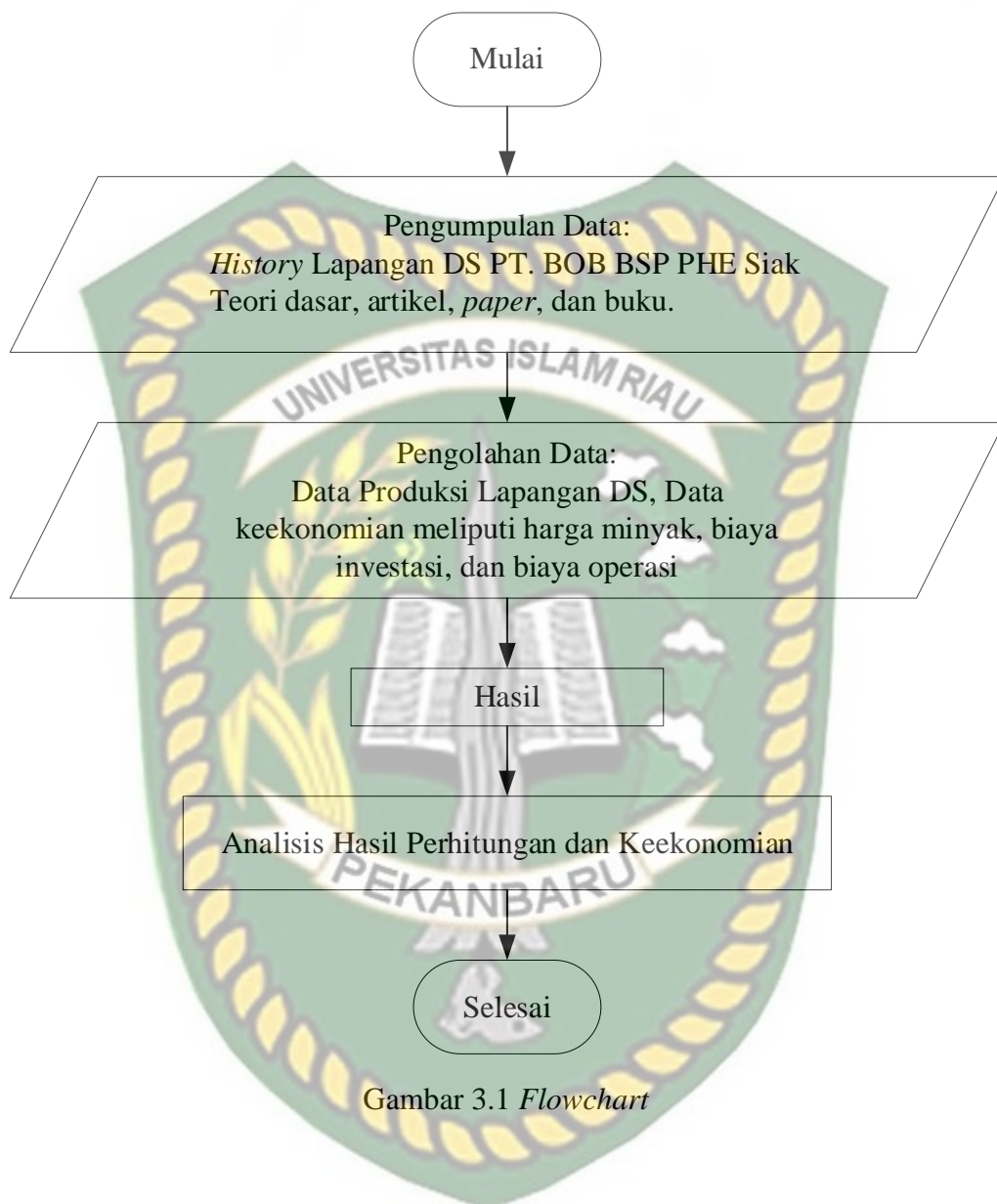
BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metodologi Penelitian

Pada penelitian ini metode yang dilakukan adalah gross split dari pengerjaan plan of development. Dalam pengerjaan plan of development ini, dilakukan perhitungan indikator keekonomian yaitu NPV, IRR dan POT. Kemudian berdasarkan hasil perhitungan tersebut akan dilakukan suatu analisis berdasarkan kontrak gross split.

Ada 3 skema dari kontrak gross split ini, yaitu base split, variable split dan progressive split. Yang dimana pada base split di awal untuk gas bumi telah ditetapkan untuk pemerintah 57% dan untuk kontraktor 43%. Kemudian untuk variable split terdapat 10 komponen, yaitu lokasi lapangan seperti offshore maupun onshore, kedalaman reservoir, jenis reservoir, ketersediaan infrastruktur, status wilayah, kandungan CO₂, kandungan H₂S, berat jenis minyak bumi, tahapan produksi dan tingkat komponen dalam negeri. Kemudian progressive split adalah harga minyak bumi, harga gas bumi dan jumlah kumulatif produksi. Variable split dan progressive split merupakan tambahan split bagi setiap kontraktor. Studi literatur dalam penelitian ini menggunakan jurnal dan buku untuk kelancaran penelitian serta sebagai referensi tugas akhir.

3.2 Flowchart



Gambar 3.1 Flowchart

3.3 Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilakukan di lapangan DS PT. BSB BOB Pertamina Hulu serta menggunakan literatur seperti jurnal, buku dan penelitian sebelumnya yang berkaitan dengan penelitian ini. Data yang digunakan dalam penelitian ini diangkat dari sumur x lapangan DS PT. BSB BOB Pertamina Hulu. Dalam penelitian ini membutuhkan data produksi. Selain itu membutuhkan biaya investasi seperti capital expenditure, operational expenditure, Abandement and Site Restoration (ASR), depreciation, gas price, tax, discount rate (Kusrini & Abror, 2019). Data yang digunakan akan dihitung serta di analisis dengan diperkuat oleh teori dari jurnal dan lain – lain.

3.4 Jadwal Kegiatan Penelitian

Tabel 3.1 Jadwal Penelitian

Tahapan penelitian	Tahun 2022											
	April				Mei				Juni			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi Literatur												
Analisa data lapangan												
Perhitungan keekonomian												
Analisa hasil dan pembahasan												
Pembuatan Laporan												

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Lapangan minyak DS berlokasi di wilayah kerja PT. BSB BOB yang berada di Provinsi Riau. Produksi utama lapangan ini adalah minyak yang memiliki kedalaman sekitar 300 – 500 kaki di bawah permukaan laut. Total lahan yang dimiliki BOB memiliki luas sekitar 9,135.06 km². Produksi yang didapatkan dari wilayah kerja Lapangan BOB kira – kira sebesar 10 MBOPD dimana pada lapangan ini diterapkan POD 1, yang mana masih tahap pengembangan lapangan sehingga keekonomian yang akan dihasilkan dari lapangan ini juga akan ikut berubah.

4.1 Hasil Produksi

Pengembangan lapangan dilakukan dengan membuat 6 buah sumur baru dalam proyek *plan of development* (POD), produksi yang dihasilkan dari setiap sumur berkisar antara 100 BOPD. Dengan data tersebut dilakukan prediksi produksi selama 20 tahun untuk mengetahui kemampuan produksi tiap sumur dan akan dihitung keekonomian apakah bernilai ekonomis atau tidak. Berikut data prediksi produksi 6 buah sumur baru dari tahun 2022 sampai tahun 2041.

Tabel 4.1 Prediksi Produksi Tahun 2022

Well	Production (Day)	Production (Year)
Well 1	105	38325
Well 2	100	36500
Well 3	103	37595
Well 4	98	35770
Well 5	90	32850
Well 6	95	34675
Total		215715

Tabel 4.2 Prediksi Produksi Tahun 2023

Well	Production (Day)	Production (Year)
Well 1	98	35770
Well 2	95	34675
Well 3	105	38325
Well 4	95	34675
Well 5	100	36500
Well 6	94	34310
Total		214255

Tabel 4.3 Prediksi Produksi Tahun 2024

Well	Production (Day)	Production (Year)
Well 1	95	34675
Well 2	90	32850
Well 3	100	36500
Well 4	90	32850
Well 5	97	35405
Well 6	90	32850
Total		205130

Tabel 4.4 Prediksi Produksi Tahun 2025

Well	Production (Day)	Production (Year)
Well 1	88	32120
Well 2	87	31755
Well 3	96	35040
Well 4	87	31755
Well 5	90	32850
Well 6	85	31025
Total		194545

Tabel 4.5 Prediksi Produksi Tahun 2026

Well	Production (Day)	Production (Year)
Well 1	80	29200
Well 2	82	29930
Well 3	100	36500
Well 4	85	31025
Well 5	88	32120
Well 6	90	32850
Total		191625

Data produksi 15 tahun berikutnya akan ditampilkan pada bagian lampiran. Berdasarkan kelima tabel prediksi produksi dari keenam sumur produksi baru dapat diketahui data produksi setiap tahunnya untuk setiap sumur. Data tersebut diperoleh dengan cara melakukan prediksi dengan asumsi skenario produksi untuk setiap sumur tidak berubah dan terus terjadi penurunan produksi. Jika pada kondisi yang sebenarnya dalam beberapa waktu kedepan pasti akan terdapat perbedaan hasil produksi yang dipengaruhi oleh sejumlah faktor.

Dasar penggunaan keekonomian pada penelitian ini menggunakan kontrak *Production Sharing Contract (PSC) Gross Split*. Penelitian ini akan menganalisis keuntungan keekonomian dilakukannya *plan of development* untuk dapat mengetahui seberapa ekonomis POD dapat dilakukan nantinya dalam rentang produksi selama 5 tahun yang dimulai dari tahun 2022 sampai pada tahun 2041. Adapun sejumlah parameter perhitungan yang digunakan pada lapangan ini, yaitu sebagai berikut.

Adapun ketentuan *base split* dalam kontrak *PSC gross split* pada tabel 4.6 berikut.

Tabel 4.6 *Base Split*

Base Split		
	Pemerintah	Kontraktor
Minyak	57%	43%

Adapun ketentuan *variable split* dalam kontrak PSC *gross split* pada tabel 4.7 berikut.

Tabel 4.7 *Variable Split*

Variable Split	Status	Penyesuain Split
Block Status	POD 1	5%
Field Location	Onshore	0%
Reservoir Depth	2600 m	1%
Infrastructure	Developed	0%
Reservoir Condition	Sandstone	0%
Co ₂	50%	2%
H ₂ S	50%	0%
Total Content	50%	3%
API Gravity	10	1%
Production Phase	Primer	0%
Total		12%

Adapun ketentuan *progressive split* dalam kontrak PSC *gross split* pada tabel 4.8 berikut.

Tabel 4.8 *Progressive Split*

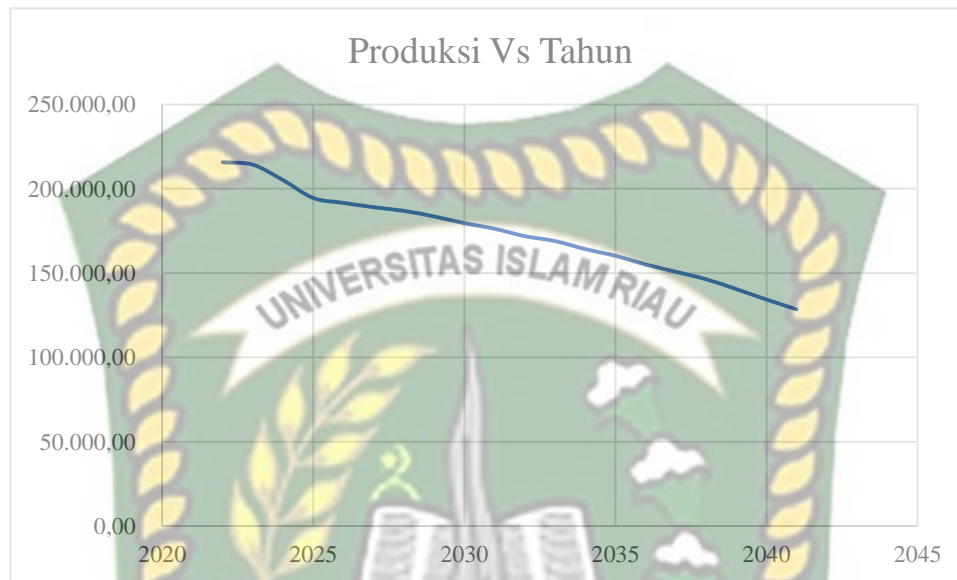
Progressif Split	Status	Penyesuaian Split
Oil Price	ICP = 85	0%
Cummulative Production	1.02 MMboe	10%
Total		10%

Adapun ketentuan *contractor split* dalam kontrak PSC *gross split* pada tabel 4.9 berikut.

Tabel 4.9 *Total Contractor Split*

Total Contractor Split	
Deskripsi	Penyesuaian Split
Base Split	43%
Variable Split	12%
Progressive Split	10%
Total	65%

Produksi selama 5 tahun yang dimulai dari tahun 2022 sampai tahun 2041 dapat dilihat pada gambar berikut.



Gambar 4.1 Produksi Minyak Vs Tahun

4.2 Perhitungan

4.2.1 Perhitungan *Revenue*

Perhitungan *revenue* Lapangan DS PT. BSB BOP dengan menggunakan rumus perhitungan produksi dikali dengan harga minyak. Setelah dihitung, dapat diperkirakan hasil total produksi gas adalah \$293,899.83 M.

4.2.2 Investasi

Dengan bidang yang berfokus pada produksi minyak dan gas bumi, industri ini merupakan salah satu yang memiliki resiko sangat besar dengan modal yang besar pula. Biaya yang sangat besar tersebut akan dipergunakan untuk mendukung segala proses kegiatan industri.

Pembagian investasi *capital* terdiri dari:

- a. *Drilling*, berupa *casing*, *tubing*, *well equipment surface* dan *subsurface*
- b. *Completion*
- c. *Production*, berupa *compressor*, *WHP*, *well test*, dan *well service*

- d. *Production facilities*, berupa *gathering station* dan *piping*
- e. *Pre-development cost*, berupa *office* dan *abandon*

Sedangkan investasi *non capital* dapat terdiri dari:

- a. *Drilling*, berupa *rig contract*, *bit accessories*, *equipment rental*, *cementing*, dan *logging coring*.
- b. *Workover*, berupa *completion installation*, *stimulation treatment*, *production test*, etc.
- c. *Geological geophysical and engineering*, berupa *maintenance software*, *core log analysis*, 2D 3D *seismic*, *well site & road location*, dan *water system*.
- d. *Production*, berupa *welltest*, *well repair*, *abandon well*, dan *pipeline*.
- e. *Production facilities*, berupa *production facilities unit*
- f. *General*, berupa *supervision*, *insurance*, *other transportation*, *fuel lubricants*, dan *camp facilities*.
- g. *Predevelopment cost*

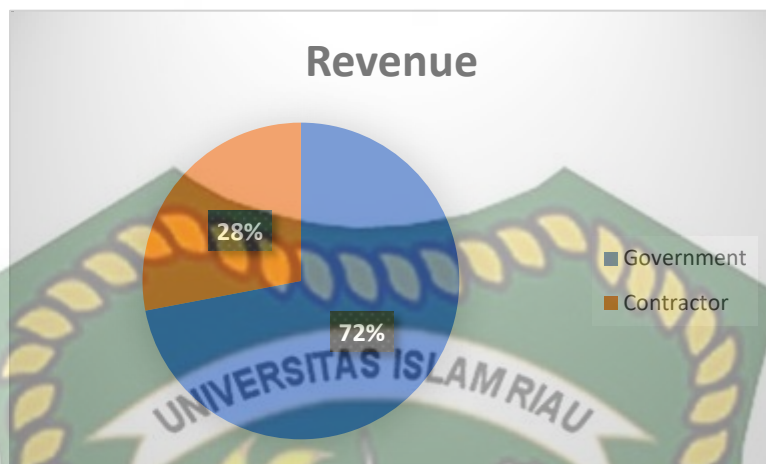
Walaupun terlihat sama, namun elemen setiap bagian memiliki fungsinya masing – masing.

4.3 Hasil Penelitian

Pada penelitian ini, perhitungan keekonomian didasarkan pada kontrak PSC *gross split* yang ketentuannya telah disesuaikan dengan kondisi Lapangan DS PT. BSB BOB.

4.3.1 Cash Flow PSC Gross Split

Setelah dilakukan perhitungan terhadap *cash flow* dari tahun 2022 sampai tahun 2041, maka didapatkan *revenue* sebesar \$293,899.83 M. Dari *revenue* total tersebut, *government* mendapatkan *revenue* sebesar \$211,607.87 M sedangkan *contractor* mendapatkan *revenue* sebesar \$82,291.95. Berikut adalah diagram *pie* yang memperlihatkan besarnya besaran yang didapat kedua belah pihak.



Gambar 4.2 Revenue

Berikut perhitungan *cash flow* yang didasarkan pada kontrak PSC *gross split* yang dapat dilihat pada lampiran.

4.3.2 Indikator Keekonomian

Untuk tetap terus meningkatkan keuntungan keekonomian, pengembangan lapangan perlu dilakukan. Berbagai cara dilakukan salah satunya dengan menambah sumur produksi. Pengembangan lapangan yang baik akan berpengaruh kepada nilai indikator keekonomian menjadi lebih menguntungkan. Semakin meningkatnya produksi minyak juga akan meningkatkan perolehan NPV. Walaupun pengembangan yang dilakukan berupa penambahan sumur, nilai POT belum tentu akan kecil. Hal ini diakibatkan adanya sejumlah faktor yang menyebabkan penambahan biaya terkait produksi.

Dalam menentukan keekonomian suatu wilayah kerja migas terdapat sejumlah indikator keekonomian, yaitu *Net Present Value* (NPV), *Rate of Return* (ROR), *Pay Out Time* (POT), dan *Profitability Index* (PI). Berikut adalah hasil perhitungan indikator keekonomian kontrak PSC *gross split* pada pengembangan Lapangan DS PT. BSB BOB.

Tabel 4.11 Indikator Keekonomian Kontrak PSC *Gross Split*

Indikator	<i>Gross Split</i>
NPV <i>Contractor</i>	\$11,861.64 M
ROR	34.68 %
POT	2.3 tahun
PI	1.06

Setelah mendapatkan nilai indikator keekonomian selanjutnya akan dianalisis sensitivitasnya terhadap jumlah produksi, OPEX, investasi, dan harga minyak. Analisis sensitivitas ini perlu dilakukan untuk mengetahui lebih dalam dan jauh seberapa besar pengaruh elemen indikator keekonomian terhadap keuntungan. Adapun yang menjadi perhatian utama, yaitu *contractor take*, ROR, *government take*, dan NPV.

Produksi dalam 20 tahun kedepan yang dimulai dari tahun 2022 sampai pada tahun 2041 kira – kira menghasilkan total produksi minyak sebesar 3.4 MMSTB. Hasil perhitungan terhadap PSC *gross split* dapat dilihat pada tabel 4.11, dari sini dapat terlihat dengan jelas perolehan – perolehan yang akan didapatkan dengan menggunakan kontrak PSC *gross split*. Adapun keuntungan lainnya jika menggunakan kontrak PSC *gross split*, keseluruhan biaya operasi adalah sepenuhnya tanggung jawab kontraktor dan tentunya secara tidak langsung dapat menguntungkan bagi pemerintah. Dengan penyerahan keseluruhan tanggung jawab ini, membuat operator akan berpikir bagaimana caranya biaya yang digunakan agar lebih efektif dan terus meningkatkan keuntungan.

Oleh karena itu, dapat dikatakan penggunaan kontrak PSC *gross split* pada Lapangan DS PT. BSB BOB bernilai **ekonomis**. Dengan nilai *pay out time* hanya 2.3 tahun saja kedepannya akan terus mendapatkan keuntungan yang didukung pula dengan perolehan NPV yang besar.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

1. Berdasarkan hasil perhitungan keekonomian menggunakan kontrak PSC *gross split* diperoleh nilai NPV *contractor* sebesar \$11,861.64 M, nilai ROR sebesar 34.68%, dan nilai POT sebesar 2.33 tahun. Ketiga indikator keekonomian ini diperoleh didasarkan pada pengembangan lapangan yang dilakukan pada Lapangan DS PT. BSB BOB
2. Hasil perhitungan keekonomian menunjukkan nilai yang ekonomis. Hal ini dapat dilihat dari nilai POT yang hanya membutuhkan waktu 2.33 tahun saja dengan perolehan NPV *government* sebesar \$20,621.37 M.

5.2 Saran

Berdasarkan penelitian yang sudah dilakukan, peneliti berharap agar penelitian selanjutnya dapat menghitung keekonomian pada lapangan PT.BOB BSP Pertamina Hulu sampai *economic limit*.

DAFTAR PUSTAKA

- Afiati, N., Irham, S., & Pramadika, H. (2020). Analisis Keekonomian Blok NSRN Dengan Menggunakan PSC Gross Split Dan Penambahan Diskresi. *PETRO:Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 9(2), 88.
- Anjani, B. R., & Baihaqi, I. (2018). Comparative analysis of financial Production Sharing Contract (PSC) cost recovery with PSC gross split: Case study in one of the kontraktor SKK Migas. *Journal of Administrative and Business Studies*, 4(2), 65–80.
- Aritonang, I. (2016). Pengaruh penerapan plan of development (pod) basis terhadap unrecovered cost dari perspektif kontraktor migas fase produksi. 1–19.
- 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. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 847(1).
- Ayu, S., Rahayu, P., Anitasari, R. F., & Kusumaningtyas, R. F. (2020). filosofi kontrak bagi hasil gross spli tdari sudut pandang hukum kontrak. 242–263.
- 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.
- Fajri, M. (2020). Analisis Hukum Skema Kontrak Gross Split Terhadap Peningkatan Investasi Hulu Minyak Dan Gas Bumi
Muhammad Fajri * *. 50(1), 54–70.
- Fitria, I., & Wahyudi, F. (2018). Internal Rate of Return untuk Analisis Kelayakan Investasi di Bidang Industri: Review Paper. *Seminar Dan Konferensi Nasional IDEC*, 2579–6429, 7–8.
- Ganindha, R., Wicaksono, S., & Saraswati, A. A. A. N. (2018). Indonesiars Transformation to Gross Split Contract: an Evaluation of Energy Worker Regulation. *59(Iceml)*, 272–275.
- Giranza, M. J., & Bergmann, A. (2018). Indonesia's New Gross Split PSC: Is It More Superior Than the Previous Standard PSC? *Journal of Economics, Business and Management*, 6(2), 51–55.

- Intaniasari, K. (2020). Gross Split Contract Framework Regulation on the Caring for People. *Bestuur*, 8(2), 96.
- Irham, S., Sibuea, S. N., & Danu, A. (2018). The new management policy: Indonesian PSC-Gross split applied on CO2 flooding project. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 106(1).
- IRWANDI, D. K. (n.d.). ANALISA DAMPAK PERCEPATAN PRODUKSI TERHADAP PERFORMASI FINANSIAL PENGEMBANGAN LAPANGAN MINYAK DAN GAS BUMI LAPANGAN DELTA. 148(5), 148–162.
- Jaya, B. T. (n.d.). Analisis Industri Minyak.
- Jumiati, W., Bekasi, K., Lama, K., & Selatan, J. (2018). TANTANGAN KEEKONOMIAN KONTRAK BAGI HASIL GROSS SPLIT DAN COST RECOVERY. STUDI KASUS LAPANGAN GAS OFFSHORE DI SUMATERA BAGIAN UTARA (Economic Challenging for Gross Split and. 105–112.
- Kurniawan, T. S., & Jaenudin, J. (2017). Proposed modification of abandonment and site restoration mechanism in gross split PSC for marginal field in Indonesia. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017*, 2017-Janua(January), 1–9.
- Kusrini, D., & Abror, M. M. (2019). Analisa Perhitungan Keekonomian Lapangan “ X ” West Java Basin Menggunakan Metode PSC (Production Sharing Contract). *Jurnal Migasian*, 3(2), 1–7.
- Medeiros, B. B., Britto, R., & Barsan, F. (2020). Challenges with production sharing contracts in Brazil: What the international experience and literature review can tell us? *Offshore Technology Conference Brasil 2019*, OTCB 2019.
- Pramadika, H., & Satiyawira, B. (2018). PENGARUH HARGA GAS DAN KOMPONEN VARIABEL. VII(3), 113–117.
- 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).
- Satiyawira, B., & Pramadika, H. (2018). Pengaruh Perubahan Harga Minyak Terhadap Keekonomian Blok Xy Dengan Psc Gross Split. *Petro*, 7(1).
- Sugiyartomo, F. H. (2019). The Legality of Oil & Gas Production Sharing Contract Gross Split Scheme. *Indonesian Journal of Energy*, 2(1), 29–37.

Wicaksono, B. S. (2018). Sistem Gross Split Dalam Kontrak Pertambangan Menurut Pasal 33 Undang-Undang Dasar Negara Republik Indonesia Tahun 1945. 2(2), 178–193.

Widarsono, B. (2013). Cadangan dan Produksi Gas Bumi Nasional: Sebuah Analisis atas Potensi dan Tantangannya National Natural Gas Reserves and Production: An Analysis on Potentials and Challenges. Lembaran Publikasi Minyak Dan Gas Bumi, 47, No.3(December 2013), 115–126.

