

**ANALISIS KEEKONOMIAN PENGGANTIAN *SUCKER ROD PUMP* DENGAN *ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP* UNTUK
MENINGKATKAN PRODUKSI MINYAK PADA SUMUR AA
LAPANGAN LANGGAK**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh
ALFI FACHRIZAL HSB
163210228



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

2021

**ANALISIS KEEKONOMIAN PENGGANTIAN *SUCKER ROD PUMP* DENGAN *ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP* UNTUK
MENINGKATKAN PRODUKSI MINYAK PADA SUMUR AA
LAPANGAN LANGGAK**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

ALFI FACHRIZAL HSB

163210228



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

FAKULTAS TEKNIK

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanna wa Ta' ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Saya sangat menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini. Tanpa bantuan mereka, tentu saja akan sangat sulit bagi saya. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada :

1. Kedua Orang Tua yang sangat hebat dalam memberikan segalanya baik moril ataupun materil untuk penulis.
2. M. Ariyon, S.T, M.T. selaku Dosen Pembimbing Tugas Akhir yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
3. Novrianti, S.T, M.T. selaku dosen Pembimbing Akademik di kampus yang telah memberikan masukan dan semangat kepada penulis .
4. Novia Rita, S.T., M.T selaku Ketua Program Studi beserta staff prodi sekaligus dosen – dosen yang banyak membantu kelancaran akademik.
5. Nurhadi, S.T selaku Pembimbing Akademik Lapangan di PT. SPR Langgak yang sangat sabar membantu, menyediakan waktu, dan memberikan arahan.
6. Aulia Isnaida selaku pihak yang selalu memberi motivasi dan semangat kepada penulis.
7. Teman-teman seperjuangan yang telah banyak membantu dan memberi semangat dan tempat berbagi ilmu dalam pengerjaan penelitian ini.

Teriring doa, semoga Allah SWT memberikan balasan yang sebaik-baiknya kepada semua yang telah membantu. Semoga penelitian ini bermanfaat bagi kemajuan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, Oktober 2021



Alfi Fachrizal Hsb



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	v
DAFTAR GAMBAR	viii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR LAMPIRAN.....	x
DAFTAR SINGKATAN	xi
DAFTAR SIMBOL.....	xii
ABSTRAK.....	xiii
ABSTRAK.....	xiv
BAB I	1
PENDAHULUAN	1
1.1 LATAR BELAKANG	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN	2
1.4 BATASAN MASALAH.....	3
BAB II.....	4
TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 SOTA (<i>STATE OF THE ART</i>).....	4
2.2 SUCK ROD PUMP (SRP).....	5
2.1.1 Peralatan Pompa Suck Rod Pump (SRP)	7
2.1.2 Kelebihan dan Kekurangan.....	8

2.3 <i>ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP</i>	8
2.3.1 Peralatan Electric Submersible Pump (ESP)	10
2.3.2 Kelebihan dan Kekurangan Pompa <i>Electric Submersible Pump</i> (ESP).....	11
2.4 PI (<i>Productivity Index</i>) dan Kurva IPR (<i>Inflow Performance Rate</i>) .	11
2.5 Peramalan Produksi Pompa SRP	12
2.6 Kontrak <i>Gross Split</i> PSC	14
2.7 Indikator Keekonomian	16
BAB III	19
METODOLOGI PENELITIAN.....	19
3.1 Metodologi Penelitian.....	19
3.1.1 Pengumpulan Data.....	19
3.1.2 Analisis Data.....	19
3.2 <i>Flow Chart</i>	20
3.3 Lokasi Penelitian	20
3.4 Jadwal Penelitian	22
BAB IV.....	23
HASIL DAN PEMBAHASAN.....	23
4.1 Parameter Perhitungan.....	23
4.1.1 Data Produksi	23
4.1.2 Data Sumur	24
4.1.2 Data Biaya Investasi	26
4.2 Analisa Keekonomian Menggunakan <i>Gross Split</i>	26
4.2.1 Analisa <i>Gross Split</i>	27
4.2.2 Indikator Keekonomian	31

4.3 Analisa Sensitivitas.....	32
BAB V	34
KESIMPULAN DAN SARAN.....	34
5.1 Kesimpulan.....	34
5.2 Saran	34
DAFTAR PUSTAKA	35
Lampiran.....	39



DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2.1 Peralatan <i>Suck Rod Pump</i>	7
Gambar 2.2 Peralatan <i>Electric Submersible Pump</i>	10
Gambar 3.1 <i>Flowchart</i>	17
Gambar 3.2 Wilayah Lapangan Langgak	21
Gambar 3.3 Letak Sumur Pada Lapangan Langgak	21
Gambar 4. 1 Kurva IPR.....	25
Gambar 4. 2 Peramalan Produksi SRP	25
Gambar 4. 3 Pembagian Hasil Keuntungan menggunakan Gross Split	30
Gambar 4. 4 Contractor Cash Flow	30
Gambar 4. 5 Goverment Cashflow	31
Gambar 4. 6 Sensitivitas NPV	32
Gambar 4. 7 Sensitivitas IRR	33
Gambar 4. 8 Sensitivitas POT	33

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 2.1 Base Split, Vaeiable Split, Progressive Split pada Gross Split	15
Tabel 3.1 Jadwal Penelitian.....	22
Tabel 4.1 Produksi Sumur AA.....	23
Tabel 4.2 Karakteristik Minyak.....	24
Tabel 4.3 Data Sumur AA	24
Tabel 4.4 Biaya CAPEX.....	26
Tabel 4.5 Harga Minyak dan OPEC.....	26
Tabel 4.6 Base Split.....	27
Tabel 4.7 Varible Split	27
Tabel 4.8 progressive split.....	29
Tabel 4.9 Indikator Keekonomian.....	31

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1 Data Produksi.....	39
Lampiran 2 Perhitungan Kurva IPR.....	40
Lampiran 3 Perhitungan Depresiasi menggunakan Metode Garis Lurus.....	41
Lampiran 4 Perhitungan Keekonomian Gross Split dan Indikator Keekonomian	44
Lampiran 5 Perhitungan Sensitivitas.....	45

DAFTAR SINGKATAN

API	<i>American Petroleum Institute</i>
Bbl	<i>Barrel</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CO ₂	<i>Carbon Dioxide</i>
ESDM	<i>Energi Sumber Daya Mineral</i>
H ₂ S	<i>Hydrogen Sulfide</i>
ICP	<i>Indonesian Crude Price</i>
IRR	<i>Internal Rate of Return</i>
KKKS	<i>Kontraktor Kontrak Kerjasama</i>
MARR	<i>Minimum Attractive Rate of Return</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
OPEC	<i>Operational Cost</i>
OPEX	<i>Operating Expenditure</i>
PI	<i>Productivity Index</i>
POT	<i>Pay Out Time</i>
PS	<i>Pressure Static</i>
Pwf	<i>Pressure Well Flow</i>

DAFTAR SIMBOL

C_n	Cashflow pada tahun n
C_0	Cashflow pada tahun 0
i	Discount rate/Suku bunga
n	Tahun
Q_f	Laju alir fluida
Q_{maks}	Laju alir maksimum
Q_o	Laju alir minyak



ANALISIS KEEKONOMIAN PENGGANTIAN SUCKER ROD PUMP DENGAN ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP UNTUK MENINGKATKAN PRODUKSI MINYAK PADA SUMUR AA LAPANGAN LANGGAK

ALFI FACHRIZAL HSB

163210228

ABSTRAK

Penurunan produksi minyak bumi dapat disebabkan oleh beberapa faktor, salahsatunya adalah kecilnya kapasitas pompa yang digunakan untuk memproduksi sumur yang masih produktif, hal ini juga dapat disebabkan karakteristik fluida yang bersifat *paraffin*, karakteristik fluida ini dapat menyebabkan pompa SRP tidak bekerja secara optimal, maka diperlukan pergantian pompa yang lebih efisien yaitu pompa ESP (*electric submersible pump*) yang memiliki kapasitas produksi yang besar dan dapat bekerja secara optimal untuk meningkatkan jumlah produksi minyak pada karakteristik fluida yang bersifat *paraffin*, karena motor dari pompa ESP dapat menghasilkan panas yang berfungsi untuk mengurangi viskositas fluida sehingga fluida yang akan terproduksi akan meningkat. Dari hasil analisis dan perhitungan keekonomian yang telah dilakukan dapat diketahui bahwa proyek pergantian pompa SRP ke ESP dengan menggunakan kontrak *gross split* bernilai ekonomis. Dengan menganalisa nilai indikator keekonomian seperti NPV, IRR, dan POT dengan kontrak *gross split* sebesar 525,85 M US\$, 714,35%, dan 0,81 tahun, dan pemerintah mendapatkan bagian sebesar 1236,34 M US\$, kontraktor mendaoarkan bagian sebesar 612,71 M US\$ dan biaya *deductable expanse* yang dibayar kontraktor sebesar 267,89 M US\$. Dari perhitungan sensitivitas NPV, IRR, dan POT parameter yang paling berpengaruh terhadap kemiringan (*slope*) adalah harga minyak dan jumlah produksi.

KATA KUNCI : ESP, SRP, *Gross split*, Indikator keekonomian

ANALISIS KEEKONOMIAN PENGGANTIAN SUCKER ROD PUMP DENGAN ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP UNTUK MENINGKATKAN PRODUKSI MINYAK PADA SUMUR AA LAPANGAN LANGGAK

ALFI FACHRIZAL HSB

163210228

ABSTRAK

The decline in oil production can be caused by several factors, one of which is the small capacity of the pump used to produce wells that are still productive, this can also be due to the fluid characteristics of paraffin, the characteristics of this fluid can cause the SRP pump not to work optimally, so a more efficient pump replacement is needed, namely the ESP pump (electric submersible pump) which has a large production capacity and can work optimally to increase the amount of oil production on the fluid characteristics of paraffin, because the motor of the ESP pump can generate heat which serves to reduce viscosity fluid so that the fluid to be produced will increase. In pump replacement activities, it is necessary to discuss economic issues by calculating the amount of oil production and operating costs using the Gross Split contract. From the results of the analysis and economic calculations that have been carried out, it can be seen that the SRP to ESP pump replacement project using a gross split contract has economic value. By analyzing the value of economic indicators such as NPV, IRR, and POT with a gross split contract of 525,85 M US\$, 714,35%, and 0.81 years, and the government gets a share of 1236,34 M US\$, the contractor asks for a share of amounting to 612,71 M US\$ and the deductible expansion fee paid by the contractor was 267,71 M US\$. From the calculation of the sensitivity of NPV, IRR, and POT, the parameters that have the most influence on the slope are the oil price, and the amount of production.

Keywords : ESP, SRP, Gross split, Economic Indicators

BAB I PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Industri perminyakan banyak melibatkan bisnis eksplorasi migas dan kegiatan produksi. Kegiatan eksplorasi mencari cadangan migas, maka kegiatan produksi menyalurkan minyak dan gas ke permukaan untuk diolah. Produksi minyak bumi merupakan jantung dari industri perminyakan. Teknik produksi minyak bumi bertugas untuk memaksimalkan produksi minyak dan gas bumi dengan cara yang efisien dan dengan biaya yang rendah, untuk mencapai tujuan ini maka *Production Engineer* harus memiliki pengetahuan yang baik tentang sifat fluida dan prinsip kerja semua komponen sumur produksi dan fasilitas peralatan yang digunakan (Guo et al., 2017).

Permasalahan umum yang dihadapi di industri migas adalah penurunan jumlah kumulatif produksi, hal ini dapat disebabkan oleh *scale*. *Scale* diakibatkan perubahan tekanan, suhu, dan pH pada air yang membetuk endapan pada peralatan produksi dan *reservoir*, maka dari itu penggunaan pompa SRP (*suck rod pump*) pada karakteristik minyak yang bersifat *paraffin* adalah tidak baik sehingga perlu perencanaan pergantian pompa (Pranondo & Agusandi, 2017).

Menurut (Clegg, 1988; Takacs, 2015) lebih dari 85% sumur minyak bumi di dunia menggunakan metoda pompa SRP (*suck rod pump*). Hal ini dikaitkan dengan rendahnya biaya produksi sepanjang umur produktif suatu sumur. Pompa SRP memiliki beberapa keuntungan yaitu : fleksibilitas aliran, efisiensi energi, dan operasional yang sederhana.

Dengan kemajuan teknologi didunia perminyakan pompa SRP (*suck rod pump*) dapat digunakan disumur yang dalam namun harus memperhatikan konstruksi peralatan atas permukaan. Pompa SRP (*suck rod pump*) memiliki dua komponen kunci yaitu : pompa tubing dan rod pump (Pandit et al., 2015).

Terdapat beberapa faktor pembeda industri hulu migas dengan industri lainnya, yaitu :

1. Jarak antara waktu pengeluaran (*expenditure*) dengan waktu pendapatan (*revenue*) yang cukup lama.
2. Pengambilan keputusan harus dibuat berdasarkan resiko, serta memiliki ketidakpastian tinggi yang melibatkan teknologi canggih.
3. Industri hulu migas membutuhkan biaya investasi yang besar.
4. Industri hulu migas menjanjikan keuntungan yang besar (Lubiantara, 2012).

Industri minyak dan gas bumi memiliki resiko yang tinggi, maka dari itu diperlukan analisis untuk menilai suatu kontrak pada pekerjaan migas seperti pergantian metoda pengangkatan minyak disumur. (Ariyon, 2013).

Analisis ekonomi harus dilakukan selama kedua pompa berjalan dengan mempertimbangkan evaluasi NVP untuk semua biaya (Pandit et al., 2015). Ada beberapa indikator yang biasa digunakan diindustri migas ialah NPV (*net present value*), IRR (*Internal rate return*), B/C (*benefit to cost*), POT (*Pay out time*) (Ariyon, 2013).

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan penelitian dari proposal tugas akhir ini adalah :

1. Menghitung keekonomian pergantian pompa dari SRP ke ESP meliputi indikator keekonomian yakni NPV, IRR, POT.
2. Analisis sensitivitas dari pergantian pompa SRP ke ESP dengan menggunakan skema kontrak *gross split*.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Berdasarkan penelitian yang akan dilakukan dapat memberikan manfaat diantaranya yaitu :

1. Untuk mengetahui keekonomian dari kegiatan *work over* yaitu pergantian pompa SRP menjadi pompa ESP.

2. Dapat memahami skema *gross split* terhadap kegiatan *work over* yaitu pergantian pompa SRP menjadi pompa ESP.
3. Untuk menganalisa anggaran biaya yang akan digunakan untuk kegiatan pergantian pompa.

1.4 BATASAN MASALAH

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

1. Penelitian hanya akan berfokus terhadap keekonomian pergantian pompa SRP ke pompa ESP.
2. Penelitian hanya berfokus pada analisis hasil perhitungan ekonomi dari kegiatan *work over* yaitu pergantian pompa SRP ke pompa ESP, dan pembagian hasil menurut kontrak PSC *gross split*.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Alhamdulillah sebagai rasa syukur kita haturkan kepada Allah SWT yang telah memberikan kita nikmat dan rahmat-Nya sehingga kita dapat memanfaatkan sumber daya alam dengan sebaik-baiknya, sebagaimana firman Allah SWT dalam Q.S Al-Mu'minin ayat 19-20 yang artinya “ Lalu dengan (air) itu, Kami tumbuhkan untukmu kebun-kebun kurma dan anggur, disana kamu memperoleh buah-buahan yang banyak dan sebagian (buah-buahan) itu kamu makan, dan (Kami tumbuhkan) pohon (zaitun) yang tumbuh dari gunung sinai, yang menghasilkan minyak, dan bahan pembangkit selera bagi orang-orang yang makan”

2.1 SOTA (*STATE OF THE ART*)

State of the art penelitian ini dirujuk dari penelitian terdahulu. Pada penelitian (Ariyon, 2013) menjelaskan bagaimana pemilihan pompa ESP dari beberapa vendor dengan melihat nilai NPV, IRR, B/C, dan POT. Penelitian dilakukan terhadap empat vendor pompa dan didapatkan hasilnya bahwa pompa nomor 3 (Red A) memiliki nilai NPV, IRR, B/C, dan POT yang paling tinggi dibanding dengan vendor lainnya, sehingga dapat disimpulkan vendor pompa Red A dianggap paling efisien untuk dipilih berdasarkan indikator diatas.

Kemudian jurnal berjudul “ Analisis Keekonomian Blok NSRN Dengan Menggunakan PSC *Gross Split* dan Penambahan Diskresi” karya Nisrina Afiati, Syamsul Irham dan Havidh Pramadika dari Universitas Trisakti pada tahun 2020. Jurnal ini bertujuan untuk menentukan keekonomian Blok NSRN dengan PSC *Gross Split* dan menentukan langkah apa yang harus dilakukan apabila hasil keekonomian kurang atraktif. Dari hasil penelitian didapatkan hasil nilai NPV sebesar 10% sebesar -141 MMUS\$, MIRR = 4%, *Kontraktor Take* = 2,6 BUS\$, dan *Goverment Take* = 1,4 BUS\$, dinilai dari hasil yang didapatkan keekonomian tidak atraktif sehingga ditambahkan diskresi sebesar 22,2% untuk kontraktor agar Blok NSRN memiliki hasil yang atraktif ,

didapatkan NPV 10% sebesar 217 MMUS\$, MIRR sebesar 18%, *Contractor Take* sebesar 3,5 BUS\$, dan *Government take* sebesar 676 MMUS\$ (Afiati et al., 2020).

Selanjutnya jurnal karya (Chikwere et al., 2015) menjelaskan tentang evaluasi ekonomi menggunakan PROSPER untuk pompa ESP dan *Gas Lift*. Hasil dari simulasi PROSPER menunjukkan bahwa ESP memberikan laju produksi yang paling tinggi, dan dalam hal perbandingan keekonomian ESP memberikan *Gross Revenue* tertinggi dan menunjukkan penurunan tekanan *reservoir* yang cepat dibanding *Gas lift*, maka dari itu *Gas lift* dipilih sebagai pengangkatan minyak dengan membandingkan hasil keekonomian dan kondisi *reservoir*. Selain itu pompa ESP memiliki biaya sebesar 28,69 juta US\$ sedangkan *Gas lift* memiliki biaya sebesar 24,34 juta US\$, dengan mempertimbangkan berbagai resiko terhadap kegagalan pompa ESP yang memerlukan pompa baru maka, *Gas Lift* dipilih sebagai Pengangkatan buatan.

Pada penelitian (Pandit et al., 2015), menjelaskan tentang pemilihan pompa berdasarkan analisis keekonomian dan resiko teknik dari setiap pompa. Dari hasil perbandingan laju produksi antara pompa ESP dengan SRP, pompa ESP memiliki jumlah produksi yang lebih tinggi dibanding pompa SRP, namun dengan melihat kondisi *reservoir* dan resiko ESP yang sangat tinggi apabila mengalami kegagalan memerlukan biaya RIG yang sangat besar, sedangkan dari analisis NPV, pompa Esp memiliki biaya operasi yang lebih rendah dibanding ESP dan memiliki perawatan yang lebih mudah, maka dinilai dari analisis tersebut pompa SRP lebih direkomendasikan digunakan pada sumur ini (Pandit et al., 2015).

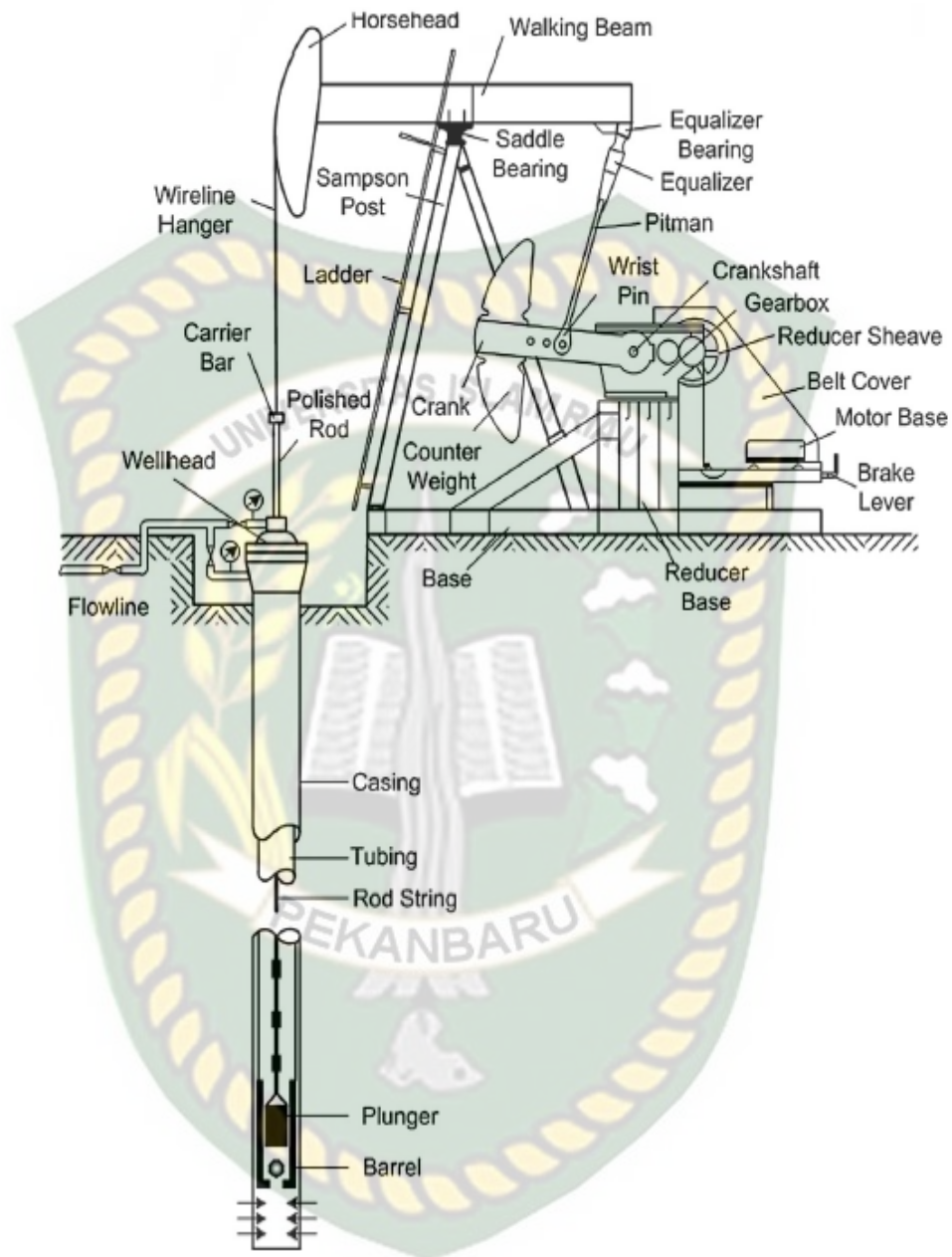
2.2 SUCK ROD PUMP (SRP)

Prinsip kerja dari pompa ini menggunakan energi mekanik untuk mengalirkan fluida ke permukaan dari *reservoir*. Aplikasi dari pompa ini sangat efisien, sederhana dan mudah digunakan pada kondisi untuk *slim holes*, *multiple completion*, sumur dengan suhu tinggi (Allika & Widartono, 2015).

Pompa Angguk terbagi menjadi 2 bagian yaitu peralatan atas permukaan dan peralatan bawah permukaan. Pompa angguk digerakan oleh motor listrik yang dapat diatur secara otomatis.

Pompa *Suck Rod Pump* merupakan *Artificial lift* yang tertua dan paling banyak digunakan namun memiliki kekurangan dalam hal terbatasnya kedalaman dan terbatasnya kekuatan bahan baja yang digunakan dalam konstruksi. Pompa Angguk biasa digunakan pada kedalaman dangkal hingga menengah (Takacs, 2015)

Pengamatan terhadap kapasitas produksi membuktikan bahwa kedalaman berpengaruh terhadap penurunan tingkat produksi yang cepat. Pada kedalaman tertentu volume berbeda dapat diangkat tergantung pada jenis *rod* yang digunakan. Instalasi penggunaan Pompa Angguk terdalam didunia memiliki kedalaman 16.850 ft (Henderson, 1984).



Gambar 2. 1 Peralatan Suck Rod Pump (Takacs, 2015)

2.1.1 Peralatan Pompa Suck Rod Pump (SRP)

A. Peralatan diatas Permukaan (Surface Equipment)

1. Prime Mover
2. Gear reducer/ Gearbox
3. Pumping unit
4. Polished rod

5. *Wellhead Assembly (Stuffing Box)*

B. Peralatan Bawah Permukaan (*Subsurface Equipment*)

1. *Rod string*
2. *Pump plunger*
3. *Pump barrel/working barrel*

2.1.2 Kelebihan dan Kekurangan

Seperti *artificial lift* lainnya pompa *Suck Rod Pump* memiliki beberapa keuntungan jika digunakan untuk memproduksi minyak, namun juga memiliki beberapa kelemahan seperti dirinci dibawah ini.

A. Kelebihan Pompa *Suck Rod Pump* (SRP)

1. Pompa SRP mudah dioperasikan.
2. Desain pemasangan relatif sederhana dan bisa dilakukan di lapangan.
3. Memiliki jangka waktu pakai yang lama, rata rata hingga akhir masa produktif sumur.
4. Kapasitas pompa dapat dengan mudah diubah dengan melihat perubahan aliran sumur.
5. Dapat digunakan pada tekanan intake yang sangat rendah sehingga dapat digunakan pada sumur yang memiliki tekanan aliran rendah.
6. Perawatan korosi pada peralatan relatif mudah.
7. komponen suku cadang yang dapat dipertukarkan dan mudah dicari.
8. *Pumping unit* dan *gearbox* memiliki jangka waktu pakai yang lama.

B. Kelemahan Pompa *Suck Rod Pump* (SRP)

1. Tidak dapat digunakan pada sumur yang memiliki gas yang tinggi.
2. Hanya digunakan pada sumur dangkal dan menengah.
3. Kapasitas pompa yang tidak terlalu tinggi (Gabor Takacs, 2015).

2.3 *ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP*

Electric Submersible Pump (ESP) adalah pompa motor yang terendam didalam fluida yang menggerakkan multistage pompa centrifugal. Daya disuplai ke motor melalui kabel listrik dari permukaan, pompa seperti ini

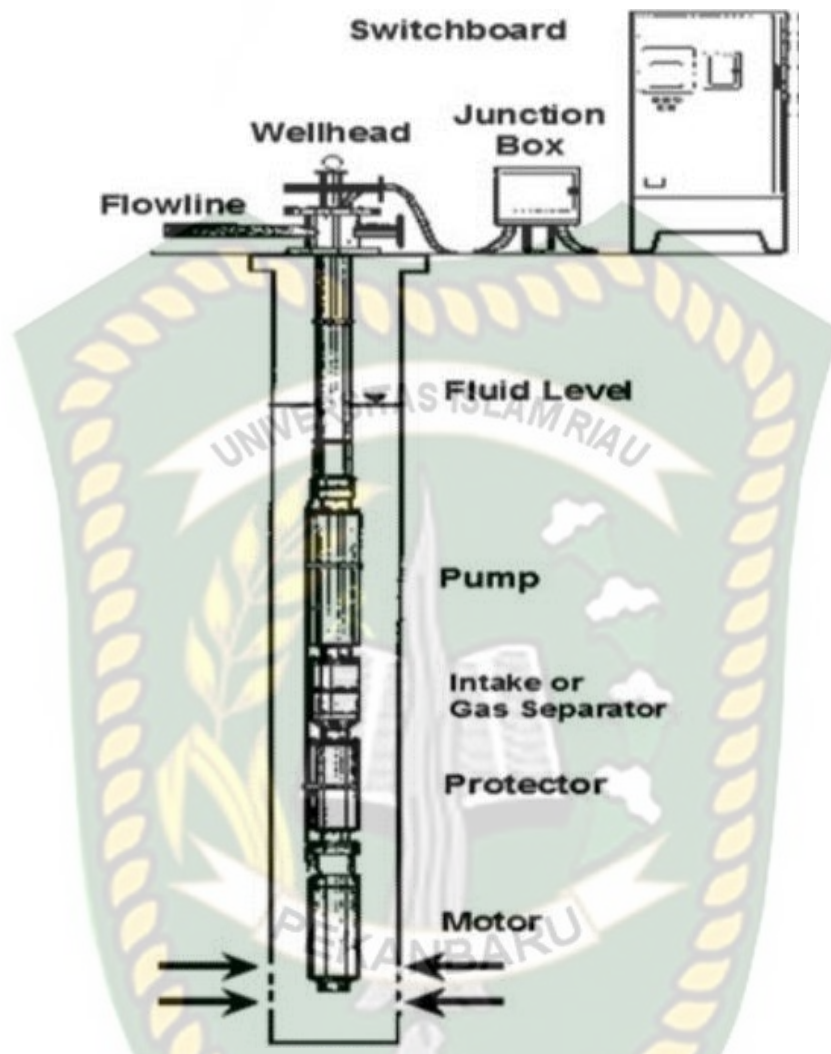
cocok untuk memproduksi fluida dengan volume yang banyak (Takacs, 2013).

Pompa ESP memiliki beberapa *stage* (tingkat dan didalamnya berisi satu *impeller* dan satu *diffuser*). Pompa ESP bekerja dengan mengalirkan listrik dari *transformer* yang dihubungkan dengan kabel listrik sampai ke pompa, sehingga motor akan memutar pompa dan menghasilkan energi mekanik dan berputar pada kecepatan yang konstan. Lalu memutar *impeller* melalui poros motor (*shaft*), kemudian *diffuser* akan mengubah energi kinetik fluida menjadi energi potensial. Dari banyaknya *stages* (tingkat) kita dapat menentukan kapasitas produksi pompa (Stel et al., 2015).

Beberapa alasan penggunaan pompa ESP (Arindya R, 2011), yaitu :

1. Dapat digunakan pada sumur dalam dengan produksi yang tinggi.
2. Sangat baik digunakan pada sumur yang memiliki nilai GOR yang rendah.
3. Dapat digunakan pada sumur yang memiliki kandungan *paraffin* karena dapat menghasilkan panas dari motor.

Dalam praktiknya, vendor ESP biasanya menyediakan kurva pompa yang digunakan untuk menentukan ukuran casing dan untuk menentukan frekuensi putaran pompa (Bellarby, 2009). Terobosan pertama datang pada tahun 1950 an dikembangkannya *protector (seal units)* yang berfungsi sebagai penahan agar fluida tidak masuk kedalam motor. Lalu pada tahun 1977 alat *Variable Speed Drive (VSD)* dipasang, alat ini berfungsi untuk mengubah frekuensi arus listrik yang menggerakkan motor sehingga dapat dengan mudah mengubah putaran pompa yang meningkatkan kapasitas pompa.



Gambar 2. 2 Peralatan *Electric Submersible Pump* (Takacs, 2013)

2.3.1 Peralatan *Electric Submersible Pump* (ESP)

- A. Peralatan diatas Permukaan
 - 1. *Wellhead* (kepala sumur)
 - 2. *Junction Box*
 - 3. *Switchboard/ Motor controller*
 - 4. *Transformer*
- B. Peralatan Bawah Permukaan
 - 1. Pompa
 - 2. *Intake (Gas Separator)*
 - 3. *Protector*

4. Motor (Lea et al., 2008)

2.3.2 Kelebihan dan Kekurangan Pompa *Electric Submersible Pump* (ESP)

A. Kelebihan Pompa *Electric Submersible Pump* (ESP)

1. Sangat cocok digunakan untuk memproduksi fluida dengan volume yang tinggi, laju maksimum sekitar 30000 bpd pada kedalaman 1000 ft.
2. Efisiensi energi relatif tinggi (sekitar 50%) untuk kapasitas produksi 1000 bpd.
3. Membutuhkan perawatan yang rendah, jika pemasangan dirancang dengan benar.
4. Dapat digunakan di *offshore*.
5. Perawatan korosi dan kerak mudah dilakukan.

B. Kekurangan *Electric Submersible Pump* (ESP)

1. Membutuhkan sumber tenaga listrik yang tinggi.
2. Membutuhkan desain pemasangan yang tepat karena pompa ESP berjalan pada frekuensi listrik konstan yang rendah. (hal ini dapat diatasi menggunakan VSD tapi memerlukan biaya tambahan) (Takacs, 2013).

2.4 PI (*Productivity Index*) dan Kurva IPR (*Inflow Performance Rate*)

Productivity Index (PI) adalah suatu besaran yang digunakan untuk melihat kemampuan sumur untuk memproduksi dari suatu lapisan formasi, dimana secara definisi ialah perbandingan laju produksi (Q) yang dihasilkan oleh suatu sumur pada suatu tekanan alir dasar sumur tertentu terhadap perbedaan dasar sumur pada keadaan statik (Ps) dan tekanan dasar sumur pada saat terjadi aliran (Pwf). Secara matematis *productivity index* dapat dinyatakan dengan persamaan berikut :

$$PI = \frac{Q}{P_s - P_{wf}}$$

Keterangan :

PI = *produktivity index*

Q = laju alir

Ps = tekanan *static*

Pwf = tekanan alir dasar sumur

Kurva IPR merupakan kemampuan sumur untuk memproduksi. Menurut penelitian vogel (1968), untuk aliran 2 fasa (minyak dan gas) akan diperoleh bentuk kurva IPR berupa lengkungan dan diasumsikan bahwa sumur tidak mengalami kerusakan ataupun perbaikan. Menurut brown (1984) kurva IPR dua fasa vogel dapat diformulasikan dalam persamaan berikut :

$$\frac{QO}{Qmaks} = 1 - 0,2 \left[\frac{Pwf}{Ps} \right] - 0,8 \left[\frac{Pwf}{Ps} \right]^2$$

Keterangan :

Qo = laju alir minyak

Q maks = laju alir maksimum

Pwf = tekanan alir dasar sumur

Ps = tekanan *static*

2.5 Peramalan Produksi Pompa SRP

Metode *Decline Curve* merupakan salah satu Metode untuk memperkirakan besarnya cadangan minyak sisa berdasarkan data-data produksi setelah selang waktu tertentu. Perkiraan cadangan kumulatif dan cadangan sisa dengan menggunakan Metode ini didasarkan pada data produksi. Syarat penggunaan Metode *Decline Curve* adalah :

1. Adanya grafik penurunan produksi.
2. Tidak ada penutupan sumur dalam waktu yang lama.
3. Tidak ada penggantian Metode produksi
4. Sumur memproduksi dalam jumlah yang konstan

Penurunan laju produksi dipengaruhi oleh berbagai macam faktor, diantaranya mekanisme pendorong reservoir, tekanan, sifat fisik batuan dan fluida reservoir. Pada dasarnya perkiraan jumlah cadangan minyak sisa menggunakan Metode *Decline Curve* adalah memperkirakan hasil ekstrapolasi (penarikan garis lurus) yang diperoleh dari suatu kurva yang dibuat berdasarkan plotting antara data produksi atau produksi kumulatif terhadap waktu produksinya. Beberapa macam tipe grafik yang dapat digunakan untuk peramalan cadangan dan produksi hidrokarbon adalah : 1. Laju produksi terhadap waktu (q vs t). 2. Laju produksi terhadap produksi kumulatif (q vs N_p). 3. Persen minyak terhadap produksi kumulatif (% oil vs N_p). 4. Produksi kumulatif gas terhadap produksi kumulatif minyak (G_p vs N_p). 5. Tekanan reservoir terhadap waktu (P vs t). 6. P/Z vs produksi kumulatif (untuk reservoir gas). Grafik yang umum digunakan adalah tipe pertama (q vs t) dan kedua (q vs N_p) dimana keduanya memberikan pendekatan grafis yang dinamakan *Decline Curve*. Kurva penurunan (*Decline Curve*) terbentuk akibat adanya penurunan produksi yang disebabkan adanya penurunan tekanan statis reservoir seiring dengan diproduksikannya hidrokarbon. Para ahli reservoir mencoba menarik hubungan antara laju produksi terhadap waktu dan terhadap produksi kumulatif dengan tujuan memperkirakan produksi yang akan datang (*future production*) dan umur reservoir (*future life*). Tahun 1927 R.H. Johansen dan A. L. Bollens menemukan Metode Loss Ratio untuk memperkirakan future performance dan future life. Penggunaan Metode ini berkembang baik dan dijadikan dasar oleh ahli-ahli reservoir di tahun-tahun berikutnya. Tahun 1935, S.J. Pirson mengemukakan klasifikasi *Decline Curve* atas dasar Metode Loss Ratio menurut analisa matematik menjadi tiga tipe, yaitu : *Exponential Decline Curve* , *Hyperbolic Decline Curve* dan *Harmonic Decline Curve* . Tahun 1944, J. J. Arps mengembangkan Metode *Loss Ratio* berdasarkan harga eksponen *decline*-nya atau lebih dikenal dengan “ b ”. Harga b berkisar 0 sampai dengan 1. Jika harga $b=0$ maka disebut sebagai exponential decline, jika $0 < b$

2.6 Kontrak *Gross Split* PSC

Pemerintah Indonesia mengeluarkan Peraturan Menteri Eenergi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 08 tahun 2017 tentang *Gross Split* PSC. Prinsip kontrak *gross split* didasarkan pada bagi hasil bruto tanpa dengan menghilangkan *cost recovery* sehingga biaya yang digunakan untuk eksplorasi dan eksploitasi akan dibebankan pada kontraktor (Kurniawan & Jaenudin, 2017).

Pada sistem kontrak *Gross split* menghilangkan *cost recovery* (Ariyon & Dewi, 2018). Perhitungan dari kontrak *gross split* akan berbeda pada setiap lapangan, hal ini disebabkan ada nya penambahan *variable split* dan *progressive split* (Giranza, et al., 2018). *Gross split* dihitung menggunakan *base split* yang disesuaikan berdasarkan variabel dan komponen progresif. Komponen variabel tergantung pada blok status, lokasi lapangan, kedalaman reservoir, infrastruktur pendukung, tipe reservoir, kandungan CO₂, kandungan H₂S, berat jenis minyak, dan tahapan produksi. Sedangkan komponen progresif bergantung pada harga minyak mentah dan jumlah produksi kumulatif. Pembagian dasar untuk minyak ditetapkan sebesar 43% untuk kontraktor dan 57% untuk pemerintah, sedangkan untuk gas kontraktor akan mendapatkan 48% dan 52% untuk pemerintah (Kurniawan & Jaenudin, 2017). Apabila suatu proyek mendapatkan hasil yang tidak ekonomis maka perlu menambahkan diskresi. Hal ini sesuai dengan Permen ESDM RI NO. 52 Tahun 2017, pasal 7, yang berisi perhitungan ekonomi lapangan atau beberapa lapangan tidak mencapai nilai yang tidak ekonomis, maka Menteri dapat menambahkan nilai persentase bagi hasil kepada Kontraktor (Afiati et al., 2020). Perubahan lainnya adalah peraturan ESDM No.15 tahun 2018 tentang kegiatan pasca operasi usaha hulu migas, peraturan ini mewajibkan seluruh kontraktor KKS di Indonesia untuk melakukan operasi *Abandonment Site Restoration* (ASR) serta membentuk dan berkontribusi pada dana ASR (Junedi, 2018). Tujuan agar kegiatan eksplorasi dan eksploitasi lebih efektif dan efesien, dengan tidak adanya birokrasi pemerintahan, hal ini membuat kontraktor lebih leluasa dalam melakukan eksplorasi dan eksploitasi (Daniel, 2017). Namun skema *gross split* ini menjadi

tantangan bagi perusahaan kontraktor yang mengelola lapangan tua yang memiliki produksi tidak terlalu besar (Nugroho et al., 2019)

BASE SPLIT		VARIABLE SPLIT			
OIL		BLOCK STATUS		CO ₂	
Govt	57 %	Plant Of development I	5 %	< 5 %	0,0 %
Cont	43 %	Plan Of Development II	3 %	5 % =< x <10%	0,5 %
GAS		POFD	3%	10%=< x <20%	1,0%
Govt	52 %	No POD	0%	20%=< x <40%	1,5%
Cont	48 %	FIELD LOCATION		40%=< x <60%	2,0%
PROGRESSIVE SPLIT		Onshore	0%	X> = 60%	4,0%
Oil Price	Split	Offshore (0<h<=20 m)	8%	H2S	
(86 \$/bbl – ICP) x 0,25%		Offshore (20<h<=50m)	10%	<100	0,00%
Gas Price	Split	Offshore (50<h<=150m)	12%	100=<x<1000	1,00%
< 7 US\$/MMBTU		Offshore (150<h=1000m)	14%	1000=<x<2000	2,00%
(7 – Gas Price) x 2,5%		Offshore(>=1000 m)	16%	2000=<x<3000	3,00%
7-10 US\$/MMBTU	0,0%	RESERVOIR DEPTH		3000=<x<4000	4,00%
>10 US\$/MMBTU		< = 2500 m	0%	X>= 4000	5,00%
(10 – Gas Price) x 2,5%		>2500 m	1%	OIL SPESIFIC GRAVITY	
Oil and Gas Cumm		SUPPORT INFRASTRUCTURE		API < 25	1%
< 30 MMBOE	10%	Well developed	0%	API >= 25	0%
30 ≤ x < 60	9%	New Frontier Offshore	2%	LOCAL CONTENT	
60 ≤ x < 90	8%	New Frontier Onshore	4%	30%=<x<50%	2%
90 ≤ x < 125	6%	RESERVOIR CONDITION		50%=<x<70%	3%
125 ≤ x < 175	4%	Conventional	0%	70%=<x<100%	4%
≥ 175	0%	Non Conventional	16%	PRODUCTION PHASE	
				Primary	0%
				Secondary	6%
				Tertiary	10%

Tabel 2. 1 Base Split, Vaeiable Split, Progressive Split pada Gross Split (Daniel, 2017)

2.7 Indikator Keekonomian

Indikator digunakan saat analisis keekonomian untuk menilai investasi yang akan dilakukan ataupun yang akan dilakukan. Menurut (Jaluakbar & Putra, 2017; Sulistiyono, 2014) untuk mengetahui kelayakan atau tidaknya suatu proyek perlu dilakukan analisis mengenai beberapa indikator ekonomi yang penting seperti *Net present value* (NPV), *Internal rate of return* (IRR), dan *Pay Out Time* (POT).

1. NPV (*Net Present Value*)

Net Present Value adalah persentase keuntungan yang diperoleh pada waktu sekarang yang didapat dari nilai harga bunga (*interest rate*) tertentu (Ahmad Fiqri dan Syamsul Irham, 2017). Dari nilai NPV dapat dianalisa kelayakan suatu proyek. NPV bernilai positif berarti proyek tersebut bernilai ekonomis, namun bila NPV bernilai negatif berarti proyek akan memberikan kerugian secara ekonomi, bila $NPV=0$, artinya investasi yang akan dilakukan tidak menguntungkan dan tidak juga merugikan, dilaksanakan atau tidak proyek tersebut tergantung kondisi keuangan dari perusahaan (Nirmala, 2016), berarti investasi yang akan dilakukan memiliki keuntungan yang sama dengan biaya yang dikeluarkan. Nilai NPV dapat dicari dengan rumus :

$$NPV = Co + \frac{C1}{(1+i)^1} + \frac{C2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{Cn}{(1+i)^n}$$

Keterangan :

Co = nilai uang pada waktu pertama (investasi tahun ke 0)

Cn = nilai uang pada waktu n (tahun)

i = investasi rata-rata

n = waktu (tahun)

2. IRR (*Internal Rate of Return*)

IRR merupakan harga bunga yang mengakibatkan harga *cash outflow* sama dengan *cash flow* apabila didiskon pada waktu tertentu. IRR adalah tingkat suku bunga yang menyebabkan $NPV = 0$. IRR dapat dihitung dengan rumus :

$$IRR = i_1 + \frac{NPV_1}{NPV_1 + NPV_2} \times (i_1 + i_2)$$

Keterangan :

IRR = *Internal Rate of Return*

i_1 = Suku bunga dengan NPV positif

i_2 = Suku bunga dengan NPV negatif

NPV_1 = NPV positif

NPV_2 = NPV negatif

Untuk menghitung IRR umumnya dilakukan dengan perhitungan (*trial and error*) untuk menentukan NPV pada beberapa harga bunga sampai diperoleh nilai NPV negatif dan positif, lalu melakukan interpolasi hingga nilai NPV = 0. Maka diperlukan analisis sensitivitas untuk melihat perubahan perubahan terhadap indikator keekonomian .(Ahmad Fiqri dan Syamsul Irham, 2017).

3. POT (*Pay Out Time*)

POT disebut juga sebagai periode pemulihan investasi yang ditanam. Jika arus kas tahunan bervariasi, waktu pembayaran dapat dihitung dengan menambahkan *revenue* setelah pajak penghasilan selama beberapa tahun berturut-turut sama jumlahnya dengan total investasi. Investasi layak dilakukan apabila nilai POT kecil (James H.Gary, Glenn E.Handwerk, 1995). POT dapat dihitung dengan rumus :

$$POT = n_1 + \left(\frac{CF_1}{CF_1 + CF_2} \right) \times (n_2 - n_1)$$

Keterangan :

CF1 = *contractor cashflow* pada saat negatif

CF2 = *contractor cashflow* pada saat positif

N_1 = tahun pada CF1

N_2 = tahun pada CF2



BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metodologi Penelitian

Metode yang digunakan pada penelitian ini adalah *gross split*. Pada kontrak *gross split* ini dihilangkannya sistem *cost recovery*, dimana pada kontrak ini ditetapkan *base split* yaitu dengan tambahan *variable component* dan *progressive component*, pembagian hasil produksi minyak bumi sebanyak 57% untuk negara dan 43% untuk kontraktor, dan untuk gas bumi sebesar 52% untuk negara dan 48% untuk kontraktor.

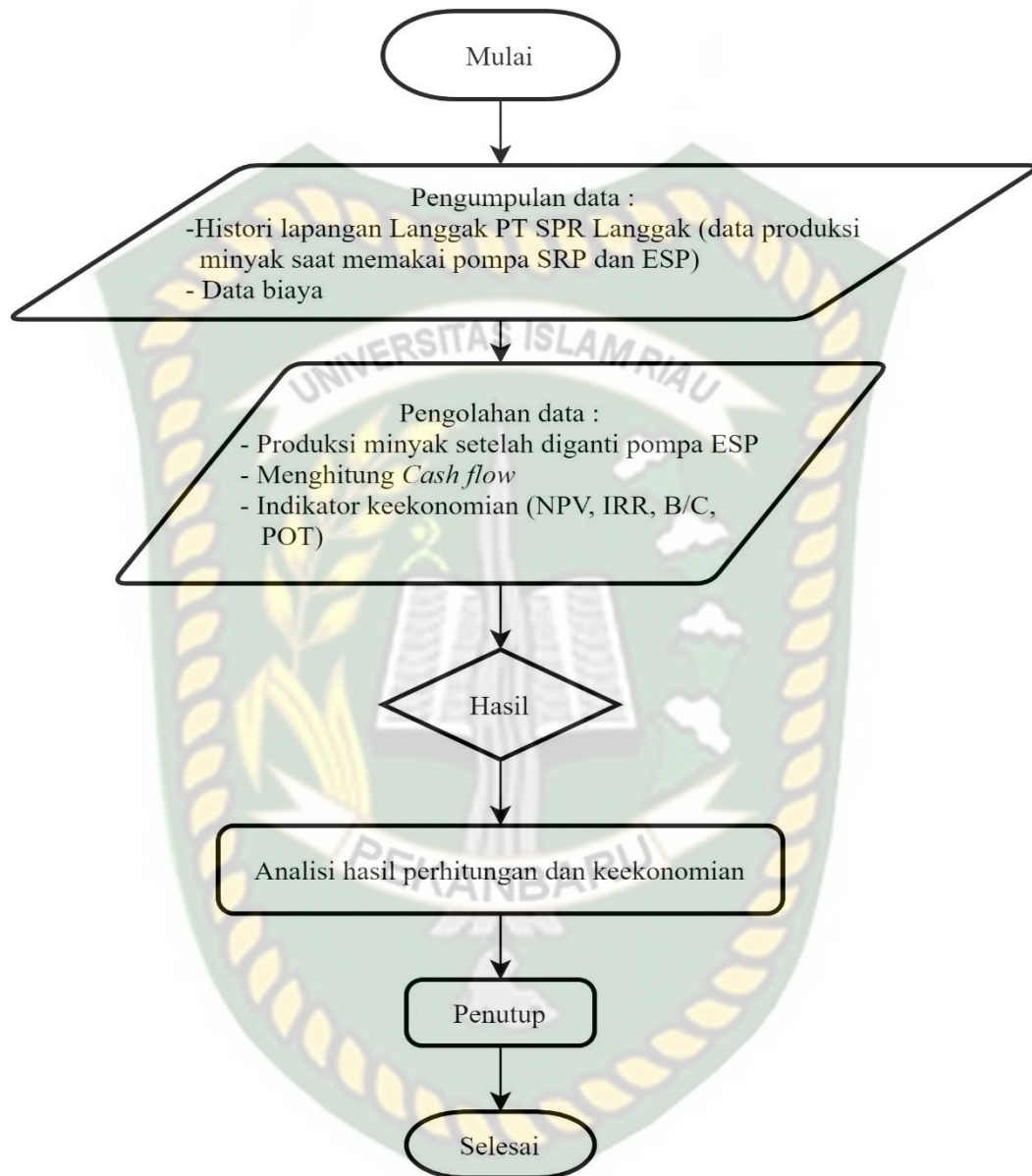
3.1.1 Pengumpulan Data

Pada penelitian ini menggunakan data primer yang diambil dari lapangan. Penelitian diawali dengan mengumpulkan data-data dari lapangan yang terdiri dari data produksi minyak saat menggunakan pompa SRP dan ESP, data karakteristik minyak seperti *specific gravity*, API. Lalu data biaya harga pompa dan *operating cost* dari pemasangan pompa ESP.

3.1.2 Analisis Data

Setelah data didapatkan, selanjutnya melakukan perhitungan indikator keekonomian pergantian pompa SRP ke ESP yaitu dengan menghitung NPV, IRR, POT. Lalu selanjutnya melakukan analisis hasil perhitungan indikator keekonomian dengan menggunakan skema kontrak *gross split*. Pada saat melakukan analisis dengan skema kontrak *gross split* perlu memperhatikan *variable component* seperti blok status, lokasi lapangan, kedalaman reservoir, infrastruktur pendukung, tipe reservoir, kandungan CO₂, kandungan H₂S, berat jenis minyak, dan tahapan produksi.

3.2 Flow Chart

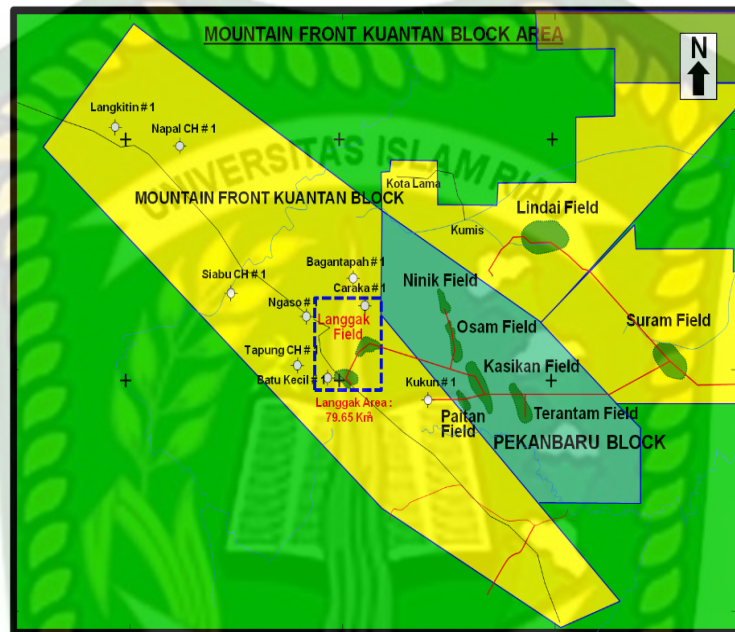


Gambar 3. 1 Flowchart

3.3 Lokasi Penelitian

Lokasi penelitian nantinya akan dilaksanakan di PT SPR Langgak yang merupakan salah satu perusahaan *oil company* milik pemerintah daerah provinsi Riau (BUMD) yang berada dibawah naungan PT Sarana Pembangunan Riau. Lapangan minyaknya berada diantara dua kabupaten yaitu Desa Koto, Kabupaten Kampar dan Desa Senama Nenek, Kabupaten Rokan Hulu. Lapangan Langgak ini berjarak 135 kilometer dari kota Pekanbaru dan

100 kilometer sebelah barat daya dari Lapangan Minas. Adapun data-data yang akan digunakan pada penelitian ini seperti data *history production* sumur saat menggunakan pompa SRP dan ESP dan data biaya pompa SRP dan ESP yang digunakan.



Gambar 3. 2 Wilayah Lapangan Langgak



3. 3 Letak Sumur Pada Lapangan Langgak

3.4 Jadwal Penelitian

Tabel 3. 1 Jadwal Penelitian

No	Jenis Kegiatan	Waktu Pelaksanaan											
		Agustus 2021				September 2021				November 2021			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur												
2	Persiapan Data												
3	Seminar Proposal												
4	Perhitungan Data												
5	Hasil dan Analisis												
6	Seminar Hasil												

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

Bab ini akan menjelaskan hasil perhitungan keekonomian pergantian pompa pasa sumur AA Lapangan Langgak menggunakan sistem kontrak *Gross Split*. Langkah perhitungan akan dimulai dari parameter perhitungan kemudian menentukan indikator keekonomian sampai dengan analisis sensitivitas.

4.1 Parameter Perhitungan

Untuk melakukan suatu perhitungan keekonomian suatu sumur maka dibutuhkan data-data pendukung yang harus diinput untuk menghitung parameter keekonomian. Data yang dibutuhkan ialah data produksi, data *CAPEX*, *OPEX* dan data lainnya.

4.1.1 Data Produksi

Untuk menganalisa keekonomian suatu kegiatan pada sumur AA maka diperlukan data produksi, sehingga nantinya akan dapat menghitung keekonomian menggunakan kontrak *gross split*. Berikut adalah data produksi dari sumur AA dari tahun 2014-2020.

Tabel 4. 1 Produksi Sumur AA

Date	OIL
Jan-19	30,84
Feb-19	30,84
Mar-19	44,85
Apr-19	44,85
Mei-19	40,82
Jun-19	40,82
Jul-19	48,49
Agu-19	48,49
Sep-19	48,49
Okt-19	38,13
Nov-19	48,90
Des-19	48,90
Jan-20	48,51
Feb-20	48,51
Mar-20	48,51
Apr-20	40,80

Mei-20	40,80
Jun-20	38,12
Jul-20	38,12
Agu-20	35,33
Sep-20	35,33
Okt-20	35,33
Nov-20	47,04
Des-20	44,87

Data diatas merupakan data produksi pada sumur AA.

4.1.2 Data Sumur

Untuk mengetahui laju alir fluida pada sumur AA diperlukan data sumur dan data lainnya yang digunakan untuk menghitung kurva IPR.

Tabel 4. 2 Karakteristik Minyak

Data minyak		satuan
API	30,8	
kandungan H2S	0,161	%
Kandungan CO2	0	%

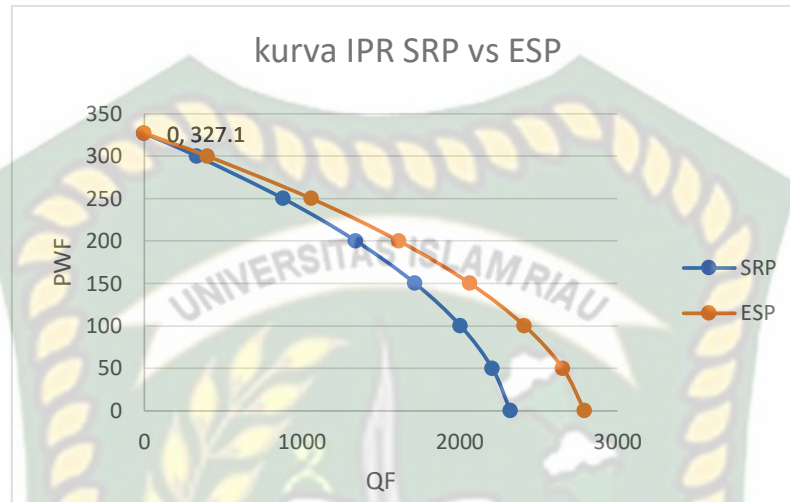
Data minyak minyak digunakan untuk melihat karakteristik minyak dari sumur AA yang digunakan untuk menilai persentasi pada komponen variable pada kontrak *gross split*.

Tabel 4. 3 Data Sumur AA

Data sumur		satuan
Kedalaman	1382	ft
Ukuran tubing	3,5	inch
Kedalaman Pompa	1165	ft
Pwf	244,2	Psi
Ps	327,1	Psi
Rate SRP	589,76	Bbl
Rate ESP	1129,42	Bbl
Qo SRP	24,46	Bopd

Qo ESP	48,51	Bopd
--------	-------	------

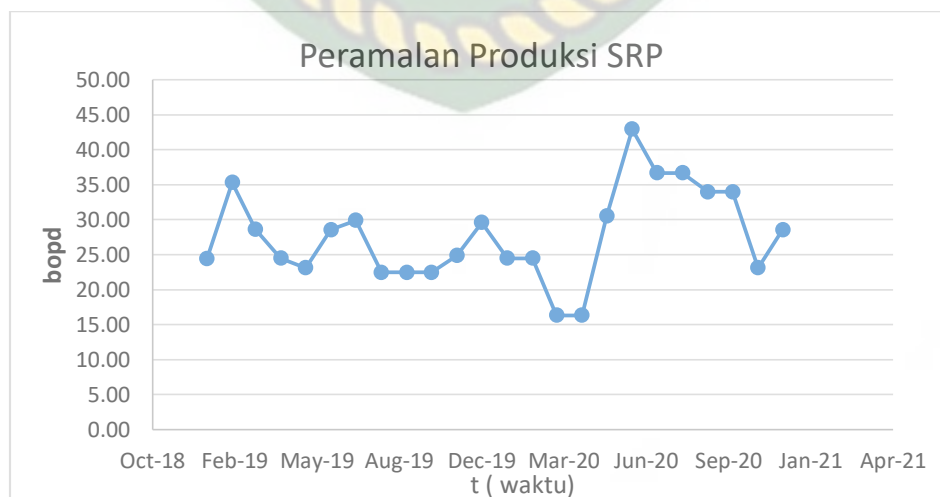
A. Kurva IPR (*Inflow Performance Rate*)



Gambar 4. 1 Kurva IPR

Dari kurva ipr diatas dapat dinilai perbandingan laju alir maksimal dari pompa SRP dan ESP. Pada $pwf = 0$, SRP mendapat laju alir maksimal sebesar 2320,22 Bbl, sedangkan pada $pwf = 0$, ESP mendapat laju alir yang lebih tinggi yaitu sebesar 2790,04 Bbl. Dari kurva IPR diatas kita dapat menyimpulkan bahwa pompa SRP kurang Efektif digunakan pada sumur AA, dan lebih efektif pompa ESP dengan laju alir yang lebih tinggi.

B. Peramalan Produksi Pompa *Suck Rod Pump*



Gambar 4. 2 Peramalan Produksi SRP

Dari gambar diatas dapat dilihat peramalan produksi dengan menggunakan metode *Decline Curve* menggunakan pompa SRP dari tahun 2019-2020. Gambar diatas menunjukkan grafik naik turun yang dapat disebabkan oleh turunnya nilai permeabilitas yang diakibatkan oleh *paraffin*.

4.1.2 Data Biaya Investasi

Biaya investasi terdiri dari biaya CAPEX dan OPEX, data biaya ini digunakan untuk menghitung keekonomian dari pekerjaan pergantian pompa yang akan dilakukan.

A. CAPEX (*Capital Expenditure*)

Capital expenditure terdiri dari *Capital* dan *Non Capital*, pada umumnya biaya *Capital* memiliki nilai depresiasi tiap tahunnya sedangkan biaya *Non Capital* tidak memiliki depresiasi. Tabel dibawah merupakan biaya CAPEX.

Tabel 4. 4 Biaya CAPEX

Capital Cost	Price (M US\$)	Non Capital Cost	Price (M US\$)
Capex	27,65	Rig Contract	18
total			45,65

B. Harga minyak dan *Operating Cost*

Biaya operasional pada sumur AA merupakan biaya pengeluaran yang rutin dikeluarkan selama kegiatan pergantian pompa dilakukan demi menjaga kelangsungan proyek. Tabel dibawah adalah data biaya operasional dan data harga minyak.

Tabel 4. 5 Harga Minyak dan OPEC

Harga minyak (\$/bbl)	Operating Cost (\$/bbl)
70	8

4.2 Analisa Keekonomian Menggunakan *Gross Split*

Pada sub bab ini akan menjelaskan pembagian split dari kontrak *gross split* dan juga analisis indikator keekonomian.

4.2.1 Analisa Gross Split

Setelah melakukan pengumpulan data dan perhitungan kurva IPR, maka selanjutnya melakukan analisa perhitungan *split* menggunakan kontrak *gross split*. Untuk pajak (*tax rate*) ditetapkan sebesar 44% untuk kontraktor. Pada *gross split* terbagi 3 *split* yaitu *base split*, *variable split*, dan *progressive split* yang telah ditetapkan oleh Peraturan Menteri ESDM No.8 Tahun 2017 (Kurniawan & Jaenudin, 2017). Dibawah ini merupakan ketentuan persentase *base split* untuk sumur AA :

Tabel 4. 6 Base Split

BASE SPLIT	
Deskripsi	Split
Kontraktor	43
Negara	57

Lalu selanjutnya *split* yang harus dihitung adalah *variable split*. *Variable split* berasal dari karakteristik lapangan Langgak. Komponen *variable split* yaitu status blok, lokasi lapangan, kedalaman reservoir, infrastruktur pendukung, tipe reservoir, kandungan CO₂, kandungan H₂S, berat jenis minyak, dan tahapan produksi. Tabel dibawah merupakan perhitungan *variable split* pada lapangan Langgak sumur AA :

Tabel 4. 7 Variable Split

A. KOMPONEN VARIABEL				
No	Karakteristik	Parameter	Koreksi Split Bagian Kontraktor (%)	2014
1	Status Lapangan	POD I	5,0	
		POD II	3,0	
		No POFD	0	0
2	Lokasi Lapangan	Onshore	0,0	0,0
		Offshore (0<h≤20)	8,0	
	(*h=kedalaman laut dalam meter)	Offshore (20<h≤50)	10,0	
		Offshore (50<h≤150)	12,0	
		Offshore (150<h≤1000)	14,0	
		Offshore (h>1000)	16,0	

3	Kedalaman Reservoir (m)	≤ 2500 (8202 ft)	0,0	0
		> 2500 (8202 ft)	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	0
		Non Konvensional	16,0	
6	Kandungan CO ₂ (%)	<5	0,0	
		5≤x<10	0,5	
		10≤x<20	1,0	
		20≤x<40	1,5	
		40≤x<60	2,0	
		x≥60	4,0	
7	Kandungan H ₂ S (ppm)	<100	0,0	
		100≤x<1000	1,0	
		1000≤x<2000	2,0	2
		2000≤x<3000	3,00	
		3000≤x<4000	4,00	
		x≥4000	5,0	
8	Berat Jenis Minyak Bumi	<25	1,0	
		≥25	0,0	0
9	Tingkat Komponen Dalam Negri (%)	30≤x<50	2,0	2
		50≤x<70	3,0	
		70≤x<100	4,0	
10	Tahapan Produksi	Primer	0,0	
		Sekunder	6,0	6
		Tersier	10,0	
		total		10

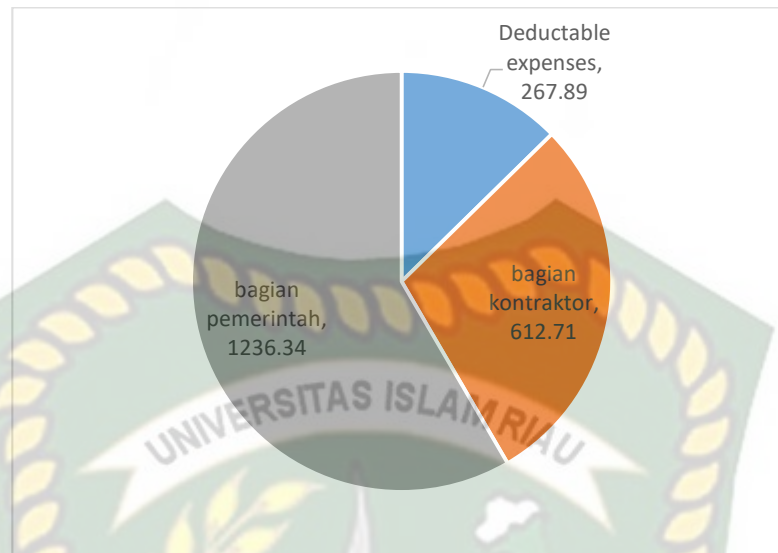
Selanjutnya adalah menghitung *progressive split* dari lapangan Langgak sumur AA. *Progressive split* terkait dengan harga minyak dan jumlah kumulatif produksi. Tabel dibawah adalah perhitungan *progressive split* pada lapangan Langgak sumur AA :

Tabel 4. 8 *progressive split*

B. KOMPONEN PROGRESIF			ICP	70
No	Karakteristik	Parameter	Koreksi Split Bagian Kontraktor (%)	2014
1	Harga Minyak Bumi (US\$/barrel)	$(85 - \text{ICP}) \times 0.25$		3,8
2	Jumlah kumulatif produksi Minyak dan Gas Bumi (MMBOE)	<30	10,0	10
		$30 \leq x < 60$	9,0	
		$60 \leq x < 90$	8,0	
		$90 \leq x < 125$	6,0	
		$125 \leq x < 175$	4,0	
		≥ 175	0,0	
	total			13,8

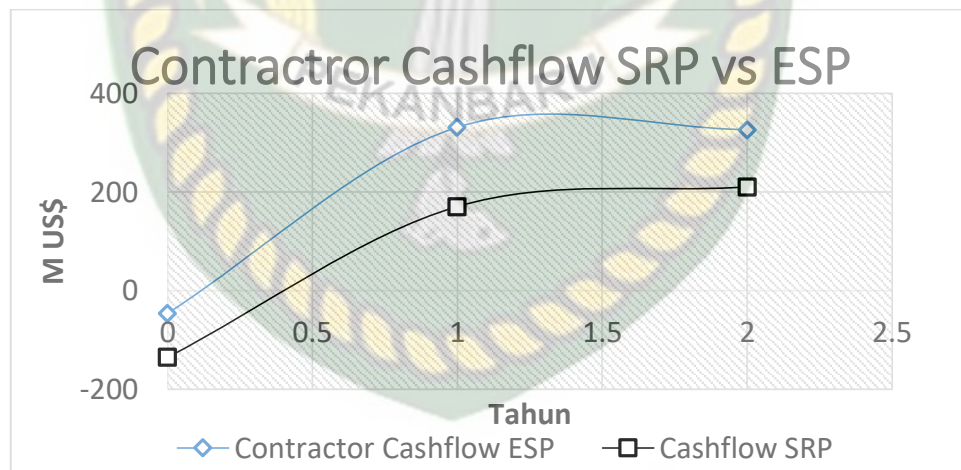
TOTAL SPLIT (%)	
KONTRAKTOR	66,8
NEGARA	33,2
	100,0

Tabel diatas merupakan hasil pembagian split dari kontak *gross split*, dimana pada kontrak ini terdiri dari tiga komponen *split* yaitu *base split*, *variable split*, dan *progressive split*. Pemerintah mendapatn *split* sebesar 33,2% dan kontraktor mendapatkan *split* sebesar 66,8%.



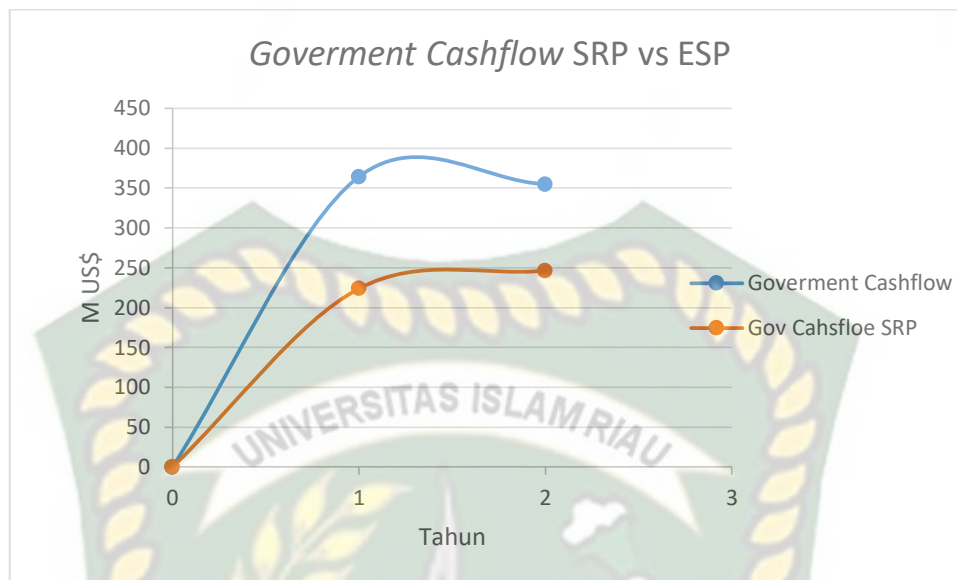
Gambar 4. 3 Pembagian Hasil Keuntungan menggunakan *Gross Split*

Gambar diatas menunjukkan pembagian hasil setelah melakukan perhitungan keekonomian dimana pemerintah mendapat keuntungan sebesar 1236,34 M US\$, kontraktor sebesar 612,71 M US\$ dan deductible expense atau pendapatan kontraktor setelah dikenakan pajak sebesar 267,89 M US\$.



Gambar 4. 4 Contractor Cash Flow

Berdasarkan gambar diatas dapat dinilai bahwa kontraktor mendapatkan pendapatn lebih besar saat menggunakan pompa ESP dibandingkan dengan pompa SRP, dimana kontraktor mengalami minus pada saat awal investasi selama beberapa bulan saja.



Gambar 4.5 Government Cashflow

Dari gambar diatas dapat dilihat laju *cashflow* yang didapat oleh pemerintah lebih besar apabila menegggunakan pompa ESP, dimana pada tahun pertama pemerintah mendapatkan *cashflow* sebesar 364,19 M US\$, ini lebih besar dibanding dengan *cashflow* menggunakan pompa SRP sebesar 223,85 M US\$. Dari hasil diatas dapat dinilai penggantian pompa ESP memiliki nilai yang lebih ekonomis.

4.2.2 Indikator Keekonomian

Tabel 4. 9 Indikator Keekonomian

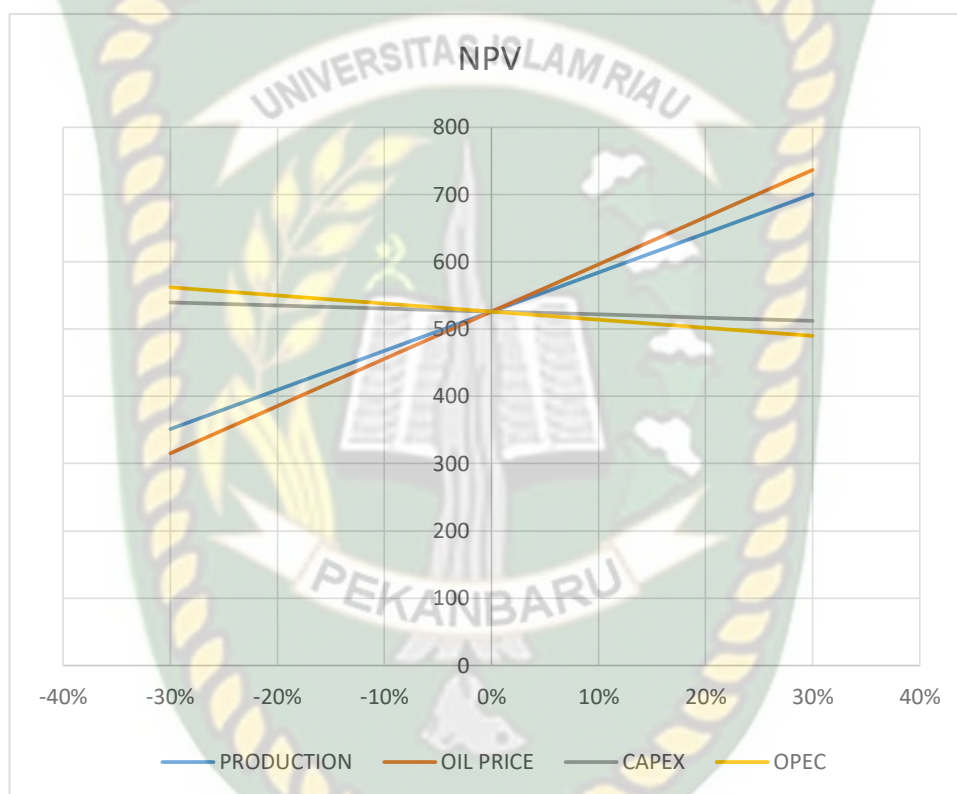
Keekonomian SRP		
NPV (M US\$)	IRR	POT (Tahun)
194,34	103,3%	2,36

Keekonomian ESP		
NPV (M US\$)	IRR	POT (Tahun)
525,85	714,35%	0,81

Dari tabel diatas dapat dilihat perbandingan indikator keekonomian antara pompa SRP dengan pompa ESP, dimana nilai NPV SRP sebesar 194.34 M U\$, IRR sebesar 103,3% dan POT selama 2,36 tahun, sedangkan nilai NPV pompa

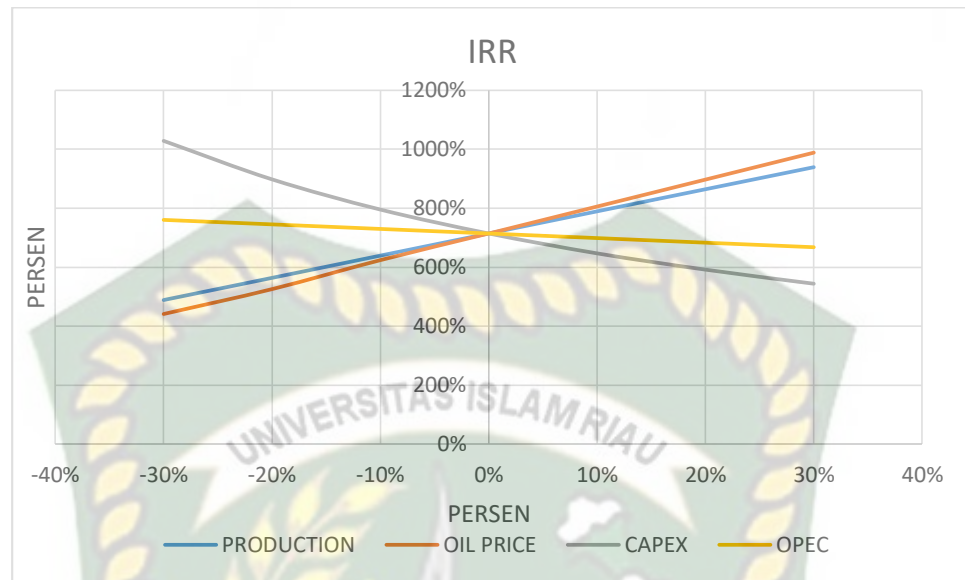
ESP sebesar 525,85 M US\$, IRR sebesar 714,35% dan POT selama 0,81 tahun. Dari hasil perhitungan indikator keekonomian dapat dianalisa bahwa proyek pergantian pompa ESP bernilai lebih ekonomis dibanding menggunakan pompa SRP karena nilai NPV pompa ESP lebih besar dibanding NPV pompa SRP .

4.3 Analisa Sensitivitas



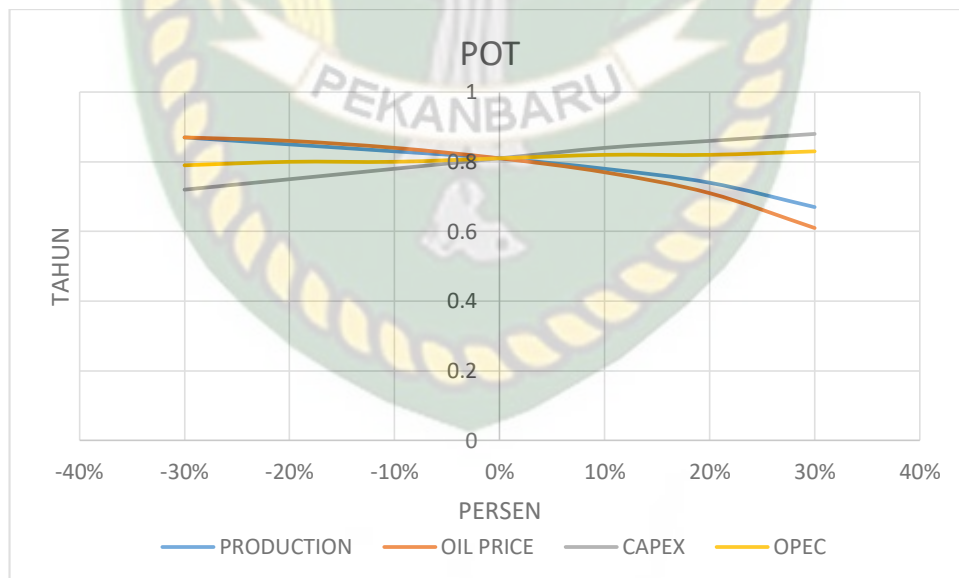
Gambar 4. 6 Sensitivitas NPV

Berdasarkan gambar diatas dapat dinilai bahwa harga minyak dan jumlah produksi memberikan pengaruh yang besar terhadap perubahan nilai NPV, kemudian CAPEX dan OPEC tidak berdampak signifikan terhadap perubahan NPV.



Gambar 4. 7 Sensitivitas IRR

Berdasarkan gambar 4. 5 , sensitivitas IRR dipengaruhi oleh harga minyak dan jumlah produksi secara signifikan, dan diikuti oleh CAPEX dan OPEC.



Gambar 4. 8 Sensitivitas POT

Berdasarkan gambar 4. 6 sensitivitas POT, dapat dilihat bahwa parameter yang mempengaruhi sensitivitas POT paling tinggi adalah harga minyak dan jumlah produksi.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Setelah melakukan penelitian keekonomian pergantian pompa pada sumur AA lapangan Langgak, maka diperoleh kesimpulan sebagai berikut :

1. Dari perhitungan indikator keekonomian menggunakan kontrak *Gross Split* diperoleh nilai NPV sebesar 525,85 M US\$, IRR sebesar 714,35%, dan POT sebesar 0,81 tahun, dari hasil perhitungan tersebut maka dapat dinilai bahwa proyek pergantian pompa ESP bernilai ekonomis. Pada perhitungan keekonomian menggunakan kontrak *Gross Split*, pemerintah mendapatkan keuntungan sebesar 1236,34 M US\$, dan kontraktor mendapat keuntungan bersih sebesar 612,71 M US\$.
2. Berdasarkan dari perhitungan sensitivitas NPV, IRR, dan POT dapat dilihat bahwa parameter yang paling mempengaruhi kemiringan (*slope*) adalah harga minyak, dan jumlah produksi minyak.

5.2 Saran

Pada penelitian ini hanya menganalisa keekonomian pergantian pompa menggunakan kontrak *gross split*, diharapkan penelitian selanjutnya menganalisa keekonomian dengan membandingkan antara kontrak *PSC cost recovery* dengan *gross split*.

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. <https://doi.org/10.25105/petro.v9i2.6521>
- Ahmad Fiqri dan Syamsul Irham. (2017). Analisis Keekonomian PSC No Recovery dan Pengaruh penggunaan Sliding Scale Share Before Tax Pada Pengembangan Lapangan CBM “Z” di Cekungan Kutai. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 21–25. <http://www.elsevier.com/locate/scp>
- Allika, P., & Widartono, U. (2015). Perbandingan Keekonomian Antara Desain Ulang Electric Submersible Pump (ESP) Dan Penggunaan Sucker Rod Pump (SRP) Di Sumur ALK-20 Lapangan-X. 126–135.
- Araújo, H. F., Leal, P. A. M., Betin, P. S., & Nunes, E. F. (2018). Economic profitability indicators of minitomatoes organic production in greenhouses. *Horticultura Brasileira*, 36(2), 246–252. <https://doi.org/10.1590/s0102-053620180217>
- Arindya Radita. (2011). Penerapan Electrical Submersible Pump (ESP) Untuk Meningkatkan Minyak Bumi.
- 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.
- Bellarby, J. (2009). Well completions. In *SPE Monograph Series (Society of Petroleum Engineers of AIME)* (Vol. 12). <https://doi.org/10.1002/9781119193463.ch10>

- Chikwere, E., Sylvester, O., & Appah, D. (2015). Economic Evaluation of Electrical Submersible Pump (ESP) and Gas Lift Well For Production Optimization. *IJET-International Journal of Engineering and Technology*, 5(1), 56–68.
- Clegg, J. D. (1988). High-Rate Artificial Lift. *Journal of Petroleum Technology*, 40(03), 277–282. <https://doi.org/10.2118/17638-PA>
- 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>
- 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. <https://doi.org/10.18178/joebm.2018.6.2.549>
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017). Petroleum production engineering: Second Edition. In *Petroleum Production Engineering: Second Edition*.
- Henderson, L. J. (1984). *Deep Sucker Rod Pumping for Gas Well Unloading* . <https://doi.org/10.2118/13199-MS>
- Jaluakbar, W., & Putra, I. S. (2017). Accelerated depreciation increase the economical of PSC contractors project in Indonesia. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017, 2017-Janua*. <https://doi.org/10.2118/186228-ms>
- James H.Gary, Glenn E.Handwerk, M. J. K. (1995). Petroleum refining: technology and economics Fifth Edition. In *The Chemical Engineering Journal and the Biochemical Engineering Journal* (Fifth Edit, Vol. 56, Issue 2). [https://doi.org/10.1016/0923-0467\(95\)80014-x](https://doi.org/10.1016/0923-0467(95)80014-x)
- Junedi, K. (2018). Seeking the proper decommissioning method in gross split era.

Society of Petroleum Engineers - SPE Symposium: Decommissioning and Abandonment 2018, December, 3–4. <https://doi.org/10.2118/193963-ms>

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.* <https://doi.org/10.2118/186378-ms>

Lea, J. F., Nickens, H. V., & Wells, M. R. (2008). Electric Submersible Pumps. In *Gas Well Deliquification.* <https://doi.org/10.1016/b978-075068280-0.50013-5>

Lubiantara, B. (2012). *Ekonomi Migas Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas.* Grasindo.

Nirmala, G. S. (2016). *Analisis Biaya Gas Menggunakan Total Expenditure dan Cost Recovery Pada Perusahaan X.* 8, 94–102.

Nugroho, W. A., Panaiputra, H. G., Kusuma, D. N., Wirawan, A., Hartawan, I. B., & Hapsari, R. (2019). Optimizing operating cost through production management and techno-economic approach in mature field and gross-split scheme. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2019, APOG 2019.* <https://doi.org/10.2118/196438-ms>

Pandit, A. L., Abdelaziz, I. Y. M., Khamis, M. B., Quttainah, R., & Al-Ajmi Rakan, N. (2015). Economic comparison between ESP and rod pump for same rate wells. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE 2015, 1–17.* <https://doi.org/10.2118/176386-ms>

Pranondo, D., & Agusandi, S. (2017). Evaluasi Permasalahan Scale Sumur Sa-33, Sa-101, Sa-104 dan Sa-108 Di PT. Pertamina EP Asset 1 Field Ramba. *Jurnal Teknik Patra Akademika, 8(1), 11.*

<https://jurnal.pap.ac.id/index.php/JTPA/article/view/5>

- Stel, H., Sirino, T., Ponce, F. J., Chiva, S., & Morales, R. E. M. (2015). Numerical investigation of the flow in a multistage electric submersible pump. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 136, 41–54. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.10.038>
- Sulistiyo, S. (2014). Analisa kelayakan penambahan sumur produksi minyak dan gas bumi.(studi kasus PT. Conoco Phillips Indonesia). *MTG*, 4(1).
- Takacs, G. (2013). Eletrical Submesible Pump Manual. In *Journal of Chemical Information and Modeling* (Second Edi, Vol. 53, Issue 9). Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier.
- Takacs, G. (2015). Sucker-Rod Pumping Handbook Production Engineering Fundamentals and Long-Stroke Rod Pumping. In *Sucker-Rod Pumping Handbook*. Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier. <https://doi.org/10.1016/c2013-0-05182-1>