

**ANALISIS KEEKONOMIAN PERGANTIAN POMPA *SUCKER*
ROD PUMP KE *JET PUMP* MENGGUNAKAN KONTRAK PSC
GROSS SPLIT DI SUMUR MINYAK**

SKRIPSI

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

RONI ANGGARA

NPM 153210219



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

2022

**ANALISIS KEEKONOMIAN PERGANTIAN POMPA *SUCKER*
ROD PUMP KE *JET PUMP* MENGGUNAKAN KONTRAK PSC
GROSS SPLIT DI SUMUR MINYAK**

SKRIPSI

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

RONI ANGGARA

NPM 153210219



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

2022

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Roni Anggara

NPM : 153210219

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Tugas akhir : Analisis Keekonomian Pergantian Pompa Sucker
Rod Pump Ke Jet Pump Menggunakan Kontrak
Psc Gross Split Di Sumur Minyak

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 : Novia Rita, S.T., M.T (.....)

Penguji II : Neneng Purnama Wati, S.T., M.T (.....)

Diterapkan di : Pekanbaru

Tanggal :

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, 27 Mei 2022

Roni Anggara



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, 27 Mei 2022

Roni Anggara

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.....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	3
2.1 <i>Sucker Rod Pump (SRP)</i>	3
2.2 <i>Jet Pump</i>	7
2.3 <i>PSC Gross Split</i>	8
2.4 <i>State Of the Art</i>	9
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	11
3.1 Metode Penelitian.....	11
3.2 Jenis dan Sumber Data	11
3.3 <i>Flow Chart</i>	12
3.4 Sejarah Perusahaan.....	13
3.5 Jadwal Penelitian.....	13

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	14
4.1 Prediksi Produksi.....	14
4.1 Perhitungan.....	16
4.2 Hasil Penelitian.....	17
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	20
5.1 Kesimpulan.....	20
5.2 Saran.....	20
DAFTAR PUSTAKA	21



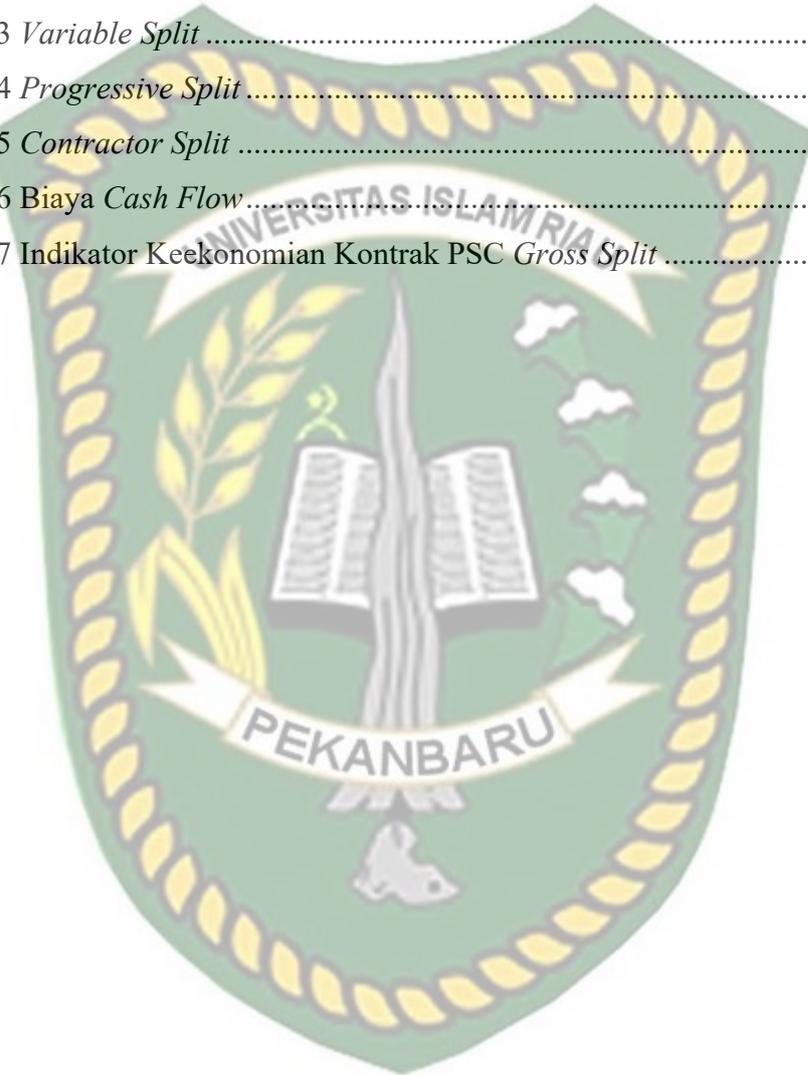
DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Skematik Diagram Pompa.....	4
Gambar 2.2 Komponen Dasar Pompa SRP	5
Gambar 3.1 <i>Flow Chart</i>	12
Gambar 3.2 Lokasi Penelitian.....	13
Gambar 4.1 Produksi Vs Tahun.....	16



DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Jadwal Penelitian.....	13
Tabel 4.1 Prediksi Produksi	14
Tabel 4.2 <i>Base Split</i>	15
Tabel 4.3 <i>Variable Split</i>	15
Tabel 4.4 <i>Progressive Split</i>	15
Tabel 4.5 <i>Contractor Split</i>	16
Tabel 4.6 Biaya <i>Cash Flow</i>	18
Tabel 4.7 Indikator Keekonomian Kontrak PSC <i>Gross Split</i>	19



DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I PERHITUNGAN KONTRAK PSC *GROSS SPLIT*



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
SRP	<i>Sucker Rod Pump</i>
BOB	Badan Operasi Bersama
BSP	Bumi Siak Pusako
PSC	<i>Production Sharing Contract</i>
ESP	<i>Electric Submersible Pump</i>
PCP	<i>Progressing Capacity Pump</i>
RPM	<i>Rotating Per Minute</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
IRR	<i>Internal Rate of Return</i>
ROR	<i>Rate of Return</i>
POT	<i>Pay Out Time</i>
PI	<i>Profitability Index</i>
CPP	<i>Coastal Plain Pekanbaru</i>
DST	<i>(Drill Stem Test)</i>



**ANALISIS KEEKONOMIAN PERGANTIAN POMPA SUCKER
ROD PUMP KE JET PUMP MENGGUNAKAN KONTRAK PSC
GROSS SPLIT DI SUMUR MINYAK**

RONI ANGGARA

1563210219

ABSTRAK

Meningkatnya permintaan migas terus terjadi seiring berjalannya waktu, dengan ini harus dilakukan penambahan cadangan dan peningkatan produksi demi memenuhi permintaan tersebut. Salah satu caranya dengan melakukan pengembangan lapangan – lapangan migas sehingga produksi yang tadinya rendah dapat meningkat jauh lebih besar sebelum dilakukannya pengembangan lapangan. Dengan menggunakan sejumlah indikator keekonomian, perhitungan keekonomian dapat secara jelas diketahui apakah bernilai ekonomis atau tidak pengembangan lapangan tersebut. Indikator keekonomian tersebut adalah NPV, ROR, POT, dan PI dengan dasar perhitungan kontrak PSC *Gross Split*.

Pada penelitian ini, total produksi minyak yang diperoleh selama 5 tahun dimulai dari tahun 2022 sampai tahun 2026 sebesar 2.709 MMSTB. Diperoleh nilai NPV *government* sebesar \$54,260,342.99; ROR sebesar 29.09%; POT sebesar 2 tahun; dan PI sebesar 181.06. Dengan indikator keekonomian tersebut, pengembangan lapangan yang dilakukan dengan mengganti pompa menjadi *jet pump* dapat dikatakan bernilai ekonomis.

Kata Kunci: PSC *Gross Split*, *jet pump*, *sucker rod pump*

**ECONOMIC ANALYSIS OF SUCKER PUMP CHANGES
ROD PUMP TO JET PUMP USING PSC CONTRACT
GROSS SPLIT IN OIL WELL**

RONI ANGGARA

153210219

ABSTRACT

The increase in oil and gas demand continues to occur over time, with this, additional reserves and increasing production must be carried out in order to meet this demand. One way is by developing oil and gas fields so that production that was previously low can increase much more before field development. Using a number of economic indicators, economic calculations can be clearly known whether or not the economic value of the field development. The economic indicators are NPV, ROR, POT, and PI on the basis of calculating the PSC Gross Split contract.

In this study, the total oil production obtained for 5 years starting from 2022 to 2026 was 2,709 MMSTB. Obtained the government NPV value of \$54,260,342.99; ROR of 29.09%; POT is 2 year; and PI of 181.06. With these economic indicators, field development carried out by changing the pump to a jet pump can be said to be of economic value.

Keywords: PSC Gross Split, jet pump, sucker rod pump

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Peningkatan kebutuhan bahan bakar terutama untuk kendaraan yang digunakan sehari – hari semakin besar, ini diakibatkan aktivitas manusia yang semakin kompleks dan membutuhkan transportasi untuk dapat beraktivitas. Permintaan minyak yang terus bertambah haruslah diiringi dengan peningkatan produksi minyak pula, hal ini terus digiatkan oleh perusahaan – perusahaan minyak demi memenuhi kebutuhan akan permintaan minyak khususnya di Indonesia yang mempunyai jumlah penduduk terbesar ke-4 di dunia (Li et al., 2021; X.-X. Lv et al., 2021; X. Lv et al., 2021). Selain memenuhi permintaan kebutuhan minyak, perusahaan dihadapkan oleh masalah – masalah seperti turunnya produksi atau berkurangnya produktivitas sumur, maka dari itu perlu suatu penanganan lebih lanjut agar sumur minyak dapat terus diproduksi (Suenaga et al., 2012; Xiaoxiao et al., 2021; Zhang et al., 2021).

Lapangan minyak yang berada di Riau memiliki karakteristik minyak berat atau viskositas fluida yang tinggi sehingga menyulitkan nya untuk mengalir. Metode EOR *steam injection* diimplementasikan untuk dapat mengurangi viskositas fluida sehingga dapat lebih mudah mengalir dan meningkatkan produksi (Bello et al., 2020; Han et al., 2021; Yan et al., 2018). Walaupun viskositas sudah menurun belum tentu minyak dapat mengalir dengan baik hingga ke permukaan, hal ini disebabkan karena pengaruh tekanan bawah sumur. Untuk itu banyak dari lapangan minyak di Riau menggunakan pompa angguk atau *Sucker Rod Pump* (SRP) sebagai metode pengangkatan minyak di sumur – sumur minyak yang ada di Riau. Namun, perlu dilakukan *maintenance* secara berkala agar pompa ini dapat terus beroperasi. Hal ini perlu dilakukan karena pompa angguk terus bergerak dengan jumlah *stroke* tertentu yang menyebabkan pompa ini dari waktu ke waktu performanya semakin menurun. Ketika pompa angguk tidak bisa mempertahankan *rate* produksi, perlu dilakukan serangkaian kegiatan lebih lanjut agar pompa angguk kembali beroperasi normal (Hansen et al., 2019; Zheng et al., 2019a, 2019b). Penggunaan *jet pump* dinilai lebih baik daripada pompa angguk karena dari segi *maintenance* yang minim, jumlah fluida yang dapat dialirkan, dan mudah dibongkar

atau dilepaskan. Keistimewaan *jet pump* ini, pompa tidak mengalami pergerakan secara mekanik karena ditenggelamkan di cairan fluida produksi dan disedot dari tenaga yang diberikan di permukaan (Deshpande et al., 2019; Jun et al., 1999; Winkler et al., 2018). Pengimplementasian *jet pump* akan dilakukan di salah satu sumur minyak lapangan BOB PT. BSP untuk dapat meningkatkan produksi minyak dan mengurangi biaya operasi. Oleh karena itu, peneliti akan menganalisis keekonomian sumur minyak ini dari segi kontrak PSC *gross split* terkait pergantian pompa yang sebelumnya menggunakan pompa angguk (SRP) menjadi *jet pump*.

1.2 Tujuan Penelitian

1. Menghitung peningkatan produksi dengan melakukan pergantian pompa angguk menjadi *jet pump* di sumur minyak
2. Menghitung keekonomian penggunaan *jet pump* di sumur minyak menggunakan kontrak PSC *gross split*

1.3 Manfaat Penelitian

Manfaat yang didapatkan dari penelitian ini adalah:

1. Dapat dijadikan sebagai salah satu dasar materi perkuliahan atau sebagai dasar penelitian selanjutnya
2. Mampu mengedukasi pembaca tentang bagaimana keefektifan penggunaan *jet pump* di sumur minyak menggunakan kontrak PSC *gross split*
3. Sebagai syarat mendapatkan gelar sarjana teknik perminyakan

1.4 Batasan Masalah

Untuk menghindari menyimpangnya penelitian yang dilakukan, terdapat sejumlah batasan masalah yang mengatur jalannya penelitian ini:

1. Penelitian ini mengikuti kondisi data yang digunakan
2. Penelitian ini hanya menganalisis keekonomian dari segi kontrak PSC *gross split*

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Sumber daya alam memiliki ketersediaan yang banyak sekali di alam, berbagai macam jenis dan ragam dapat dimanfaatkan serta digunakan demi keberlangsungan kehidupan manusia. Terkait sumber daya alam yang melimpah ini telah dijelaskan oleh Allah SWT dalam Surat Al-An'am (6) : 1-3. Sudah sepantasnya kita sebagai makhluk bersyukur terhadap semua yang telah Allah ciptakan dan berikan kepada kita serta menjaga dan melestarikannya untuk dapat dimanfaatkan sebaik baiknya karena pada dasarnya semua yang ada di bumi hanyalah milik Allah SWT.

Industri minyak dan gas bumi merupakan industri yang mempunyai tingkat resiko paling besar dan berbahaya (Bridges & Robinson, 2020). Dalam menjalankan kegiatan produksi dari reservoir hingga ke permukaan adalah suatu kegiatan beresiko tinggi dan memiliki ketidakpastian yang tinggi pula (Lerner et al., 2014). Produksi yang dari waktu ke waktu kian menurun akibat penurunan tekanan perlu digunakan pompa (Monte Verde et al., 2021; Vieira et al., 2015). Jenis pompa ini akan berfokus pada pompa angguk (SRP) dan *jet pump* (Nesbitt, 2006).

2.1 *Sucker Rod Pump* (SRP)

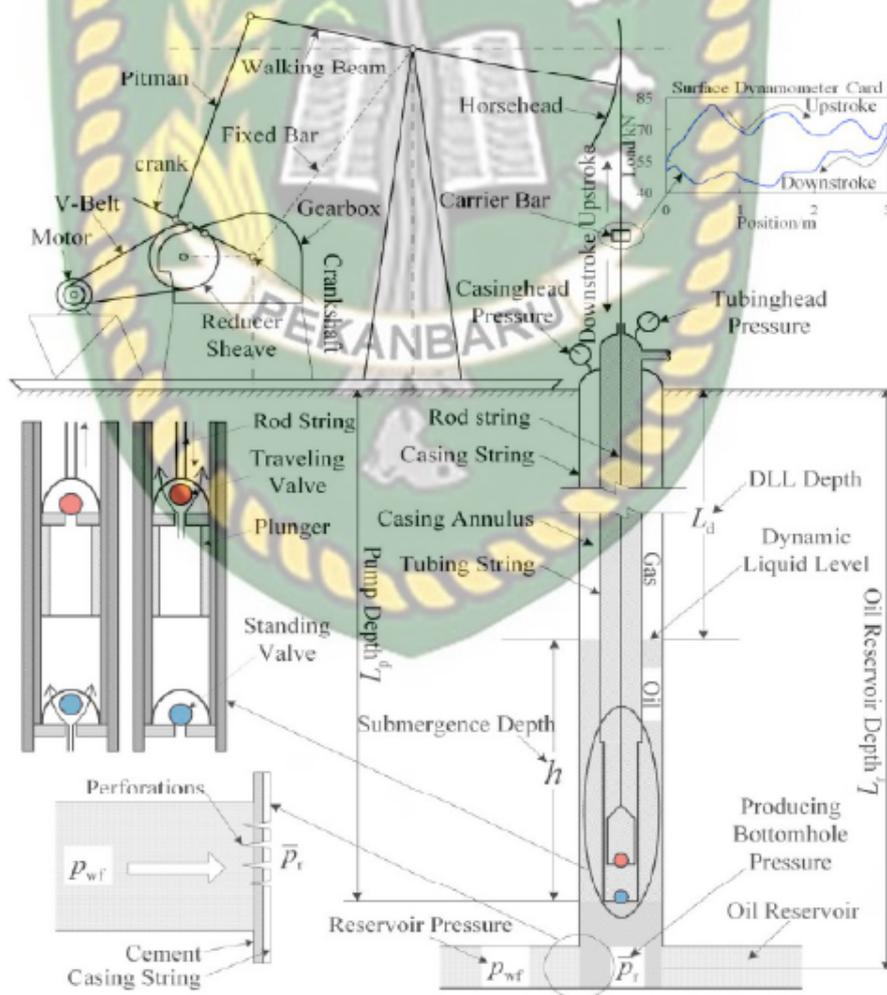
Pemakaian pompa angguk digunakan apabila sumur minyak sudah tidak bisa lagi mengalirkan fluida dari bawah sumur hingga ke permukaan secara *natural flow*. Fluida hanya mengalir hingga ke bawah sumur saja tidak sampai naik ke permukaan karena energi yang dimiliki tidak cukup untuk membuatnya mengalir ke permukaan sehingga perlu dilakukan *artificial lift*. Salah satu metode *artificial lift* ada *gas lift* dan menggunakan pompa. Pompa tersebut adalah SRP, ESP (*Electric Submersible Pump*), *Hydraulic Pump*, dan PCP (*Progressive Cavity Pump*). Diantaranya adalah pompa angguk (SRP) yang mana pompa ini adalah pompa yang paling banyak digunakan di dunia (Bello et al., 2020; Han et al., 2021; X.-X. Lv et al., 2021). Jika kita melewati daerah Duri dan Minas atau sekitarnya, dapat dengan mudah kita temukan pompa angguk yang sedang bergerak naik turun.

Terdapat sejumlah kelebihan dan kekurangan penggunaan pompa angguk (SRP) ini. Kelebihannya, yaitu:

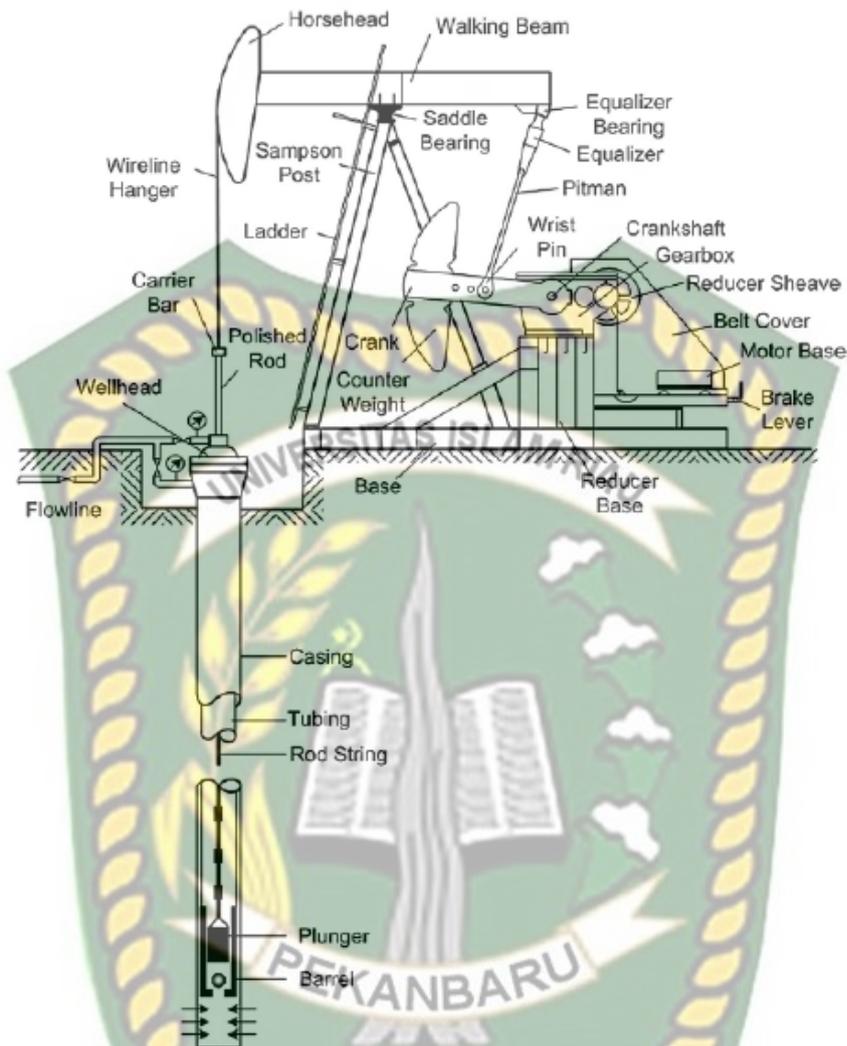
1. Tidak gampang rusak
2. Tidak sulit untuk diperbaiki di lapangan
3. Laju produksi, jenis fluida, dan kecepatan fluida dapat diatur (fleksibel)
4. Relatif murah

Kekurangannya, yaitu:

1. Alat relative berat dan membutuhkan tempat yang luas
2. Alat terlalu besar sehingga menyulitkan dalam transportasi alat
3. Tidak cocok untuk sumur miring dan *offshore*
4. Membutuhkan unit yang sangat besar jika menginginkan laju produksi yang besar dan sumur yang dalam



Gambar 2.1 Skematik Diagram Pompa (Chen et al., 2021)



Gambar 2.2 Komponen Dasar Pompa SRP (Takaacs, 2015)

Peralatan *sucker rod pump* terdiri dari peralatan di atas permukaan dan di bawah permukaan.

2.1.1 Peralatan Di Atas Permukaan

Peralatan di permukaan berfungsi untuk memindahkan energi yang berasal dari *prime mover* ke *pumping unit*. Kemudian diteruskan ke bagian pompa yang berada di bawah permukaan.

1. *Prime Mover*, sebuah motor listrik yang dapat berputar 800 – 1200 RPM. Motor ini digunakan untuk menggerakkan *pumping unit*.
2. *Gear Reducer*, berfungsi untuk menurunkan RPM menjadi SPM sesuai SPM pompa. Pada bagian alat ini terdapat roda gigi yang dapat menurunkan RPM.
3. *Crank Arm*, menghubungkan sumbu putaran rendah yang keluar dari *gear box*.
4. *Pitman*, menghubungkan *crank* dengan *walking beam*.
5. *Walking Beam*, tempat kedudukan *equalizer bearing* dan ditopang oleh *saddle bearing*. Ujung depan *walking beam* terpasang *horse head*.
6. *Horse Head*, ditempatkan dibagian ujung *walking beam*
7. *Carrier Bar* dan *Wireline Hanger*, menghubungkan *horse head* dengan *polished rod*.
8. *Stuffing Box*, dipasang di atas kepala sumur sebagai pencegah agar minyak tidak menyembur keluar.
9. *Polished Rod*, stang penghubung antara rangkaian *sucker rod* di bawah permukaan dengan perangkat *pumping* di unit permukaan
10. *Counter Weight*, memberikan keseimbangan beban pada *pumping unit*
11. *Brake*, mengatur posisi *horse head* jika sewaktu – waktu *pumping unit* harus dimatikan

2.1.2 Peralatan Di Bawah Permukaan

1. Pompa, peralatan di bawah permukaan terdiri dari 4 komponen utama, yaitu *working barrel*, *plunger*, *travelling valve*, dan *standing valve*.
 - a. *Working barrel*, tabung silinder tempat naik turunnya *plunger*
 - b. *Plunger*, sebuah piston panjang untuk mengangkat fluida dari dasar sumur ke permukaan.
 - c. *Travelling valve*, katup berbentuk bola yang bergerak membuka dan menutup.
 - d. *Standing valve*, katup berbentuk bola yang terletak pada bagian bawah untuk menahan fluida agar tidak turun

2. *Gas Anchor*, untuk menghindari turunnya volumetric efisiensi pompa karena banyaknya gas yang masuk ke dalam pompa. Maka dari itu *gas anchor* dipasang untuk memisahkan gas sebelum fluida masuk ke dalam pompa.
3. *Sucker Rod*
4. *Pony Rod*, menyesuaikan panjang rangkaian *sucker rod*
5. *Tubing*

2.2 *Jet Pump*

Pada kondisi tertentu, sumur minyak mengalami penurunan tekanan reservoir yang menghambat produksi dan mengharuskan engineer untuk memasang suatu sistem pengangkatan buatan. Berbagai teknologi pengangkatan buatan (artificial lift) tersedia untuk membuat sumur kembali ke tingkat produksi yang menguntungkan. Tidak semua metode artificial lift berlaku untuk semua skenario, semuanya bergantung pada kondisi sumur dan masing – masing kemampuan artificial lift. Teknologi ini terdapat bagian – bagian yang bergerak dan sudah dipastikan akan aus di kemudian hari sehingga harus diganti, tentunya ini akan kembali menambah biaya untuk setiap sumur.

Pompa ini memiliki struktur yang sederhana dan tidak ada bagian yang bergerak, jet pump telah menjadi pilihan artificial lift yang semakin populer dalam skenario untuk meningkatkan produksi. Prinsip jet pump telah lama dikenal yang merupakan dasar dari pengoperasian pompa ini ketika prinsip Bernoulli diperkenalkan, prinsip tersebut menyatakan peningkatan kecepatan fluida terjadi bersamaan dengan penurunan tekanan. Penggunaan jet pump semakin luas sepanjang tahun 1970 untuk menyelesaikan masalah yang ada pada sumur sejak saat itu (Kalwar et al., 2017; Kurkjian, 2019; Mei & Peeran, 2017). *Jet pump* menghasilkan fluida berkecepatan tinggi untuk menurunkan tekanan bawah sumur dan meningkatkan produksi. Prinsip dasar operasi pompa jet mirip dengan mesin jet, baik pompa dan mesin mengandung *nozzle* yang mengubah fluida bertekanan dan bergerak lambat menjadi tekanan yang lebih rendah. Pada kondisi mesin jet, campuran cairan bergerak cepat sehingga menghasilkan pembakaran di udara lalu menghasilkan dorongan yang mendorong pesawat ke depan. Prinsip inilah nantinya

yang akan mengangkat minyak ke permukaan. Adanya *nozzle* yang menyempitkan laju alir fluida membuat kecepatan fluida meningkat ini disebabkan prinsip Bernoulli. Karena *jet pump* tidak memiliki bagian yang bergerak untuk menghasilkan keausan alat, *jet pump* dapat beroperasi selama beberapa tahun dengan resiko kegagalan yang rendah dan memiliki kegiatan *maintenance* yang minimal.

2.3 PSC *Gross Split*

Kontrak *gross split* adalah salah satu regulasi yang diperlakukan oleh Indonesia pada saat ini. Kontrak ini dapat dilakukan menggunakan *gross revenue* dan persentase untuk suatu wilayah terutama pada *base split*, *variable split*, dan *progressive split*. Hal yang membuat kontrak ini digunakan karena berdasarkan *base split* untuk minyak sebesar 57% bagian negara dan 43% bagian KKKS sedangkan untuk gas bumi sebesar 52% bagian negara dan 48% bagian KKKS. Pada skema *gross split*, pengembalian biaya operasi tidak dilakukan sehingga kontraktor memegang kendali penuh atas biaya operasional yang berlangsung pada lapangan sehingga pemerintah hanya mendapat bagian produksi saja. Terdapat indikator keekonomian yang merupakan penilaian suatu parameter apakah suatu proyek memiliki kelayakan untuk dapat terus dilakukan kegiatannya.

1. NPV (*Net Present Value*), jika NPV bernilai positif proyek layak dilaksanakan sedangkan berlaku untuk sebaliknya
2. IRR (*Internal Rate of Return*), harga bunga yang menimbulkan harga keseluruhan *cash inflow* sama besar dengan *outflow*.
3. POT (*Pay Out Time*), waktu yang dibutuhkan hingga investasi suatu proyek dapat kembali atau balik modal

2.4 *State Of the Art*

Pada penelitian yang dilakukan oleh (Hasan & Jang, 2021), sumur yang mengandung *shale* selalu menggunakan pompa ESP (*electric submersible pump*) meskipun kelemahan ESP terhadap aliran berpasir dan sering gagal dalam pengoperasian tiga bulan pertama. Digunakan *jet pump* sebagai alternatif dan menghemat biaya, maka dilakukan suatu studi perancangan parameter untuk memaksimalkan kinerja *jet pump*. Dilakukan permodelan analitik untuk menghitung profil *temperature* di *tubing* dan *annulus*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa laju aliran yang lebih panas dan relatif rendah menyebabkan biaya pemompaan yang lebih rendah dengan mengurangi penurunan tekanan gesekan selama operasi.

Pada penelitian yang dilakukan oleh (Yan et al., 2018), untuk mengurangi konsumsi energi pengembangan injeksi air dari suatu lapangan *offshore*, digunakan *jet pump* untuk mengganti *valve* masuknya injeksi air. Digunakan tiga buah *jet pump* dan dimodelkan secara tiga dimensi menggunakan ANSYS yang dapat diketahui kinerja injeksi *jet pump* yang dioptimalkan. Hasil penelitian menunjukkan bahwa ketiga jenis pompa mengekspresikan kinerja injeksi yang baik, tingkat injeksi air memenuhi permintaan, hasil simulasi mirip dengan yang eksperimen sebenarnya, dan dapat menghemat energi yang digunakan dalam tiap tahunnya.

Pada penelitian yang dilakukan oleh (Asfora et al., 2019), untuk meminimalkan masalah produksi dan meningkatkan produksi. Banyak sumur minyak menggunakan *jet pump* sebagai *artificial lift* yang telah disarankan dalam beberapa *paper*. Pada skenario tertentu, gas dari *annulus* dapat dikompresi sebagai fluida bertekanan. Karena fluida multifasa umumnya diproduksi, pemahaman dan pemodelan *jet pump* untuk kompresi gas sangat penting untuk desain pengaplikasian. Karena aliran multifasa homogen, dalam penelitian ini akan dibuat model sederhana agar dapat diusulkan dan menjadikannya solusi analitis. Digunakan simulasi numerik 3D ANSYS CFX 16.0 untuk mendapatkan analisis secara jelas. Hasil penelitian menunjukkan bahwa gas yang dikompresi mempengaruhi proses pencampuran di bagian *throat* sehingga mengurangi tingkat keefisien pompa.

Pada penelitian yang dilakukan oleh (Abbasi et al., 2020), penelitian didasarkan pada analisis perbandingan pengaplikasian penggunaan *jet pump* di UAE (*United Arab Emirates*) dan Oman masing – masing pada sumur A dan sumur B. Hasil penelitian menunjukkan bahwa sumur A di UAE berhasil diproduksi secara terbalik menggunakan kombinasi 12A *nozzle* sehingga menghasilkan 1000 BPD total fluida dan tekanan kepala sumur sebesar 550 psi selama 4 bulan. Sedangkan sumur B di Oman berhasil diproduksi sebesar 720 BPD total fluida.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

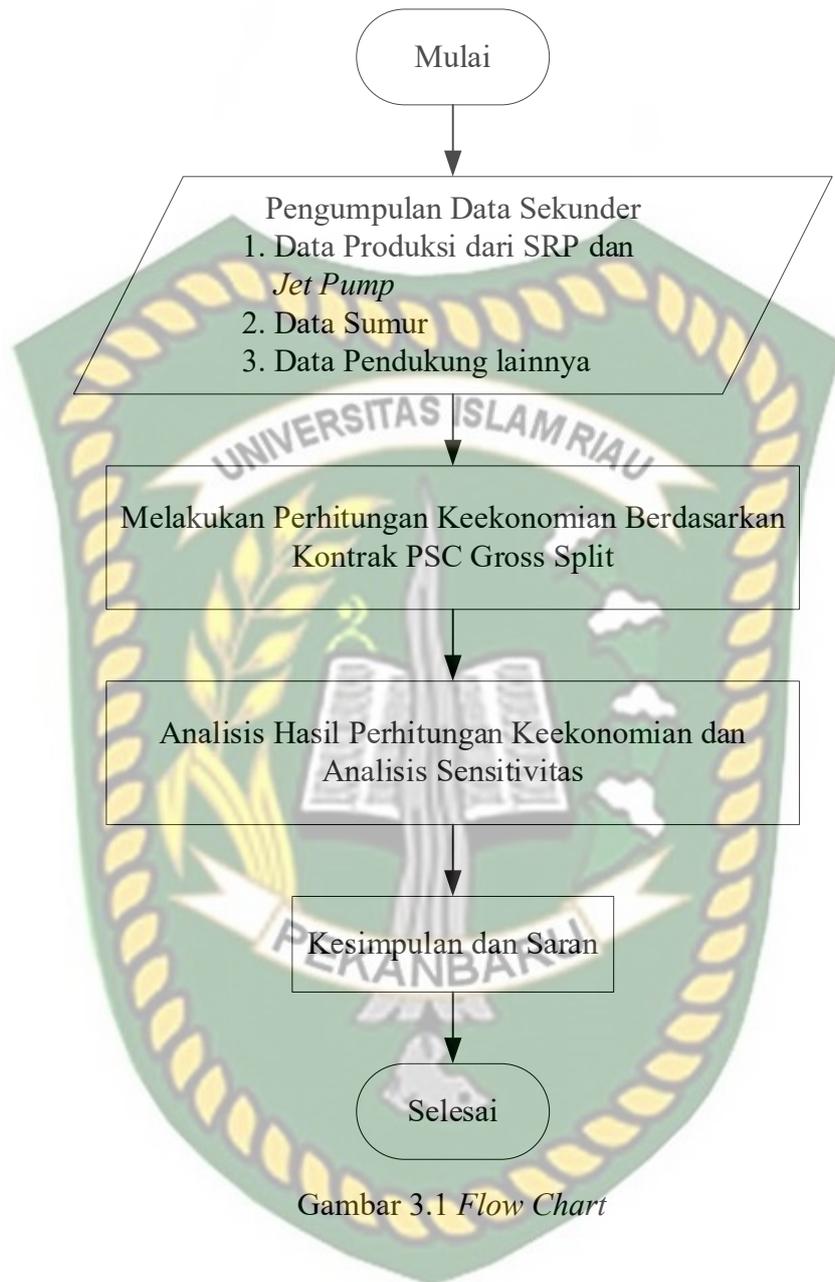
Metodologi penelitian adalah langkah – langkah kerja yang perlu dilakukan secara sistematis untuk mempermudah suatu proses pengumpulan data yang diperlukan dalam suatu penelitian untuk menganalisis permasalahan yang terjadi pada suatu lapangan sehingga nantinya dalam penulisan bisa lebih sistematis dan jelas. Adapun metodologi penelitian yang digunakan diantaranya sebagai berikut.

3.1 Metode Penelitian

Penelitian ini menggunakan metode field research di perusahaan BOB PT. BSP. Pada penelitian ini digunakan data sekunder berupa data produksi dari pompa angguk, data produksi dari jet pump, dan data terkait lainnya. Setelah data produksi didapatkan, dilakukan perhitungan keekonomian berdasarkan kontrak PSC gross split. Setelah perhitungan selesai, dilakukan analisis terhadap hasil perhitungan sehingga berujung pada suatu kesimpulan.

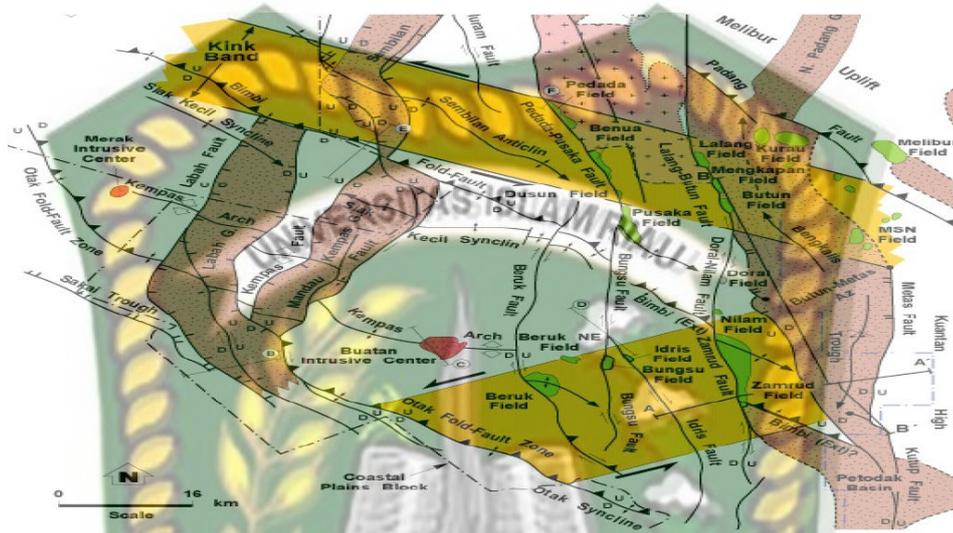
3.2 Jenis dan Sumber Data

Sejumlah data yang digunakan dalam penelitian ini adalah kombinasi dari data primer dan data sekunder yang telah diberikan oleh pihak perusahaan BOB PT. BSP dan literatur terkait.

3.3 *Flow Chart*Gambar 3.1 *Flow Chart*

3.4 Sejarah Perusahaan

Penelitian dilaksanakan di BOB PT. BSP, perusahaan ini dibentuk oleh Pertamina dan PT. BSP yang merupakan badan pelaksana operasional pengelolaan CPP (Coastal Plain Pekanbaru). Wilayah kerja CPP meliputi 5 daerah kabupaten di Provinsi Riau, yaitu Pelalawan, Siak, Kampar, Rokan Hilir, dan Rokan Hulu.



Gambar 3.2 Lokasi Penelitian

3.5 Jadwal Penelitian

Penelitian ini dilakukan selama 3 bulan dari Bulan Januari – Maret. Adapun jadwal penelitian dapat dilihat sebagai berikut:

Kegiatan	Januari				Februari				Maret				
	Minggu ke-												
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	
Studi Literatur													
Pengumpulan Data													
Perhitungan Data													
Hasil dan Pembahasan serta membuat laporan hasil													

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Lapangan minyak berlokasi di daerah Riau dengan kedalaman sekitar 400 – 700 kaki di bawah permukaan laut. Produksi yang didapatkan dari lapangan ini 500 BOPD. Telah terjadi penurunan produksi yang signifikan pada lapangan ini walaupun sudah menggunakan *artificial lift sucker rod pump* (SRP) sehingga akan dilakukan pengembangan lapangan yang didasarkan pada POD I, dengan dilakukannya pengembangan ini keekonomian yang diperoleh juga ikut berubah.

4.1 Prediksi Produksi

Pengembangan lapangan dilakukan dengan mengganti pompa SRP dengan *jet pump* dan setelah berhasil menaikkan produksi akan dihitung keekonomiannya menggunakan kontrak *PSC gross split*. Dengan melakukan *Drill Stem Test* (DST) dapat diketahui produksi sebesar 1600 BOPD dan nilai produksi selama 5 tahun kedepan dengan melakukan perhitungan prediksi produksi. Berikut data prediksi produksi sumur minyak yang mengalami pergantian pompa dari SRP ke *jet pump* dari tahun 2022 sampai tahun 2026.

Tabel 4.1 Prediksi Produksi

Year	Prod (day) STB	Prod (year) STB
2022	1,600	584,000
2023	1,567	571,955
2024	1,522	555,530
2025	1,421	518,665
2026	1,312	478,880

Berdasarkan tabel 4.1 dapat diketahui total produksi sumur tersebut sebesar 2,709,030 STB atau 2.709 MMSTB. Data tersebut diperoleh dengan cara melakukan prediksi dengan asumsi skenario produksi tidak berubah dan terus terjadi penurunan produksi. Namun, jika dalam kondisi sebenarnya sudah pasti akan terdapat perbedaan karena akan dipengaruhi oleh banyak faktor.

Pada penelitian ini, dasar kontrak keekonomian yang akan digunakan adalah kontrak PSC *gross split*. Adapun sejumlah parameter perhitungan yang digunakan pada sumur ini, yaitu sebagai berikut.

Adapun ketentuan *base split* dalam kontrak PSC *gross split* pada tabel 4.2 berikut.

Tabel 4.2 *Base Split*

Base Split	Pemerintah	Kontraktor
Gas	57%	43%

Adapun ketentuan *variable split* dalam kontrak PSC *gross split* pada tabel 4.3 berikut.

Tabel 4.3 *Variable Split*

Variable Split	Status	Penyesuain Split
Deskripsi		
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	Sekunder	6%
Total		18%

Adapun ketentuan *progressive split* dalam kontrak PSC *gross split* pada tabel 4.4 berikut.

Tabel 4.4 *Progressive Split*

Progressif Split	Status	Penyesuaian Split
Deskripsi		
Oil Price	ICP = 85	0%
Cummulative Production	2.709 MMboe	10%
Total		10%

Adapun ketentuan *contractor split* dalam kontrak PSC *gross split* pada tabel 4.5 berikut.

Tabel 4.5 *Contractor Split*

Total Contractor Split	
Deskripsi	Penyesuaian Split
Base Split	43%
Variable Split	18%
Progressive Split	10%
Total	71%

Produksi yang diperoleh selama 5 tahun, produksi dimulai pada tahun 2022 dan diakhir pada tahun 2026.



Gambar 4.1 Produksi Vs Tahun

4.1 Perhitungan

4.1.1 Perhitungan *Revenue*

Perhitungan *revenue* dengan menggunakan rumus perhitungan produksi dikali dengan harga minyak. Setelah dihitung, dapat diperkirakan hasil total produksi minyak adalah \$230,267.55 M.

4.1.2 Investasi

Fokus penelitian ini adalah kegiatan produksi minyak dimana industri minyak dan gas bumi merupakan salah satu industri yang memiliki tingkat resiko yang besar dengan modal yang besar juga. Biaya yang sangat besar akan digunakan untuk segala proses kegiatan industri, pada penelitian ini biaya investasi digunakan untuk melakukan pergantian pompa SRP menjadi *jet pump*. Perhitungan biaya investasi tersebut telah disesuaikan dengan perhitungan keekonomian yang didasarkan kontrak PSC *gross split*.

4.2 Hasil Penelitian

Pada penelitian ini, perhitungan didasarkan pada kontrak PSC *gross split* dengan ketentuan kontrak yang telah disesuaikan dengan kondisi sumur dan lapangan yang digunakan.

4.2.1 Cash Flow PSC Gross Split

Perhitungan dilakukan terhadap *cash flow* yang dimulai dari tahun 2022 sampai tahun 2026, diperoleh nilai *revenue* sebesar \$230,267.55 M. Dari perolehan *revenue* tersebut, perolehan *government* mendapatkan *revenue* sebesar \$165,792.64 M sedangkan perolehan *revenue contractor* sebesar \$64,474.91 M.

Berikut perhitungan *cash flow* yang didasarkan pada kontrak PSC *gross split* yang dapat dilihat pada Tabel 4.6.

Tabel 4.6 Biaya Cash Flow

No.	YEAR	UNIT	1	2	3	4	5	Total
1	TOTAL PRODUKSI	BOPY	584.00	571.96	555.53	518.67	478.88	2,709.03
2	CAPITAL EXPENDITURE	(MUS\$)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	NON CAP. EXPENDITURE	(MUS\$)	11,566.07	11,566.07	11,566.07	11,566.07	11,566.07	40,522.71
4	GROSS REVENUE	(MUS\$)	49,640.00	48,616.18	47,220.05	44,086.53	40,704.80	230,267.55
CONTRACTOR SHARE								
5	ETS CONTRACTOR	(MUS\$)	35,740.80	35,003.65	33,998.44	31,742.30	29,307.46	165,792.64
6	DEPRESIASI	(MUS\$)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	OPERATING COST	(MUS\$)	5,256.00	5,147.60	4,999.77	4,667.99	4,309.92	24,381.27
8	DEDUCTIBLE EXPENSES	(MUS\$)	16,822.07	16,713.66	16,565.84	16,234.05	15,875.99	82,211.62
9	CONT. TAXABLE SHARE	(MUS\$)	3,689.45	3,481.29	3,061.29	2,841.47	2,583.91	15,657.41
GOVERNMENT SHARE								
10	GOVERNMENT TAX	(MUS\$)	1,623.36	1,531.77	1,346.97	1,250.25	1,136.92	6,889.26
11	ETS GOVERNMENT	(MUS\$)	13,899.20	13,612.53	13,221.61	12,344.23	11,397.34	64,474.91
12	GOVERNMENT SHARE	(MUS\$)	15,522.56	15,144.30	14,568.58	13,594.47	12,534.26	71,364.17
CONTRACTOR SHARE								
13	CASH IN	(MUS\$)	35,740.80	35,003.65	33,998.44	31,742.30	29,307.46	165,792.64
14	CASH OUT	(MUS\$)	18,445.43	18,245.43	17,912.81	17,484.30	17,012.91	89,100.88
	NET CASH FLOW		17,295.37	16,758.22	16,085.63	14,258.00	12,294.55	76,691.76
	CUM. CCF		17,295.37	34,053.59	50,139.22	64,397.21	76,691.76	242,577.15

4.2.2 Indikator Keekonomian

Untuk tetap terus meningkatkan keuntungan keekonomian, pengembangan lapangan harus terus dilakukan. Berbagai cara dilakukan salah satunya dengan mengimplementasikan *jet pump* untuk dapat meningkatkan produksi. Pengembangan lapangan yang baik akan memperoleh keuntungan yang lebih baik juga.

Dalam menentukan keekonomian suatu lapangan migas terdapat sejumlah indikator keekonomian, yaitu NPV (*Net Present Value*), ROR (*Rate of Return*), POT (*Pay Out Time*), dan PI (*Profitability Index*). Berikut adalah hasil perhitungan indikator keekonomian kontrak PSC *gross split* pada penelitian ini.

Tabel 4.7 Indikator Keekonomian Kontrak PSC *Gross Split*

Indikator	<i>Gross Split</i>
NPV <i>Contractor</i>	\$143,483.95 M
ROR	29.09 %
POT	1.7
PI	1.24

Setelah memperoleh nilai indikator keekonomian, dapat diketahui sejumlah faktor secara berurutan yang mempengaruhi tingkat produksi. Faktor ini akan dapat lebih mudah diketahui dari *spider chart* dengan fokus utama kepada *contractor take*, ROR, *government take*, dan NPV.

Produksi selama 5 tahun yang dimulai dari tahun 2022 sampai pada tahun 2026, kira – kira menghasilkan produksi minyak total sebesar 2.709 MMSTB. Hasil perhitungan indikator keekonomian kontrak PSC *gross split* dapat dilihat pada tabel 4.6, perolehan yang diterima dan prediksi kedepan akan seperti apa. Adapun keuntungan lebih lanjut yang sudah diketahui secara jelas, yaitu keseluruhan biaya operasi lapangan dibebankan kepada kontraktor sehingga kontraktor dapat menyusun sejumlah strategi bagaimana caranya biaya yang digunakan itu sedikit namun menghasilkan keuntungan yang terus meningkat.

Oleh karena itu, dapat dikatakan penggunaan kontrak PSC *gross split* pada penelitian ini bernilai **ekonomis**. Pada nilai POT atau kondisi kembalinya

modal hanya dibutuhkan waktu selama 2 tahun saja dengan skenario produksi tetap sesuai pada strategi pengembangan lapangan. Selain itu, nilai PI yang sangat besar menjadi indikasi pendukung lainnya bahwa implementasi *jet pump* dapat dikatakan bagus untuk dilakukan sehingga nantinya akan diperoleh NPV yang akan bagus pula.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

1. Berdasarkan prediksi produksi yang dilakukan selama 5 tahun yang dimulai dari tahun 2022 sampai tahun 2026 terjadi peningkatan produksi dengan total produksi hingga akhir tahun 2026 sebesar 2.709 MMSTB.
2. Berdasarkan hasil perhitungan indikator keekonomian kontrak PSC *gross split* diperoleh nilai NPV *contractor* sebesar \$32,557.38 M sedangkan NPV *government* \$54,260.12 M. Nilai ROR sebesar 29.09%, POT sebesar 1.7 tahun, dan PI sebesar 1.24.

5.2 Saran

Berdasarkan penelitian yang sudah dilakukan di atas, masih terdapat sejumlah kekurangan dalam berbagai hal. Untuk itu peneliti berharap pada peneliti selanjutnya agar dapat melakukan pengembangan lapangan dengan metode lainnya seperti implementasi pompa jenis lain atau EOR sehingga dapat diketahui seberapa besar produksi yang diperoleh dan tentunya akan menghasilkan nilai indikator keekonomian yang berbeda pula.

DAFTAR PUSTAKA

- Abbasi, H. S., Khan, Z., Ahmad, H. J., & Cristea, R. C. (2020). Application flexibility of jet pump - unconventional method for offloading a sidetracked well and reactivation of inactive well using jet pump. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/201435-MS>
- Asfora, L., dos Santos, A., & de Jesus Nogueira Duarte, L. (2019). Modeling multiphase jet pumps for gas compression. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *173*, 844–852. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.10.036>
- Bello, O., Dolberg, E. P., Teodoriu, C., Karami, H., & Devegowdva, D. (2020). Transformation of academic teaching and research: Development of a highly automated experimental sucker rod pumping unit. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *190*, 107087. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107087>
- Bridges, S., & Robinson, L. (2020). A Practical Handbook for Drilling Fluids Processing. In *A Practical Handbook for Drilling Fluids Processing*.
- Chen, L., Gao, X., & Li, X. (2021). Using the motor power and XGBoost to diagnose working states of a sucker rod pump. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *199*(June 2020), 108329. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108329>
- Deshpande, K., Knoeller, M., & Patkar, V. (2019). Digital solutions to optimize jet pump technology for production enhancement. *SPE Western Regional Meeting Proceedings, 2019*. <https://doi.org/10.2118/195261-ms>
- Han, Y., Li, K., Ge, F., Wang, Y., & Xu, W. (2021). Online fault diagnosis for sucker rod pumping well by optimized density peak clustering. *ISA Transactions*, *xxxx*. <https://doi.org/10.1016/j.isatra.2021.03.022>
- Hansen, B., Tolbert, B., Vernon, C., & Hedengren, J. D. (2019). Model predictive automatic control of sucker rod pump system with simulation case study. *Computers and Chemical Engineering*, *121*, 265–284. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2018.08.018>
- Hasan, A. R., & Jang, M. (2021). An analytic model for computing the

- countercurrent flow of heat in tubing and annulus system and its application: Jet pump. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 203(January), 108492. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108492>
- Jun, Z., Zheng, J. M., & Fen, X. X. (1999). Progressive cavity pump-jet pump production method for lateral directional drilling well. *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 1999, APOGCE 1999*. <https://doi.org/10.2523/54361-ms>
- Kalwar, S. A., Awan, A. Q., & Qureshi, F. A. (2017). Optimum selection & application of hydraulic jet pump for well-1A: A case study. *Society of Petroleum Engineers - SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2017, 2017-Janua*, 1–10. <https://doi.org/10.2118/188631-ms>
- Kurkjian, A. L. (2019). Optimizing jet-pump production in the presence of gas. *SPE Production and Operations*, 34(2), 373–383. <https://doi.org/10.2118/191382-PA>
- Lerner, N., Schaab, B., Garcia, J., Bianco, D., Thomas, S., Thompson, J., & Hollan, J. (2014). Evolution of drilling and completions in the slave point to optimize economics. *SPE Drilling and Completion*, 29(1), 64–77.
- Li, W., Vaziri, V., Aphale, S. S., Dong, S., & Wiercigroch, M. (2021). Energy saving by reducing motor rating of sucker-rod pump systems. *Energy*, 228, 120618.
- Lv, X.-X., Wang, H.-X., Xin, Z., Liu, Y.-X., & Zhao, P.-C. (2021). Adaptive fault diagnosis of sucker rod pump systems based on optimal perceptron and simulation data. *Petroleum Science*.
- Lv, X., Feng, L., Wang, H., Liu, Y., & Sun, B. (2021). Quantitative diagnosis method of the sucker rod pump system based on the fault mechanism and inversion algorithm. *Journal of Process Control*, 104, 40–53.
- Mei, W., & Peeran, S. (2017). Surface jet pump trial test in safaniya field: Evaluation and case study. *Society of Petroleum Engineers - SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition 2017*, 2080–2090. <https://doi.org/10.2118/187985-ms>
- Monte Verde, W., Biazussi, J., Porcel, C. E., Estevam, V., Tavares, A., Neto, S. J. A., Rocha, P. S. de M. V., & Bannwart, A. C. (2021). Experimental

- investigation of pressure drop in failed Electrical Submersible Pump (ESP) under liquid single-phase and gas-liquid two-phase flow. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198, 108127.
- Nesbitt, B. (2006). Handbook of Pumps and Pumping. In *Handbook of Pumps and Pumping* (Issue December). <https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-476-3.X5000-8>
- Suenaga, H., Yokoyama, M., Yamaguchi, K., & Sasaki, K. (2012). Bone metabolism of residual ridge beneath the denture base of an RPD observed using NaF-PET/CT. *Journal of Prosthodontic Research*, 56(1), 42–46.
- Takacs, G. (2015). Sucker-rod pumping handbook: Production engineering fundamentals and long-stroke rod pumping. In *Sucker-Rod Pumping Handbook: Production Engineering Fundamentals and Long-Stroke Rod Pumping*.
- Vieira, T. S., Siqueira, J. R., Bueno, A. D., Morales, R. E. M., & Estevam, V. (2015). Analytical study of pressure losses and fluid viscosity effects on pump performance during monophasic flow inside an ESP stage. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 127, 245–258.
- Winkler, S., Luebke, G., Jensen, C., Cross, R., & Bradshaw, T. (2018). Three-stage SAGD liner intervention to remediate a liner system using concentric coiled tubing jet pump technology. *Society of Petroleum Engineers - SPE Thermal Well Integrity and Design Symposium 2018, TWID 2018*. <https://doi.org/10.2118/193346-ms>
- Xiaoxiao, L., Hanxiang, W., Xin, Z., Yanxin, L., & Shengshan, C. (2021). An equivalent vibration model for optimization design of carbon/glass hybrid fiber sucker rod pumping system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 207(March), 109148.
- Yan, T., Zhao, X., Wang, X., Yu, J., & Shi, Y. (2018). Study on energy conservation water injection system of offshore platform based on jet pump. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 170(September 2017), 368–373. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.039>
- Zhang, R., Yin, Y., Xiao, L., & Chen, D. (2021). A real-time diagnosis method of reservoir-wellbore-surface conditions in sucker-rod pump wells based on

multidata combination analysis. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198, 108254. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108254>

Zheng, B., Gao, X., & Li, X. (2019a). Diagnosis of Sucker Rod Pump based on generating dynamometer cards. *Journal of Process Control*, 77, 76–88. <https://doi.org/10.1016/j.jprocont.2019.02.008>

Zheng, B., Gao, X., & Li, X. (2019b). Fault detection for sucker rod pump based on motor power. *Control Engineering Practice*, 86(February), 37–47. <https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2019.02.001>



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau