

**ANALISIS KEEKONOMIAN DAN OPTIMASI SUMUR X PADA
LAPANGAN PEGASUS DENGAN ANALISIS NODAL**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

WYNATA APRIANDRI

163210669



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

**ANALISIS KEEKONOMIAN DAN OPTIMASI SUMUR X PADA
LAPANGAN PEGASUS DENGAN ANALISIS NODAL**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

WYNATA APRIANDRI

163210669



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir ini disusun oleh

Nama : Wynata Apriandri
NPM : 163210669
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Analisis Keekonomian Dan Optimasi Sumur X Pada Lapangan Pegasus Dengan Analisis Nodal

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : M.Aryon, ST., M.T (.....) 
Penguji I : Novrianti, S.T., M.T (.....) 
Penguji II : H.Fitrianti, ST., MT (.....) 
Ditetapkan di : Pekanbaru
Tanggal : 28 Maret 2022

Disahkan Oleh :

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**



NOVIA RITA, ST..MT

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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



Pekanbaru, 28 Maret 2022

Wynata Apriandri
NPM. 163210669

KATA PENGANTAR

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

1. Kedua orang tua beserta keluarga penulis yang telah memberikan dukungan moral, materil, dan do'a yang selalu diberikan.
2. Bapak M.Aryon, ST.,M.T selaku Dosen Pembimbing Tugas Akhir, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
3. Ibu NoviaRita, ST.,MT selaku Ketua Prodi serta dosen-dosen yang telah banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
4. Ketua dan Sekretaris Program Studi Teknik Perminyakan serta dosen-dosen lainnya yang belum bisa saya sebutkan satu persatu dalam tugas akhir ini, yang telah membantu dan mengajari penulis selama masa perkuliahan.
5. Sahabat dan yang terkasih Desman, Yudi, Riko, Ilham, Dino, Angga senior dan teman-teman kampus yang tidak bisa deisebutkan satu persatu.

Harapan saya semoga Allah SWT memberikan balasan atas segala kebaikan kepada semua pihak yang telah membantu. Semoga skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 28 Maret 2022



Wynata Apriandri

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	iv
DAFTAR GAMBAR.....	vi
DAFTAR TABEL.....	vii
DAFTAR SIMBOL	ix
ABSTRAK.....	x
ABSTRACT.....	xi
BAB 1 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 Penelitian Sebelumnya	3
2.2 <i>Electrical Submersible Pump (ESP)</i>	5
2.2.1 Kelebihan dan Kekurangan <i>Electrical Submersible Pump</i>	6
2.3 <i>Productivity Index</i>	8
2.4 Inflow Performance Relationship	8
2.5 Analisis <i>Nodal</i>	9
2.6.1 <i>Net Present Value</i>	10
2.6.2 <i>Internal Rate Of Return</i>	11
2.6.3 <i>Pay Out Time</i>	12
2.7 <i>Cost Recovery</i>	12

BAB III METODE PENELITIAN	15
3.1 Metodologi Penelitian	15
3.1.1 Pengumpulan Data.....	15
3.1.2 Analisis Data	15
3.2 Diagram Alir Penelitian	16
3.3 Lokasi Penelitian.....	17
3.4 Jadwal Penelitian	17
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	18
4.1 Analisis Data	18
4.2 Optimasi Laju produksi Dengan Mengganti Pompa	19
4.2.1 Uji Sensitivitas Pompa ESP Berdasarkan Variasi Frekuensi.....	19
4.2.2 Uji Sensitivitas Berdasarkan Variasi <i>Stages</i>	22
4.3 Analisis Keekonomian <i>PSC Cost Recovery</i>	23
4.3.1 Perhitungan Skema <i>PSC Recovery</i> Tahun Pertama.....	25
4.3.2 Perhitungan Skema <i>PSC Recovery</i> Tahun Kedua	26
4.4 Indikator Keekonomian.....	28
4.4.1 <i>Net Present Value (NPV)</i>	28
4.4.2 <i>Internal Rate of Return</i>	28
4.4.3 <i>Pay Out time (POT)</i>	29
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	30
5.1 Kesimpulan.....	30
5.2 Saran	31
DAFTAR PUSTAKA	32
LAMPIRAN	35
LAMPIRAN I Kurva Performa Pompa DN1400.....	35

DAFTAR GAMBAR

- Gambar 2. 1** Komponen ESP di atas dan di bawah permukaan..... 6
Gambar 4. 1 Kurva Uji Sensitivitas Variasi Frekuensi Pompa ESP DN1400.....21
Gambar 4. 2 Kurva Uji Sensitivitas Jumlah Stages ESP DN1400 55 Hz Sumur X 22



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 State Of The Art	3
Tabel 3. 1 Jadwal Penelitian	17
Tabel 4. 1 Data Sumur X.....	18
Tabel 4. 2 Biaya Investasi.....	24
Tabel 4. 3 Contractor Cashflow Cost Recovery	28
Tabel 4. 4 Cumulative Contractor Cashflow	29



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

Pwf	Pressure well flow
Pb	Pressure bubble
Ps	Pressure static
PSI	Pressure Square Inch
WC	Water Cut
SG	Specific Gravity
PIP	Pump Intake Pressure
PSD	Pump Setting Depth
Gf	Gradien Fluid
TDH	Total Dynamic Head
FOP	Fluid Over Pump
BFPD	Barel Fluid Per Day



DAFTAR SIMBOL

p	Densitas
ΔP	Perubahan Tekanan



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

ANALISIS KEEKONOMIAN DAN OPTIMASI SUMUR X PADA LAPANGAN PEGASUS DENGAN ANALISIS NODAL

WYNATA APRIANDRI

163210669

ABSTRAK

Sumur X berada di lapangan Pegasus milik BOB PT. Pertamina Hulu Energi Siak. Lapangan tersebut sudah lama memproduksi sehingga potensi produksinya menurun, diperlukan strategi agar laju produksi kembali optimal. Biasanya penurunan laju produksi disebabkan karena tekanan resevoir di bawah permukaan mengalami penurunan sehingga fluida tidak dapat mengalir secara alami lagi atau *natural flow*.

Oleh karena itu dibutuhkan strategi agar laju produksi kembali optimal. Salah satu strategi yang dapat digunakan yaitu penggunaan *artificial lift*, pada penelitian ini *artificial lift* yang digunakan adalah *Electrical Submersible Pump (ESP)*. Pada sumur X sudah terpasang pompa *ESP* tipe D750. Laju alir pada saat ini adalah 512 BFPD, sedangkan laju alir maksimum (Q_{maks}) 1287,38 BFPD artinya Laju produksi pada sumur X masih bisa ditingkatkan. Perhitungan analisis *nodal* dilakukan dengan variasi frekuensi dan variasi *stages* untuk meningkatkan laju produksi pada sumur X. Setelah dilakukan analisa *nodal* diperoleh frekuensi yang paling optimal yaitu frekuensi 55 Hz dan *stages* yang paling optimal yaitu 75 *stages*.

Analisis keekonomian berdasarkan skema kontrak *PSC Cost recovery* dilakukan untuk mengetahui pembagian keuntungan dari hasil produksi antara pemerintah dan kontraktor. Setelah dilakukan perhitungan pemerintah memperoleh keuntungan sebesar 26,53 MUSD dan kontraktor 3,11 MUSD ditahun pertama dan ditahun kedua pemerintah memperoleh keuntungan sebesar 26,7 MUSD dan kontraktor 3,13 MUSD. Kemudian menghitung Indikator keekonomian *NPV, IRR*, dan *POT* untuk mengetahui kelayakan dari proyek optimasi produksi. setelah dilakukan perhitungan diperoleh nilai *NPV* sebesar 5,21 MUSD, *NPV* bernilai positif menandakan bahwa proyek layak untuk dikerjakan,. Nilai *IRR* sebesar 1500,25%, dan nilai *POT* sebesar 0,06 tahun.

Keyword : ESP, NPV, IRR, POT, PSC COST RECOVERY

ECONOMIC ANALYSIS AND OPTIMIZATION OF WELL X IN THE PEGASUS FIELD WITH NODAL ANALYSIS

WYNATA APRIANDRI

163210669

ABSTRACT

Well X is located in the Pegasus field owned by BOB PT. Pertamina Hulu Energi Siak. The field has long been in production so that the production potential decreases, a strategy is needed so that the production rate returns optimally. Usually the decrease in production rate is caused because the pressure reservoir below the surface decreases so that the fluid can not flow naturally anymore or *natural flow*.

Therefore, a strategy is needed so that the production rate returns optimally. One strategy that can be used is the use of *artificial lifts*, in this study the *artificial lift* used is *Electrical Submersible Pump (ESP)*. In well X has been installed *ESP* pump type D750. The current flow rate is 512 BFPD, while the maximum flow rate (Q_{max}) is 1287.38 BFPD meaning that the production rate at well X can still be increased. Nodal analysis calculations are carried out with frequency variations and stages variations to increase the rate of production at well X. After nodal analysis obtained the most optimal frequency is the frequency of 55 Hz and the most optimal stages are 75 stages.

Economic analysis based on the *PSC Cost recovery* contract scheme is carried out to determine the profit sharing of production between the government and contractors. After the calculation, the government made a profit of 26.53 MUSD and contractors 3.11 MUSD in the first year and in the second year the government made a profit of 26.7 MUSD and contractor 3.13 MUSD. Then calculate the ECONOMIC INDICATORS *NPV*, *IRR*, and *POT* to find out the feasibility of the production optimization project. After the calculation is obtained npv value of 5.21 MUSD, *NPV* positive value indicates that the project is worth doing, *IRR* value of 1500.25%, and *POT* value of 0.06 years.

Keyword: ESP,NPV,IRR,POT,PSC COST RECOVERY

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Sumur “X” adalah sumur yang berada di lapangan “Pegasus” milik perusahaan BOB PT Pertamina Hulu Energi Siak, Riau, Indonesia. Lapangan tersebut sudah lama berproduksi sehingga potensinya menurun.

Kemampuan berproduksi suatu sumur minyak dan gas bumi merupakan indikator dalam perencanaan peralatan produksi untuk meningkatkan laju alir produksi. (Sudjito et al., 2021) Biasanya penurunan laju produksi pada suatu sumur disebabkan oleh kemampuan tenaga pendorong alami atau tekanan reservoir yang ada di bawah permukaan mengalami penurunan untuk mengalirkan fluida ke atas permukaan. (Husin, 2021) Sehingga fluida tidak dapat lagi mengalir secara alami. Metode pengangkatan secara alami diaplikasikan apabila tekanan reservoir melebihi tekanan hidrostatik sumur, jika hal tersebut terjadi maka fluida reservoir mengalir ke permukaan dengan tekanan yang cukup. (Sudjito et al., 2021) Berdasarkan hal tersebut dibutuhkan strategi agar fluida dapat mengalir secara optimal. Salah satu strategi yang bisa digunakan yaitu dengan menggunakan pengangkat buatan (*artificial lift*). (Musnal & Fitrianti, 2017) Artificial lift baik digunakan pada sumur yang mempunyai indeks produktivitas besar. (Pradana et al., 2015)

Artificial lift adalah suatu metode untuk membantu pengangkatan minyak secara optimal dengan menggunakan peralatan tambahan dan disesuaikan dengan kondisi sumur tersebut. *Artificial lift* digunakan setelah tenaga pendorong alami di dalam sumur tidak cukup lagi untuk mendorong fluida ke permukaan. (Sari et al., 2016) Pada sumur X sudah terpasang pompa ESP tipe D750, sumur tersebut memiliki laju produksi 512 BFPD, laju alir maksimum (Q_{maks}) sumur tersebut adalah 1287,38 BFPD, artinya laju produksi pada sumur tersebut masih bisa ditingkatkan dengan analisa nodal. Pada penelitian ini perhitungan analisa nodal variasi frekuensi dan stages dilakukan untuk mengetahui frekuensi dan *stages*

yang paling optimal untuk peningkatan laju produksi. Analisis keekonomian berdasarkan skema kontrak *PSC cost recovery* dilakukan untuk mengetahui pembagian keuntungan antara pemerintah dan kontraktor. Indikator keekonomian *NPV*, *IRR*, dan *POT* dicari nilainya untuk mengetahui kelayakan dari proyek optimasi produksi.

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian dari tugas akhir ini adalah :

1. Optimasi laju produksi dengan perhitungan analisa nodal variasi frekuensi dan *stages*.
2. Analisis keekonomian berdasarkan skema kontrak *PSC Cost Recovery* untuk mengetahui pembagian keuntungan antara pemerintah dan kontraktor
3. Menghitung indikator keekonomian *NPV*, *IRR*, dan *POT* untuk mengetahui kelayakan dari proyek optimasi produksi.

1.3 Manfaat Penelitian

Penelitian ini diharapkan dapat menjadi rujukan bagi perusahaan industri migas untuk menganalisis keekonomian pada saat pergantian pompa *ESP* pada kegiatan optimasi produksi dengan perhitungan *nodal*.

1.4 Batasan Masalah

Penelitian hanya berfokus pada optimasi produksi dengan perhitungan analisa nodal variasi frekuensi dan *stages*. Dan analisa berdasarkan skema kontrak *PSC Cost Recovery* serta mencari nilai *NPV*, *IRR*, dan *POT* untuk mengetahui kelayakan dari proyek optimasi produksi.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Penelitian Sebelumnya

Tabel 2. 1 State Of The Art

No	Judul Penelitian	Metode	Hasil Penelitian
1	Evaluasi dan Optimasi Penggunaan ESP Pada Sumur X Lapangan Y Di Pertamina EP (Regina Ratnasari Dewi,2019)	Studi Lapangan	Pompa pada sumurX,ESP TD750 mengalami DownThrust karena kapasitasnya bertambah tinggi apabila diamati dari kecepatan aliran yangdihasilkan
2	Analisis Sistem Nodal Di Dasar Sumur Untuk Penentuan Laju AlirFluida Dengan Berbagai Jumlah Stages Pada PompaESP Di Lapangan BTS (Mia Paramita,2019)	Studi Lapangan	Tidak terjadi Upthrustdan Downthrust dan pompa bekerja sesuai kapasitasnya

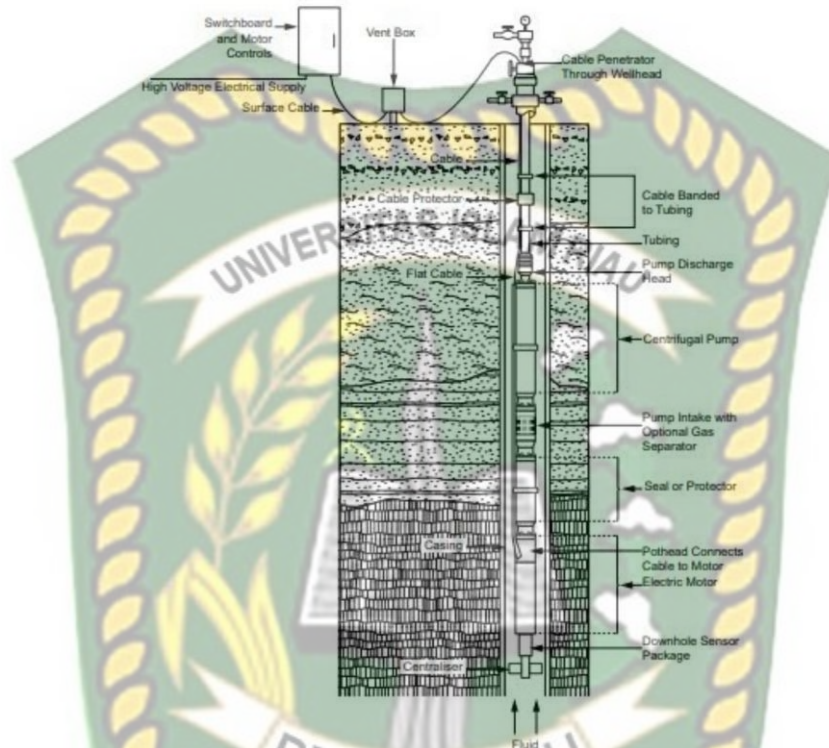
3	<p>Optimalisasi Laju Alir Produksi Dengan Variable Speed Drive (VSD) Pada Electrical Submersible Pump (ESP) Di Sumur Wa Lapangan Ar</p> <p>(Rini Afriani,2017)</p>	Studi Lapangan	<p>Frekuensi yang sesuai untuk sumur Wa adalah Frekuensi 60 Hz dengan laju alir 148BFPD dan perseentase gas 7%</p>
---	--	----------------	--



2.2 *Electrical Submersible Pump (ESP)*

Electrical Submersible Pump ialah jenis pengangkat buatan yang memiliki harga lebih mahal jika dibandingkan dengan pengangkat buatan sejenisnya, namun bisa mengembalikan biaya dengan cepat sebab memiliki kemampuan untuk membuat laju alir produksi yang besar. Meskipun selama bertahun-tahun konstruksi *ESP* selalu *update* dan mempunyai fitur yang banyak, akan tetapi tetap saja cara kerja yang digunakan serupa. (Sucipto et al., 2018) Prinsip kerja dari pompa *ESP* ialah mengalirkan fluida dari satu stage ke stage berikutnya, *Electrical Submersible Pump* memiliki bagian *Impeller* dan *Difusser*

. *Impeller* merupakan bagian yang berputar dan *Difusser* digunakan sebagai tempat fluidanya dan terpasang di *shaft*. *Impeller* digunakan untuk memindahkan stage, sedangkan *Difusser* digunakan untuk mengarahkan *stage* dan *diffuser* tidak berputar. (Sari et al., 2016) Motor terhubung dengan *shaft* pada pompa sehingga jika motor berputar maka *impeller* yang berada di pompa akan bergerak untuk mengangkat fluida. (Aritonang et al., 2019) Pompa *ESP* digunakan dalam posisi tegak/vertikal. (Allika & Widartono, 2015) Dalam penentuan laju produksi perlu juga dipertimbangkan nilai ketinggian fluida di atas pompa supaya tetap menjaga pompa dalam posisi terendam sehingga pompa *ESP* dapat terus beroperasi dan produksi minyak dapat berjalan lancar. (Aritonang, 2019) *ESP* terbenam pada level fluida yang berada dibawah permukaan supaya fluida tersebut dapat terdorong ke permukaan. *Impeller* menyedot fluida dari bawah dan akan diteruskan ke *difusser*. Fluida yang ada dibawah akan dialirkan lagi ke atas (*Impeller*) Kejadian ini berulang beberapa kali seperti siklus dan dipengaruhi jumlah *stagenya*. Setiap *stage* yang digunakan merupakan indikator jumlah volume fluida yang akan dipindahkan.



Gambar 2. 1 Komponen ESP di atas dan di bawah permukaan

2.2.1 Kelebihan dan Kekurangan *Electrical Submersible Pump*

Masing-masing dari tipe pompa pada metode *artificial lift* pasti memiliki batasan tertentu mulai dari kelebihan maupun kekurangan. Berikut merupakan kelebihan dan kekurangan pompa *ESP* :

Kelebihan :

1. Pompa *ESP* dapat dioperasikan untuk memproduksi fluida dengan jumlah volume yang besar maksimal 30000 bpd dari 1000 ft.
2. Efisiensi energi pompa relatif tinggi sekitar lebih dari 50%, untuk memproduksi lebih dari 1000 bpd

3. Dapat digunakan pada sumur produksi yang deviasi
4. Perawatan mudah dilakukan jika terjadinya scale dan korosi.

Kekurangan :

1. Pompa *ESP* memerlukan daya listrik yang besar
2. Masalah kepasiran dapat menurunkan kemampuan pompa
3. Pada kondisi normal pompa *ESP* hanya dapat digunakan pada suhu 250°F
4. Besarnya viskositas minyak dapat menurunkan kemampuan daya dari pompa dan menurunkan daya angkat



2.3 Productivity Index

Productivity Index merupakan parameter yang digunakan untuk menyatakan kemampuan suatu sumur memproduksi pada suatu kondisi tertentu, atau bisa juga disebut sebagai perbandingan antara laju produksi suatu sumur pada suatu harga tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) tertentu dengan perbedaan tekanan dasar sumur pada keadaan statik (P_s) dan tekanan dasar sumur pada saat terjadi aliran (P_{wf}), dan dinyatakan dalam satuan stock tank barrel per day. (Musnal & Melisa, 2016) PI juga merupakan perbandingan antara laju produksi (Q) terhadap selisih antara tekanan statik (P_s) sumur dengan tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) (Pranondo et al., 2020) dengan rumus sebagai berikut

$$PI = \frac{Q}{P_s - p_{wf}} \quad (1)$$

PI = Productivity Index

Q = Laju produksi fluida

P_s = Tekanan dasar sumur

P_{wf} = Tekanan alir dasar sumur

2.4 Inflow Performance Relationship

Kemampuan sumur untuk memproduksi secara kuantitatif dinyatakan dalam bentuk indeks produktivitas yang mencerminkan tentang skala visual tingkat produksi (tinggi, sedang atau rendah). Dan secara kualitatif disajikan dalam bentuk kurva IPR (*inflow performance relationship*) (S. Ariyono, 2018)

Inflow Performance Relationship adalah kurva yang menggambarkan kemampuan sumur untuk memproduksi dan dinyatakan dalam bentuk hubungan antara laju produksi (q) terhadap tekanan alir dasar sumur. (Musnal & Melisa, 2016). Kurva IPR mempengaruhi perubahan tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) terhadap laju produksi (Yudha Widaputra, Maulana Yusuf, 2015)

Inflow Performance Relationship merupakan gambaran kemampuan sumur reservoir untuk mengalirkan produksi minyak. *Inflow Performance Relationship* atau IPR disajikan dalam bentuk grafik yang merupakan hubungan antara tekanan alir dasar sumur dimuka formasi (P_{wf}) terhadap laju alir fluida (Q). Langkah untuk

membuat kurva IPR yaitu :

1. Menentukan *Productivity Index (PI)* dengan persamaan 1 di atas

2. Menentukan laju alir fluida pada tekanan jenuh (Q_b)

$$Q_b = PI (P_s - P_b) \quad (2)$$

3. Menentukan nilai Q_{max}

$$Q_{max} = Q_b + \frac{PI \times P_b}{1,8} \quad (3)$$

4. Mengasumsikan berbagai laju produksi

Untuk $P_{wf} > P_b$

$$P_{wf} = PI (P_s - P_{wf}) \quad (4)$$

Untuk $P_{wf} < P_b$:

$$P_{wf} = Q_b + (Q_{max} - Q_b) \left(1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{p_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \right) \quad (5)$$

5. Memplot harga Q vs P_{wf} (6)

2.5 Analisis Nodal

Analisis *nodal (nodal analysis)* adalah teknik sederhana yang digunakan untuk menentukan hubungan antara *inflow performance relationship* dengan tubing intake, yang digunakan untuk menentukan laju produksi optimum yang terjadi dalam suatu sistem produksi. Suatu persamaan matematis digunakan untuk menggambarkan kemampuan suatu reservoir untuk memproduksi fluida menuju lubang sumur dan sistem perpipaan yang mengalirkan fluida ke separator di permukaan (Pranondo et al., 2020). Berikut merupakan langkah- langkah perhitungan analisa nodal : (Krisnandi & Salam, n.d.)

1. Menentukan densitas fluida campuran

$$p_{fsc} = 350 \times WC \times SG_{water} + 350 (1 - WC) SG_{oil} \quad (7)$$

2. Memperkirakan berbagai laju produksi asumsi :

Untuk $Q < Q_b$ menggunakan persamaan 4

Untuk $Q > Q_b$ menggunakan persamaan 5

3. Menghitung *Pump Intake Pressure (PIP)*

$$PIP = P_{wf} - (Mid \text{ Perforasi} - PSD) \times G_f \quad (8)$$

4. Menghitung *Vertical Lift* (H_D)

$$H_D = PSD - \frac{PIP}{Gf} \quad (9)$$

5. Menghitung *Friction Loss*

$$\text{Friction Loss} = \frac{2,0830 \times \left[\frac{100}{L} \right]^{1,85} \left[\frac{Q}{34,3} \right]^{1,85}}{ID^{4,8655}} \quad (10)$$

6. Menghitung *Tubing Friction Loss* (H_f)

$$\text{Tubing Friction Loss } (H_f) = \text{Friction Loss} \times PSD \quad (11)$$

7. Menghitung *Tubing Head* (H_T)

$$\text{Tubing Head } (H_T) = \frac{P_{wh}}{Gf} \quad (12)$$

8. Menghitung *Total Dynamic Head* (TDH)

$$TDH = H_D + H_f + H_{T1} \quad (13)$$

9. Menghitung ΔP (ΔP)

$$\Delta P = TDH \times GF \quad (14)$$

10. Menghitung *Tekanan Discharge* (P_2)

$$P_2 = PIP + \Delta P \quad (15)$$

11. Mencari nilai Head/ Stages dari *Curve Performance Pump*

12. Mencari nilai Head

$$\text{Head} = \text{Head/Stages} \times \text{Jumlah stages} \quad (16)$$

13. Menghitung *Tekanan Intake* (P_3)

$$P_3 = P_2 - \frac{345,46 \times \text{Head/Stages} \times \text{Jumlah Stages}}{808,3141} \quad (17)$$

2.6 Analisis Keekonomian

. *Net present Value (NPV)*, *Internal Rate Of Return (IRR)*, dan *Pay Out Time (POT)* merupakan parameter yang digunakan untuk mengetahui tingkat keuntungan suatu proyek dalam industri migas. (Ariyon, 2013)

2.6.1 Net Present Value

NPV adalah selisih antara pengeluaran dan pemasukan yang sudah didiskon. (Darmawan et al., 2018) *NPV* juga dapat diartikan sebagai strategi yang

digunakan untuk menghitung keuntungan rencana investasi menggunakan faktor nilai waktu uang.(Nunung Nurhayati & Ayu Diah Restiani, 2019)

Biaya investasi, biaya operasi, dan pemeliharaan serta prediksi keuntungan dari proyek yang direncanakan merupakan data yang diperlukan untuk menghitung nilai *NPV*. Teknik arus kas yang didiskontokan merupakan indikator untuk menghitung *NPV*. *NPV* memperkirakan nilai sekarang dari suatu proyek, aset ataupun investasi berdasarkan arus kas masuk yang diharapkan pada masa depan dan arus kas keluar yang disesuaikan dengan suku bunga dan harga pembelian awal.(Kurniawan, 2019)

NPV juga dapat diartikan sebagai Metode yang digunakan untuk mengukur kelayakan pelaksanaan suatu proyek dilihat dari nilai arus kas bersih sekarang yang akan diterima dibandingkan dengan nilai sekarang dari jumlah investasi yang dikeluarkan (Fitrio, 2018) Jika nilai *NPV* bernilai positif, maka proyek harus diterima, namun jika nilai *NPV* bernilai negatif, maka proyek itu harus ditolak.

$$NPV = X_0 + \frac{X_1}{(1+i)} + \frac{X_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{X_N}{(1+i)^N} \quad (18)$$

Keterangan :

X_N = *cash flow* ditahun ke N

X_0 = *cash flow* di tahun 0

i = suku bunga

2.6.2 *Internal Rate Of Return*

Internal Rate of Return (IRR) adalah metode yang digunakan untuk memprediksi tingkat bunga suatu investasi dan menyetarakannya dengan nilai investasi yang ada pada saat ini dengan merujuk kepada penghitungan kas bersih di masa depan. *IRR* sangat mempengaruhi pertumbuhan laba. (Lestari et al., 2015) *IRR* merupakan Ukuran yang menggambarkan daya tarik dan kelayakan proyek (Sulianti & Tilik, 2013)

Dengan diaplikasikannya metode *IRR* perusahaan dapat digunakan sebagai parameter untuk memperhitungkan keuntungan atau kerugian yang akan terjadi.(Fitria & Wahyudi, 2018) Nilai *IRR* tidak bisa hanya dihitung dengan

persamaan saja namun memerlukan proses uji coba terlebih dahulu. Rumus untuk menghitung *IRR* yaitu :

$$IRR = \frac{MARR_1 + (MARR_2 - MARR_1)(NPV_1)}{NPV_1 + NPV_2} \quad (19)$$

Keterangan :

$MARR_1$ = Suku bunga

$MARR_2$ = Suku bunga asumsi ke NPV minus

NPV_1 = NPV pada saat positif

NPV_2 = NPV pada saat negatif

2.6.3 *Pay Out Time*

Cara yang digunakan untuk menghitung lamanya waktu yang dibutuhkan untuk mengetahui pengembalian uang modal yang telah diinvestasikan dari aliran kas masuk disebut *Pay Out Time*. Sederhananya *POT* merupakan periode yang diperlukan untuk pengembalian dana yang telah dikeluarkan atau diinvestasikan (Abdullah, 2015)

Dengan diketahuinya nilai *POT* maka perusahaan akan tahu kapan waktu untuk menikmati keuntungan. (Sesunan, 2014) Rumus untuk menghitung *POT* yaitu :

$$POT = n_1 + \left(\frac{CF_1}{CF_1 + CF_2} \right) \times (n_2 - n_1) \quad (20)$$

Keterangan :

CF_1 = contractor cashflow pada saat negatif

CF_2 = contractor cashflow pada saat positif

n_1 = Tahun pada CF_1

n_2 = tahun pada CF_2

2.7 *Cost Recovery*

PSC recovery telah digunakan di Indonesia sejak tahun 1966. Skema *PSC recovery* menggantikan sistem sebelumnya yaitu sistem karya.. (Afiati et al., 2020) Perusahaan minyak dan gas (migas) di Indonesia menggunakan *Production Sharing Contract (PSC)* dengan skema *Cost Recovery* sejak tahun 1966 sampai akhir

Desember 2016 ditetapkan berdasarkan Peraturan Pemerintah Nomor 79 tahun 2010 tujuannya agar sumber daya migas kepemilikannya tetap dikuasai oleh negara. Pada skema *cost recovery* bagi hasil minyak antara Pemerintah dan Kontraktor adalah 85%:15% sedangkan untuk gas adalah 70%:30%. *Cost Recovery* adalah pengembalian biaya eksplorasi dan eksploitasi migas dari Pemerintah kepada (KKKS).

Cost recovery tersebut dibayarkan dalam bentuk produksi migas, yang dinilai dengan *Weighted Average Price (WAP)*, yaitu harga rata-rata tertimbang dihitung berdasarkan nilai lifting selama satu tahun dibagi dengan jumlah satuan lifting selama periode yang sama . Dengan kata lain bahwa *cost recovery* merupakan biaya yang dibayarkan Pemerintah kepada kontraktor sebagai penggantian biaya produksi dan investasi selama proses eksplorasi, eksploitasi dan pengembangan blok migas yang sedang dikerjakan.(Jumiati & Danang, 2018) Selain PSC *Cost Recovery*, ada juga *PSC Gross Split* namun berdasarkan perbandingan diantara keduanya, kontraktor maupun pemerintah lebih memilih menggunakan system *cost recovery* walaupun terkadang dalam pelaksanaan *cost recovery*, biaya produksi banyak yang melakukan mark-up sehingga pemerintah rugi. Salah satu perbedaan antara *PSC recovery* dan *Gross Split* yaitu pada *Gross Split* tidak ada *cost recovery*. Akan tetapi jika diterapkan skema gross split, banyak kontraktor migas yang tidak setuju sehingga hal ini akan memiliki dampak pada produksi migas di Indonesia(Sundari & Muryanto, 2020)

Pada kontrak PSC *recovery* ada beberapa komponen yang mempengaruhi bagi hasilnya seperti *Gross Revenue*, *First Tranche Petroleum*, *Investment Credit*, *Cost Recovery*, *Domestic Market Obligation*, *Equity to be split* (Kusrini & Abror, 2019)

a. *Gross Revenue*

Gross Revenue adalah pendapatan kotor dari hasil produksi migas yang dijual sebelum dikurangi biaya dan lain-lain. Nilai dari *Gross Revenue* dapat diketahui dari perkalian produksi minyak terhadap harga minyak pada tahun tersebut.

b. *First Tranche Petroleum (FTP)*

First Tranche Petroleum adalah hasil produksi migas yang merupakan bagian dari pemerintah yang diperoleh diawal sebesar 20 % sebelum

sistem kontrak bagi hasil diterapkan. Nilai *FTP* dapat diketahui dari perkalian antara *Gross Revenue* terhadap 20% *FTP*.

c. *Investment Credit (IC)*

Investment Credit merupakan biaya yang dikeluarkan oleh kontraktor. Biaya *IC* meliputi biaya capital dan biaya non capital, hal ini bertujuan untuk pengembangan lapangan migas. Nilai *IC* harus diestimasi dengan baik berdasarkan *Gross Revenue*, karena jika tidak diperhatikan maka hasil dan pembagiannya tidak menguntungkan baik pemerintah maupun kontraktor.

d. *Cost Recovery*

Cost Recovery merupakan pengembalian biaya investasi dan operasional yang telah dikeluarkan oleh kontraktor dari pemerintah. Biaya yang dimaksud merupakan biaya eksplorasi dan eksploitasi migas. Nilai pengembalian didapat dari penjumlahan hasil produksi dan banyaknya jumlah *cost recovery* berdampak pada *split* antara pemerintah dan kontraktor.

e. *Domestic Market Obligation (DMO)*

DMO pada dasarnya merupakan suatu kewajiban kontraktor untuk menyuplai kebutuhan domestik sejumlah volume tertentu. Kontraktor yang mendapatkan *DMO* pada kontrak kerjasamanya mendapatkan *ETS* lebih besar sehingga menambah nilai *cashflow* dan NPV kontraktor.

f. *Equity to be Split (ETBS)*

Equity to be split adalah nilai yang didapatkan dari *gross revenue* dikurangi dengan nilai dari *FTP* dan *cost recovery*, kemudian pembagiannya sesuai dengan kesepakatan antara kontraktor dan pemerintah.

BAB III

METODE PENELITIAN

3.1 Metodologi Penelitian

Metode yang digunakan pada penelitian ini adalah perhitungan analisis nodal variasi frekuensi dan stages untuk peningkatan laju produksi. Setelah itu perhitungan analisis keekonomian berdasarkan skema kontrak *PSC Cost Recovery* dilakukan gunanya untuk mengetahui pembagian keuntungan antara pemerintah dan kontraktor. Kemudian mencari nilai indikator keekonomian *NPV*, *IRR* dan *POT* untuk mengetahui kelayakan dari proyek optimasi produksi. Dalam penelitian ini menggunakan jurnal, buku, skripsi, yang digunakan sebagai refrensi Tugas Akhir.

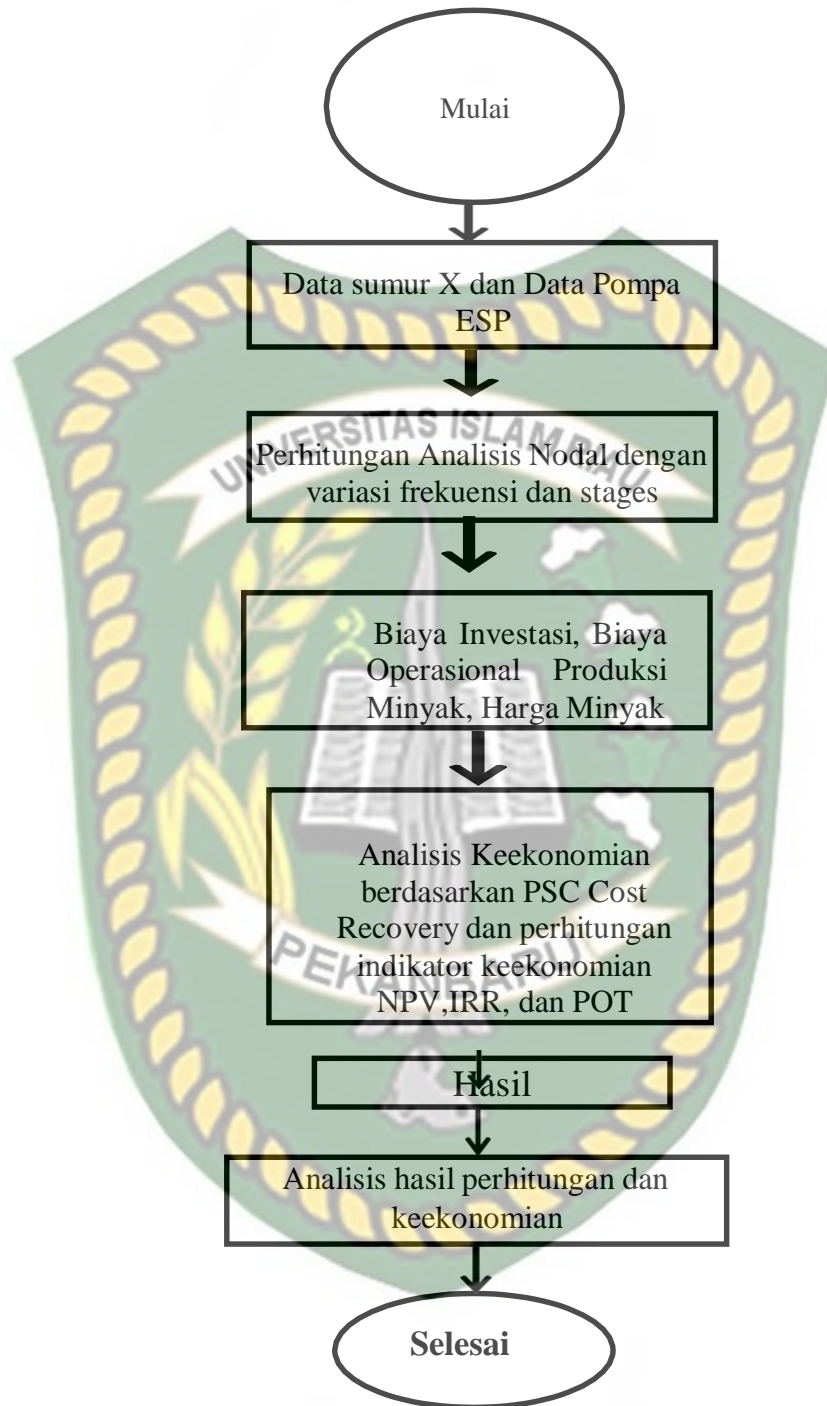
3.1.1 Pengumpulan Data

Penelitian ini menggunakan data sekunder dari PT BOB BSP PERTAMINA HULU SIAK . Penelitian dimulai dari pengumpulan data sumur, data biaya pekerjaan pompa *ESP* , data pompa dan data produksi minyak

3.1.2 Analisis Data

Berdasarkan data tersebut akan dilakukan perhitungan analisis nodal variasi frekuensi dan stages untuk mengetahui frekuensi dan stages yang paling optimal pada saat peningkatan laju produksi, perhitungan analisis keekonomian berdasarkan skema kontrak *PSC Cost Recovery* dilakukan gunanya untuk mengetahui pembagian keuntungan antara pemerintah dan kontraktor. Kemudian mencari nilai dari indikator keekonomian *NPV*, *IRR*, dan *POT* gunanya untuk mengetahui kelayakan dari proyek optimasi produksi.

3.2 Diagram Alir Penelitian



3.3 Lokasi Penelitian

Lokasi pada penelitian ini dilaksanakan di lapangan Pegasus di BOB PT.Pertamina Hulu Energi Siak,Riau,Indonesia.

3.4 Jadwal Penelitian

Penelitian Tugas Akhir ini dilakukan dengan mencari berbagai referensi dari skripsi,jurnal,dan literatur ilmiah yang mendukung.

Tabel 3. 1Jadwal Penelitian

Kegiatan	Waktu Pelaksanaan (Bulan) Tahun 2021/2022										
	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	November	Desember	Januari	
Studi Literatur											
Pengolahan Data											
Seminar Proposal											
Analisis Hasil dan Pembuatan Laporan Hasil											
Sidang Tugas Akhir											

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisis Data

Tabel 4. 1 Data Sumur X

Sumur X		
Ps	283	Psi
Pwf	212	Psi
Pb	235	Psi
PI	7,21	
Q	512	BFPD
A	58	AcFt
h	122	Ft
Ø	32	%
Sw	25	%
Bo	1,06	RB/STB
WC	78%	
RPM	45 Hz	RPM
Horse Power	30	
Stage	75	
Capacity	750	
PSD	800	
FOP	273	
Qo	113	BFPD
Qw	399	BFPD
Qb	346,08	BFPD
Qmax	1287,38	BFPD
SFL	95	
WFL	127	
Load	24	
ID casing	7	Inci
ID Tubing	3,5	Inci
MID perfo	953	Feet

Sumur “X” adalah sumur yang berada di lapangan “Pegasus” milik perusahaan BOB PT Pertamina Hulu Energi Siak, Riau, Indonesia. Lapangan

tersebut sudah lama berproduksi sehingga potensinya menurun. Sumur X dipasang pompa ESP D750 untuk mengangkat fluida ke permukaan. Sumur tersebut memiliki laju alir 512 BFPD

.Laju produksi pada sumur X masih bisa ditingkatkan dengan perhitungan analisis nodal. Data di atas merupakan data sumur X.

4.2 Optimasi Laju produksi Dengan Mengganti Pompa

Laju alir pada saat ini adalah 512 BFPD, laju alir maksimum (Q maks) berdasarkan data sumur yaitu 1287,38 BFPD. Untuk meningkatkan laju alir produksi maka ditetapkan Q targetnya 75 % dari Q maks yang nilainya sebesar 965 BFPD. Jika menggunakan pompa terpasang pada saat ini laju alir tidak bisa ditingkatkan karena operating range dari pompa tidak menjangkau sampai nilai Q target jadi mesti melakukan pergantian pompa, pompa baru yang digunakan yaitu tipe DN1400 Optimasi ESP berikut ini akan dilakukan dengan menggunakan pompa baru yang tersedia di lapangan yaitu DN1400 dengan data kurva performa pompa operation range 960 – 1700 BFPD. Kemudian akan dilakukan perhitungan analisa *nodal* menggunakan frekuensi dan *stages*.

4.2.1 Uji Sensitivitas Pompa ESP Berdasarkan Variasi Frekuensi

Frekuensi 45 Hz

Q	Pwf	PIP	FOP	Friction Loss	HD	HF	HT
960	128,13	-26,4	-26,14	0,001592	826,14	1,274	99
962	127,44	-27,09	-26,82	0,001598	826,82	1,279	99
964	127,37	-27,16	-26,89	0,001604	826,89	1,283	99
966	126,89	-27,64	-27,37	0,00161	827,37	1,288	99

Q	TDH	delta P	P2	Head	Head/stages	P3
960	926,42	935,69	909,29	1875	25	107,94
962	927,11	936,38	909,29	1860	24,8	114,36
964	927,18	936,46	909,3	1853	24,7	117,57
966	927,66	936,94	909,3	1845	24,6	120,78

Frekuensi 50 Hz

Q	Pwf	PIP	FOP	Friction Loss	HD	HF	HT
1066,67	101,17	-53,56	-52,83	0,001935	852,83	1,55	99
1068,89	100,5	-54,03	-53,5	0,001942	853,5	1,55	99
1071,11	99,92	-54,61	-54,07	0,00195	854,07	1,56	99
1073,33	99,25	-55,28	-54,73	0,001957	854,73	1,57	99

Q	TDH	delta P	P2	Head	Head/stages	P3
1066,67	953,39	962,92	909,56	1830	24,4	127,45
1068,89	954,06	963,6	909,57	1826,5	24,35	129,06
1071,11	954,64	964,19	909,58	1800	24	140,29
1073,33	955,31	964,86	909,58	1792,5	23,9	143,5

Frekuensi 55 Hz

Q	Pwf	PIP	FOP	Friction Loss	HD	HF	HT
1173,33	66,71	-87,82	-86,95	0,00231	886,95	1,846147	99
1175,78	65,69	-88,84	-87,96	0,00232	887,96	1,853269	99
1178,22	64,78	-89,75	-88,86	0,00233	888,86	1,860403	99
1180,67	63,74	-90,79	-89,89	0,00233	889,89	1,86755	99

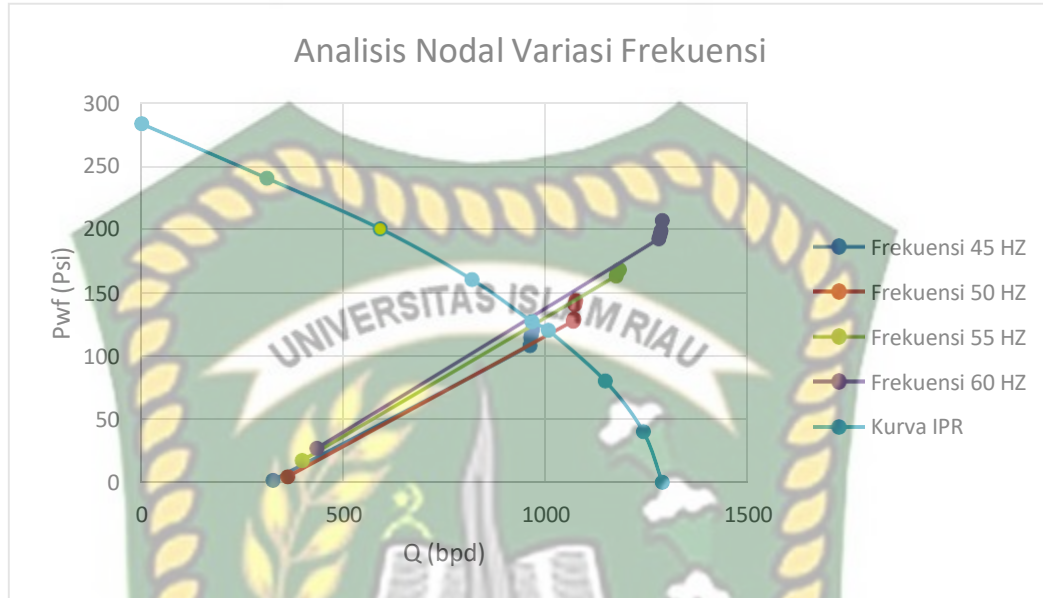
Q	TDH	delta P	P2	Head	Head/stages	P3
1173,33	987,81	997,68	909,86	1747,5	23,3	163,01
1175,78	988,82	998,71	909,87	1740	23,2	166,22
1178,22	989,73	999,63	909,88	1738,5	23,18	166,87
1180,67	990,77	1000,68	909,89	1736,25	23,15	167,84

Frekuensi 60 Hz

Q	Pwf	PIP	FOP	Friction Loss	HD	HF	HT
1278,78	9,2	-145,33	-143,89	0,00270	943,89	2,16	99
1281,57	6,3	-148,23	-146,76	0,00271	946,76	2,17	99
1284,25	3,46	-151,07	-149,57	0,002727	949,57	2,18	99
1286,9	0,36	-154,17	-152,64	0,0027378	952,64	2,19	99

Q	TDH	delta P	P2	Head	Head/stages	P3
1173,33	1045,06	1055,51	910,18	1680	22,4	192,18
1175,78	1047,94	1058,42	910,19	1672,5	22,3	195,4
1178,22	1050,76	1061,27	910,2	1665	22,2	198,61
1180,67	1053,84	1064,38	910,21	1650	22	205,03

Setelah dilakukan perhitungan kemudian diplot nilai Q vs P3 untuk masing-masing frekuensi dan disajikan dalam bentuk grafik seperti gambar dibawah ini.



Gambar 4. 1 Kurva Uji Sensitivitas Variasi Frekuensi Pompa ESP DN1400

1. Pompa ESP REDA DN1400 60 Hz memiliki laju alir 960 BFPD
2. Pompa ESP REDA DN1400 55 Hz memiliki laju alir 970 BFPD
3. Pompa ESP REDA DN1400 50 Hz memiliki laju alir 1010 BFPD
4. Pompa ESP REDA DN1400 45 Hz memiliki laju alir 962 BFPD

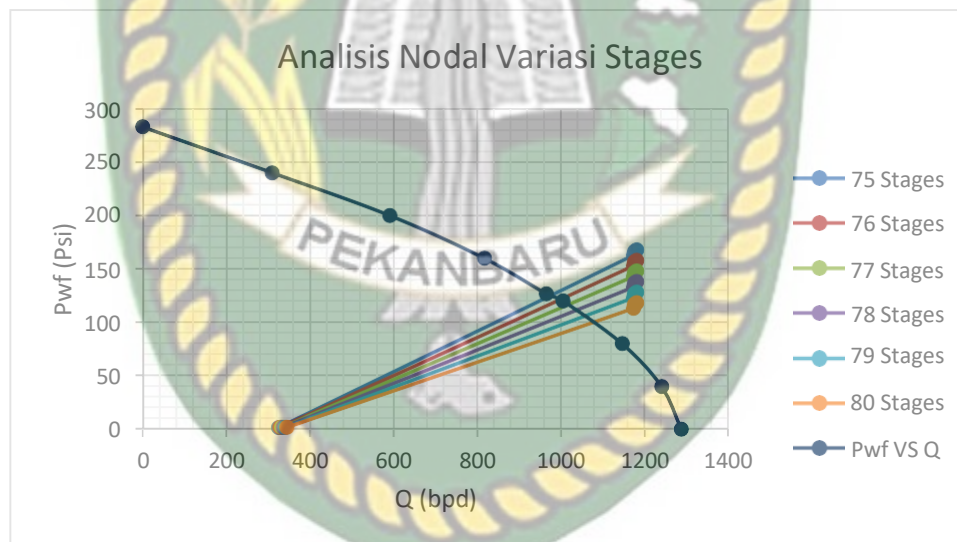
Berdasarkan keterangan diatas dapat diketahui bahwa pada frekuensi 45 Hz dan 60 Hz garis tidak mampu mencapai laju alir yang ditargetkan. Sedangkan pada frekuensi 50 Hz garis berpotongan jauh melewati titik laju alir yang ditargetkan. Pada frekuensi 55 Hz yang paling optimal karena pada frekuensi tersebut garis berpotongan tidak jauh melewati laju alir yang ditargetkan.

4.2.2 Uji Sensitivitas Berdasarkan Variasi Stages

Q	Pwf	P2	Head/stages	P3 (75 Stages)
1173,2	66,71	909,83	23,3	162,98
1175,76	65,69	909,84	23,2	166,2
1178,22	64,78	909,85	23,18	166,85
1180,66	63,74	909,86	23,15	167,82

P3 (76 Stages)	P3 (77 Stages)	P3 (78 Stages)	P3 (79 Stages)	P3 (80 Stages)
153,02	143,07	133,11	123,15	113,19
156,28	146,37	136,45	126,54	116,62
156,94	147,04	137,13	127,22	117,32
157,93	148,03	138,14	128,22	118,35

Setelah dilakukan perhitungan kemudian diplot nilai Q vs P3 untuk masing-masing stages dan disajikan dalam bentuk grafik seperti gambar dibawah ini



Gambar 4. 2 Kurva Uji Sensitivitas Jumlah Stages ESP DN1400 55 Hz Sumur "X"

1. Pompa ESP REDA DN1400 55 Hz dengan jumlah stages 75 memiliki laju alir sebesar 970 BFPD
2. Pompa ESP REDA DN1400 55 Hz dengan jumlah stages 76 memiliki laju alir sebesar 1000 BFPD

3. Pompa ESP REDA DN1400 55 Hz dengan jumlah stages 77 memiliki laju alir sebesar 1020 BFPD
4. Pompa ESP REDA DN1400 55 Hz dengan jumlah stages 78 memiliki laju alir sebesar 1030 BFPD
5. Pompa ESP REDA DN1400 55 Hz dengan jumlah stages 79 memiliki laju alir sebesar 1038 BFPD
6. Pompa ESP REDA DN1400 55 Hz dengan jumlah stages 80 memiliki laju alir sebesar 1050 BFPD

Berdasarkan nilai laju alir yang diperoleh pada setiap variasi jumlah *stages* pada *stages* 76-80 garis berpotongan terlalu jauh dari laju alir yang ditargetkan, pada *stages* 75 garis berpotongan dekat dengan laju alir yang ditargetkan maka pada uji sensitivitas jumlah *stages* yang paling optimal yaitu 75 *stages*.

4.3 Analisis Keekonomian *PSC Cost Recovery*

Perhitungan keekonomian sistem kontrak *PSC cost recovery* dipengaruhi oleh produksi minyak, harga minyak, biaya investasi, biaya operasional, data asumsi dan skema pembagian kontrak antara pemerintah dan kontraktor. Hal tersebut merupakan faktor terpenting dalam penentuan kelayakan dari penelitian ini. Berikut merupakan data asumsi, biaya investasi dan perhitungan skema kontrak *PSC cost recovery* tahun pertama dan kedua yang digunakan pada penelitian ini

DATA ASUMSI

Contractor Split	= 15 %
Government Split	= 85 %
FTP	= 5 %
Depresiasi	= 10 ribu USD
DMO	= 25 %
DMO Fee	= 100 %

Discount Factor	= 10 %
Tax	= 30 %
MARR	= 15 %
Harga Minyak	= 85 USD / barel
Baya Investasi (CapEx)	= 195700 USD
Biaya Operasional (OpEx)	= 98571 USD

Tabel 4. 2 Biaya Investasi

No	Jenis Benda	Unit	Harga
1	Pompa ESP	1	60 ribu USD
2	Kabel	122 meter	1000 USD
3	Pipa join 4 inci	15	6500 USD
4	Pipa join 6 inci	15	7500 USD
5	Sweet Box	1	35 ribu USD
6	Trapo	1	45 ribu USD
7	Well head	1	20 ribu USD
8	Check valve	1	850 USD
9	Block valve	1	950 USD
10	Get Valve	1	900 USD
11	Rig structure fondasi baja	1	18 ribu USD
Total Biaya			195700 USD

Biaya investasi digunakan untuk kelangsungan hidup suatu proyek. Biaya ini terdiri dari komponen-komponen yang mendukung proyek. Pada penelitian ini total biaya investasi yang dikeluarkan sebesar 195700 USD. Untuk mengetahui jumlah fluida yang ada didalam sumur mesti mengetahui nilai OOIP. Rumus untuk menghitung OOIP :

$$\begin{aligned}
 \text{OOIP} &= \frac{7758 \times A \times h \times \phi \times (1 - S_w)}{B_o} \\
 &= \frac{7758 \times 58 \times 122 \times 0,32 \times (1 - 0,25)}{1,06} \\
 &= 12429194,3 \text{ barel}
 \end{aligned}$$

Asumsi Recovery Factor	= 40 %
Recoverable Reserve	= 40 % X 12429194,3 = 5269978,4 barel
5269978,4 : 965 BFPD	= 5461 Hari
Umur Produksi Minyak	= Jumlah Hari Produksi : Jumlah Hari / Tahun
	= 5461 Hari : 365 Hari
	= 14,96 Tahun
Produksi / Tahun	= 965 x 365
	= 352225 barel
Harga minyak	= 80 – 90 USD / barel
Harga minyak rata rata	= 85 USD / barel

4.3.1 Perhitungan Skema PSC Recovery Tahun Pertama

$$\text{Gross Revenue} = \text{Produksi} \times \text{Harga Minyak} \quad (21)$$

$$= 352225 \times 85 \text{ USD}$$

$$= 29939125 \text{ USD}$$

$$\text{FTP} = \text{Gross Revenue} \times 5 \% \quad (22)$$

$$= 29939125 \times 5 \%$$

$$= 14969562 \text{ USD}$$

$$\text{Cost Recovery} = \text{CaPex} + \text{OpEx} \quad (23)$$

$$= 195700 \text{ USD} + 98571 \text{ USD}$$

$$= 294271 \text{ USD}$$

$$\text{ETBS} = \text{Gross Revenue} - \text{Cost Recovery} \quad (24)$$

$$= 29939125 - 294271$$

$$= 29644854 \text{ USD}$$

$$\text{Goverment Equity} = \text{ETBS} \times \text{Goverment Share} \quad (25)$$

$$= 29644854 \times 85 \%$$

$$= 25198125 \text{ USD}$$

$$\text{Contractor Equity} = \text{ETBS} \times \text{Contractor Share} \quad (26)$$

$$= 29644854 \times 15 \%$$

$$= 4446728 \text{ USD}$$

$$\text{DMO} = \text{Contractor Equity} \times 25 \% \quad (27)$$

$$\begin{aligned}
 &= 4446728 \times 25 \% \\
 &= 1111682 \text{ USD} \\
 \text{DMO fee} &= \text{DMO} \times 100 \% & (28) \\
 &= 1111682 \times 100 \% \\
 &= 1111682 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Taxable Income} &= \text{Contractor Equity} - \text{DMO} + \text{DMO fee} & (29) \\
 &= 4446728 - 1111682 + 1111682 \\
 &= 4446728 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Tax} &= \text{Taxable Income} \times 30 \% & (30) \\
 &= 4446728 \times 30 \% \\
 &= 1334018 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Contractor Take} &= \text{Taxable Income} - \text{Tax} & (31) \\
 &= 4446728 - 1334018 \\
 &= 3112710 \text{ USD} = 3,11 \text{ MUSD}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Government Take} &= \text{Government Equity} - \text{DMO} + \text{Dmo fee} + \text{Tax} & (32) \\
 &= 25198125 - 1111682 + 1111682 + 1334018 \\
 &= 26532143 \text{ USD} = 26,53 \text{ MUSD}
 \end{aligned}$$

4.3.2 Perhitungan Skema PSC Recovery Tahun Kedua

$$\begin{aligned}
 \text{Gross Revenue} &= \text{Produksi} \times \text{Harga Minyak} \\
 &= 352225 \times 85 \text{ USD USD} \\
 &= 29939125 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Cost Recovery} &= \text{OpEx} \\
 &= 98571 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{ETBS} &= \text{Gross Revenue} - \text{Cost Recovery} \\
 &= 29939125 - 98571 \text{ USD} \\
 &= 29840554 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Government Equity} &= \text{ETBS} \times \text{Government Share} \\
 &= 29840554 \times 85 \%
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 &= 25364470 \text{ USD} \\
 \text{Contractor Equity} &= \text{ETBS} \times \text{Contractor Share} \\
 &= 29840554 \times 15 \% \\
 &= 4476083 \text{ USD} \\
 \text{DMO} &= \text{Contractor Equity} \times 25 \% \\
 &= 4476083 \times 25 \% \\
 &= 1119020 \text{ USD} \\
 \text{DMO fee} &= \text{DMO} \times 100 \% \\
 &= 1119020 \times 100 \% \\
 &= 1119020 \text{ USD} \\
 \text{Taxable Income} &= \text{Contractor Equity} - \text{DMO} + \text{DMO fee} \\
 &= 4476083 - 1119020 + 1119020 \\
 &= 4476083 \text{ USD} \\
 \text{Tax} &= \text{Taxable Income} \times 30 \% \\
 &= 4476083 \times 30 \% \\
 &= 1342824 \text{ USD} \\
 \text{Contractor take} &= \text{Taxable Income} - \text{Tax} \\
 &= 4476083 - 1342824 \\
 &= 3133259 \text{ USD} = 3,13 \text{ MUSD} \\
 \text{Government Take} &= \text{Government Equity} + \text{DMO} - \text{DMO fee} + \text{Tax} \\
 &= 25364470 \text{ USD} + 1119020 - 1119020 + 1342824 \\
 &= 26707294 \text{ USD} = 26,7 \text{ MUSD}
 \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil perhitungan skema kontrak *cost recovery* diatas dapat diketahui bahwa pembagian keuntungan dari perolehan minyak untuk pemerintah di tahun pertama sebesar 26,53 MUSD dan bagian untuk kontraktor sebesar 3,11 MUSD. Dan untuk di tahun kedua pembagian keuntungannya untuk pemerintah sebesar 26,7 MUSD dan untuk kontraktor sebesar 3,13 MUSD. Nilainya berbeda dengan tahun pertama, karena di tahun pertama di kurangi dengan biaya invesatasi. Investasi hanya dilakukan ditahun pertama.

4.4 Indikator Keekonomian

Tabel 4. 3 Contractor Cashflow Cost Recovery

Tahun	Cashflow (MUSD)
0	-0,19
1	3,11
2	3,13

Tabel diatas merupakan aliran dana masuk kontraktor berdaarkan skema *PSC Cost Recovery* ditahun pertama dan kedua. Tahun ke 0 bernilai negatif karena pada tahun tersebut kontraktor mengeluarkan biaya investasi dan belum ada aliran dana masuk.

4.4.1 Net Present Value (NPV)

Untuk menghitung nilai *NPV* dibutuhkan cashflow dari tahun 0 sampai tahun kedua dan menggunakan asumsi discount rate sebesar 10 %. Berikut merupakan perhitungannya.

$$\begin{aligned} NPV &= (-0,19) + \frac{3,11}{(1+0,1)^1} + \frac{3,13}{(1+0,1)^2} \\ &= -0,19 + 2,82 + 2,58 \\ &= 5,21 \text{ MUSD} \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan diperoleh nilai *NPV* positif artinya proyek layak untuk dikerjakan.

4.4.2 Internal Rate of Return

Untuk mencari nilai *IRR* memerlukan trial dan error supaya nilai *NPV* sama dengan nol . Pada saat menggunakan data asumsi discount rate atau *MARR* sebesar 10 % nilai *NPV* sebesar 5,21 MUSD. Pada saat menggunakan asumsi *MARR* 1500 % nilai *NPV* positif 0,01 USD dan pada saat menggunakan asumsi *MARR* sebesar 2500 % nilai *NPV* menjadi negatif 0,03 USD.

$$\begin{aligned} IRR &= 1500 \% + \frac{0,01}{0,01+0,03} \times (2000-1500) \% \\ &= 1500 \% + \frac{0,01}{0,04} (500 \%) \end{aligned}$$

$$= 1500,25 \%$$

Jika nilai *IRR* lebih besar dari *MARR* maka proyek tersebut layak untuk dikerjakan. Dari hasil perhitungan diatas nilai *IRR* lebih besar dari *MARR* artinya proyek tersebut layak untuk dikerjakan.

Tabel 4. 4 Cumulative Contractor Cashflow

Contractor Cashflow (MUSD)	Cumulative Contractor Cashflow(MUSD)
-0,19	-0,19
3,11	2,92
3,13	6,05

Tabel diatas merupakan kumulatif aliran dana masuk kontraktor ditahun pertama dan kedua berdasarkan skema kontrak *PSC Cost Recovery* .

4.4.3 Pay Out time (POT)

Perhitungan *POT* dilakukan untuk mengetahui waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan biaya investasi di awal. Jika nilai *POT* lebih besar dari umur proyek maka proyek tersebut tidak layak untuk dilanjutkan.

$$\begin{aligned} \text{POT} &= 0 + \frac{0,19}{0,19+2,92} \times (1-0) \\ &= 0 + \frac{0,19}{3,11} \times 1 \\ &= 0,06 \text{ tahun} \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan di atas diperoleh nilai *POT* lebih kecil dari umur proyek.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

1. Pada saat peningkatan laju produksi dari 512 BFPD menjadi 965 BFPD (75 % dari Q_{maks}) diperlukan pergantian pompa dari tipe pompa D750 menjadi DN1400. Kemudian dilakukan perhitungan analisis nodal variasi frekuensi dan variasi stages. Frekuensi 55 Hz dan 75 Stages merupakan frekuensi dan stages yang paling optimal untuk meningkatkan laju produksi.
2. Perhitungan dilakukan berdasarkan skema kontrak *PSC Cost Recovery* untuk tahun pertama dan tahun kedua kemudian dari hasil perhitungan tersebut diperoleh keuntungan bagian untuk pemerintah sebesar 26,53 MUSD dan bagian untuk kontraktor 3,11 MUSD di tahun pertama dan untuk pembagian hasil keuntungan di tahun kedua sebesar 26,7 MUSD untuk pemerintah dan 3,13 untuk kontraktor.
3. Untuk indikator keekonomian pada saat optimasi produksi dengan pergantian pompa diperoleh nilai *NPV* sebesar 5,21 MUSD, nilai *IRR* 1500 ,25 % dan *POT* 0,06 tahun. Dari hasil perhitungan mengindikasikan jika proyek pompa tersebut memang layak dikerjakan.

5.2 Saran

Diharapkan untuk penelitian selanjutnya untuk melakukan perbandingan analisis keekonomian berdasarkan skema kontrak *PSC Cost Recovery* dan *Gross Split*.



DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, F. (2015). Analisis Kelayakan Investasi Aktiva Tetap Pembelian Mesin Printing Pada Pt . Radja Digital Printing Samarinda. *EJournal Ilmu Administrasi Bisnis*, 3(2), 297–310. [http://ejournal.adbisnis.fisip-unmul.ac.id/site/wp-content/uploads/2015/05/JURNAL_fitra_\(05-13-15-02-26-13\).pdf](http://ejournal.adbisnis.fisip-unmul.ac.id/site/wp-content/uploads/2015/05/JURNAL_fitra_(05-13-15-02-26-13).pdf)
- 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>
- 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.
- Aritonang, C. R., Atmam, A., & Zondra, E. (2019). Analisis Putaran Motor Pada Electrical Submersible Pump (ESP) Menggunakan Fuzzy Logic Controler Berbasis Python. *Sain, Energi, Teknologi & Industri*, 4(1), 32–39. <https://journal.unilak.ac.id/index.php/SainETIn/article/view/6266>
- 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>
- Fitrio, T. (2018). Studi Kelayakan Investasi Pembelian Kapal Tongkang Cv. Surya Samudra Sentosa. *Jurnal Manajemen Dan Bisnis*, 7(3), 94–103. <https://doi.org/10.34006/jmbi.v7i3.136>
- Husin, M. B. (2021). *Evaluasi Dan Optimasi Artificial Lift Electrical Submersible Pump (Esp) Pada Sumur X Dan Y Di Lapangan Namlea Dengan Menggunakan Decline Curve Dan Nodal Analysis*.
- Jumiati, W., & Danang, S. (2018). Tantangan Keekonomian Kontrak Bagi Hasil Gross Split Dan Cost Recovery . Studi Kasus Lapangan Gas Offshore Di Sumatera Bagian Utara (Economic Challenging for Gross Split and. *Lembaran Publikasi Minyak Dan Gas Bumi*, 52(2), 105–112.
- Krisnandi, A., & Salam, H. (n.d.). *Evaluasi Dan Optimasi ESP Dengan Analisa*

Nodal Menggunakan Variasi Stages Dan VSD.

- Kurniawan, R. (2019). Analisis Studi Kelayakan Keuangan Sentra Peningkatan Performa Olahraga Indonesia (SP2OI) di Menara Mandiri. *Fair Value: Jurnal Ilmiah Akuntansi Dan Keuangan*, 2(1), 23–36.
<https://journal.ikopin.ac.id/index.php/fairvalue/article/view/61>
- Kusrini, D., & Abror, M. M. (2019). Analisa Perhitungan Keekonomian Lapangan “ X ” West Java Basin Menggunakan Metode PSC (Production Sharing Contract). *Jurnal Migasian*, 3(2), 1–7.
- Lestari, T., Andini, R., & Raharjo, K. (2015). Dampak Rasio CAR, NPL, NPM, ROA, LDR, IRR, dan Ukuran Perusahaan Dalam Memprediksi Pertumbuhan Laba pada Perusahaan Sektor Perbankan yang Go Publik di BEI Periode Periode Tahun 2009-2013. *Jurnal Ilmiah Mahasiswa S1 Akuntansi Universitas Pandanaran*, vol 1(No 1), 1–24.
<https://jurnal.unpand.ac.id/index.php/AKS/article/view/202>
- Musnal, A., & Fitrianti, F. (2017). Optimasi Gas Injeksi Pada Sembur Buatan Gas Lift Untuk Meningkatkan Besarnya Laju Produksi Minyak Maksimum Dan Evaluasi penghentian Kegiatan Gas Lift, Pada Lapangan Libo PT. Chevron Pacific Indonesia Duri. *Journal of Earth Energy Engineering*, 6(2), 36–47.
<https://doi.org/10.22549/jeee.v6i2.993>
- Musnal, A., & Melisa, R. (2016). Perhitungan Analisis Sistem Nodal Untuk Menentukan Laju Alir Minyak Dengan Meningkatkan Range Efisiensi Electric Submercible Pump Pada Sumur di Lapangan Minyak PT. BOB. BSP - Pertamina Hulu. *Journal of Earth Energy Engineering*, 5(1), 42–51.
<https://doi.org/10.22549/jeee.v5i1.460>
- Nunung Nurhayati, & Ayu Diah Restiani. (2019). Peranan Net Present Value (Npv) Dan Internal Rate of Retur (Irr) Dalam Keputusan Investasi Mesin. *Jurnal Investasi*, 5(1), 12–23. <https://doi.org/10.31943/investasi.v5i1.15>
- Pradana, A. A., Nuraeni, S., & Sulistyanto, D. (2015). Optimasi Lifting Menggunakan Electric Submersible Pump Dan Analisa Keekonomian Pada Sumur “X” Lapangan “Y.” *Seminar Nasional Cendekiawan 2015* , 65–78.
<https://media.neliti.com/media/publications/171023-ID-optimasi-lifting->

menggunakan-electric-su.pdf

- Pranondo, D., Sobli, T. C., Studi, P., Eksplorasi, T., Migas, P., & Akamigas, P. (2020). *Analisis sumur dengan inflow performance relationship metode vogel serta evaluasi tubing menggunakan analisis nodal pada sumur tcs well analysis with the inflow performance relationship vogel method and tubing evaluation using nodal analysis on tcs wells*. 11(02), 33–42.
- S. Ariyono. (2018). *Kajian Teknis Pompa SRP Untuk Optimalisasi Produksi Komering) Ltd , Air Serdang Field Technical Study of SRP Pump for Optimazation of Well- Form Production AS-100 in Job Pertamina-Jadestone Energy (Ogan Komering) Ltd , Air Serdang Field*. 2(3), 11–18.
- Sari, D. A., Soepryanto, A., & Burhanuddin, S. (2016). Re-Design Electric Submersible Pump Pada PT Chevron Pacific Indonesia – Minas Pekanbaru. *Ilmu Dan Aplikasi Teknik*, 1(1), 25–33.
- Sesunan, D. (2014). Analisis Break Event Point, Payback Period, Dan Net Present Value Pada Perusahaan Gading Taksi Di Bandar Lampung. *Jurnal Teknik Sipil*, 5(2), 651–667.
- Sucipto, H., Wiwaha, S. S., & Ridzki, I. (2018). Instalasi Esp (Electric Submersible Pump) Sistem Tandem Pada Sumur Minyak Dengan Variable Speed Drive. *Jurnal Eltek*, 16(1), 51. <https://doi.org/10.33795/eltek.v16i1.86>
- Sudjito, E. M., Jumardi, A., & Firdaus. (2021). Optimasi produksi sumur “ZL” dengan menggunakan artificial lift electrical submersible pump pada lapangan “YY.” *Jurnal PETROGAS*, 3(1), 44–56.
- Sulianti, I., & Tilik, L. F. (2013). Analisis Kelayakan Finansial Internal Rate of Return (IRR) dan Benefit Cost Ratio (BCR) pada Alternatif Besaran Teknis Bangunan Pasar Cinde Palembang. *Jurnal Teknik Sipil Politeknik Negeri Sriwijaya*, 8(1), 1–9.
- Sundari, A., & Muryanto, Y. T. (2020). Penerapan Asas Itikad Baik Terhadap Kontrak Bagi Hasil Dengan Sistem Cost Recovery Dan Gross Split. *Jurnal Privat Law*, 8(1), 49. <https://doi.org/10.20961/privat.v8i1.40366>
- Yudha Widaputra, Maulana Yusuf, A. H. (2015). *Study of the Influence of the Production Pipeline Size At Production Well Y-19 Pertamina Ep. Id*, 1–7.