

**ANALISIS KEEKONOMIAN PERGANTIAN PIPA  
DISTRIBUSI GAS DENGAN UKURAN PIPA 10 INCH UNTUK  
MENINGKATKAN PRESSURE PADA LAPANGAN CEKI**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh :

**DHEO FADHLILLAH PRATAMA**

**143210423**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2021**



**YAYASAN LEMBAGA PENDIDIKAN ISLAM (YLPI) RIAU**  
**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**  
**FAKULTAS TEKNIK**  
**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

Jalan Kaharuddin Nasution No. 113 P. Marpoyan Pekanbaru Riau Indonesia – Kode Pos: 28284  
 Telp. +62 761 674674 Website: [www.eng.uir.ac.id](http://www.eng.uir.ac.id) Email: [fakultas\\_teknik@uir.ac.id](mailto:fakultas_teknik@uir.ac.id)

**BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI**

Berdasarkan Surat Keputusan Dekan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Pekanbaru, tanggal 10 Desember 2021, Nomor: 0424.B/KPTS/FT-UIR/2021, maka pada hari Senin, tanggal 13 Desember 2021, telah dilaksanakan Ujian Skripsi Program Studi Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Jenjang Studi S1, Tahun Akademik 2021/2022 berikut ini.

1. Nama : Dheo Fadhlillah Pratama
2. NPM : 143210423
3. Judul Skripsi : Analisis Keekonomian Pergantian Pipa Distribusi Gas Dengan Ukuran Pipa 10 Inch Untuk Meningkatkan Pressure Pada Lapangan Ceki
4. Waktu Ujian : 09.00 WIB - Selesai
5. Tempat Pelaksanaan Ujian : Online

**Dengan keputusan Hasil Ujian Skripsi:**

Lulus\*/ ~~Lulus dengan Perbaikan\*/ Tidak Lulus\*~~

*\*Coret yang tidak perlu.*

**Nilai Ujian:**

Nilai Ujian Angka = **80,9** .. Nilai Huruf = **A-** ..

Tim Penguji Skripsi.

No	Nama	Jabatan	Tanda Tangan
1	Muhammad Ariyon, S.T., M.T.	Ketua	1.
2	Hj. Fitrianti, S.T., M.T.	Anggota	2.
3	Idham Khalid, S.T., M.T.	Anggota	3.

Panitia Ujian  
 Ketua,

Muhammad Ariyon, S.T., M.T.  
 NIDN. 1005107603

Pekanbaru, 13 Desember 2021

Mengetahui,

Dekan Fakultas Teknik



Dr. Eng. Muslim, S.T., M.T.

NIDN. 1016047901

Perpustakaan Universitas Islam Riau  
 Dokumen ini adalah Arsip Miik :



**YAYASAN LEMBAGA PENDIDIKAN ISLAM (YLPI) RIAU**  
**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**  
**FAKULTAS TEKNIK**  
**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

Jalan Kaharuddin Nasution No. 113 P. Marpoyan Pekanbaru Riau Indonesia – Kode Pos: 28284  
Telp. +62 761 674674 Fax. +62 761 674834 Website: [www.uir.ac.id](http://www.uir.ac.id) Email: [info@uir.ac.id](mailto:info@uir.ac.id)

**SURAT KETERANGAN**  
**PERSETUJUAN JILID TUGAS AKHIR**

Yang bertanda tangan di bawah ini, pembimbing dan penguji tugas akhir menerangkan bahwa mahasiswa yang tertera di berikut ini:

Nama : Dheo Fadhlillah Pratama  
NPM : 143210423  
Fakultas : Teknik  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Judul Tugas Akhir : Analisa Keekonomian Pergantian Pipa Distribusi Gas Dengan Ukuran 10 Inch Untuk Meningkatkan Pressure Pada Lapangan CEKI

Telah menyelesaikan dan menyempurnakan tugas akhir ini, sesuai dengan berita acara sidang tugas akhir dan selanjutnya telah disetujui untuk dijilid.

Demikian surat keterangan ini dibuat dengan sebenarnya, untuk dapat digunakan sebagaimana mestinya.

Pekanbaru, 13 Desember 2021

Pembimbing

Muhammad Ariyon S.T., M.T

Penguji I

Hj. Fitrianti, S.T., M.T.

Penguji II

Idhara Khalid, S.T., M.T.

**ANALISIS KEEKONOMIAN PERGANTIAN PIPA DISTRIBUSI GAS  
DENGAN UKURAN PIPA 10 INCH UNTUK MENINGKATKAN  
PRESSURE PADA LAPANGAN CEKI**

**DHEO FADHLILLAH PRATAMA**

**143210423**

**ABSTRAK**

Kegiatan distribusi gas bumi dengan menggunakan metode penyaluran melalui pipa yang dilakukan PT.EMP di daerah Riau telah berjalan lama. Pada penelitian ini, tingkat keutuhan atau kehandalan saluran pipa distribusi gas tersebut akan dievaluasi berdasarkan komparasi desain awal pipa dengan data aktual *ERF* (Estimated Repair Factor) yang didapatkan pada saat pelaksanaan *In Line Inspection* (ILI). Dimana flowrate pada saat penyaluran gas bumi tidak sesuai dengan kebutuhan yang diinginkan pada kedua belah pihak perusahaan. Pressure mengalami penurunan yang berpengaruh pada flowrate. Berdasarkan permasalahan yang dialami oleh perusahaan terkait akan dilakukan percobaan pergantian pipa ke yang lebih kecil yaitu 10 inch untuk meningkatkan tekanan dan laju alir gas yang diinginkan. Berdasarkan analisis perhitungan pekerjaan pergantian pipa yang dilakukan dapat dikatakan bahwa pekerjaan berhasil karena *pressure* dan *flowrate* yang pada awalnya rendah mengalami peningkatan. *Pressure* yang pada minggu pertama : 105 psig. Mengalami peningkatan rata-rata sebesar 129 % selama empat minggu. *Flowrate* yang pada minggu pertama : 0,0426 MMSCFD. Mengalami peningkatan rata-rata selama 4 minggu sebesar 573,82 %. Berdasarkan perhitungan analisis ekonomi menggunakan lapangan CEKI memiliki NPV positif (+) US\$ 134630,6111 dengan IRR 59,93% % dan POT 0,34 bulan, serta DIPR 4,57 > 1. Proyek masih dikatakan layak karena memenuhi segala factor yang menjadi kelayakan ekonomi.

**Kata Kunci :** *flowrate, pressure, NPV, IRR, POT, DIPR*

# ECONOMIC ANALYSIS OF REPLACEMENT OF GAS DISTRIBUTION PIPE WITH 10 INCH PIPE SIZE TO INCREASE PRESSURE IN CEKI FIELD

**DHEO FADHLILLAH PRATAMA**

**143210423**

## **ABSTRACT**

The distribution of natural gas using the distribution method through pipes by PT. EMP in the Riau area has been running for a long time. In this study, the level of integrity or reliability of the gas distribution pipeline will be evaluated based on the comparison of the initial pipe design with the actual ERF (Estimated Repair Factor) data obtained during the In Line Inspection (ILI) implementation. Where the flowrate at the time of distribution of natural gas is not in accordance with the desired needs on both sides of the company. Pressure has decreased which affects the flowrate. Based on the problems experienced by the related company, an experiment will be carried out to change the pipe to a smaller one, namely 10 inches to increase the pressure and the desired gas flow rate. Based on the analysis of the calculation of the pipe replacement work carried out, it can be said that the work was successful because the pressure and flowrate which was low on the crew had increased. Pressure in the first week: 105 psig. Experienced an average increase of 129% over four weeks. Flowrate in the first week : 0.0426 MMSCFD. There was an average increase for 4 weeks by 573.82%. Based on the calculation of the economic analysis using the CEKI field, it has a positive NPV (+) US\$ 134630.6111 with an IRR of 59.93% % and a POT of 0.34 months, and a DIPR 4,57 > 1. The project is still considered feasible because it meets all the factors that become economic feasibility.

**Keywords** : flowrate, pressure, NPV, IRR, POT, DIPR

## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, 11 November 2021



Dheo Fadhlillah Pratama  
143210423



## KATA PENGANTAR

Alhamdulillah *Robbil'alamin*, puji syukur kehadiran Allah SWT penulis ucapkan, karena berkat rahmat, nikmat, hidayah serta inayah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir yang berjudul **“Analisis Keekonomian Pergantian Pipa Distribusi Gas Dengan Ukuran Pipa 10 Inch Untuk Meningkatkan Pressure Pada Lapangan Ceki”**”. Tugas akhir ini penulis susun guna memenuhi salah satu syarat dalam menyelesaikan pendidikan program Sarjana pada Fakultas Teknik Universitas Islam Riau.

Shalawat dan salam penulis hadiahkan kepada baginda Rasulullah SAW, dengan melafadzkan *Allahumma shalli'ala sayyidina Muhammad wa'alaalihi sayyidina Muhammad*. Yang telah berjuang membawa umat manusia dari alam kebodohan menuju zaman yang penuh dengan ilmu pengetahuan seperti sekarang ini. Dengan segala kerendahan hati penulis ingin mengucapkan banyak penghargaan dan terima kasih kepada :

1. Teristimewa, ucapan terimakasih sedalam-dalamnya kepada yang tersayang dan terhormat Ayahanda Syafri dan Ibunda Murniati, SKM. yang telah membesarkan, membimbing dengan penuh pengorbanan, yang disisa hidupnya berjuang hanya untuk membuat Ananda berhasil, panas terik dan hujan rintik tak menjadi penghalang untuk terus berjuang demi keberhasilan Ananda. Sungguh mulia pengorbananmu, dengan kesabaran, ketabahan, kasih sayang, do'a serta dukungan untuk keberhasilan Ananda.
2. Bapak Dr. Eng. Muslim, S.T., M.T selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau.
3. Bapak Muhammad Ariyon, S.T., M.T selaku Penasehat Akademik dan dosen pembimbing yang telah banyak memberikan bantuan dan nasehat selama masa perkuliahan.
4. Bapak Novia Rita, S.T., M.T selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Riau.
5. Seluruh Bapak dan Ibu Dosen selaku staf pengajar Fakultas Teknik Universitas Islam Riau yang telah memberikan bimbingan dan ilmu yang sangat bermanfaat selama perkuliahan.

6. Seluruh Staf Tata Usaha Fakultas Teknik Universitas Islam Riau yang telah membantu banyak penulis dalam proses administrasi selama kuliah.
7. Untuk yang tersayang keluargaku Della Mia Mauriza dan Dhiya' Alya Aisyah terimakasih sudah banyak berjuang selalu memberikan nasehat dan semangat. Dan teruntuk seluruh keluarga besar yang tak bisa saya sebutkan satu persatu terimakasih untuk dukungan, semangat dan nasehatnya. Semoga selalu dalam lindungan Allah SWT.
8. Teruntuk sahabat seperjuangan Mizi Juandra, Anggi Zaryus, Andre Fauzan Zuhri, Harry Renaldy, Dedet M, Firdaus yang selama ini membantu saya, menasehati, menyemangati saya ketika saya mulai lelah dengan revisi sehingga saya dapat menyelesaikan skripsi ini. Terimakasih untuk semua bantuannya.
9. Terimakasih kepada semua pihak yang tidak bisa penulis sebutkan satu persatu. Terimakasih telah memberikan motivasi kepada penulis, sehingga penulis bisa menyelesaikan skripsi ini

Pekanbaru, 11 November 2021



DHEO FADHLILLAH PRATAMA



## DAFTAR ISI

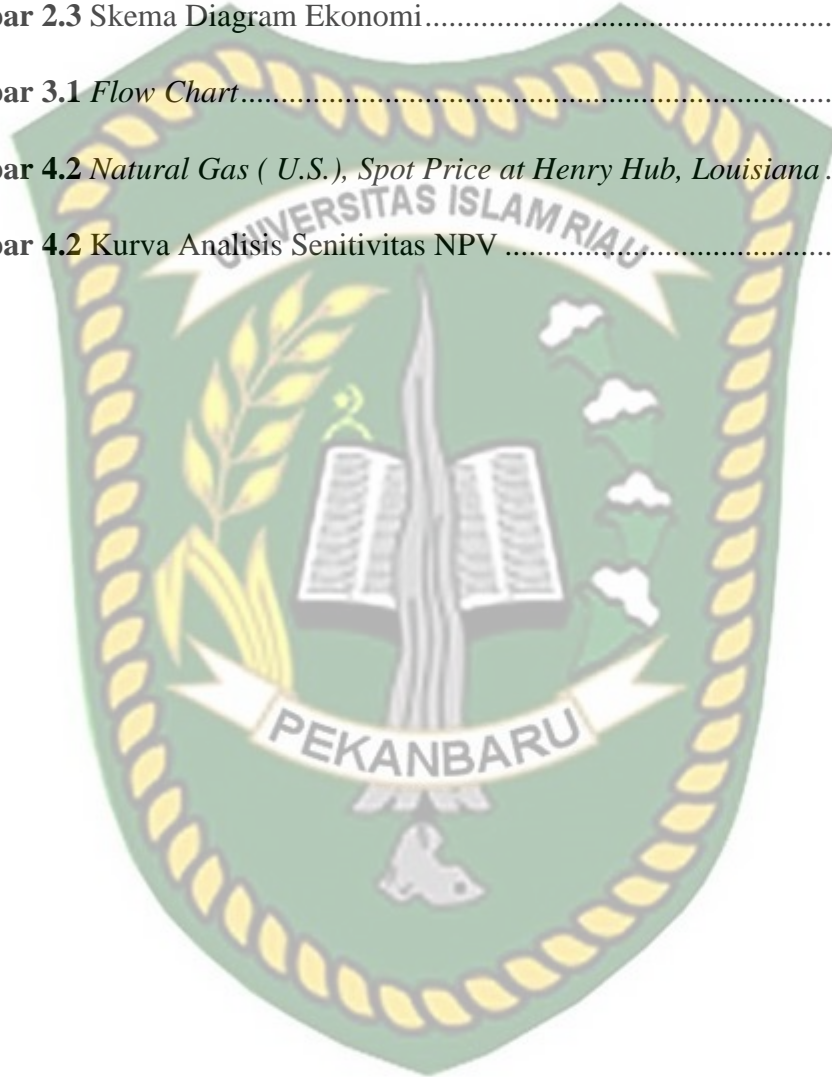
<b>LEMBAR PENGESAHAN TUGAS AKHIR .....</b>	<b>i</b>
<b>PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....</b>	<b>ii</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>iii</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>v</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>vii</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>viii</b>
<b>DAFTAR SINGKATAN.....</b>	<b>ix</b>
<b>ABSTRAK .....</b>	<b>x</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1. Latar Belakang Masalah.....	1
1.2. Tujuan Penelitian.....	1
1.3. Manfaat Penelitian.....	2
1.4. Batasan Masalah.....	2
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>3</b>
2.1. Process Diagram Flow.....	3
2.2. Production Separator V101R.....	4
2.3. Pengubahan Tekanan.....	5
2.4. Tekanan Dalam Pipa .....	7
2.5. Aliran Gas Dalam Pipa.....	7
2.6. Kajian Keekonomian.....	8
2.7. Diagram Kontrak Bagi Hasil.....	9
2.8. Analisis Sensitivitas .....	12
2.9. State of The Art .....	12
<b>BAB III METODE PENELITIAN .....</b>	<b>15</b>
3.1. Metode Penelitian.....	15
3.2. Flow Chart.....	16
3.3. Pengolahan Data.....	17
3.4. Tempat Penelitian.....	17
3.5. Jadwal Penelitian.....	18
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>19</b>
4.1. Keadaan Lapangan .....	19

4.1.1	Data Distribusi di Lapangan.....	20
4.1.2.	Data Gas Tranding .....	20
4.2.	Analisis Pergantian Pipa.....	21
4.3.	Analisis Keekonomian Pergantian Pipa 10 Inch .....	23
4.4.	Hasil Analsis Sensitivitas .....	25
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>		<b>26</b>
5.1.	KESIMPULAN.....	26
5.2.	SARAN.....	27
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>		<b>28</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>		<b>30</b>



## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1</b> <i>Flow Diagram</i> .....	3
<b>Gambar 2.2</b> Production Separator V101R.....	5
<b>Gambar 2.3</b> Skema Diagram Ekonomi.....	9
<b>Gambar 3.1</b> <i>Flow Chart</i> .....	16
<b>Gambar 4.2</b> <i>Natural Gas ( U.S.), Spot Price at Henry Hub, Louisiana</i> .....	20
<b>Gambar 4.2</b> Kurva Analisis Senitivitas NPV .....	25



## DAFTAR TABEL

<b>Table 2.1</b> Separator V101R .....	5
<b>Table 2.2</b> <i>Pressure Unit Conversion</i> .....	6
<b>Table 3.1</b> Jadwal Penelitian .....	18
<b>Tabel 4.1</b> <i>STATREP High Light</i> .....	20
<b>Table 4.2</b> Harga Gas .....	21
<b>Table 4.3</b> <i>Daily City Gas Historical</i> .....	22
<b>Table 4.4</b> Perbandingan Pergantian Pipa .....	23
<b>Table 4.5</b> Data Fiskal Lapangan Ceki .....	23
<b>Table 4.6</b> Investasi Pekerjaan Pergantian Pipa 10 Inch .....	24
<b>Table 4.7</b> Hasil Perhitungan Ekonomi Pergantian Pipa 10 Inch .....	25



## DAFTAR SINGKATAN

MMSCFD	= Million standart cubic feet per day
SCFH	= Cubic feet per hours
BTU	= British thermal unit
IRR	= Internal rate of return
NPV	= Net per value
MARR	= Minimum attractive rate of return
POT	= Pay out time
DMO	= Domestic market obligation
DPIR	= Discount profit to investment ratio



# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang Masalah

Gas alam merupakan salah satu sumber energi alternatif yang mulai diperhatikan untuk menggantikan minyak bumi yang persediaannya semakin lama semakin menipis (Siregar & Soewono, 2005). Oleh karena itu, dibutuhkan peningkatan teknologi dan metode yang digunakan untuk memperoleh gas terus berkembang, metode yang digunakan salah satunya adalah metode pergantian *pipa distribusi*.

Pada Main Line Baru Gas Plant, terdapat satu aliran gas dari SGP melalui trunkline 12 Inchi, dilakukan proses separasi di Separator dan gas dikirim ke PT.PLN Teluk Lembu Kota Pekanbaru setelah melalui custody meter masing-masing di Teluk Lembu Delivery Station.

Sedangkan Main line Gas dari pipa 12 inchi Trunkline 46 km memiliki tekanan rata-rata 415 Psig, pada inlet separator terdapat Pressure Control Valve (PCV-102) yang berfungsi untuk mengatur tekanan yang masuk ke Separator V101R yang saat ini beroperasi secara manual tergantung penyerapan gas oleh pihak PT.PLN (Persero) pekanbaru Kota Pekanbaru. Dimana kontrak antara EMP Bentu Limited dengan PT.PLN (Persero) yaitu 30 MMSCFD, sedangkan permintaan masih belum terpenuhi oleh produsen.

Pada saat penyaluran gas ditemukan permasalahan yaitu penurunan laju alir dan tekanan, sedangkan laju alir dan tekanan awal sebelum penyaluran sudah mencukupi kebutuhan. Dimana flowrate rendah dan tidak sesuai dengan indeks yang diinginkan. Pada permasalahan ini akan dilakukan evaluasi pergantian pipa, dimana apakah kegiatan tersebut dapat meningkatkan laju alir dan tekanan gas. Beserta analisis nilai ekonomi daripada pengerjaan pergantian pipa distribusi 10 inch.

### 1.2. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian ini adalah :

1. Menghitung persentase kenaikan dari pressure setelah pergantian pipa distribusi.
2. Menentukan kelayakan keekonomian berdasarkan parameter keekonomian seperti NPV dan IRR.

### 1.3. Manfaat Penelitian

Tujuan dari penelitian ini bagi penulis sendiri yaitu guna menambah wawasan dan juga menambah ilmu serta relasi terkait dengan penelitian. Sedangkan bagi perusahaan diharapkan dapat meningkat kinerja serta keuntungan maksimal.

### 1.4. Batasan Masalah

Penulisan ini bertujuan agar penelitian tidak keluar dari tujuan penelitian dan terarah dalam pembahasan tugas akhir. Maka dari itu penulis membatasi permasalahan hanya dengan :

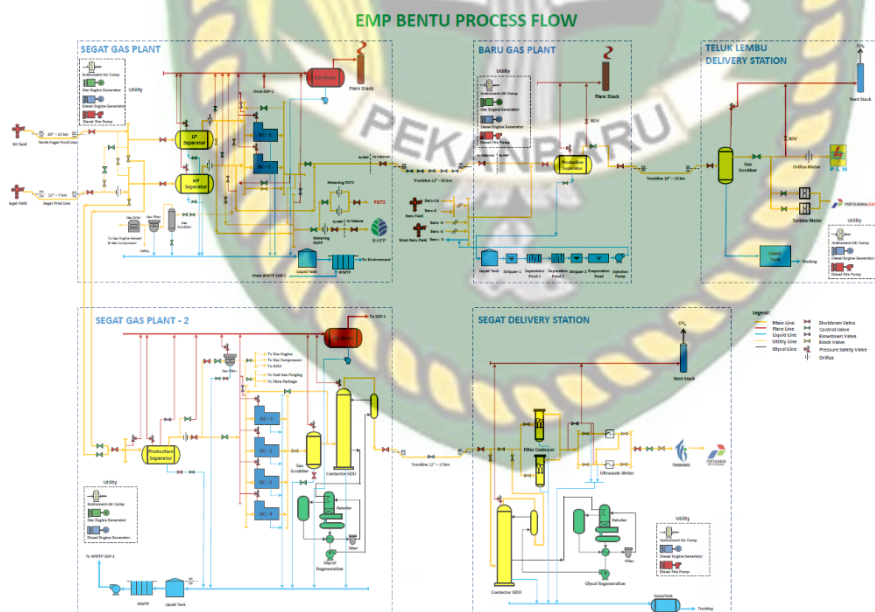
- a. Membahas perbandingan penggunaan pipa distribusi guna meningkatkan tekanan dan juga laju alir.
- b. Menggunakan faktor keekonomian berupa NPV dan IRR yang dapat dilihat dari data produksi.
- c. Menentukan keberhasilan dan keuntungan pekerjaan yang akan dilakukan

## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Allah berfirman, *“Milik-Nya lah apa yang ada dilangit,apa yang ada di Bumi, apa yang ada diantara keduanya, dan apa yang ada dibawah tanah. Dan jika engkau mengeraskan ucapanmu, Dia mengetahui rahasia dan yang lebih tersembunyi”* (Qs. Thahaa 6-7). Allah juga berfirman, *“dan kami alirkan padanya ( Sulaiman ) sumur minyak”* (Qs. Saba’ ayat 12).

Dimana sudah terbukti bahwa penggunaan minyak bumi sudah ada sejak zaman Nabi Sulaiman as,dari keterangan ayat diatas dapat kita simpulkan bahwa atas izin Allah semua yang terjadi di Bumi ini dan tergantung bagaimana kita memanfaatkan karunia yang diberikan.

### 2.1. Process Diagram Flow



**Gambar 2.1.** Flow Diagram

Baru Gas Plant berlokasi di Badak ujung, Tenayan Raya – Pekanbaru, merupakan fasilitas gas plant dari EMP Bentu Ltd yang saat ini berfungsi sebagai penerima dan pengolahan gas dari proses utama Segat Gas Plant dikirim dengan



menggunakan gas compressor di SGP melalui pipa trunkline 12 Inchi dengan jarak 52 km yang berasal dari sumur North Segat dan Segat. Proses utama yang ada di BGP adalah separasi dengan satu unit separator setelah dilakukan separasi maka gas akan dialirkan ke Station akhir yaitu Teluk Lembu Delivery Station sepanjang 15 km untuk di supply ke PT. PLN (Persero) Pembangkit Wilayah Sumbagut Pekanbaru.

## 2.2. Production Separator V101R

Saat ini Separator V101R memiliki tekanan operasi sebesar 300 psig – 360 psig dari tekanan kerja maksimum yang diizinkan 600 Psig, Separator ini juga dilengkapi dengan dua unit *Pressure Safety Valve* yaitu PSV-102R dan PSV-104 dengan popping testnya sebesar 600 Psig yang akan merilis gas didalam separator jika tekanan sudah mencapai 600 Psig agar dapat melindungi separator dari tekanan berlebih dari yang diizinkan.

Tag No.	: V-101
Type	: Horizontal Gas Separator with Wire Mesh Mist Extractor
Size	: 4'-6" ID x 14'-0" S/S
Operating P/T	: 450 psig / 120 F
Design P/T	: 600 psig / 150 F
Gas Cap	: 45 MMSCFD
Liq. Cap	: 1000 BWPD

Kondisi saat ini tidak ada air terproduksi yang sampai ke fasilitas BGP kecuali saat program pigging saja, jumlah liquid yang bisa di recover adalah sebesar 116 BBLs. Kapasitas handling dari separator bisa ditingkatkan dengan memperkecil pig velocity yaitu dengan cara menaikkan tekanan operasi dan mengurangi flowrate dari gas.

Berikut ini setting pressure switch pengamanan untuk Separator V101R:

**Table 2.1.** Separator V101R

Pressure Switch	Separator V101R	Scrubber V201
PSHH	525	425
PSH	490	380
PSL	300	200
PSLL	275	180



**Gambar 2.2** Production Separator V101R

Umumnya air terproduksi tidak sampai ke fasilitas teluk lembu melainkan jika ada pekerjaan pigging yang dilakukan secara periodik. Air tersebut ditampung di WWTP teluk lembu kemudian di kirim ke water pond BGP.

### 2.3. Pengubahan Tekanan

Tekanan, kecuali ditentukan lain, dinyatakan dalam pon per inci persegi di atas tekanan atmosfer yaitu tekanan ukur, disingkat psig ( $\text{lbf/in}^2$ ). Tabel 1 dapat digunakan untuk pengubahan tekanan termasuk ke Sistem Satuan Internasional (SI).

Table 2.2. Pressure Unit Conversion

<i>kgf / cm<sup>2</sup></i>	<i>kPa</i>	<i>lbf / in<sup>2</sup></i>	<i>0° C mm mercury</i>	<i>32° F in mercury</i>	<i>39.2° F in water</i>	<i>atmospheres (standart)</i>	<i>millibars</i>
1	98.0665	14.22334	735.561	28.9591	393.712	0.9678411	980.665
0.01019716	1	0.1450377	7.50064	0.295301	4.01474	0.009869233	10
0.07030695	6.894757	1	51.7151	2.03603	27.6807	0.06804596	68.94757
0.00135951	0.133322	0.0193367	1	0.0393701	0.535253	0.00131579	1.33322
0.0345315	3.38638	0.491153	25.4	1	13.5954	0.033421	33.8638
0.00253993	0.249082	0.0361263	1.86827	0.0735541	1	0.00245825	2.49082
1.033227	101.325	14.69595	760.002	29.9213	406.794	1	1013.25
0.001019716	0.1	0.01450377	0.750064	0.0295301	0.401474	9.869233x10	1

#### 2.4. Tekanan Dalam Pipa

Rumus yang digunakan untuk menentukan tekanan dapat diturunkan dari persamaan Weymouth sebagai berikut:

$$Q_h = 3.23 \frac{T_{base}}{P_{base}} \left[ \frac{(P_1^2 - P_2^2) D^5}{f T_{Avg} Z_{Avg} \gamma_g L} \right]^{0.5}$$

- $Q_h$  = laju alir, scf/h
- $P_1$  = tekanan masuk, psia
- $P_2$  = tekanan keluar, psia
- $T_{base}$  = temperature masuk, °R
- $P_{base}$  = tekanan atmosfer, psia
- $D$  = diameter, inch
- $L$  = panjang, miles
- $T_{Avg}$  = temperature rata-rata, °R
- $Z_{Avg}$  = kompresibilitas rata-rata
- $\gamma_g$  = spesifik gravity gas
- $f$  =  $0.032/D^{1/3}$

#### 2.5. Aliran Gas Dalam Pipa

Faktor-faktor yang mempengaruhi pada keadaan arus gas dalam pipa adalah terdapat hambatan pada sambungan las pipa, mengingat pengujian aliran yang singkat sehingga harus disambung-sambung, sedangkan dalam teori dikatakan bahwa untuk mendapatkan aliran yang laminar dibutuhkan kondisi saluran pipa yang mulus dan tanpa adanya hambatan, jika dalam keadaan terpaksa harus dipasang assesoris lain, penempatannya harus sangat-sangat diperhatikan, seperti percampuran udara dan air hendaknya dipasang minimal 100 kali diameter pipa pada sebelum maupun sesudah seksi uji dan geometrinya harus dibuat skecil mungkin. (Muhajir, 2011)

Untuk diameter besar dan berjalur panjang (transmisi dan pengantaran gas), rumus Panhandle banyak digunakan untuk menghitung laju aliran gas.

$$Q = 435.7 \left[ \frac{T_b}{P_b} \right]^{1.0788} \left[ \frac{(P_1^2 - P_2^2)}{G^{0.8539} \times T \times L \times Z} \right]^{0.5392} D^{2.6812}$$

- $Q$  = laju alir, scfD  
 $P_1$  = tekanan masuk, psia  
 $P_2$  = tekanan keluar, psia  
 $T_{base}$  = temperature masuk, °R  
 $P_{base}$  = tekanan atmosfer, psia  
 $D$  = diameter, inch  
 $L$  = panjang, miles  
 $T_{Avg}$  = temperature rata-rata, °R  
 $Z_{Avg}$  = kompresibilitas rata-rata  
 $\gamma_g$  = spesifik gravity gas

## 2.6. Kajian Keekonomian

Kajian keekonomian ini membahas tentang analisa aliran dana, indikator ekonomi dan sistem kontrak bagi hasil yang ada di Indonesia.

### 2.8.1. Net Present Value (NPV)

*Net Present Value* merupakan nilai sekarang (*Present Value*) dari selisih antara *benefit* (manfaat) dengan *cost* (biaya) pada discount rate tertentu. Menunjukkan kelebihan *benefit* dibandingkan *cost*. Jika *benefit* nilai sekarang lebih besar dibandingkan dengan biaya nilai sekarang maka proyek dapat dikatakan layak atau menguntungkan.

$$NPV = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t}$$

$B_t$  = *benefit* pada tahun ke-t

$C_t$  = biaya pada tahun ke-t

DF = *discount factor*  
 i = tingkat bunga yang berlaku  
 n = lama periode waktu

### 2.8.2. Internal Rate of Return (IRR)

IRR merupakan karakteristik untuk mengetahui nilai keuntungan dari suatu proyek pada tahun yang telah ditentukan. IRR merupakan suatu ukuran kapasitas proyek untuk dapat mengembalikan bunga pinjaman. Disamping itu IRR juga menunjukkan discount factor, dimana nilai NPV adalah 0.

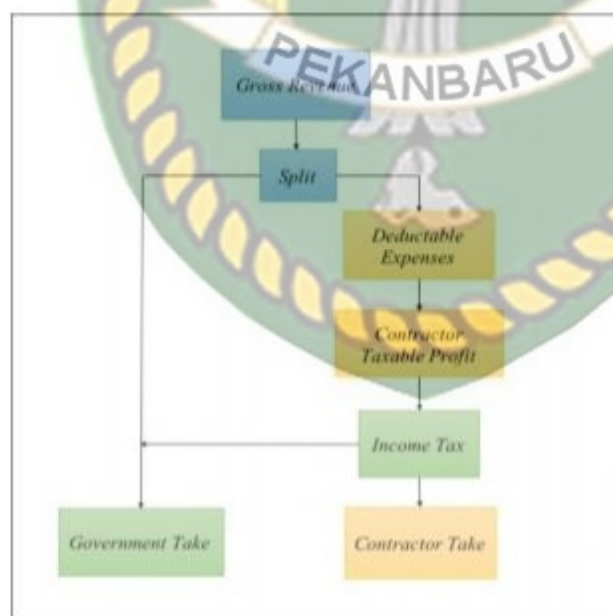
Untuk mencari nilai IRR digunakan rumus sebagai berikut : (Choliq, 2016)

$$IRR = i_1 + \frac{NPV^+}{NPV^+ - NPV^-} (i_2 - i_1)$$

$i_1$  = tingkat bunga pertama saat memperoleh NPV positif

$i_2$  = tingkat bunga kedua saat memperoleh NPV negative

### 2.7. Diagram Kontrak Bagi Hasil



Gambar 2.3 Skema Diagram Ekonomi (Tahar, 2017)

- Pendapatan Kotor ( *Gross Revenue* )

*Gross Revenue* adalah hasil dari perkalian total produksi dengan harga minyak.

$$R = \text{Produksi} \times \text{Harga Gas} \times 30$$

- First Tranche Petroleum ( FTP )

*First Tranche Petroleum* ( FTP ) sejumlah persentase tertentu, dimana hasil produksi minyak harus diberikan kepada pemerintah, sebelum dipotong Cost Recovery.

$$FTP = 20\% \times \text{Revenue}$$

- Investment Credit

Merupakan suatu insentif yang diberikan kepada kontraktor pada saat akan memulai produkso untuk membangun fasilitas produksi dalam bentuk investment credit yang dapat diperhitungkan oleh kontaktor.

$$IC = 15.78\% \times \text{Capital investment}$$

- Cost Recovery

Premi yang di berikan pemerintah kepada kontraktor yaitu perusahaan berhak menagih ulang biaya-biaya yang dikeluarkan dibawah ketentuan yang berlaku.

$$CR_n = DEP_n + OPEX_n + UR1_n$$

Dimana :

$CR_n$  = Biaya yang ditagihkan tahun ke n

$DEP_n$  = Depresiasi tahun ke n

$OPEX_n$  = Operating Cost tahun ke n

$UR1_n$  = Uncovered 1 pada tahun ke n

- Profit Oil atau Equity to be Split

*Profit Oil atau Equity to be Split* adalah laba yang diperoleh dari produksi gas setelah dikurangi jumlah persentase yang diberikan kepada pemerintah dan biaya produksi

$$ETS = (R - FTP - IC - CR)$$

- Contractor Share

Hak yang diterima oleh kontraktor sebelum dikurangi pajak dari hasil profit gas berdasarkan kontrak kerjasama.

$$CS = 26.7857\% \times ETS$$

- Government Share

Merupakan bagian dari pemerintah yang didapat dari hasil pembagian keuntungan gas berdasarkan kontrak kerjasama.

$$GS = 73.2143\% \times ETS$$

- Kebutuhan Dalam Negeri

Bahwa berdasarkan Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi jo. Peraturan Pemerintah Nomor 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, dan Kontrak Kerja Sama antara Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi dengan Badan Usaha atau Badan Usaha Tetap, terdapat kewajiban Badan Usaha atau Badan Usaha Tetap untuk menyerahkan sebagian minyak dan gas bumi dari bagiannya kepada negara melalui Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri (*Domestic Market Obligation*).

$$DMO = 25\% \times Contractor Share$$

- *DMO Fee*

Merupakan suatu nilai pengganti dari pemerintah kepada kontraktor karena kontraktor telah menyerahkan *Domestic Market Obligation* sebagai kewajiban.

$$DMO Fee = DMO \times 15\%$$



- Contractor Taxtable Income

Perolehan kontraktor setelah dikurangi DMO dan dijumlahkan dengan DMO Fee.

- Pajak ( *Tax* )

$$Tax = 44\% \times Contractor\ taxable\ income$$

- Government Take

$$FTP + FMO + TAX - DMO_{fee}$$

- Contractor Take

Pendapatan bersih kontraktor setelah dikurangi dengan pajak ditambah dengan FTP Kontraktor dan *Cost Recovery*.

## 2.8. Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas di gunakan untuk mengetahui tingkat sensitivitas suatu proyek terhadap perubahan nilai-nilai yang mempengaruhi kelayakan dan keuntungannya. Analisis sensitivitas menjadi factor yang paling berpengaruh dalam perubahan nilai-nilai investasi atau faktor ekonomi.

## 2.9.State of The Art

Beberapa literatur yang telah dilakukan dan berhubungan dengan penelitian sebagai acuan. Beberapa acuan yang menjadi state of the art adalah :

(Ariyon & Dewi, 2018) Ekonomi dunia migas yang kurang baik dan biaya pemulihan yang terlalu besar serta hasil yang didapatkan tidak sebanding pendapatan kontraktor. Maka, perubahan sistem kontrak baru dengan aturan penambahan split bagi kontraktor memberikan pertimbangan dalam mengelola lapangan migas. Untuk menarik minat kontraktor agar tetap berinvestasi di Indonesia, pemerintah memberikan alternatif lain kepada kontraktor untuk mengubah Kontrak PSC yang ada sekarang dengan PSC Gross Split berdasarkan peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 8 dan Nomor 52 tahun 2017. Untuk melakukan pengembangan lapangan minyak marjinal YZ

perlu dilakukan perbandingan hasil keekonomian proyek dengan menggunakan kontrak PSC dan PSC Gross Split untuk menentukan tingkat kelayakan proyek.

(Ariyon, 2012) Kebijakan pelaksanaan kegiatan industri hulu dan hilir minyak dan gas bumi di Indonesia dilakukan untuk mengidentifikasi dan mempertimbangkan kebijakan migas di Indonesia. Perspektif yang akan dibahas pada penelitian meliputi : Hak Kepemilikan Migas, Hak Pengelolaan, Kebijakan Fiskal, Kebijakan Ekspor dan Impor, Kebijakan Administrasi, Kebijakan Pengembangan Wilayah dan Masyarakat dan Kebijakan Lingkungan.

(Juliana, 2014) Melakukan evaluasi desain teknis dan analisis keekonomian pengembangan jaringan pipa distribusi gas alam milik PT. X di wilayah Kabupaten Tangerang Selatan.

(Siregar & Soewono, 2005) Pembahasan terkait dengan masalah yang dilakukan oleh peneliti akan memperlihatkan perilaku aliran gas dalam pipa apabila laju alir gas di inlet mengalami ketidakstabilan. Hasil simulasi menunjukkan bahwa akibat ketidakstabilan laju alir gas dalam pipa, tekanan gas pada pipa mengalami perubahan, sehingga dapat diketahui tekanan sepanjang pipa. Dengan diketahui tekanan gas di sepanjang pipa dapat diantisipasi kondisi-kondisi tertentu dimana tekanan gas akan mencapai tekanan maksimal. Dengan demikian rancangan pipa bisa dilakukan dengan lebih baik untuk menghindari kebocoran atau kerusakan pipa.

(Azmi, 2020) Seperti yang tertera di surat Keputusan Menteri ESDM Nomor 5899 K/20/MEM/2016 tentang pengesahan perencanaan usaha penyediaan tenaga listrik, pembangkit listrik tenaga gas PT. B Muara Karang direncanakan untuk menambah produksi listrik sebesar 500 MW pada tahun 2020 untuk memenuhi target pemerintah yaitu 35.000 MW listrik Nasional. Saat ini kapasitas terpasang pembangkit Listrik Muara Karang sebesar  $\pm$  1.700 MW (Blok 1, 2 dan serta PLTU 4-5) dan rencana Blok 3 sebesar 500 MW yang diperkirakan beroperasi pada tahun 2020, sehingga total kapasitas terpasang di pembangkit listrik Muara Karang nantinya bakal mencapai 2.200 MW. Pasokan Gas untuk pembangkit listrik Muara Karang saat ini didapatkan dari penyaluran gas Nusantara Regas dengan rata-rata volume 100-150 BBTUD dan Pertamina Hulu Energi (PHE) dengan rata-rata volume 30-60 BBTUD Namun pasokan gas saat ini belum cukup untuk

rencana 500 MW pada tahun 2020, oleh karena itu dibutuhkan pasokan gas tambahan. Dalam hal ini pembangkit listrik Muara Karang mengajukan penambahan pasokan gas kepada PT. A selaku pemilik fasilitas jaringan pipa transmisi gas SSWJ. Tambahan pasokan gas ini telah dianalisa dengan menggunakan perangkat lunak simulasi jaringan pipa. Hasilnya menunjukkan bahwa jaringan pipa transmisi SSWJ dengan kondisi operasi saat ini masih mampu mengalirkan permintaan tambahan pasokan gas, namun penambahan pasokan gas ini mempengaruhi parameter operasi jaringan pipa SSWJ sehingga ditentukan titik pemasok yang optimal. Dengan hasil simulasi yang dilakukan didapat titik optimal pemasok gas berada di FSRU.

(Khabib, 2020) Penelitian ini membahas keekonomian migas dengan membandingkan dua metode PSC yang berlaku di Indonesia yaitu Cost Recovery dan Gross Split untuk mengetahui metode yang lebih sesuai dan mempunyai nilai keekonomian yang lebih tinggi. Setelah didapatkan hasil perhitungan kedua metode terkait diambil kesimpulan apakah skema Gross Split memang layak untuk menjadi pengganti metode Cost Recovery. Kesimpulan yang diperoleh yaitu metode Gross Split yang diterapkan sejak Januari 2017 yang mengacu pada Peraturan Menteri ESDM no. 8 tahun 2017 dan Peraturan Menteri ESDM no. 52 tahun 2017 lebih menguntungkan dari metode Cost Recovery yang sudah lama digunakan di Indonesia. Dari hasil perhitungan yang telah dilakukan oleh penulis, metode Gross Split terbukti lebih baik dengan indikator keekonomian NPV 72,050.67 MUSD, IRR 45.57%, POT 2.38 tahun, dan DPI 2.27.

(Shobah et al., 2015) Produksi minyak dan gas bumi di Indonesia dilakukan mengikuti kontrak kerjasama Pemerintah dan Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS). Beberapa komponen yang mempengaruhi hasil bagi produksi migas adalah: 1) Gross Revenue 2) First Tranche Petroleum, 3) Investment Credit dan 4) Cost Recovery. salah satu yang paling penting adalah cost recovery.

## BAB III

### METODE PENELITIAN

#### 3.1. Metode Penelitian

Dari latar belakang, perumusan masalah, tujuan penelitian dan batasan masalah yang telah diuraikan pada sub bab sebelumnya. Dimana pada lapangan yang akan dilakukan penelitian terdapat suatu permasalahan yaitu penurunan tekanan pada pipa distribusi penyaluran gas yang menyebabkan laju alir juga menurun dari yang diinginkan.

Maka dapat disusun metode dan langkah kerja yang akan dilakukan dalam penelitian ini. Metode Penelitian yang akan dilakukan adalah dengan menggunakan beberapa data seperti referensi dari buku, tugas akhir, studi literatur, paper, dan jurnal. Setelah didapatkan referensi tersebut kemudian dilakukan evaluasi dengan menggunakan data yang diperoleh dari perusahaan.

## 3.2. Flow Chart



Gambar 3.1 Flow Chart

### 3.3. Pengolahan Data

Pengolahan dari data yang diperoleh dari lapangan atau pun studi literatur, selanjutnya akan dilakukan perhitungan tekanan dan laju alir gas pada pipa distribusi. Dimana data diperoleh dari wawancara terhadap perusahaan atau studi literatur dengan mengambil data dari paper atau jurnal terkait.

Mengenai perhitungan tekanan dan laju alir gas akan dilakukan perhitungan beberapa parameter meliputi :

1. Tekanan

$$Q_h = 3.23 \frac{T_{base}}{P_{base}} \left[ \frac{(P_1^2 - P_2^2) D^5}{f T_{Avg} Z_{Avg} \gamma_g L} \right]^{0.5}$$

2. Laju Alir Gas dalam Pipa

$$Q = 435.7 \left[ \frac{T_b}{P_b} \right]^{1.0788} \left[ \frac{(P_1^2 - P_2^2)}{G^{0.8539} \times T \times L \times Z} \right]^{0.5392} D^{2.6812}$$

Mengenai perhitungan keekonomian meliputi beberapa parameter yaitu :

1. NPV

$$NPV = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{Bt - Ct}{(1+i)^t}$$

2. IRR

$$IRR = i_1 + \frac{NPV^+}{NPV^+ - NPV^-} (i_2 - i_1)$$

### 3.4. Tempat Penelitian

Penelitian akan dilakukan di lingkungan Universitas Islam Riau dengan menggunakan data seperti literature, jurnal, paper serta penelitian sebelumnya. Juga akan menggunakan data yang di dapatkan dari perusahaan EMP-BENTU.

### 3.5. Jadwal Penelitian

Penelitian dilakukan dengan menggunakan data yang diperoleh, dengan durasi kegiatan sebagai berikut :

*Table 3.1* Jadwal Penelitian

Tahapan Penelitian	Tahun 2021											
	Juni				Agustus				Oktober			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi Literatur												
Penelitian Lapangan												
Analisis Data												
Pembahasan dan Hasil												

## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada Penelitian ini penulis akan melakukan analisis keekonomian dari suatu pekerjaan pergantian pipa yang bertujuan untuk meningkatkan pressure beserta laju alir pada lapangan ceki dengan menggunakan data dari perusahaan. Perhitungan yang dilakukan terfokus pada analisis ekonomi pekerjaan pergantian pipa.

#### 4.1. Keadaan Lapangan

Lapangan Ceki adalah lapangan migas Blok Bentu yang dipercayakan pemerintah kepada EMP Bentu Ltd untuk periode 20 tahun ke depan. Pemerintah dipercayakan kepada EMP untuk mengelola Blok Bentu sejak 2004. Sebelumnya, lapangan migas ini di kelola oleh Apache with Santos (1997-2004), Apache Energy Resources (1992-1997), Spectre Resources (1991-1992).

Sejak perahilan kontraktor pada Blok tersebut, EMP Bentu telah melakukan pemboran sumur-sumur baru dan pengemban ataupun work over yang terletak di kota Pekanbaru, Kabupaten Pelalawan, dan Kabupaten Kampar. Konsumen gas produksi EMP Bentu Ltd juga beragam dan bertambah, dengan total produksi saat ini yaitu 80 MMSCFD. Konsumen meliputi PLN Balai Pungut di Duri, PT RAPP di Pangkalan Kerinci dan PT Pertamina RU II Dumai. Gas yang di produksi oleh EMP Bentu Ltd juga menjadi bahan baku untuk Program Jaringan Gas di Kota Pekanbaru serta Kota Dumai.

Lapangan Ceki merupakan lapangan yang terdapat jaringan pipa distribusi gas bumi yang mengalirkan gas ke Jargas Kota Pekanbaru dengan hulu, Segat Gas Plant menuju BARU GAS PLANT dan akan dialihkan terlebih dahulu ke separator sebelum akan dikirim kembali ke Teluk Lembu Delivery Station.

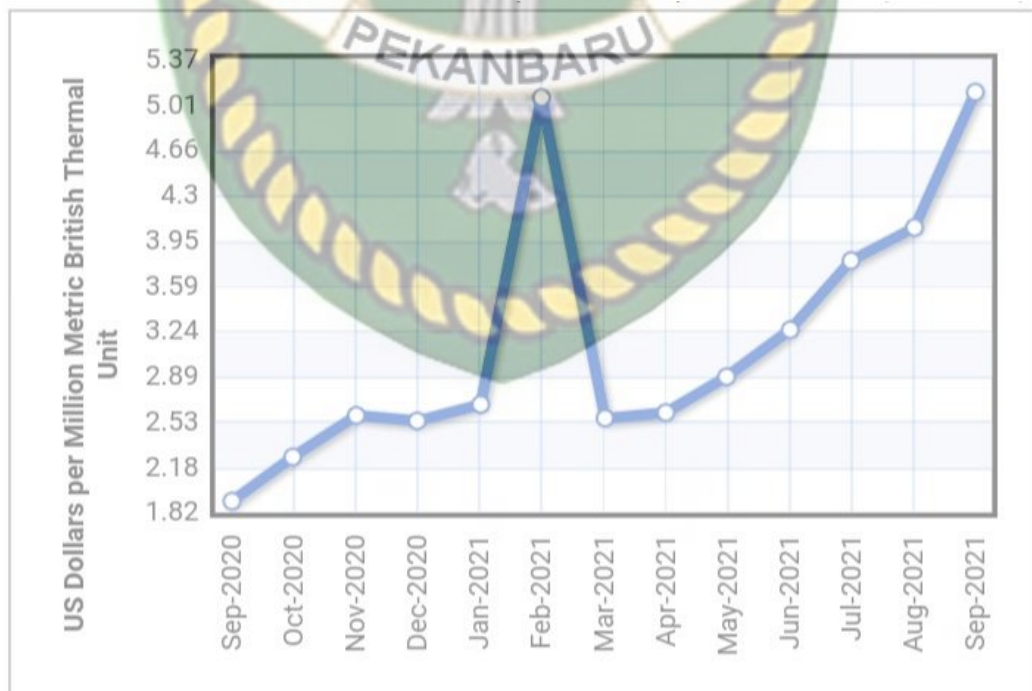


#### 4.1.1 Data Distribusi di Lapangan

Table 4.1 STATREP High Light

HP Sep V- 401	OGGL SGP to BGP	BGP Separator V-101R	OGGL BGP to TL	Incoming / Scrubber Pressure TL	OGGL TL to PLN/RP/GE (Pressure Metering TL)	FLOWRATE Q/h	Tp F	SUHU F
225	223	154	154	105	105	0.0426	77.85	84
223	221	143	143	91	91	0.0447	77.83	84
225	223	143	143	91	91	0.0446	77.77	84
224	222	143	143	90	90	0.0479	77.47	84

#### 4.1.2. Data Gas Tranding



Gambar 4.1 Natural Gas ( U.S.), Spot Price at Henry Hub, Louisiana

**Table 4.2** Harga Gas

Month	Price	Unit
Oktober	2.25	US\$
November	2.59	US\$
Desember	2.54	US\$
Januari 2021	2.67	US\$
Februari	5.07	US\$
Maret	2.56	US\$
April	2.61	US\$
Mei	2.89	US\$
Juni	3.24	US\$
Juli	3.79	US\$
Agustus	4.05	US\$
September	5.11	US\$
Rata-rata	3.28	US\$

#### 4.2. Analisis Pergantian Pipa

Sebelum melakukan pekerjaan ataupun peramalan pergantian pipa yang akan dilakukan maka sebelumnya baik untuk mengetahui ruang lingkup dari pekerjaan tersebut. Seusai dengan perubahan yang akan terjadi pada kilang Pengolahan Baru Gas Plant adalah fasilitas pengolahan gas baik di separator maupun pada jaringan pipa transmisi, kilang gas dirancang untuk kapasitas 30 MMSCFD gas alam yang diproduksi oleh 4 ( empat ) sumur.

Pipa *trunk-line* berdiameter 12 inch yang telah dibangun akan di ganti ataupun dilakukan analisis perhitungan dan diganti menggunakan pipa 10 inch berfungsi sebagai mengalirkan fluida produksi dari Segat Gas Plant. *Pig receiver* dipasang di Baru Gas Plant sebagai ujung dari pipa *trunkline* dari Segat Gas Plant yang mengalirkan gas dari lapangan North segat dan segat. Sebuah *line by pass* disediakan untuk keperluan *flare* dilengkapi dengan PSV yang digunakan sebagai pengamanan atau *safety* apabila *pressure* yang melebihi kemampuan *header*.

Gas bertekanan tinggi dialirkan menuju separator produksi (V-101). Fluida tersebut akan masuk kedalam separator dan fasa yang lebih berat berupa cairan akan terpisah dengan fasa yang lebih ringan yaitu gas karena gaya gravitasi. Cairan akan tertampung dibawah separator sementara gas akan mengalir dibagian atas separator, separator merupakan sebuah bejana horizontal dua fasa dirancang tahan terhadap tekanan sampai 600 psig pada temperature 150°F.

**Table 4.3** Daily City Gas Historical

Parameter	Data	Satuan
Flowrate ( Q )	0.0426	MMSCFD
Temperature base ( $T_b$ )	77.85	°F
Pressure base ( $P_{base}$ )	225	Psig
Pressure inlet ( $P_1$ )	223	Psig
Pressure outlet ( $P_2$ )	105	Psig
Temperature rata-rata( $T_{Avg}$ )	82.58	°F
Panjang jalur ( L )	46	km
Compressibility ( Z )	0.87	-
Specific Gravity Gas ( $\gamma_g$ )	0.5621	-
Diameter	10	Inch

Dari perhitungan analisis yang dilakukan dapat disimpulkan bahwa analisis pergantian pipa yang dilakukan efektif ataupun berhasil dimana  $P_2$  ataupun tekanan keluar yang pada awalnya hanya 105 Psig meningkat sebanyak 105.71 % setelah dilakukan pergantian pipa yaitu 218 Psig. Begitu juga dengan nilai  $Q$  ataupun laju alir yang pada awalnya hanya 0.0426 MMSCFD meningkat sebanyak 598.12% setelah dilakukan pergantian pipa yaitu 0.2974 MMSCFD.

**Table 4.4** Perbandingan Pergantian Pipa

No	Pressure ( Psig )		Flowrate ( MMSCFD)	
	Before	After	Before	After
1	105	216	0.0426	0.2974
2	91	214	0.0447	0.3554
3	91	216	0.0446	0.3123
4	90	214	0.0479	0.2404

#### 4.3. Analisis Keekonomian Pergantian Pipa 10 Inch

Analisis selanjutnya yang akan dilakukan setelah mengetahui keberhasilan pekerjaan dari pergantian pipa 10 inch secara teknik adalah analisis berdasarkan parameter keekonomian. Kajian keekonomian dilakukan yaitu untuk melihat keuntungan dari hasil pengerjaan proyek.

**Table 4.5** Data Fiskal Lapangan Ceki

<i>Economic Consideration</i>	<i>Rate</i>
<i>Gas Price</i>	<i>3.28 US\$/BTU</i>
<i>Tax</i>	<i>44%</i>
<i>FTP</i>	<i>20%</i>
<i>DMO</i>	<i>25%</i>
<i>DMO Fee</i>	<i>15%</i>
<i>MARR</i>	<i>10%</i>

Untuk harga gas dilakukan analisis harga selama 1 (satu) tahun Antara bulan Oktober 2020 sampai September 2021, sehingga didapatkan rata-rata harga selama 1 (satu) tahun sebesar \$3,28.

**Table 4.6** Investasi Pekerjaan Pergantian Pipa 10 Inch

Pekerjaan	Investasi	Cost (US\$)
<i>Pipeline marking, all area</i>		1,980
<i>Pipeline crossing protection all area</i>		4,274
<i>Cathodic Protection Test Point Seng Segat</i>		2,000
<i>Pipe Line Material</i>		32,800
<i>Pipeline protection plate</i>		17,200
<i>Pipeline emergency repair kit</i>		50,000
Total	175,454	108,254

Tabel investasi diatas merupakan rincian yang digunakan sebagai acuan biaya pergantian pipa 10 inch, parameter ini diperlukan sebagai data investasi perhitungan keekonomian yang akan dilakukan. Penilaian keekonomian yang dilakukan memerlukan NPV,IRR,POT,DPIR dan MARR sebagai penentu apakah proyek menguntungkan atau tidak.

Suatu pekerjaan akan dianggap berhasil secara nilai ekonomi apabila nilai  $NPV \geq 0$  atau positif, dengan nilai IRR lebih besar dari nilai MARR. DPI besar dari  $\geq 1$ , dan POT mempunyai nilai atau waktu yang lebih kecil dari umur proyek. Jika POT semakin singkat maka keuntungan perusahaan yang diperoleh perusahaan akan lebih cepat.

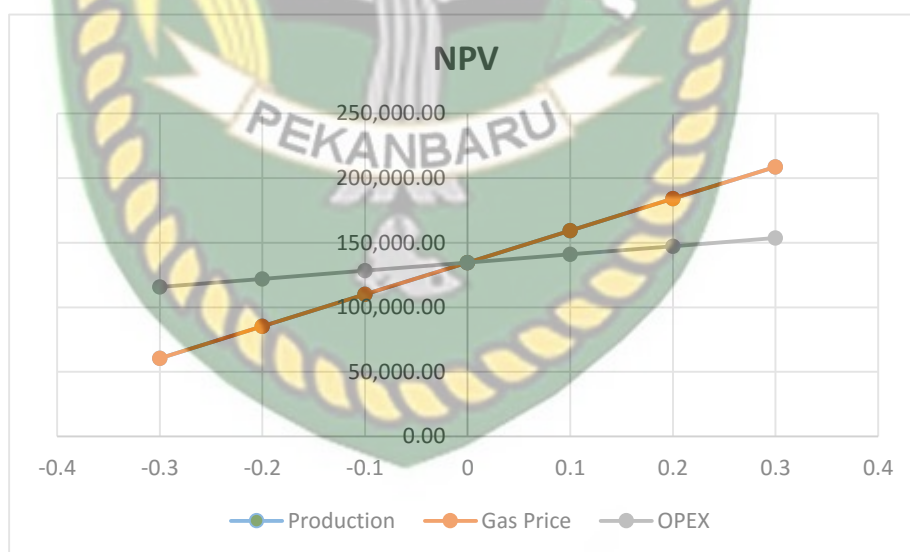
**Table 4.7** Hasil Perhitungan Ekonomi Pergantian Pipa 10 Inch

<i>FIELD</i>	Investasi	NPV	IRR	POT/ <i>MONTH</i>	DPIR	Keterangan
CEKI	175.454	134.630,6111	59,93%	0,34	2,35	Layak

Berdasarkan table diatas dapat dilihat bahwa NPV@10% US\$ 134.630,6111 dengan IRR 59,93 % dan POT 0,34, dan DPIR 4.57 > 1 . Dari hasil perhitungan dapat disimpulkan bahwa pekerjaan yang dilakukan menurut nilai keekonomian nya layak dilakukan karena semua factor penentu bernilai positif dan lebih besar dari ketentuan yang ada.

#### 4.4. Hasil Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengetahui pengaruh perubahan besaran seperti harga, produksi dan pengeluaran.



**Gambar 4.2.** Kurva Analisis Sensitivitas NPV

Dari grafik dapat diketahui bahwa setelah terjadi perubahan dari harga, produksi dan begitu juga dengan pengeluaran perusahaan dengan kenaikan 30% dan penurunan 30%.

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1. KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, maka hasil dari penelitian dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. *Pressure* yang pada minggu pertama : 105 psig, minggu kedua : 91 psig, minggu ketiga : 91 psig, minggu keempat : 90 psig. Mengalami peningkatan rata-rata sebesar 129%. *Flowrate* yang pada minggu pertama : 0,0426 MMSCFD, minggu kedua : 0,0447 MMSCFD, minggu ketiga : 0,0446 MMSCFD, minggu keempat : 0,1000 MMSCFD. Mengalami peningkatan rata-rata sebesar 573,82 %.
2. Berdasarkan perhitungan analisis ekonomi lapangan CEKI memiliki NPV positif (+) US\$ 134.630,61 dengan IRR 59,93 % dan POT 0,34 bulan serta nilai DPIR > 1. Dapat ditarik kesimpulan bahwa pekerjaan yang akan dilakukan layak secara ekonomis.

## 5.2. SARAN

Berdasarkan kesimpulan dari penelitian yang telah dilakukan, terdapat beberapa saran yang diharapkan kepada peneliti selanjutnya, yaitu :

1. Dapat melakukan penelitian atau perhitungan menggunakan *pipe sim*, karena penelitian ini bukan merupakan *case study* dan hasil yang berbeda mungkin saja didapatkan.
2. Dapat melakukan perbandingan analisis perhitungan keekonomian menggunakan PSC lain yang di terapkan di Indonesia.
3. Dapat melakukan penelitian langsung di lapangan perusahaan.





## DAFTAR PUSTAKA

- Abdassah, Doddy. (1998). Teknik Gas Bumi. Bandung: ITB.
- Anjani, B. R., & Baihaqi, I. (2018). Comparative analysis of financial Production Sharing Contract (PSC) cost recovery with PSC gross split: Case study in one of the contractor SKK Migas. *Journal of Administrative and Business Studies*, 4(2), 65-80.
- Ariyon, M. (2012). Studi Kebijakan Migas di Indonesia. *Journal of Earth Energy Engineering*, 1(1), 37–51. <https://doi.org/10.22549/jeee.v1i1.927>
- Ariyon, M., & Dewi, E. K. (2018). Studi Perbandingan Keekonomian Pengembangan Lapangan Minyak Marjinal Menggunakan Production Sharing Contract. *Seminar Nasional Teknologi Dan Rekayasa*, 23–29.
- Azmi, M. (2020). *Tambahan Pasokan Gas Di Jaringan Pipa Gas Transmisi Sswj*. 1(September), 1–6.
- Chaudri, Amanat. (2003). *Gas Well Testing Handbook*, Houston. Texas.
- Fiqri, A. ; S. I. (2013). Analisis Keekonomian Psc No Cost Recovery Dan Pengaruh Penggunaan Sliding Scale Share Before Tax Pada Pengembangan Lapangan Cbm “Z” Di Cekungan Kutai. *Ahmad Fiqri Dan Syamsul Irham*, 53(9), 1689–1699.
- Ghulambour, Guo. (2005). *Natural Gas Engineering Handboool*, University of Lousiana. Houston.
- Giranza, M. J., & Bergmann, A. (2018). Indonesia’s New Gross Split PSC: is it More Superior than the Previous Standard PSC. *Research Gate Publication. Journal of Economics, Business and Management*, 6(2).
- Hysys, A. (2017). Dengan Hasil Pemeriksaan Menggunakan Erf Pigging Pada Jaringan Pipa Distribusi Gas Pt . Xyz Dari Tempino Kecil Ke Payo. *Hary Munandar, Chalilullah Rangkuti*, 33–40.
- Juliana, E. (2014). *Desain teknis dan analisis keekonomian pengembangan jaringan pipa distribusi gas alam milik PT X di Wilayah Kabupaten Tangerang = Technical design and economic analysis for development of natural gas distribution pipeline owned PT X in Kabupaten Tangerang*. 9–10.
- Khabib, F. K. (2020). Analisis Fiskal Kontrak Bagi Hasil ( Psc ) Gross Split Sebagai Pengganti Skema Cost Recovery Melalui Analisis Keekonomian Pada Blok Xyz. *Fawa'id Kharisma Khabib*, 7.
- Kurniawan, T. S., & Jaenudin, J. (2017, October). Proposed Modification of

Abandonment and Site Restoration Mechanism in Gross Split PSC for Marginal Field in Indonesia. In *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.

- Mokhatab And Poe. (2012). *Handbook Of Natural Gas Transmission And Processing: Principles And Practices*.
- Muhajir, K. (2011). Karakterisasi Aliran Fluida Gas-Cair Melalui Pipa. *Teknologi*, 2(2), 176–184.
- Kodoatie, Robert J. 2005. *Hidrolika Terapan Aliran pada Saluran Terbuka dan Pipa*. Yogyakarta: Andi.
- Pharris, T., & Kolpa, R. (2007). Overview of the Design, Construction, and Operation of Interstate Liquid Petroleum Pipelines. *Argonne National Laboratory*, 108.
- Raswari. 1987. *Perencanaan dan Penggambaran Sistem Perpipaan*. Jakarta: UI-Press.
- Rita, N., Ariyon, M., & Ramdhani, A. A. (2017). *Analisa Jaringan Pempipaan Sumur Injeksi Menggunakan Aplikasi Pipesim Untuk Meningkatkan Injektivitas Sumur Berdasarkan Data Lapangan AL 181-291..*
- Shobah, S., Widhiyanti, H. N., Audrey, P., & Kn, M. (2015). Cost Recovery Dalam Kontrak Kerjasama Minyak Dan Gas Bumi Di Indonesia Ditinjau Dari Hukum Kontrak Internasional. *Jurnal. Universitas Brawijaya*, 79.
- Schroeder W. Coelho. (2001). *A Turorialon Pipe Flow Equations*, Florida. Pennsylvania 17013-0086.
- Schroeder W. Coelho. (2010). *Pipelines Efficiency Considerations in Natural Gas Networks*, Florida. Pennsylvania 17013-0086.
- Siregar, S., & Soewono, E. (2005). Pengaruh Fluktuasi Laju Alir Gas Di Inlet Pipa Terhadap Perilaku.
- Sulardi. (2019). *Inspeksi teknik sistem perpipaan industri pengolahan migas*. 2(1), 1-5.
- Widodo, S., Suharno, K., & Salahudin, X. (2016). Analisis Aliran Air dalam Pipa Bercabang, *Wahana Ilmuan*, 1, 77-84.
- Yohana, E., & Saputra, I.A. (2015). Analisa Pressure Drop Dalam Instalasi Pipa PT.Pertamina Drilling Service Indonesia Dengan Pendekatan Bingham Plastic, *Rotasi*, 17(4),170.