

**ANALISIS PERHITUNGAN NILAI KEEKONOMIAN  
PIPA BAWAH LAUT PADA SUMUR GAS LAPANGAN X**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Meraih Gelar Sarjana  
Pada Program Studi Teknik Perminyakan  
Universitas Islam Riau  
Pekanbaru*

Oleh :

**FITRAH SAHURI  
163210465**



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

**2021**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir disusun oleh :  
Nama : Fitrah Sahuri  
NPM : 163210465  
Program Study : Perminyakan  
Judul Tugas Akhir : Analisis Perhitungan Nilai Keekonomian Pipa Bawah Laut pada Sumur Gas Lapangan X

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Study Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau.

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : M. Ariyon, S.T., M.T (  )  
Penguji : Hj. Fitrianti, S.T., M.T (  )  
Penguji : Idham Khalid, S.T., M.T (  )  
Ditetapkan : Pekanbaru  
Tanggal : 23 Agustus 2021

Disahkan oleh

**KETUA PROGRAM STUDI TEKNIK  
PERMINYAKAN**

  
**NOVIARITA, S.T., M.T**

## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya seni 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 menerima sanksi yang telah saya peroleh.

Pekanbaru, 23 Agustus 2021

Fitrah Sahuri

163210465



## KATA PENGANTAR

Alhamdulillah segala puji syukur kehadiran Allah yang telah menganugrahkan nikmat, rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya sehingga saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini disusun untuk memenuhi salah satu syarat mendapat gelar Sarjana Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau. Penyusunan tugas akhir ini melibatkan berbagai kerjasama dan bantuan dari berbagai pihak baik secara langsung maupun secara tidak langsung, oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada :

1. Bapak Muhammad Ariyon, S.T., MT selaku dosen pembimbing yang telah banyak meluangkan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir yang saya kerjakan.
2. Ibu Hj. Fitrianti S.T., MT dan Idham Khalid S.T., MT selaku dosen penguji yang telah banyak meluangkan waktu, untuk memberikan masukan serta kritikan dalam tugas akhir yang saya kerjakan.
3. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen- dosen Teknik Perminyakan Universitas Riau yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan dan ilmu pengetahuan.
4. Kedua orang tua zulkifli (ayah) dan Rusnah (omak) ulong Asnidar S.E yang telah selalu mengingatkan dan meberikan motivasi dan semangat.
5. Teriring doa saya, semoga Allah SWT memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tugas akhir ini memberikan manfaat bagi ilmu pengetahuan.
6. M. Yudatama Hasibuan S.T dan Bakti Armansyah S.T. selaku sahabat yang telah banyak menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk membantu dalam pengerjaan tugas akhir yang saya kerjakan.
7. Seluruh teman-teman Teknik Perminyakan angkatan 2016 terkhusus kelas C ( PETROLEC) yang memberi semangat kepada saya dan sama- sama berjuang dari pertama kuliah.

Teriring doa saya, Semoga Allah Subhanna wa Ta'ala selalu memberikan kesehatan serta membalas kebaikan semua pihak yang sudah membantu saya. Semoga tugas akhir ini memberi manfaat bagi perkembangan ilmu pengetahuan .

Pekanbaru, 23 Agustus 2021



Dokumen ini adalah Arsip Milik :  
**Perpustakaan Universitas Islam Riau**

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN PENGESAHAN</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>ABSTRACT</b> .....	<b>xi</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN</b> .....	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b> .....	<b>4</b>
2.1 Pipa Bawah Laut.....	4
2.2 Indikator Keekonomian.....	7
2.3 Penelitian yang akan dilakukan.....	8
2.4 State of the art.....	8
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN</b> .....	<b>11</b>
3.1 Metodologi Penelitian.....	11
3.2 Jenis penelitian.....	11
3.3 Tempat penelitian.....	11
3.4 Jadwal Penelitian.....	12
3.5 Alur Penelitian.....	13
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN</b> .....	<b>14</b>
4.1. Data Lapangan Sumur X.....	14

4.2. Perubahan Tekanan Setiap Skenario.....	14
4.3. Biaya Penggantian Pipa Pada setiap Skenario .....	18
4.4. Harga Transportasi Gas.....	20
4.5. Operation Income.....	21
4.6. Indikator Keekonomian .....	21
4.7. Net Present Value (NPV).....	21
4.8. <i>Internal Rate of Return (IRR)</i> .....	22
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>27</b>
5.1 KESIMPULAN.....	27
5.2 SARAN .....	27
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>28</b>



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Jaringan pipa bawah laut .....	5
Gambar 2. 2 Penggunaan pipa offshore (Guo et al., 2005).....	7
Gambar 4. 1 Perubahan Tekanan Skenario 1 .....	15
Gambar 4. 2 Perubahan Tekanan Skenario 2 .....	16
Gambar 4. 3 Perubahan Tekanan Skenario 3 .....	17
Gambar 4. 4 Perubahan Tekanan Skenario 4 .....	18
Gambar 4. 5 Grafik NPV .....	26
Gambar 4. 6 Grafik IRR.....	26





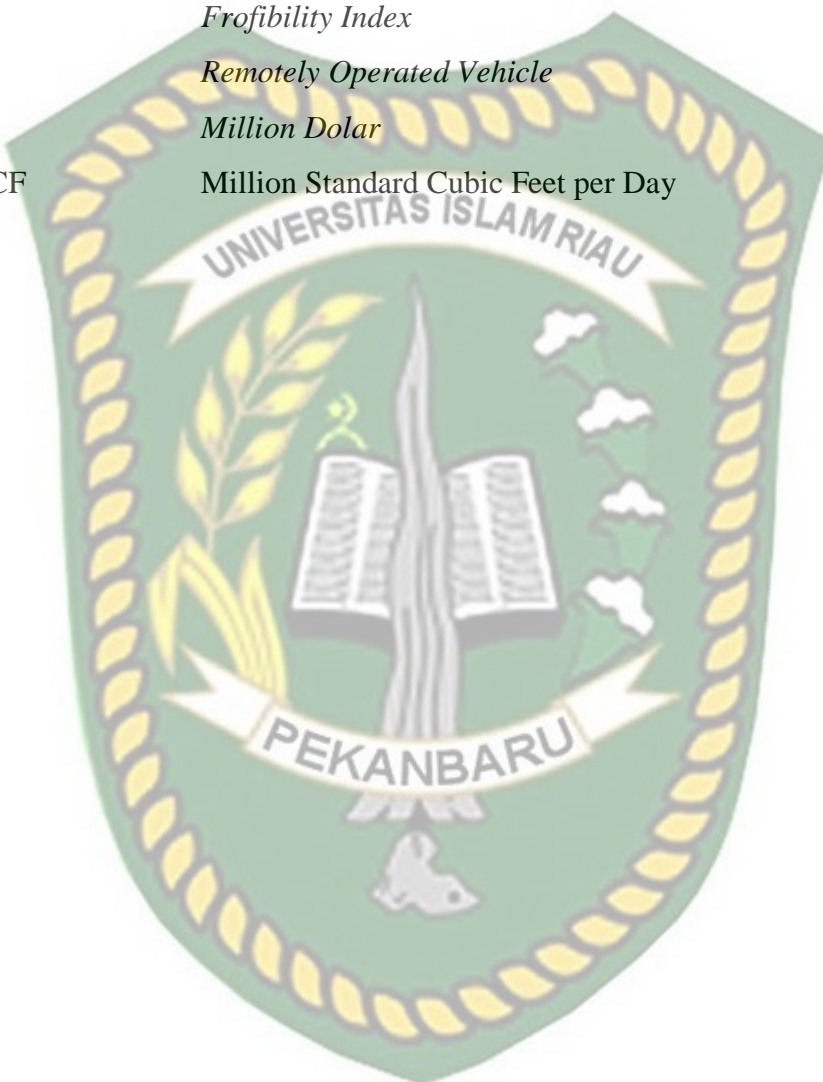
## DAFTAR TABEL

Tabel 4. 1 Penggantian Pipa Setiap Segmen .....	14
Tabel 4. 2 Estimasi CAPEX Skenario 1 .....	18
Tabel 4. 3 Estimasi CAPEX Skenario 2 .....	19
Tabel 4. 4 Estimasi CAPEX Skenario 3 .....	19
Tabel 4. 5 Estimasi CAPEX Skenario 4 .....	20
Tabel 4. 6 <i>Operation Income</i> .....	21
Tabel 4. 7 Hasil NPV Sertiap Skenario .....	22
Tabel 4. 8 Hasil PI Setiap Skenario .....	25
Tabel 4. 9 Hasil NPV, IRR, POT dan PI .....	25



## DAFTAR SINGKATAN

ESDM	Energi Sumber Daya Mineral
NPV	<i>Net Pressure Value</i>
POT	<i>Pay Out Time</i>
IRR	<i>Internal Rate Of Return</i>
PI	<i>Frofibility Index</i>
ROV	<i>Remotely Operated Vehicle</i>
US\$M	<i>Million Dolar</i>
MMSCF	Million Standard Cubic Feet per Day



# ANALISIS PERHITUNGAN NILAI KEEKONOMIAN PIPA BAWAH LAUT PADA SUMUR GAS LAPANGAN X

FITRAH SAHURI

163210465

## ABSTRAK

Pipa produksi menjadi salah satu hal paling penting dalam transportasi pipa gas mulai dari kepala sumur hingga *refinery*. Namun seiring dengan berjalannya waktu, produksi gas di lapangan ini mengalami penurunan. Hal ini disebabkan oleh beberapa faktor seperti terjadinya *back pressure* yang mengakibatkan kenaikan friksi faktor pada pipa maupun timbulnya hidrat disepanjang pipa akibat fasilitas permukaan yang semakin tua. Pada penelitian kali ini, peneliti melakukan Penggantian pipa untuk lapangan sumur X memiliki 4 skenario, dimana terdapat 7 segmen penggantian pipa dengan total jarak sepanjang 426.9 km. Kemudian peneliti akan menghitung indikator keekonomian yang bertujuan untuk mengetahui kelayakan suatu proyek pekerjaan sehingga perusahaan dapat mengambil keputusan. nilai keekonomian yang dicari salah satunya *Internal Rate Of Return* (IRR) dan *Net Present Value* (NPV) yang digunakan untuk analisis inkremental. Hasil perhitungan indikator keekonomian pada penggantian ukuran pipa sumur gas lapangan X. Bahwa Skenario 1 merupakan skenario terbaik dengan nilai NPV \$ 268,470,163.48 dan IRR 42.67%. Sedangkan nilai Pay out Time didapatkan dalam waktu 1.20 Tahun. Skenario ini memiliki nilai Profitability Index 1.44 dimana nilai tersebut lebih dari 1 dan dapat dinyatakan layak untuk dapat dikerjakan.

*Kata Kunci : Pipa Bawah Laut, Keekonomian, NPV, IRR, POT.*

*Analysis Of Economic Value Calculations Of Subsea Pipelines On Gas Well*

*Field X*

**FITRAH SAHURI**

**163210465**

**ABSTRACT**

*The production pipeline is one of the most important things in the transportation of gas pipelines from wellheads to refineries. However, over time, gas production in this field has decreased. This is caused by several factors such as the occurrence of back pressure which results in an increase in friction factor in the pipe and the emergence of hydrates along the pipe due to the aging surface facilities. In this study, the researchers carried out pipe replacement for the X well field in 4 scenarios, where there were 7 pipe replacement segments with a total distance of 426.9 km. Then the researcher will calculate the economic indicators that aim to determine the feasibility of a work project so that the company can make decisions. The economic value sought is one of the Internal Rate Of Return (IRR) and Net Present Value (NPV) which are used for incremental analysis. The results of the calculation of economic indicators on the replacement of gas well pipe size in field X. That Scenario 1 is the best scenario with an NPV value of \$ 268,470,163.48 and an IRR of 42.67%. While the value of Pay out Time is obtained within 1.20 years. This scenario has a Profitability Index value of 1.44 where the value is more than 1 and can be declared feasible to be carried out.*

**Keywords :** *Subsea Pipeline, Economy, NPV, IRR, POT*

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Sumur gas Lapangan X mulai beroperasi pada tahun 1993, sehingga bisa kita ketahui bahwa usia pipa produksi tersebut sudah mencapai lebih dari 20 tahun. Bertambahnya permintaan minyak dan gas alam membuat dunia semakin gencar untuk mencari sumber minyak dan gas ke dasar laut, dan semakin gencar memproduksi beberapa tahun belakangan ini. Minyak dan gas bumi yang mengalir dari suatu reservoir menuju sumur yang diangkut ke daratan melalui pipa bawah laut. Namun dalam perjalanan dari reservoir ke kepala sumur, proses penurunan temperatur fluida berlangsung lambat karena bebatuan yang hangat. Disisi lain penurunan suhu semakin cepat ketika fluida mulai memasuki pipa bawah laut, karena suhu air laut yang rendah (Rachman & Permatasari, 2018).

Pipa produksi menjadi salah satu hal paling penting dalam transportasi pipa gas mulai dari kepala sumur hingga *refinery* (Erfando et al., 2019). Transportasi untuk distribusi gas dari sumur menuju stasiun pengumpul akan dialirkan melalui pipa. Seiring bertambahnya usia pipa, kekasaran pipa akan cenderung meningkat karena akumulasi berbagai elemen di sekitar permukaan internal pipa, hal tersebut dapat mengubah pola aliran pada suatu pipa.

Namun seiring dengan berjalannya waktu, produksi gas di lapangan ini mengalami penurunan. Hal ini disebabkan oleh beberapa faktor seperti terjadinya *back pressure*, *pressure drop* maupun timbulnya hidrat disepanjang pipa serta fasilitas permukaan yang semakin tua. Aliran fluktuasi di beberapa jaringan pipa (*slug flow*, *intermittent* dsb) menyebabkan terjadinya *back pressure* disepanjang pipa sehingga sumur-sumur dengan tekanan rendah dapat mati. Perencanaan jaringan pipa sebagai transportasi minyak dan gas bumi harus diperhitungkan dengan seefisien mungkin karena investasi yang sangat besar. Dalam industri minyak dan gas bumi yang berarti kita harus bisa menilai apakah setiap perencanaan tersebut akan terbukti ekonomis dalam jangka panjang.

Menurut (Rachman & Permatasari, 2018). Pola aliran pada suatu pipa merupakan suatu parameter korelasi dan tidak menyatakan tentang pola aliran sebenarnya kecuali apabila pipa pada kedudukan horizontal. Aliran fluida yang tidak stabil dapat menyebabkan timbulnya permasalahan pada pipa, salah satunya

terjadinya *back pressure* di sepanjang pipa (Ansyori, n.d.). *Pressure drop* didefinisikan sebagai perbedaan tekanan antara dua titik dari jaringan pembawa fluida. *Pressure drop* terjadi karena adanya friksi kekuatan yang disebabkan oleh resistensi terhadap aliran fluida saat fluida yang mengalir melalui suatu bidang. Fasilitas produksi yang telah berusia cukup tua yang menyebabkan terjadinya perubahan volume kapasitas dan kualitas fasilitas itu sendiri serta sistem jaringan pipa yang dipasang sebelumnya sudah tidak efektif lagi jika masih digunakan saat ini, sehingga frekuensi buka-tutup jaringan masing - masing sangat tinggi yang menyebabkan produksi gas mengalami penurunan (Ansyori, n.d.).

Untuk mengatasi masalah penurunan laju produksi, penulis menggunakan beberapa skenario penggantian ukuran pipa dan *pigging* untuk mengurangi faktor friksi pada pipa. Peneliti akan menggunakan analisa keekonomian berdasarkan skenario diatas, dimana hasil dari penelitian ini akan digunakan sebagai referensi untuk menentukan keputusan skenario yang akan dilakukan. Pada penelitian kali ini penulis menghitung nilai-nilai Indikator keekonomian pada setiap skenario yang dibuat, dimana tujuan utama dari penelitian tersebut mencari skenario yang terbaik berdasarkan nilai ekonomis suatu skenario.

## 1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengetahui Skenario terbaik penggantian pipa dengan menghitung Indikator keekonomian pada sumur gas lapangan X.
2. Menentukan analisa sensitivitas pada skenario terbaik sumur gas Lapangan X.

## 1.3 Manfaat Penelitian

Dalam penelitian ini tentunya diharapkan dapat bermanfaat sebagai bahan informasi bagi dunia industri Hulu dan Hilir migas terkhusus bagi mahasiswa teknik perminyakan Universitas Islam Riau dalam hal menghitung analisa keekonomian dengan menggunakan skenario pergantian ukuran pipa gas untuk memanipulasi permasalahan yang terjadi pada pipa gas tersebut, dengan melihat keekonomiannya, apakah ekonomis dengan melakukan pergantian pipa untuk meningkat laju produksi gas tersebut dan serta juga bisa mengetahui estimasi biaya-biaya yang akan dikeluarkan oleh perusahaan sehingga tidak mengalami kerugian.

#### 1.4 Batasan Masalah

Dalam penelitian proposal ini memiliki cakupan masalah yang harus di capai diantaranya adalah:

1. Ruang lingkup tinjauan penelitian ini dibatasi pada menghitung nilai keekonomiannya saja. Penulis hanya menghitung keekonomian dari setiap skenario pada penggantian pipa sumur gas Lapangan X.
2. Penelitian fokus utama adalah untuk mengetahui nilai keekonomian pipa untuk menentukan keekonomisan pergantian pipa sumur gas lapangan X. Dan menentukan skenario terbaik.
3. Penelitian ini tidak mempertimbangkan aspek pengerjaan teknis dalam melakukan optimasi.



## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

وَسَخَّرَ لَكُمْ مَّا فِي السَّمَوَاتِ وَمَا فِي الْأَرْضِ جَمِيعًا مِّنْهُ إِنَّ فِي ذَلِكَ لَآيَاتٍ لِّقَوْمٍ  
يَتَفَكَّرُونَ

“Dan Dia menundukkan apa yang ada di langit dan apa yang ada di bumi untukmu semuanya (sebagai rahmat) dari-Nya. Sungguh, dalam hal yang demikian itu benar-benar terdapat tanda-tanda (kebesaran Allah) bagi orang-orang yang berpikir. (Qs.Al Jatsiyah:13).”

Sumber daya alam ditundukan oleh Allah SWT dan pemanfaatannya diserahkan kepada manusia. Namun dalam pemanfaatannya manusia tidak boleh serta merta memanfaatkan sesuai keinginannya menjual karunia air. Hal ini seperti dilarang oleh Rasulullah SAW sebagaimana sabda beliau dari Jabir Bin Abdullah ia berkata, Rasulullah SAW melarang menjual karunia air (HR. muslim)

### 2.1 Pipa Bawah Laut

Salah satu kekayaan sumber daya alam yang dimiliki oleh Indonesia salah satunya adalah minyak dan gas bumi. Namun dalam suatu proses produksi minyak dan gas bumi sangat diperlukan sebagai suatu sarana transportasi untuk menyalurkan pusat pengolahan yang ada. Pipa bawah laut digunakan untuk transportasi fluida seperti gas, minyak dan air dalam jumlah yang sangat besar dan juga jarak yang sangat jauh melalui laut atau daerah lepas pantai (Ridwan et al., 2017). Namun dalam suatu proses produksi minyak dan gas bumi sangat diperlukan suatu sarana transportasi untuk menyalurkan pusat pengolahan yang ada. Salah satunya adalah dengan menggunakan pipa bawah laut/ *subsea pipelines*. Pada industri minyak lepas pantai dibutuhkan transportasi fluida yang efisien dan aman. Pipa bawah laut atau bisa disebut dengan *offshore pipeline* yang merupakan moda transportasi pengangkut fluida yang efisien dan aman. Hampir seluruh hasil minyak dan gas bumi ditransportasikan menggunakan *pipeline*.





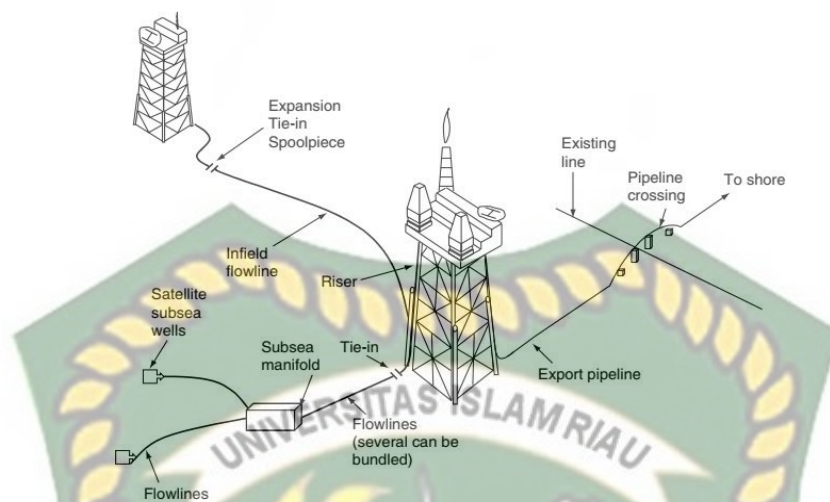
Gambar 2. 1 Jaringan pipa bawah laut

Transportasi untuk distribusi gas dari sumur menuju stasiun pengumpul akan dialirkan melalui pipa. Seiring bertambahnya usia pipa, kekasaran pipa akan cenderung meningkat karena akumulasi berbagai elemen di sekitar permukaan internal pipa, hal tersebut dapat mengubah pola aliran pada suatu pipa. Sumur gas lapangan X mulai beroperasi pada tahun 1993, sehingga bisa kita ketahui bahwa usia pipa produksi tersebut sudah mencapai lebih dari 20 tahun. Selama penggunaannya pipa bawah laut tidak dapat lepas dari suatu resiko kegagalan yang akan terjadi sehingga dibutuhkan suatu manajemen pencegahan dan penegndalian resiko yang tepat untuk trnsportasi pipa bawah laut. Faktor penyebab terjadinya resiko juga dikategorikan menjadi dua faktor diantaranya adalah faktor internal dan jugafaktor esksternal dimana faktor internal disebabkan oleh usia/umur pipa. Kemudian faktor eksternal disebabkan oleh lingkungan sekitar (Devi et al., 2017). Namun pada umumnya struktur pipa bawah laut dapat diletakkan diatas permukaan dasar laut atau dikubur dalam dasar laut (*buried*). Pipa bawah laut (*pipeline*) juga merupakan salah satu cara yang aman, cepat, dan ekonomis dalam menyalurkan hasil pengeboran dari *offshore*. Dalam hal ini penggunaan pipa bawah laut dalam telah terbukti pada industry minyak dan gas karena car aini merupakan sebuah cara yang sangat ekonomis dalam pendistribusian fluida dalam skala yang sanga besar dan kontinu (Ridlwan et al., 2017). Namun berdasarkan

penggunaannya, pipa sangat rentan terhadap kerusakan sehingga dapat mengakibatkan resiko yang sangat besar. Kerusakan tersebut dapat berasal dari pengaruh internal maupun eksternal (Liu,2003).Menurut (Ridlwani et al., 2017) dari segi material pipa banyak terbuat dari bahan seperti stainless, baja, dan juga terbuat dari bahan polimer seperti *polypropylene* yang sebagian digunakan untuk pipa yang hanya bertekanan rendah. Adapun Menurut (Goodland, 2006), saluran pipa adalah garis utama dalam industri minyak dan gas global dalam menyediakan sarana ekonomi yang dapat diandalkan untuk mengangkut minyak dan gas bumi dari hulu menuju ke kilang yang ada di hilir. Pada umumnya sebagian garis panjang dari beberapa segmen pipa yang telah terhubung dengan pompa serta peralatan perlatan seperti katup yang diperlukan untuk mengoperasikan sistem. Saluran pipa sangat penting guna sebagai transportasi cairan minyak dan gas yang telah lama digunakan selama ratusan tahun dan sangat penting untuk kesejahteraan ekonomi negara.

Dengan seiring berjalannya waktu sistem minyak dan gas yang diangkut pada pipa yang bertekanan tinggi tersebut mengalami permasalahan disepanjang pipa. Hal tersebut terjadi ada beberapa faktor yaitu faktor internal dan faktor eksternal yang dapat menyebabkan terjadinya penurunan kinerja pada pipa. Adapun prediksi permasalahan pada pipa tersebut antara lain adalah :

- 1 Fasilitas produksi yang telah berusia cukup tua sehingga terjadinya korosi dengan perubahan suatu volume dalam kualitas fasilitas pipa tersebut, serta sistem jaringan pipa yang dipasang juga tidak efektif lagi untuk digunakan saat ini. Namun perlu nya suatu alat teknologi seperti *pigging* guna membantu kinerja pada produksi.
- 2 Terjadinya *pressure drop* pada pipa.



Gambar 2. 2 Penggunaan pipa offshore (Guo et al., 2005)

## 2.2 Indikator Keekonomian

Indikator keekonomian pada pembahasan proposal ini adalah untuk mengetahui kelayakan dalam menentukan sebuah perbandingan antara pergantian pipa atau dengan menggunakan peralatan *pigging* pada lapangan X. Nilai ekonomi yang dicari salah satunya adalah *Interval Rate of Return* (IRR) dan *Net Present Value* (NPV) yang juga digunakan sebagai analisis untuk menentukan biayanya.

### 2.2.1. *Net Present Value* (NPV)

Menurut (Purnatiyo, 2014) *net present value* (NPV) adalah nilai  $i$ -yang sekarang dari keseluruhan aliran kas dari sekarang sampai akhir proyek yang diterima apabila  $NPV > 0$  atau NPV yang paling besar. Kelebihan dari NPV adalah dapat menghitung nilai uang itu dikarenakan adanya faktor waktu sehingga lebih realistis terhadap perubahan harga, serta menghitung arus kas selama usia ekonomis investasi dan menghitung adanya sisa nilai investasi.

### 2.2.2. *Internal Rate of Return* (IRR)

*Internal Rate of Return* (IRR) merupakan indikator untuk mengetahui tingkat bunga yang mengakibatkan NPV sama dengan nol. Dengan mengetahui tingkat bunga saat ini cenderung dimasa depan maka dapat diambil keputusan mengimpletasikannya. (Fisu, 2019)

### 2.3 Penelitian yang akan dilakukan

Pada penelitian nilai keekonomian ini, peneliti menggunakan perhitungan nilai keekonomian seperti NPV untuk melihat harga minyak dunia. Dengan tujuannya yaitu untuk sebagai perbandingan, apakah ekonomis pergantian pipa atau hanya menggunakan *technology pigging* dalam membantu mengalirkan laju produksi gas pada lapangan X. Penelitian ini berbeda dengan penelitian sebelumnya, dimana pada penelitian ini memilih ukuran pipa dengan beberapa skenario dan menggunakan teknologi *pigging*. Selain itu, peneliti akan mempertimbangkan nilai keekonomian pada setiap skenario, dimana pada penelitian sebelumnya hanya berdasarkan laju produksi terbesar.

### 2.4 State of the art

Menurut penelitian yang dilakukan oleh tengku said apriandi (2019) dalam melakukan suatu analisis suatu jaringan pipa gas di bawah laut dilakukan *screening pipe* berdasarkan pipa *flowline* dalam menuju terminal dengan melihat laporan *report* dan grafik PIPESIM 2014, sehingga dalam melakukan pengoptimisasian jaringan pipa bawah laut dapat mendesain skenario yang terbaik untuk meningkatkan jaringan pipa bawah laut secara maksimal supaya mudah dalam mendistribusikan gas menuju terminal. Penelitian ini menggunakan *running* simulasi *software* PIPESIM 2014. Hasil yang didapat menunjukkan bahwa adanya permasalahan pada *pressure drop* akibat faktor friksi disepanjang pipa bawah laut. Faktor friksi tersebut terjadi karena kekasaran pipa dan juga faktor usia pipa yang tergolong cukup tua. Optimasi jaringan pipa bawah laut dilakukan dengan 4 skenario pergantian diameter ukuran pipa pada segmen pipa pengerungan –J1 dan j1-j2 dari ukuran 28 inci–30 inci. Skenario 2 pertukaran ukuran diameter pipa 28 inci menjadi 32 inci pada segmen pipa j1 –j2 dan 30 inci pada segmen pipa j2–j3, j3–j4, j4–j5 serta j5–j6. Pada skenario 3 pertukaran diameter ukuran pipa 28 inci menjadi 32 inci pada segmen pipa pengerungan j1 dan j1 –j2 serta 30 inci pada segmen pipa j2–j3, j3–j4, j4–j5, j5–j6 dan j6–j7. Skenario 4 pertukaran diameter ukuran pipa 28 inci menjadi 32 inci pada segmen pipa pengerungan – J1 dan j1- j2 serta 30 inci pada segmen j2- j3, j3-j4, j4-j5, dan j5-j6.

Berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh Aditia Ramadhan (2020), pada saat pemipaan menyalurkan fluida, pada sistem pengaliran fluida harus terjamin hambatan atau kemacetan yang terjadi pada pipa penyalur harus dihindari untuk mencapai tujuan ini, maka perawatan pada bagian dalam pipa harus rutin dilakukan. Terjadinya penurunan produksi minyak di lapangan disebabkan permasalahan pada sistem *mainline*. Permasalahan ini terjadi karena adanya hambatan fluida untuk mengalir hingga ke stasiun pengumpul yang disebabkan turunnya laju alir. Permasalahan *mainline* ini maka dilakukan pengerjaan *pigging*, penelitian ini adalah analisis penggunaan *pigging* dalam menangani permasalahan pada sistem *mainline*. Hasilnya adalah *pigging* mampu mengatasi permasalahan pada pipa dimana pengerjaan *pigging* mampu membersihkan hambatan-hambatan seperti *scale*, *wax*, korosi pada pipa. Selain itu *pigging* memiliki kelebihan dibandingkan dengan penggunaan injeksi kimia dalam menangani hambatan dalam pipa. *Pigging* mampu membaca kerusakan pada pipa (yudhi Mandraguna & Affif, 2018)

Pada penelitian yang dilakukan oleh gigis kintan miyartuhaluna (2018) melakukan penelitian pada jaringan pipa biogas. Adanya penambahan baru yang akan meningkatkan pressure drop sehingga tekanan biogas menuju ke kompor terus akan menurun. Setiap kompor membutuhkan *landfill* gas sebesar 1,0 kPa. Dalam penelitian ini melakukan sebuah perhitungan pressuredrop menggunakan persamaan Bernouli. Hasil yang didapat dari penelitian ini yaitu tekanan *gauge* lfg kekompor lebih dari 1,0 kPa sehingga tidak diperlukan lagi desain yang baru.

Penelitian yang dilakukan oleh pouria dan rajinder pai (2014) melakukan penelitian untuk menyelidiki efek gelembung udara dan aditif dan berbeda dengan pada pengurangan hambatan secara vertikal pada aliran pipa. Penelitian yang dilakukan berkaitan dengan efek gelembung udara dan faktor gesekan. Faktor gesekan versus data angka reynolds yang tinggi. Pada bilangan reynold yang tinggi. Campuran dua fasa sebagai system pseudo-homogen dan faktor gesekan mengikuti perilaku satu fasa. Hasil penelitian ini menunjukkan bahwa gelembung udara dapat meningkatkan tegangan geser dinding. Pengurang faktor gesekan

untuk campuran aliran udara-air pada bilangan reynolds yang rendah dapat dicapai dengan mengurangi ukuran gelembung dengan bantuan busa.



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

**Perpustakaan Universitas Islam Riau**

## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 Metodologi Penelitian

Pada penelitian ini, peneliti akan menggunakan data skunder untuk melakukan analisa keekonomian pada lapangan X untuk mengatasi permasalahan penurunan tekanan atau *back pressure* pada pipa produksi. Pada penelitian kali ini, penulis akan menggunakan beberapa skenario dengan mengganti ukuran pipa. Dimana dari beberapa skenario tersebut, penulis akan mempertimbangkan nilai keekonomian dengan menentukan nilai indikator keekonomian pada setiap skenario untuk mengatasi permasalahan penurunan tekanan tersebut.

### 3.2 Jenis penelitian

#### 3.2.1. Studi Kasus

Sumur Gas lapangan X mulai beroperasi pada tahun 1993, sehingga bisa diketahui usia pipa sudah mencapai lebih dari 20 tahun.

Seiring bertambahnya usia pipa, kekasaran pipa semakin akan cenderung meningkat karena sebuah akumulasi berbagai elemen disekitaran permukaan internal pipa sehingga bisa mengubah pola aliran pada suatu pipa. Namun dalam berjalannya waktu produksi gas mengalami penurunan. hal tersebut disebabkan oleh beberapa faktor diantara terjadinya *back pressure*, *pressure drop*, maupun timbulnya hidrat disepanjang pipa dan faslitas pipa yang semakin tua.

### 3.3 Tempat penelitian

Penelitian ini dilakukan atau dikerjakan di universitas islam riau dengan mempelajari beberapa data. Dimana data yang digunakan termasuk kedalam kategori data skunder seperti paper, buku dan journal. data yang diperoleh dari sumber yang ada.

### 3.4 Jadwal Penelitian

Penelitian ini dilakukan selama 5 bulan dari bulan April - Agustus 2021. Adapun jadwal penelitian dapat dilihat dari tabel berikut

No	Deskripsi Kegiatan	Waktu Penelitian				
		2021				
		April	Mei	Jun	Juli	Agus
1	Studi Literatur					
2	Seminar Proposal					
3	Pengumpulan Data					
4	Pengolahan Data					
5	Analisis Hasil					
6	Sidang Akhir					



### 3.5 Alur Penelitian



## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1. Data Lapangan Sumur X

Penggantian pipa untuk lapangan sumur X memiliki 4 skenario, dimana terdapat 7 segmen penggantian pipa yaitu Sintong – J1, J1 – J2, J3 – J4, J4 – J5, J5 – J6, dan J6 – J7. Dengan total jarak sepanjang 426.9 km.

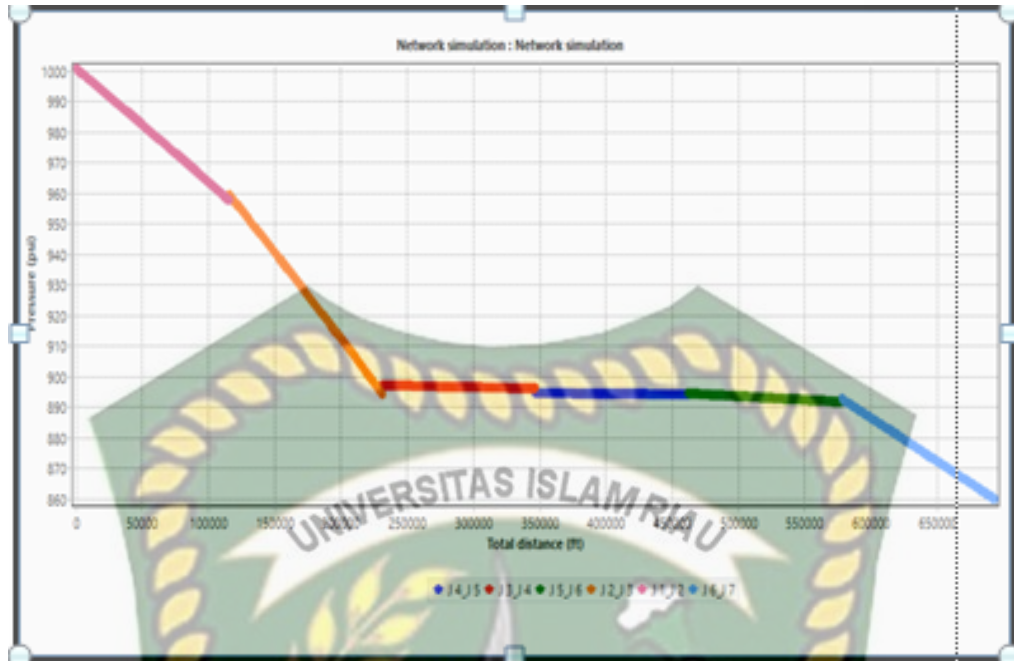
Tabel 4. 1 Penggantian Pipa Setiap Segmen

SEGMENT PIPE	BASE CASE	Skenario 1	Skenario 2	Skenario 3	Skenario 4	Panjang
Sintong - J1	28 inc	30	32	32	32	103,7
J1-J2	28 inc	30	32	32	32	54,2
J2-J3	28 inc	28	30	30	30	69,3
J3-J4	28 inc	28	30	30	30	27,1
J4-J5	28 inc	28	30	30	30	19,7
J5-J6	28 inci	28	30	30	30	31,4
J6-J7	28 inc	28	28	30	28	21,5

### 4.2. Perubahan Tekanan Setiap Skenario

#### 4.2.1. Skenario 1

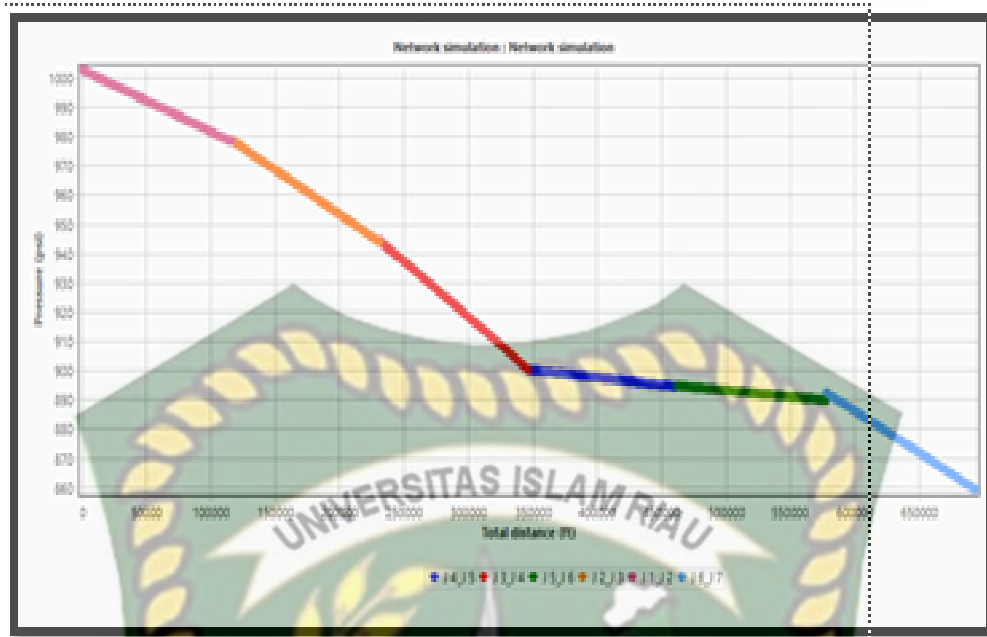
Pada proyek penggantian pipa gas Lapangan sumur X dimana skenario mengubah ukuran pipa pada 2 segmen yaitu, segmen Sintong- J1 dengan ukuran 30 inch sepanjang 103.7 km dan segmen J1 – J2 dengan ukuran 30 inch sepanjang 54.2 km. Grafik tekanan pada skenario 1 ditunjukkan pada gambar 4.1 Pada segmen Sintong– J1 mengalami kenaikan sebesar 732 psig menjadi 1000.04 psig dan 730 psig menjadi 958 psig. Skenario 1 berhasil menaikkan produksi dari 657.22 MMSCFD menjadi 1477.65 MMSCFD.



Gambar 4. 1 Perubahan Tekanan Skenario 1

#### 4.2.2. Skenario 2

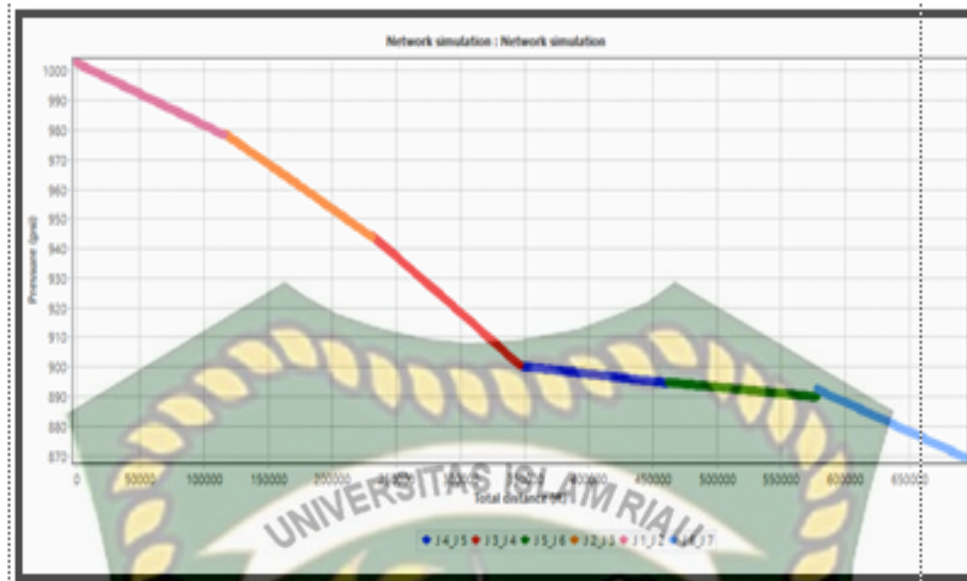
Pada project pergantian pipa gas lapangan x dimana skenario mengubah diameter pipa pada 6 segmen yaitu, Segmen Sintong-J1 dengan ukuran 32 inci sepanjang 103,7 km dan segmen J1-J2 dengan ukuran 32 inci sepanjang 54,2 km. Segmen J2 - J3 dengan ukuran 30 inci sepanjang 69,3 km segmen J3 - J4 dengan ukuran 30 inci sepanjang 27,1 km .segmen J4 - J5 dengan ukuran 30 inci sepanjang 19,7 km, segmen J5 - J6 dengan ukuran 31,4 km. Total penggantian pipa pada skenario 2 sepanjang 305.4 km. Grafik tekanan skenario 2 pada **gambar 4.2** menunjukkan perubahan tekanan akhir segmen Sintong – J1 dari 732 psig menjadi 1000.04 psig, J1-J2 sebesar 730 psig menjadi 978 psig, J2-J3 sebesar 724 psig menjadi 846 psig, J3-J4 sebesar 719 psig menjadi 899 psig, dan J4 – J5 sebesar 709 psig menjadi 897 psig dan J5 –J6 sebesar 709 psig menjadi 858 . Produksi total skenario 2 berhasil ditingkatkan dari 657.22 MMSCFD menjadi 1477.65 MMSCFD.



Gambar 4. 2 Perubahan Tekanan Skenario 2

#### 4.2.3. Skenario 3

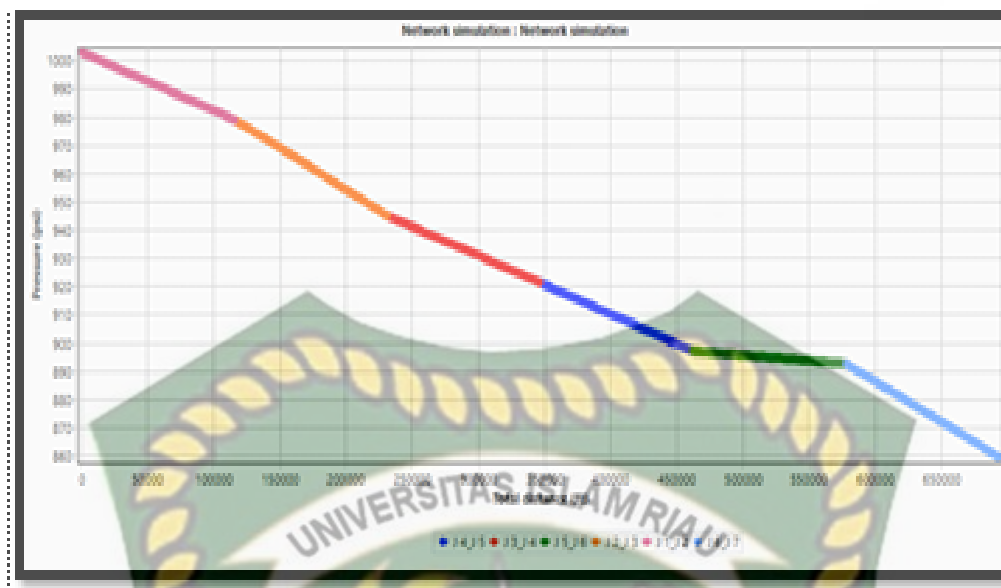
Pada project pergantian pipa gas lapangan x dimana skenario mengubah diameter pipa pada 7 segmen yaitu, Segmen Sintong-J1 dengan ukuran 32 inci sepanjang 103,7 km dan segmen J1-J2 dengan ukuran 32 inci sepanjang 54,2 km. Segmen J2 - J3 dengan ukuran 30 inci sepanjang 69,3 km segmen J3 - J4 dengan ukuran 30 inci sepanjang 27,1 km .segmen J4 - J5 dengan ukuran 30 inci sepanjang 19,7 km segmen J5 - J6 dengan ukuran 31,4 km dan segmen J6 – J7 dengan ukuran 30 inci sepanjang 21,5 Km. Grafik tekanan pada skenario 2 pada **gambar 4.3**. menunjukan perubahan tekanan akhir segmen Sintong – J1dari 732 psig menjadi 1000.04 psig. J1-J2 sebesar 730 psig menjadi 978 psig, J2-J3 sebesar 724 psig menjadi 942 psig, J3-J4 sebesar 719 psig menjadi 988 psig, dan J4 – J5 sebesar 709 psig menjadi 894 psig dan J5 –J6 sebesar 709 psig menjadi 888 dan J6 – J7 sebesar 708 psig menjadi 870. Produksi total skenario3 1913,17 MMSCFD.



Gambar 4. 3 Perubahan Tekanan Skenario 3

#### 4.2.4. Skenario 4

Pada project pergantian pipa gas lapangan x dimana skenario mengubah diameter pipa pada 6 segmen yaitu, Segmen Sintong-J1 dengan ukuran 32 inci sepanjang 103,7 km dan segmen J1-J2 dengan ukuran 32 inch sepanjang 54,2 km. Segmen J2 - J3 dengan ukuran 30 inci sepanjang 69,3 km segmen J3 - J4 dengan ukuran 30 inci sepanjang 27,1 km segmen J4 - J5 dengan ukuran 30 inci sepanjang 19,7 km, segmen J5 - J6 dengan ukuran 31,4 km. dan Grafik tekanan pada skenario 2 ditunjukkan pada gambar 4.4. menunjukkan perubahan tekanan akhir segmen Sintong – J1 dari 732 psig menjadi 1000.04 psig. J1-J2 sebesar 730 psig menjadi 978 psig, J2-J3 sebesar 724 psig menjadi 942 psig, J3-J4 sebesar 719 psig menjadi 898 psig, dan J4 – J5 sebesar 709 psig menjadi 894 psig dan J5 –J6 sebesar 709 psig menjadi 888 dan total produksi skenario 4 1826.55 MMSCFD. skenario 4 hampir sama dengan skenario 2 namun bedanya skenario 4 ini skenario ini menggunakan shut off pada salah satu sumur. Sumur tersebut saling berdekatan sehingga bisa menyebabkan *back pressure* yang mengakibatkan sumur bisa mati.



Gambar 4. 4 Perubahan Tekanan Skenario 4

#### 4.3. Biaya Penggantian Pipa Pada setiap Skenario

Untuk biaya CAPEX (Capital Expenditure) pada penggantian ukuran pipa lapangan sumur x. ((Nunung Nurhayati & Ayu Diah Restiani, 2019) Dimana terdapat inflasi rata-rata sebesar 4.98%. Grafik 4.2 menunjukkan kenaikan inflasi Indonesia setiap tahunnya untuk menentukan biaya CAPEX pada setiap skenario 1.

##### 4.3.1 Skenario 1

Total penggantian pipa pada skenario 1 sepanjang 159.7 km pada segmen Sintong – J1 dan J1 – J2 dengan total waktu instalisasi pipa selama 94.74 hari

Tabel 4. 2 Estimasi CAPEX Skenario 1

Unit Penggantian Pipa	Biaya
<b>Instalasi Pipa</b>	
Pembelian Pipa	\$ 334.821.217,04
ROV Vessel Support	\$ 6.518.877,10
Pipe Lay	\$ 149.002.905,13
<b>Testing Cost</b>	
Biaya Pengujian PIPA (FAT dan EFAT)	\$ 53.340.338,83
Sistem Control	\$ 467.474,20
<b>Project Management and Engineering Cost</b>	
Engineering Rate	\$ 782.265,25
Management Rate	\$ 894.017,43
Insurance and Other Costs	\$ 54.582.709,50
<b>Total Estimasi CAPEX</b>	<b>\$ 600.409.804,48</b>

#### 4.3.2 Skenario 2

Total penggantian pipa pada skenario 2 sepanjang 6 segmen dengan total jarak 305.4 km pada segmen Sintong – J1 sampai segmen J5 – J6. Total waktu yang dibutuhkan untuk instalasi pipa skenario2 selama 183.24 hari.

Tabel 4. 3 Estimasi CAPEX Skenario 2

Unit Penggantian Pipa	Biaya
<b>Instalasi Pipa</b>	
Pembelian Pipa	\$ 647.589.611,68
ROV Vessel Support	\$ 12.608.391,81
Pipe Lay	\$ 288.191.812,70
<b>Testing Cost</b>	
Biaya Pengujian PIPA (FAT dan EFAT)	\$ 53.340.338,83
Sistem Control	\$ 467.474,20
<b>Project Management and Engineering Cost</b>	
Engineering Rate	\$ 1.513.007,02
Management Rate	\$ 1.729.150,88
Insurance and Other Costs	\$ 100.543.978,71
<b>Total Estimasi CAPEX</b>	<b>\$ 1.105.983.765,82</b>

#### 4.3.3 Skenario 3

Total penggantian pipa pada skenario 3 sepanjang 7 segmen dengan total jarak 326,9 km. Pada segmen sintong – J1 sampai segmen J6 – J7. Total waktu yang dibutuhkan untuk instalasi pipa pada skenario 3 selama 196,14 hari.

Tabel 4. 4 Estimasi CAPEX Skenario 3

Unit Penggantian Pipa	Biaya
<b>Instalasi Pipa</b>	
Pembelian Pipa	\$ 693.179.581,07
ROV Vessel Support	\$ 13.496.015,98
Pipe Lay	\$ 308.480.365,33
<b>Testing Cost</b>	
Biaya Pengujian PIPA (FAT dan EFAT)	\$ 53.340.338,83
Sistem Control	\$ 467.474,20
<b>Project Management and Engineering Cost</b>	
Engineering Rate	\$ 1.619.521,92
Management Rate	\$ 1.850.882,19
Insurance and Other Costs	\$ 107.243.417,95
<b>Total Estimasi CAPEX</b>	<b>\$ 1.179.677.597,47</b>

#### 4.3.4 Skenario 4

Total penggantian pipa pada skenario 4 sepanjang 6 segmen dengan total jarak 305,4 km. Pada segmen sintong – J1 sampai segmen J5 – J6. Total waktu yang dibutuhkan 183,24 hari.

Tabel 4. 5 Estimasi CAPEX Skenario 4

<b>Unit Penggantian Pipa</b>	<b>Biaya</b>
<b>Instalasi Pipa</b>	
Pembelian Pipa	\$ 647.589.611,68
ROV Vessel Support	\$ 12.608.391,81
Pipe Lay	\$ 288.191.812,70
<b>Testing Cost</b>	
Biaya Pengujian PIPA (FAT dan EFAT)	\$ 53.340.338,83
Sistem Control	\$ 467.474,20
<b>Project Management and Engineering Cost</b>	
Engineering Rate	\$ 1.513.007,02
Management Rate	\$ 1.729.150,88
Insurance and Other Costs	\$ 100.543.978,71
<b>Total Estimasi CAPEX</b>	<b>\$ 1.105.983.765,82</b>

#### 4.4. Harga Transportasi Gas

Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor : 91 K/12/ MEM / 2020 tentang harga gas bumi dipembangkit tenaga listrik (*PLANT GATE*) bahwa untuk melaksanakan pasal 5 dan pasal 8 peraturan menteri ESDM no 45 tahun 2017 tentang pemanfaatan gas bumi untuk pembangkit tenaga listrik serta berdasarkan rapat tentang penyesuaian harga gas untuk industri dan bahan bakar minyak non subsidi tanggal 18 maret 2020, perlu menetapkan menteri energi sumber daya mineral tentang harga gas bumi dipembangkit tenaga listrik. Dalam peraturan menteri energi sumber daya mineral nomor 58 tahun 2017 nomor 1943) sebagaimana telah diubah dengan peraturan menteri energi yang telah diubah dengan peraturan menteri energi dan sumber daya mineral tahun nomor 14 tahun 2019 tentang perubahan atas peraturan menteri energi dan sumber daya mineral nomor 58 tahun 2017 tentang harga jual gas bumi melalui pipa pada kegiatan usaha hilir minyak dan gas bumi.

Untuk biaya transportasi pipa gas bawah laut wilayah Gresik dengan penyedia gas yaitu 0.99 USD/ MMBTU. Biaya tersebut meliputi PPN untuk transportasi gas wilayah madura.



#### 4.5. Operation Income

Berdasarkan keputusan Menteri Energi Sumber Daya dan Mineral Republik Indonesia NOMOR : 89 K/IO/MEM/ 2020 bahwa biaya transportasi gas sebesar 0.99 USD/MMBTU. Sehingga produksi untuk masing-masing skenario terdapat pada tabel dibawah ini.

Tabel 4. 6 *Operation Income*

Skenario	MMSCFD	6 Bulan	1 Tahun	2 Tahun
Basecase	734	\$ 120,691,620.00	\$ 241,383,240.00	\$ 482,766,480.00
1	1522.35	\$ 250,320,181.24	\$ 500,640,362.49	\$ 1,001,280,724.98
2	1867.97	\$ 307,149,832.49	\$ 614,299,664.99	\$ 1,228,599,329.98
3	1942.56	\$ 319,414,552.19	\$ 638,829,104.39	\$ 1,277,658,208.78
4	1860.75	\$ 305,963,271.05	\$ 611,926,542.11	\$ 1,223,853,084.22

#### 4.6. Indikator Keekonomian

Menurut ( (Kusrini & Abror, 2019) ) indikator keekonomian merupakan bagian yang sangat penting untuk dilakukan analisis karena merupakan 3 pokok bagian yang berkaitan satu sama lain dalam pengelolaan lapangan migas, diantaranya yaitu engginer ( keteknikan ), regulasi/ peraturan pemerintah, dan indikator keekonomian, yang bertujuan untuk mengetahui kelayakan suatu proyek pekerjaan sehingga perusahaan dapat mengambil keputusan. nilai keekonomian yang dicari salah satunya *Internal Rate Of Return* ( IRR) dan *Net Peresnt Value* (NPV ) yang digunakan untuk anlysis inkremental.

Ada beberapa parameter- parameter keekonomian yang dapat digunakan sebagai dasar analisis ekonomi suatu proyek diantaranya yaitu :

#### 4.7. Net Present Value (NPV)

Menurut (Purnatiyo, 2014) net present value ( NPV ) adalah nilai sekarang dari seluruh aliran kas sekarang sampai akhir proyek. Menghitung NPV adalah hal yang paling pertama dilakukan sebelum mengambil keputusan dalam berinvestasi. NPV lebih besar dari nol (  $NPV > 0$  ) maka perencanaan investasi akan memberikan keuntungan dan proyek layak serta ekonomis untuk dilakukan . apabila NPV bernilai kecil dari pada nol (  $NPV < 0$  ) yang artinya proyek akan memberikan kerugian dan perencanaan investasi tidak layak dilakukan. NPV bernilai sama dengan nol (  $NPV = 0$  ) yang berarti investasi yang akan kita lakukan tidak menguntungkan dan juga tidak merugikan .dilaksanakan atau tidaknya suatu proyek tergantung kondisi keuangan dari perusahaan.

Rumus NPV :

$$NPV = -C + \frac{S_1}{(1+i)^1} + \frac{S_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{S_n}{(1+i)^n}$$

Tabel 4. 7 Hasil NPV Sertiap Skenario

Skenario	NPV
Skenario 1	\$ 268,470,163.48
Skenario 2	\$ 421,688,579.12
Skenario 3	\$ 408,995,832.67
Skenario 4	\$ 415,786,973.76

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

Menurut (Nunung Nurhayati & Ayu Diah Restiani, 2019) metode yang digunakan untuk menghitung tingkat bunga yang dapat menyamakan antara nilai sekarang dari semua aliran kas masuk dengan aliran kas keluar dari suatu investasi proyek. IRR diperlukan juga dalam suatu metode untuk menjelaskan apakah rencana investasi cukup menarik apabila dilihat dari segi tingkat pengembalian yang telah ditentukan .

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

Keterangannya :

$i_1$  = Discount Rate pada NPV ( + )

$i_2$  = Discount Rate pada NPV ( - )

$NPV_1$  = NPV bernilai ( + )

$NPV_2$  = NPV bernilai ( - )

a. Skenario 1

Discount rate	NPV
42%	\$ 438,081.47
43%	\$ -5,487,763.86

$$IRR = 42\% + \frac{438,081.47}{(438,081.47 - (-5,487,763.86))} \times (43\% - 42\%)$$

$$IRR = 42.07\%$$

b. Skenario 2

Discount rate	NPV
30%	\$ 9,653,768.69
31%	\$ -5,836,182.29

$$IRR = 30\% + \frac{9,653,768.69}{(9,653,768.69 - (-5,836,182.29))} \times (31\% - 30\%)$$

$$IRR = 30.62\%$$

c. Skenario 3

Discount rate	NPV
28 %	\$ 13.935.437,08
29 %	\$ -2.984.484,66

$$IRR = 28\% + \frac{13.935.437,08}{(13.935.437,08 - -2.984.484,66)} \times (28\% - 29\%)$$

$$IRR = 28,82\%$$

d. Skenario 4

Discount rate	NPV
30 %	\$ 5.343.909,65
31 %	\$ -10.086.201,54

$$IRR = 30\% + \frac{5.343.909,65}{(5.343.909,65 - -10.086.201,54)} \times (30\% - 31\%)$$

$$IRR = 30.35\%$$

### 1.9. Pay Out Time

Indikator ekonomi yang menunjukkan berapa lama investasi akan kembali. Parameter yang digunakan untuk mendapatkan nilai POT adalah Cash flow dan kumulatif produksi.

$$POT = T_1 + \left( \frac{Cum_1}{Cum_1 - Cum_2} \times (T_2 - T_1) \right)$$

Keterangannya :

$Cum_1$  = Kumulatif Cash flow tahun sebelumnya.

$Cum_2$  = Kumulatif Cash flow tahun sesudahnya.

$T_1$  = Tahun Sebelum

$T_2$  = Tahun sesudah

## a. Skenario 1

Tahun	Cash Flow (US\$)	Cum (US\$)
0	\$ -600,409,804.48	\$ -600,409,804.48
1	\$ 500,640,362.49	\$ -99,769,441.99
2	\$ 500,640,362.49	\$ 400,870,920.50

$$POT = \frac{99,769,441.99}{99,769,441.99 + 400,870,920.50} \times (2 - 1)$$

$$POT = 1.20 \text{ tahun}$$

## b. Skenario 2

Tahun	Cash Flow (US\$)	Cum (US\$)
0	\$ -1,105,983,765.82	\$ -1,105,983,765.82
1	\$ 614,299,664.99	\$ -491,684,100.83
2	\$ 614,299,664.99	\$ 122,615,564.16

$$POT = 1 + \left( \frac{491,684,100.83}{491,684,100.83 + 122,615,564.16} \right) \times (2 - 1)$$

$$POT = 1.80 \text{ tahun}$$

## c. Skenario 3

Tahun	Cash Flow (US\$)	Cum (US\$)
0	\$ -1.179.677.597,47	\$ -1.179.677.597,47
1	\$ 638.829.104,39	\$ -540.848.493,09
2	\$ 638.829.104,39	\$ 97.980.611,30

$$POT = 1 + \left( \frac{540.848.493,09}{540.848.493,09 + 97.980.611,30} \right) \times (2 - 1)$$

$$POT = 1.85 \text{ Tahun}$$

## d. Skenario 4

Tahun	Cash Flow (US\$)	Cum (US\$)
0	\$ -1.105.983.765,82	\$ -1.105.983.765,82
1	\$ 611.926.542,11	\$ -494.057.223,71
2	\$ 611.926.542,11	\$ 117.869.318,40

$$POT = 1 + \left( \frac{494.057.223,71}{494.057.223,71 + 117.869.318,40} \right) \times (2 - 1)$$

POT = 1.81 Tahun

#### 4.10 Profitability Index

Tabel 4. 8 Hasil PI Setiap Skenario

Skenario	PI	Status
Skenario 1	1.44	Layak
Skenario 2	1.38	Layak
Skenario 3	1.34	Layak
Skenario 4	1.37	Layak

#### 4.11 Analisa Ke-Ekonomian

Berdasarkan analisa ke Ekonomian beberapa skenario yang digunakan dalam penggantian ukuran pipa sumur gas lapangan X. Dimana Skenario 1 merupakan skenario terbaik dengan nilai IRR tertinggi dan Pay out Time yang paling cepat dimana model investasi dikembalikan dalam waktu 1.20 tahun. Sedangkan untuk nilai Profitability Index skenario 1 lebih dari 1 dimana memiliki nilai yang tertinggi yaitu 1.44 dan dinyatakan layak sebagai skenario yang akan digunakan untuk penggantian ukuran pipa sumur gas lapangan X.

Tabel 4. 9 Hasil NPV, IRR,POT dan PI

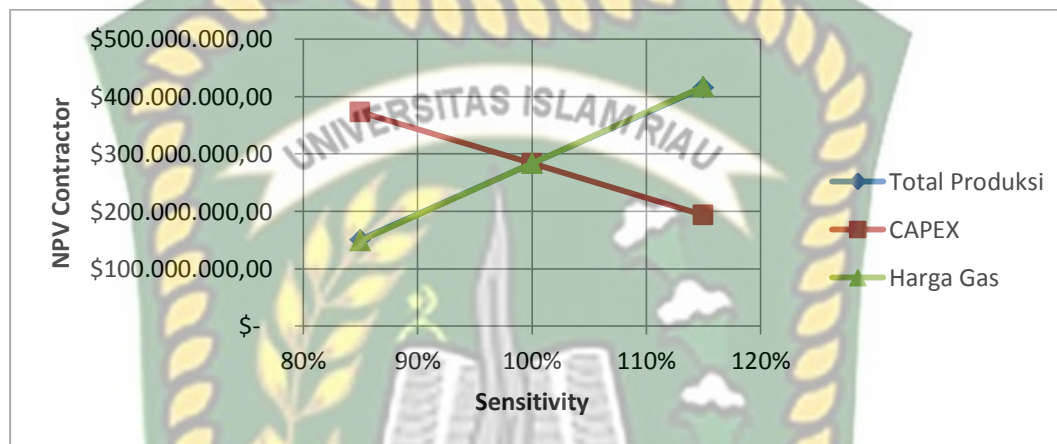
Skenario	NPV	IRR	POT	PI
Skenario 1	\$ 268,470,163.48	42.07%	1.20	1.44
Skenario 2	\$ 421,688,579.12	30.62%	1.80	1.38
Skenario 3	\$ 408,995,832.67	28.82%	1.85	1.34
Skenario 4	\$ 415,786,973.76	30.35%	1.81	1.37

#### 4.12 Analisa Sensitivitas

Analisis sensitivitas merupakan parameter untuk melihat pengaruh perubahan besaran terhadap indikator keekonomian. Besaran yang digunakan adalah kumulatif produksi, Capex, dan harga gas. Analisis sensitivitas bertujuan untukantisipasi terhadap adanya perubahan. Sehingga dampak perubahan terhadap kelayakan suatu proyek dapat diketahui sesudah

dilakukannya analisis sensitivitas. Pada penelitian ini perubahan nilai yang digunakan pada setiap parameter adalah 85% dan 115%. Yang artinya selisih dan penambahannya sebesar 15%. Grafik analisis sensitivitas NPV dan IRR adalah sebagai berikut :

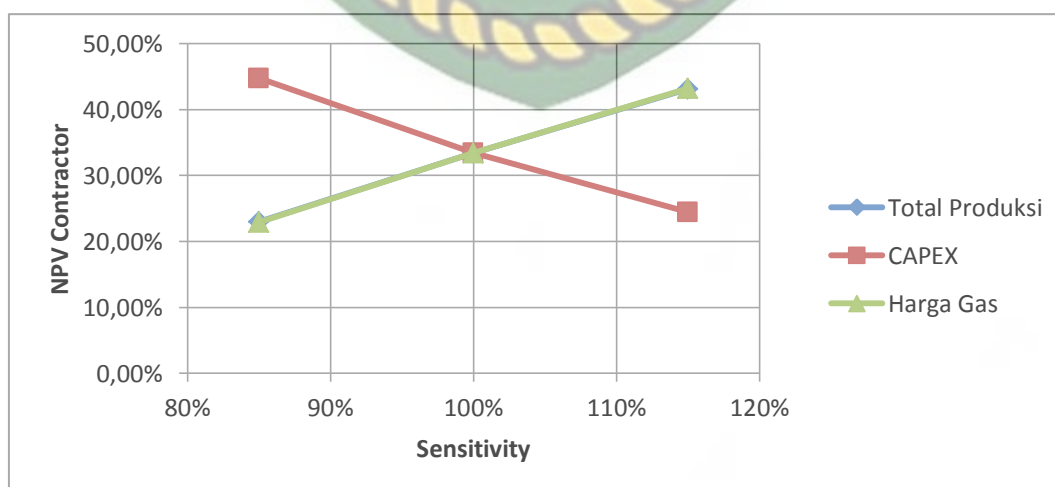
#### a. NPV



Gambar 4. 5 Grafik NPV

Berdasarkan gambar diatas dapat dilihat bahwa kemiringan yang paling jelas terjadi pada harga gas. Jika dikurangi 15% maka NPV akan mengalami penurunan dan jika harga minyak ditambah 15% maka dapat dilihat terjadi peningkatan yang berarti NPV semakin baik.

#### b. IRR



Gambar 4. 6 Grafik IRR

Sama halnya dengan NPV, analisis sensitivitas IRR juga menunjukkan harga minyak memiliki kemiringan yang paling terlihat. Apabila nilai harga gas dikurangi 15% IRR akan turun, dan apabila dinaikkan 15% maka IRR akan lebih tinggi.



Dokumen ini adalah Arsip Milik :  
**Perpustakaan Universitas Islam Riau**

## **BAB V**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **5.1 KESIMPULAN**

Dari penelitian yang telah dilakukan dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Hasil perhitungan indikator keekonomian pada penggantian ukuran pipa sumur gas lapangan X. Bahwa Skenario 1 merupakan skenario terbaik dengan nilai NPV \$ 268,470,163.48 dan IRR 42.67%. Sedangkan nilai Pay out Time didapatkan dalam waktu 1.20 Tahun. Skenario ini memiliki nilai Profitability Index 1.44 dimana nilai tersebut lebih dari 1 dan dapat dinyatakan layak untuk dapat dikerjakan.
2. Analisis sensitivitas didapatkan harga gas yang memiliki kemiringan yang paling terlihat, setelah itu produksi minyak dan Capex. Pada sumur X titik kritis harga minyak terjadi jika harga gas mengalami penurunan sebesar 22.9% dari perhitungan dasar. Sehingga, dari semua proses menghitung keekonomian pekerjaan penggantian ukuran pipa sumur gas lapangan X memenuhi kelayakan dan dapat dilakukan dan dikembangkan.

#### **5.2 SARAN**

1. Untuk peneliti selanjutnya dapat melakukan perbandingan kegiatan penggantian ukuran pipa sumur gas lapangan X dengan menggunakan metode pigging untuk mendapatkan produksi maksimal.
2. Peneliti selanjutnya dapat menghitung standar keekonomian sumur gas lapangan X dengan menggunakan metode pigging dan penggantian pipa sumur gas lapangan x.



## DAFTAR PUSTAKA

- Arnold, K., & Stewart, M. (1998). *Design of oil-handling systems and facilities*. Gulf Professional Publishing.
- Goodland, R. (2006). Oil and gas pipelines social and environmental impact assessment: State of the art. *Oil, Gas & Energy Law Journal (OGEL)*, 4(4).
- Menon, E. S. (2005). *Gas pipeline hydraulics*. Crc Press.
- Elphinstone, A. D. (2010). *Optimisation of pigging infrastructure in design*.
- Ridlwan, A., Rochani, I., & Ikhwan, H. (2017). Analisis On-Bottom Stability Offshore Pipeline Pada Kondisi Operasi: Studi Kasus Platform SP Menuju Platform B1C/B2c PT. Pertamina Hulu Energi Offshore North West Java. *Jurnal Teknik ITS*, 6(2), G189–G193.
- Liu, H. (2003). Pipeline Engineering. In *Pipeline Engineering*.  
<https://doi.org/10.1201/9780203506684>
- Hariyadi, H., Kristanto, D., & Hermawan, Y. D. (2020). Identifikasi Keberadaan Air pada Proses Penyaluran Fluida Produksi di Lapangan Minyak Lepas Pantai. *Eksergi*, 17(2), 62. <https://doi.org/10.31315/e.v17i2.3718>
- Guo, B., Song, S., Ghalambor, A., & Lin, T. R. (2013). *Offshore pipelines: design, installation, and maintenance*. Gulf Professional Publishing.
- Speight, J. G. (2014). *Handbook of offshore oil and gas operations*. Elsevier.
- Geankoplis, C. J. (2003). *Transport processes and separation process principles:(includes unit operations)*. Prentice Hall Professional Technical Reference.
- Arnold, K., & Stewart, M. (1999). *Surface Production Operations, Volume 2:: Design of Gas-Handling Systems and Facilities* (Vol. 2). Elsevier.
- Athar, M., Shariff, A. M., Buang, A., Shaikh, M. S., & See, T. L. (2019). Inherent safety for sustainable process design of process piping at the preliminary design stage. *Journal of Cleaner Production*, 209, 1307–1318.
- Devi, F. P., Usadha, N. R., Wibowo, I. L., & Mukhlash, I. (2017). Penilaian Risiko Pipa Bawah Laut oleh Faktor Kapal Menggunakan Pendekatan Bayesian Network. *Limits: Journal of Mathematics and Its Applications*, 14(1), 61–71.
- Arifin, B., & Dianursanti, D. (2019). Studi Pemilihan Jalur Pipa Penyalur Bawah Laut Untuk Minyak Mentah Pada Lapangan yang Mengalami Penurunan Permukaan Studi Kasus di Lapangan Lima. *Prosiding SENIATI*, 199–205.

- Fisu, A. A. (2019). *Analisis Kelayakan Ekonomi & Finansial pada Masterplan Kawasan Industri Perikanan Kota Tarakan*.
- Purnatiyo, D. (2014). Analisis Kelayakan Investasi Alat Dna Real Time Thermal Cyclor (Rt-Pcr) Untuk Pengujian Gelatin. *Penelitian Dan Aplikasi Sistem Dan Teknik Industri*, 8(2), 182933.
- Mushiri, T., Ndlovu, S., & Mbohwa, C. (2016). *Design of a mechanical cleaning device PIG (pipeline intervention gadget) connecting two transfer lines in Zimbabwe*.
- Tiratsoo, J. N. H. (1992). *Pipeline pigging technology*. Gulf Professional Publishing.
- Ansyori, M. R. (n.d.). Studi Simulasi Pengaliran Gas Kondensat Untuk Perencanaan Pipeline Pada Offshore Platform Lingkungan Neritik. *Forum Teknologi*, 02(3).
- Erfando, T., Septriady, D. A., & Apriandi, T. S. (2019). Free Span Investigation of the Longest Subsea Gas Pipeline in Indonesia Using Remotely Operated Vehicle ROV. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*.
- Rachman, R. F., & Permatasari, R. (2018). Analisis aliran fluida dan insulasi aliran pipa bawah laut menggunakan pipesim. *Jurnal Teknik Mesin Indonesia*, 13(1), 21–27.
- Energi, M., Sumber, D. A. N., Mineral, D., & Indonesia, R. (2020). *Menteri energi dan sumber daya mineral*.
- 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>
- Bai, Y., & Bai, Q. (2010). Subsea Cost Estimation. In *Subsea Engineering Handbook*. <https://doi.org/10.1016/b978-1-85617-689-7.10006-8>
- Kusrini, D., & Abror, M. M. (2019). *Analisa Perhitungan Keekonomian Lapangan “ X ” West Java Basin Menggunakan Metode PSC ( Production Sharing Contract )*. 3(2), 1–7.