

**ANALISIS KEEKONOMIAN PERENCANAAN
PEMBANGUNAN JARINGAN PIPA GAS *OWN USE* DARI
STASIUN KOMPRESOR GAS MENUJU STASIUN
PENGUMPUL DI LAPANGAN X**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh
M SETRIYA RAMADHAN
NPM 153210708

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

2020

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : M Setriya Ramadhan

NPM : 153210708

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Skripsi : Analisis Keekonomian Perencanaan Pembangunan Jaringan Pipa Gas *Own Use* Dari Stasiun Kompresor Gas Menuju Stasiun Pengumpul Di Lapangan X

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : M. Ariyon, ST., MT (.....)

Penguji I : Ir. H. Ali Musnal, MT (.....)

Penguji II : Hj. Fitrianti, ST., MT (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 20 April 2020

Disahkan Oleh:

SEKRETARIS PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN


NOVRIANTI, ST., MT

DOSEN PEMBIMBING


MUHAMMAD ARIYON, ST., MT

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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



Pekanbaru, 20 April 2020

METERAI
TEMPEL

02218AHF441688839

6000
ENAM RIBU RUPIAH

M Setriya Ramadhan

NPM 153210708

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah segala puji syukur kehadiran Allah SWT yang telah menganugerahi nikmat, rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya sehingga saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini disusun untuk memenuhi salah satu syarat guna mendapatkan gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau.

Penyusunan tugas akhir ini melibatkan berbagai kerjasama dan bantuan dari berbagai pihak baik secara langsung maupun tidak langsung, oleh karena itu penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada :

1. Bapak Muhammad Ariyon, ST., MT selaku dosen pembimbing saya yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran serta memberikan ilmu yang bermanfaat untuk menyelesaikan tugas akhir saya.
2. Ibu Novia Rita, ST., MT selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan dan nasihat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Bang Aldo Setiawan, ST selaku pembimbing lapangan yang telah memberikan segala ilmu dan pengalaman yang bermanfaat serta memberikan kesempatan untuk berkunjung ke PT. Pertamina EP Asset 2 Lapangan X dalam hal pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir saya.
4. Ketua prodi dan sekretaris prodi serta dosen–dosen Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau yang tidak bisa disebutkan satu – persatu, sangat banyak membantu memberikan ilmu pengetahuan terkait perkuliahan.
5. Keluarga besar saya Semaret (Ayah), Yulia Nurni (Ibu), Ghina (Adik) dan Winda (Kakak) yang telah memberikan motivasi, semangat dan memberikan bantuan dukungan material, moral serta doa.
6. Sahabat saya Gika Meiwanda, Adhitia Rezky, Bardan Rahmatan, Bobi Ardi, Sylfanny, Intan Permata Bunda, M Ikhsanul Wildan, Muhammad Deri, Putra Deswanto, Veni Raffi Yanti, Tengku Said Apriandi dan teman lainnya yang tidak bisa disebut satu – persatu.. Khususnya seluruh anggota keluarga kelas 2015 B yang telah membantu dan mengisi hari-hari perkuliahan saya dengan menyenangkan.

Teriring doa saya, semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 20 April 2020

(M Setriya Ramadhan)



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR ISI

| | |
|---|-----------|
| HALAMAN PENGESAHAN | ii |
| PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR | iii |
| KATA PENGANTAR..... | iv |
| DAFTAR ISI..... | vi |
| DAFTAR GAMBAR..... | viii |
| DAFTAR TABEL | ix |
| DAFTAR LAMPIRAN | x |
| DAFTAR SINGKATAN..... | xi |
| ABSTRAK | xii |
| <i>ABSTRACT</i> | xiii |
| BAB I PENDAHULUAN..... | 1 |
| 1.1 LATAR BELAKANG | 1 |
| 1.2 TUJUAN PENELITIAN..... | 2 |
| 1.3 MANFAAT PENELITIAN..... | 3 |
| 1.4 BATASAN MASALAH..... | 3 |
| BAB II TINJAUAN PUSTAKA..... | 4 |
| 2.1 SISTEM PERPIPAAN..... | 4 |
| 2.1.1 Kehilangan Tekanan Dalam Pipa..... | 5 |
| 2.1.2 Kecepatan Erosi Dalam Pipa..... | 5 |
| 2.2 <i>PIGGING</i> | 6 |
| 2.2.1 <i>Pig Launcher</i> dan <i>Pig Reciever</i> | 7 |
| 2.3 ANALISIS KEEKONOMIAN | 9 |
| 2.3.1 <i>Net Present Value</i> (NPV)..... | 13 |
| 2.3.2 <i>Internal Rate of Return</i> (IRR) | 14 |
| 2.3.3 <i>Profitability Index</i> (PI)..... | 14 |
| 2.3.4 <i>Pay Out Time</i> (POT) | 14 |
| BAB III METODOLOGI PENELITIAN | 15 |
| 3.1 METODE DAN PENDEKATAN | 15 |
| 3.2 JENIS PENELITIAN..... | 21 |
| 3.2.1 Studi Lapangan | 21 |

| | | |
|--|---|-----------|
| 3.3 | TEMPAT PENELITIAN | 22 |
| 3.4 | JADWAL PENELITIAN | 22 |
| BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN | | 23 |
| 4.1 | ANALISIS JARINGAN PIPA MENGGUNAKAN <i>PIPESIM</i> | 23 |
| 4.1.1 | <i>Initial Design</i> Pada Kondisi Eksisting | 23 |
| 4.1.2 | Desain Perencanaan Pembangunan Jaringan Pipa | 26 |
| 4.2 | PENDEKATAN PEMECAHAN MASALAH | 30 |
| 4.2.1 | Perancangan <i>Pig launcher</i> SP.B4 – SP.B5 | 30 |
| 4.3 | ANALISIS KEEKONOMIAN PEMBANGUNAN JARINGAN PIPA | 33 |
| 4.3.1 | Perhitungan <i>Lifting</i> Minyak Per Tahun..... | 34 |
| 4.3.2 | <i>Gross Revenue</i> | 35 |
| 4.3.3 | <i>First Tranche Petroleum</i> (FTP) | 35 |
| 4.3.4 | Depresiasi..... | 36 |
| 4.3.5 | <i>Opex</i> | 37 |
| 4.3.6 | <i>Cost Recovery</i> | 37 |
| 4.3.7 | <i>Equity To Be Split</i> (ETS)..... | 37 |
| 4.3.8 | <i>Contractor Share</i> | 38 |
| 4.3.9 | <i>Government Share</i> | 39 |
| 4.4 | INDIKATOR KEEKONOMIAN | 40 |
| 4.4.1 | <i>Net Present Value</i> (NPV)..... | 40 |
| 4.4.2 | <i>Internal Rate of Return</i> (IRR) | 41 |
| 4.4.3 | <i>Profitability Index</i> (PI)..... | 42 |
| 4.4.4 | <i>Pay Out Time</i> (POT) | 43 |
| 4.5 | ANALISIS SENSITIVITAS PROYEK JARINGAN PIPA | 44 |
| BAB V KESIMPULAN DAN SARAN | | 47 |
| 5.1 | KESIMPULAN..... | 47 |
| 5.2 | SARAN..... | 48 |
| DAFTAR PUSTAKA | | 49 |
| LAMPIRAN..... | | 53 |

DAFTAR GAMBAR

| | |
|---|----|
| Gambar 2-1 <i>Pig Launcher Procedures Gas Service</i> (Webb, 1978) | 8 |
| Gambar 2-2 <i>Pig Launcher</i> (Sketchup 2019) | 8 |
| Gambar 2-3 Skema Perhitungan PSC (Marlitha, 2014) | 13 |
| Gambar 3-1 Diagram Alur Penelitian..... | 20 |
| Gambar 3-2 Sistem Perpipaan Gas Lapangan X | 21 |
| Gambar 4-1 Kondisi Eksisting Pada Model Sistem Jaringan SP.B4 - SP.B5 | 23 |
| Gambar 4-2 Input Data <i>Source</i> Pada Kondisi Eksisting..... | 24 |
| Gambar 4-3 Input Data <i>Trunkline 1</i> Pada Kondisi Eksisting | 24 |
| Gambar 4-4 Input Data <i>Trunkline 2</i> Pada Kondisi Eksisting | 25 |
| Gambar 4-5 Input Data <i>Trunkline 3</i> Pada Kondisi Eksisting | 25 |
| Gambar 4-6 <i>Pressure Drop</i> Pada Kondisi Eksisting | 26 |
| Gambar 4-7 Perencanaan Desain Diameter Ukuran Sama..... | 27 |
| Gambar 4-8 Input Data <i>Source</i> Pada Desain | 27 |
| Gambar 4-9 Hasil Uji Sensitivitas Diameter <i>Trunkline : Pressure Drop</i> | 28 |
| Gambar 4-10 Hasil Uji Sensitivitas Diameter <i>Trunkline : Erosional Velocity</i> | 29 |
| Gambar 4-11 P&ID <i>Pig Launcher</i> | 31 |
| Gambar 4-12 Grafik Perhitungan IRR | 42 |
| Gambar 4-13 Analisis Sensitivitas (NPV)..... | 45 |
| Gambar 4-14 Analisis Sensitivitas (IRR) | 45 |
| Gambar 4-15 <i>Critical Point (Oil Price)</i> | 46 |

DAFTAR TABEL

| | |
|---|----|
| Tabel 2-1 Tujuan Pemerintah dan Perusahaan Minyak dan Gas Bumi..... | 9 |
| Tabel 2-2 <i>Petroleum Project : Main Items of Cash Flow</i> | 10 |
| Tabel 3-1 Data Geometri <i>Pipeline</i> | 15 |
| Tabel 3-2 Input Data <i>Pipesim 2014</i> | 15 |
| Tabel 3-3 Data Profil <i>Pipeline</i> Desain <i>Pig Launcher</i> | 15 |
| Tabel 3-4 Data Tabel ASME B31.8 | 16 |
| Tabel 3-5 Termin Fiskal | 17 |
| Tabel 3-6 <i>Gantt Chart</i> | 22 |
| Tabel 4-1 Hasil Perhitungan Desain <i>Pig Launcher</i> | 33 |
| Tabel 4-2 Rincian Biaya Proyek Pergantian Pipa | 34 |
| Tabel 4-3 Perolehan Minyak Dalam Proyek | 34 |
| Tabel 4-4 <i>Gross Revenue</i> | 35 |
| Tabel 4-5 <i>First Tranche Petroleum</i> | 36 |
| Tabel 4-6 Perhitungan Depresiasi | 36 |
| Tabel 4-7 Perhitungan Biaya Operasional (<i>Opex</i>)..... | 37 |
| Tabel 4-8 Perhitungan <i>Equity To be Split (ETS)</i> | 38 |
| Tabel 4-9 Pendapatan Kontraktor..... | 38 |
| Tabel 4-10 Pendapatan Bersih Pemerintah | 39 |
| Tabel 4-11 <i>Cash Flow</i> | 40 |
| Tabel 4-12 <i>Pay Out Time</i> | 43 |

DAFTAR LAMPIRAN

| | |
|----------------|---|
| LAMPIRAN I | <i>Pressure Drop Pada Kondisi Initial Design</i> |
| LAMPIRAN II | <i>Pressure Drop Pada Kondisi Desain Perencanaan</i> |
| LAMPIRAN III | <i>Erosional Velocity Pada Kondisi Desain Perencanaan</i> |
| LAMPIRAN IV | <i>Gas Flow Rate Pada Kondisi Desain Perencanaan</i> |
| LAMPIRAN V | <i>Longitudinal Joint Factor, E</i> |
| LAMPIRAN VI | <i>Design Factor, F</i> |
| LAMPIRAN VII | <i>Temperature Derating Factor, T</i> |
| LAMPIRAN VIII | <i>Specified Minimum Yield Strength, S</i> |
| LAMPIRAN IX | <i>Nominal Wall Thickness for Schedule Size</i> |
| LAMPIRAN X | Biaya Investasi Proyek Pergantian Pipa |
| LAMPIRAN XI | <i>Indonesian Crude Price (ICP) Rata-rata Tahun 2019</i> |
| LAMPIRAN XII | Sumur-sumur Yang Di Suplai SKG B |
| LAMPIRAN XIII | Perhitungan <i>Lifting</i> Minyak |
| LAMPIRAN XIV | Perhitungan <i>Gross Revenue</i> dan FTP |
| LAMPIRAN XV | Perhitungan Depresiasi |
| LAMPIRAN XVI | Perhitungan <i>Opex</i> |
| LAMPIRAN XVII | Hasil Perhitungan Keekonomian PSC |
| LAMPIRAN XVIII | Data Perhitungan Analisis Sensitivitas |

DAFTAR SINGKATAN

| | |
|-------|---|
| ASME | <i>American Society of Mechanical Engineers</i> |
| ASTM | <i>American Standard Testing Material</i> |
| BBL | <i>Barrel</i> |
| BOPD | <i>Barrel Oil Per Day</i> |
| ETS | <i>Equity To Be Split</i> |
| FTP | <i>First Tranche Petroleum</i> |
| ICP | <i>Indonesian Crude Price</i> |
| IRR | <i>Internal Rate of Return</i> |
| MARR | <i>Minimum Atractive Rate of Return</i> |
| MSCFD | <i>Million Standard Cubic Feet per Day</i> |
| NPS | <i>Nominal Pipe Size</i> |
| NPV | <i>Net Present Value</i> |
| P&ID | <i>Piping and Instrumentation Diagram</i> |
| PI | <i>Provitability Index</i> |
| PIMS | <i>Pipeline Integrity Management System</i> |
| POT | <i>Pay Out Time</i> |
| PPP | <i>Pusat Penampung Produksi</i> |
| PSC | <i>Production Sharing Contract</i> |
| PSI | <i>Pound Per Square Inch</i> |
| PSIG | <i>Pound Per Square Inch Gauge</i> |
| SKG | <i>Stasiun Kompresor Gas</i> |
| SP | <i>Stasiun Pengumpul</i> |
| SPU | <i>Stasiun Pengumpul Utama</i> |

ANALISIS KEEKONOMIAN PERENCANAAN PEMBANGUNAN JARINGAN PIPA GAS OWN USE DARI STASIUN KOMPRESOR GAS MENUJU STASIUN PENGUMPUL DI LAPANGAN X

M SETRIYA RAMADHAN
153210708

ABSTRAK

Sistem jaringan *trunkline* gas dari struktur barat disuplai dari SKG B menuju SP.B4 – SP.B5 melalui jalur *trunkline gas discharge* dengan total jarak ± 18 km, sedangkan jarak SP.B4 – SP.B5 adalah 9400 m. Gas yang disuplai merupakan sumber bahan bakar (*fuel*) untuk menggerakkan *engine* dalam operasi kegiatan di stasiun pengumpul. Permasalahan di lapangan ditemukannya beberapa titik kebuntuan pada jaringan pipa yang diindikasikan terdapat padatan dan cairan didalam pipa. Pengetahuan lebih lanjut dilakukan terhadap permasalahan ini dengan mengidentifikasi jaringan pipa agar diperoleh strategi optimasi dalam mengatasi masalah, dengan membuat perencanaan jaringan pipa antara SP.B4 – SP.B5 dengan tujuan memperoleh operasi gas suplai yang optimum. Pada tugas akhir ini dilakukan analisis keekonomian perencanaan pembangunan jaringan pipa dengan ukuran diameter *trunkline* yang sama sepanjang pipa SP.B4 – SP.B5. Pemilihan diameter dilakukan dengan melihat pengaruh *pressure drop* dan *erosional velocity* menggunakan simulator Pipesim. Selanjutnya melakukan pendekatan dalam pemecahan masalah dengan membangun sistem penggunaan *pig launcher* dalam mengatasi masalah yang terjadi di masa depan. Berdasarkan hasil penelitian, pada kondisi awal (*existing*) dengan jarak 9400 m menggunakan kombinasi ukuran diameter 6 dan 4 inch yang memiliki *pressure drop* yang tinggi. Sedangkan dalam skenario perencanaan dengan menggunakan ukuran diameter yang sama. Uji sensitivitas diameter *trunkline* yang didesain adalah 4, 6 dan 8 inch. Semua ukuran memasuki kriteria dalam penurunan tekanan, kecuali ukuran 4 inch. Begitu pula untuk *erosional velocity* terhadap sensitivitas diameter, kecuali untuk diameter 4 inch memiliki kecepatan erosi yang tinggi sehingga mengakibatkan noise dan vibrasi. Hasil analisis diperoleh ukuran diameter yang dipilih adalah 6 inch. Selanjutnya perencanaan *pig launcher* dipilih ukuran material yang aman untuk *barrel* adalah API 5-L Gr.B (*Seamless Pipe*). *Minor barrel* 6 inch dan *major barrel* 8 inch dengan *nozzle* 6 inch dan 2 inch aman digunakan karena semua desain ketebalan dibawah nilai *wall thickness*. Tahapan selanjutnya dengan menghitung indikator keuntungan pembangunan jaringan pipa dengan investasi 505,911 US\$M dan harga minyak 62,38 US\$/bbl. Hasil Perhitungan diperoleh NPV@12% = 6.022 US\$M, IRR = 495%, POT = 0,19 tahun, PI = 12,90. Analisis sensitivitas dengan merubah asumsi 85%, 115% dari asumsi dasar, menunjukkan hasil NPV paling rendah = 4.725 US\$M, IRR paling rendah = 393%. Berdasarkan hasil tersebut menunjukkan bahwa proyek pergantian jaringan pipa ini menguntungkan dan layak untuk dikembangkan dalam segi keekonomian.

Kata kunci : *Trunkline, Pressure Drop, Pig Launcher, NPV, IRR, POT.*

**ECONOMIC ANALYSIS OF PLANNING THE CONSTRUCTION OF OWN
USE GAS PIPELINE FROM THE GAS COMPRESSOR STATION TO THE
GATHERING STATION IN THE FIELD X**

**M SETRIYA RAMADHAN
153210708**

ABSTRACT

The network system of gas trunkline from west structure supplied from SKG B to SP.B4 - SP.B5 through the discharge gas trunkline with a total distance of ± 18 km, while the distance SP.B4 - SP.B5 is 9400 m. The gas supplied is a source of fuel to drive the engine in operating activities at the gathering station. Problems in the field found several deadlock points in the pipe network which indicated there were solids and liquid in the pipe. More knowledge is done on the issue by identifying pipeline to obtain the optimization strategy in resolving the issue, by planning a pipeline between SP.B4 – SP.B5 to obtain optimum operation of gas supply. In this study an economic analysis of the planning of pipeline construction with the same trunkline diameter along the pipe SP.B4 - SP.B5. Selection of diameter done by looking at the effect of pressure drop and erosional velocity using the simulator Pipesim. Next approach the problem solving by building a system using pig launcher in overcoming problems that occur in the future. Based on the results of the study, the initial conditions (existing) with a distance of 9400 m using a combination of 6 and 4 inches diameter sizes that have high pressure drop, while in the planning scenario using the same diameter. The designed diameter trunkline sensitivity test is 4, 6 and 8 inches. All sizes enter the criteria for pressure drop, except for 4 inches. Similarly, for erosional velocity against sensitivity diameter, except for the 4 inches diameter has a high erosional velocity, resulting in noise and vibration in the pipeline, So that the analysis results obtained by the diameter size selected is 6 inches. Next, the pig launcher planning is chosen as the safe material for barrel size is API 5-L Gr.B (Seamless Pipe). 6 inches minor barrels and 8 inches major barrels with 6 inches and 2 inches nozzles are safe to use because all thickness designs are below the wall thickness value. The next stage is by calculating the profit indicators for pipeline construction with an investment of 505,911 US\$M and oil prices 62.38 US\$/bbl. Calculation results obtained $NPV@12\% = 6,022$ US\$M, $IRR = 495\%$, $POT = 0.19$ years, $PI = 12.90$. The sensitivity analysis by changing the assumption of 85%, 115% of the basic assumptions, shows the lowest NPV US\$M = 4,725, the lowest $IRR = 393\%$. Based on these results indicate that the pipeline replacement project is profitable and feasible to be developed in terms of economics.

Keyword : Trunkline, Pressure Drop, Pig Launcher, NPV, IRR, POT.

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Ketergantungan yang tinggi terhadap minyak dan gas bumi terhadap kebutuhan pendapatan negara maupun memenuhi konsumsi dalam negeri mengakibatkan berkurangnya cadangan minyak dan gas yang ada di Indonesia. Sehingga optimalisasi sumur tua dan penemuan cadangan minyak baru sangat diperlukan untuk menjaga stabilitas negara (Khafid, Nugrahanti, & Pramadika, 2019). Lapangan X merupakan salah satu lapangan minyak dan gas bumi yang ada pada PT Pertamina EP Asset 2 yang terletak di Provinsi Sumatera Selatan. Minyak dan gas bumi yang telah diproduksi dari lapangan akan dialirkan ke stasiun pengumpul untuk dilakukan proses separasi atau pemisahan antara air, minyak dan gas. Proses selanjutnya minyak yang dihasilkan dari berbagai stasiun pengumpul akan dikumpulkan di SPU (Stasiun Pengumpul Utama) yang kemudian ditransportasikan ke PPP (Pusat Penampung Produksi). Air yang diproduksi akan dilakukan *water treatment* yang nantinya dimanfaatkan sebagai air injeksi. Sedangkan gas dikirim ke SKG (Stasiun Kompresor Gas) dengan tujuan menaikkan kembali tekanan dan ditransportasikan ke stasiun pengumpul maupun sumur produksi sebagai sumber bahan bakar (*fuel*) yang digunakan untuk menggerakkan *engine*. Gas pada lapangan ini digunakan untuk kebutuhan pribadi dilapangan (*own use*), tidak untuk dijual. Prinsip kerja dari kompresor adalah menaikkan tekanan gas atau udara dengan cara menurunkan volume (Dhamayanthie & Nugroho, 2018).

Sistem jaringan *trunkline* gas disuplai dari SKG yang kemudian dikirim melalui jalur *trunkline gas discharge* menuju SP.B4 sampai SP.B5 yang memiliki jarak hingga ± 18 km. Pokok permasalahan terjadi pada jaringan pipa dari SP.B4 menuju SP.B5 dengan jarak 9400 m. Akan tetapi dalam operasi mengalirkan gas melalui *trunkline* banyak sekali kemungkinan yang dapat menghambat laju alir fluida yang akan berpengaruh terhadap penurunan tekanan. Meskipun jaringan pipa merupakan transportasi paling aman dan efisien, mereka tidak kebal terhadap

kegagalan maka dari itu diperlukan pemeriksaan dan perawatan rutin (Chin & Fakas, 2004).

Permasalahan yang terjadi di lapangan adalah terjadi kebuntuan pada beberapa titik di jaringan pipa yang diindikasikan terdapat padatan atau terjadi *slugging* dan cairan pada fasilitas SP.B4 menuju SP.B5. Pengetahuan lebih lanjut dalam permasalahan kebuntuan jaringan pipa ini, maka dilakukan perencanaan pengembangan terhadap jaringan pipa permukaan. Perlunya perawatan pipa untuk masa depan, perencanaan pengembangan dimulai dari analisis jaringan pipa yang kemudian membangun sistem penggunaan *pig launcher* guna membersihkan internal pipa dari endapan dan cairan yang terakumulasi. Desain yang dilakukan harus aman dan berstandar internasional, sesuai kode ASME (*the American Society of Mechanical Engineers*) B31.8 “*gas transmission and distribution piping system*” (Mandraguna & Afiff, 2018). Setelah dilakukan analisis terhadap jaringan pipa, selanjutnya menghitung nilai keekonomisan pada perencanaan pembangunan jaringan pipa dari SP.B4 menuju SP.B5 dengan tujuan apakah proyek perencanaan pembangunan pipa ini layak untuk dilakukan dan dikembangkan untuk produksi masa depan.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut :

- 1) Menganalisis sistem perencanaan jaringan pipa dengan membuat *model single branch* menggunakan simulator Pipesim untuk mengetahui *pressure drop*, *erosional velocity* dalam penentuan ukuran diameter *trunkline* yang akan digunakan.
- 2) Mendesain *pig launcher* yang aman pada jaringan pipa gas SP.B4 – SP.B5.
- 3) Menghitung dan menganalisis keekonomian pada perencanaan pembangunan jaringan pipa dari SP.B4 menuju SP.B5.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Adapun manfaat dari tugas akhir yang dilakukan bagi ilmu pengetahuan adalah untuk mendapatkan gambaran penyelesaian permasalahan jaringan pipa gas yang mengalami kebuntuan dengan metode penyelesaian yang praktis dan ekonomis.

1.4 BATASAN MASALAH

Mengingat luasnya permasalahan tentang sistem perpipaan, maka perlu dibatasi permasalahan yang akan di bahas dalam penelitian ini. Adapun batasan masalah adalah sebagai berikut :

- 1) Fokus permasalahan jaringan pipa dari SP.B4 dan SP.B5.
- 2) Tidak menganalisis penyebab terjadinya kebuntuan pada pipa gas secara detail.
- 3) Simulator Pipesim digunakan hanya untuk melihat pengaruh *pressure drop*, *erosional velocity* terhadap total jarak.
- 4) Perhitungan keekonomian pembangunan jaringan pipa gas menggunakan kontrak PSC.
- 5) Fasilitas *pigging* pada proyek ini hanya sebatas perancangan pembangunan fasilitas *Pig Launcher dan Reciever* saja, tidak termasuk pengoperasiannya.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Minyak dan gas bumi merupakan golongan sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui sehingga dapat punah atau habis. Hal ini disebabkan oleh proses pembentukan minyak bumi memakan waktu cukup lama. Islam memandang energi itu terbatas didasarkan atas firman Allah QS. Al-Ahqaf (46):3 yang artinya : “Kami tidak menciptakan langit dan bumi dan apa yang ada di antara keduanya melainkan dengan (tujuan) yang benar dan dalam waktu yang ditentukan. Sementara itu, orang-orang kafir cenderung mengabaikan peringatanku”.

Pokok pikiran dalam potongan ayat diatas adalah mengenai ciptaan Allah yang mempunyai batasan tertentu. Telah diketahui bahwa sesungguhnya sumber energi itu terdapat diberbagai langit dan bumi, termasuk minyak bumi. Berdasarkan fungsional teologis menyatakan bahwa salah satu dasar keimanan yaitu percaya akan terbatasnya energi yang ada di langit dan bumi (Qomarullah, 2014).

2.1 SISTEM PERPIPAAN

Jaringan pipa merupakan transportasi fluida dari satu tempat ke tempat lainnya dengan jarak yang cukup jauh sehingga memungkinkan terjadinya permasalahan internal pipa. Dalam sistem perpipaan dikenal dua istilah yaitu *piping* dan *pipeline*. Perbedaan dari kedua istilah dalam sistem perpipaan adalah dari fungsi, lokasi dan total jarak. *Piping* digunakan untuk mengalirkan fluida dari satu sistem ke sistem lainnya yang beroperasi di suatu *plant* dengan jarak dekat. Sedangkan *pipeline* lebih berfungsi untuk kebutuhan transmisi dan distribusi fluida yang menghubungkan *plant (facility)* satu dengan lainnya dengan jarak yang lebih jauh. Sistem perpipaan dilengkapi komponen pendukung seperti *valve*, *elbow*, *nozzle*, *reducer* dan *isolasi*.

Untuk memastikan bahwa pipa yang digunakan tergolong aman, perlu dilakukan proses integritas pipa. Melalui pemantauan dan pengujian, proses mendapatkan informasi integritas pipa bertujuan untuk mendeteksi dan menguji

faktor yang menyebabkan kegagalan pipa hingga mencapai perbaikan berkelanjutan serta memastikan operasi pipa yang aman secara ekonomi.

Integrity management system merupakan sistem yang menganalisis keamanan jaringan pipa, integritas pipa, keandalan dan perbaikan berkelanjutan. *Pipeline Integrity Management System* (PIMS) merupakan sarana untuk mengontrol status integritas pipa dengan pertimbangan desain pipa, spesifikasi, konstruksi, operasi, pemeriksaan dan perawatan (Wenman & Dim, 2012). Hal ini bertujuan untuk meminimalisir resiko kegagalan serendah mungkin dan memaksimalkan waktu penggunaan pipa.

2.1.1 Kehilangan Tekanan Dalam Pipa

Kehilangan tekanan alir fluida dalam pipa atau yang lebih dikenal dengan istilah *pressure drop* adalah penurunan tekanan yang terjadi dari satu titik dalam sistem ke titik lain yang mempunyai tekanan yang lebih rendah. Menurut (Rahman, 2015) menyatakan bahwa *pressure drop* yang terjadi pada aliran fluida didalam pipa disebabkan oleh beberapa faktor, diantaranya adalah : tekanan awal, laju alir fluida, diameter pipa, gaya friksi, sifat fisika fluida, perubahan elevasi dan jarak transportasi fluida.

Penelitian yang pernah dilakukan oleh (Malau & Sitepu, 2012) dimana melakukan analisis *pressure drop* dengan menggunakan *Software Pipe Flow Expert* yang menyatakan bahwa faktor gesekan yang ada pada pipa sangat mempengaruhi terjadinya penurunan tekanan. Dapat disimpulkan bahwa semakin besar faktor gesekan yang terjadi maka semakin tinggi pula *pressure drop* suatu jaringan pipa.

2.1.2 Kecepatan Erosi Dalam Pipa

Kecepatan erosi yang terjadi dalam pipa atau biasa disebut *erosional velocity* merupakan bentuk dari internal corrosion. Campuran air, minyak, gas dan partikel pasir yang melalui pipa, serta kecepatan dan sifat fluida merupakan sebuah resiko pada peralatan, oleh karena itu diperlukan memprediksi erosi secara akurat (Krisnanda, Santoso, & Nugroho, 2019). Desain dari sistem perpipaan untuk fasilitas proses perlu pertimbangan terhadap efek kehilangan tekanan dikarenakan friksi dan erosi yang dipengaruhi oleh kecepatan fluida dan berat jenis dari fluida tersebut (Parahita, 2015). Oleh karena itu pentingnya untuk melihat

parameter dari pengaruh *erosional velocity* terhadap sensitivitas diameter *trunkline* yang akan digunakan.

2.2 PIGGING

Pemeliharaan pipa di industri minyak dan gas biasanya dilakukan dengan metode *pigging*, yang merupakan alat berbentuk silinder dan bulat yang berjalan didalam pipa yang didorong oleh cairan produksi (Hendrix, Ijsseldijk, Breugem, & Henkes, 2017). Untuk merancang alat *pigging* yang tepat, penting untuk mendeteksi dimana penyumbatan itu terjadi dan berapa ukuran dari pipa tersebut (Kegang, Dakota, Xingru, & Zheng, 2015). Perbedaan ukuran diameter *trunkline* dari SP.B4 menuju SP.B5 menimbulkan masalah baru, karena *pigging* tidak bisa beroperasi terhadap diameter pipa yang berbeda, sehingga *pig launcher* pada jaringan pipa ini tidak tersedia.

Dalam rangka memastikan kelancaran produksi pada sistem pipa diperlukan operasi *pigging* guna menjamin kebersihan bagian dalam pipa. *Pigging* didefinisikan sebagai kegiatan meluncurkan benda yang disebut *pig* ke dalam jalur pipa. *Pig* merupakan alat yang dimasukkan ke dalam internal pipa dengan ukuran yang sesuai dengan diameter dalam pipa yang akan berjalan mulai dari *pig launcher* hingga *pig receiver*. Pada umumnya proses *pigging* dilakukan untuk membersihkan bagian dalam pipa dari kotoran dan endapan yang terbentuk akibat kontraksi antara fluida. Perkembangan teknologi membuat *pigging* tidak hanya di khususkan untuk membersihkan, tetapi digunakan sebagai alat pendeteksi kebocoran, korosi dan inspeksi bagian dalam pipa (Surya, Soim, & Antoko, 2016). Seperti penelitian yang dilakukan oleh (Mazraeh, Alnaimi, & Mohamed Sahari, 2014) yang menjamin bahwa sistem pipa aman, bersih dan secara signifikan meningkatkan proses *pigging* serta mengurangi biaya operasional dengan mendesain *pig* untuk membersihkan hingga inspeksi pipa, oleh karena itu *pig* memiliki fungsi yang banyak.

Dalam masa kontruksi jaringan pipa baru sering ditemukan sisa-sisa kontruksi seperti batang las, terak las dan besi scrab, sehingga timbul peraturan atau standar yang mengharuskan operasi *pigging* harus dimulai (Li, Ai, Zhang, Miao, & Wang, 2011). Menurut (Webb, 1978) *Pipeline pigging* digunakan untuk

menyelesaikan berbagai operasi didalam sistem perpipaan. Operasi yang dicapai oleh *pigging* adalah sebagai berikut :

1. Penghapusan *wax* secara berkala, kotoran dan air didalam pipa.
2. Pemisahan produk untuk mengurangi jumlah antarmuka di zona transisi dari fluida.
3. Kontrol cairan didalam *pipeline*.
4. Pemeriksaan untuk mendeteksi lekukan dan korosi yang berlebihan.
5. Untuk aplikasi pelapisan internal ke dinding pipa dalam pencegahan korosi.

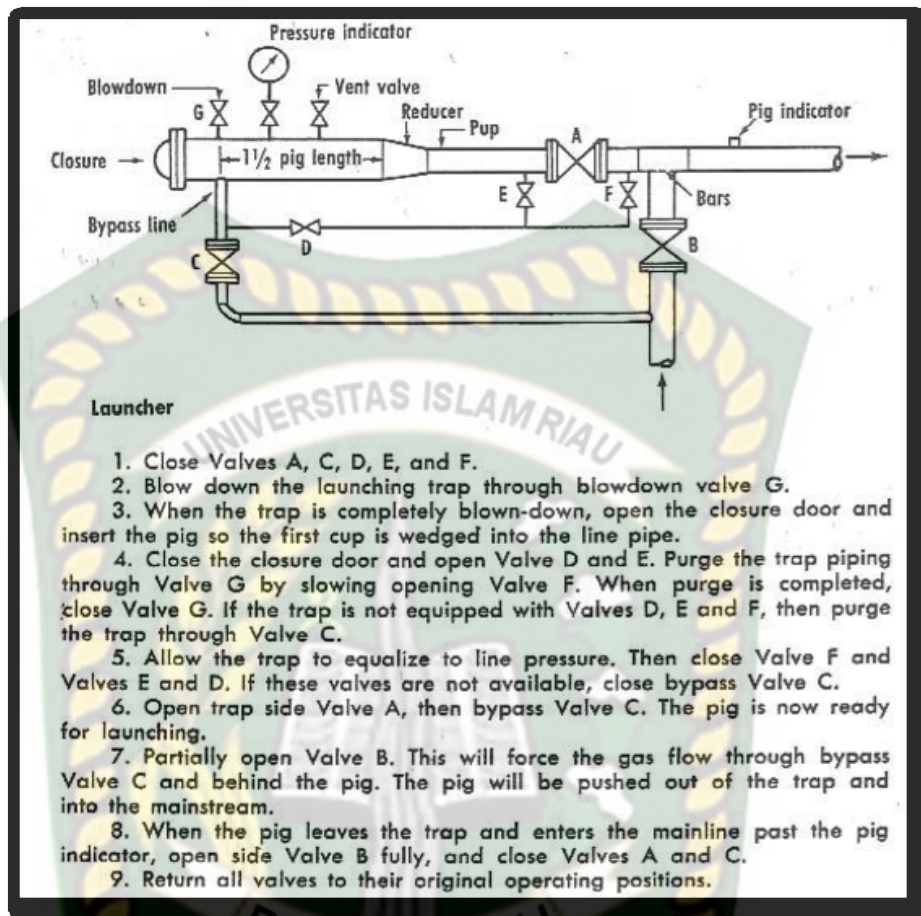
Pigging merupakan operasi rutin untuk sebagian besar jaringan pipa. Namun, sangat bergantung pada aturan yang memuat resiko tinggi *pig* akan terjebak atau terjadinya *plugging* (Huang, Wang, Li, Ren, & Zhu, 2016).

2.2.1 *Pig Launcher dan Pig Reciever*

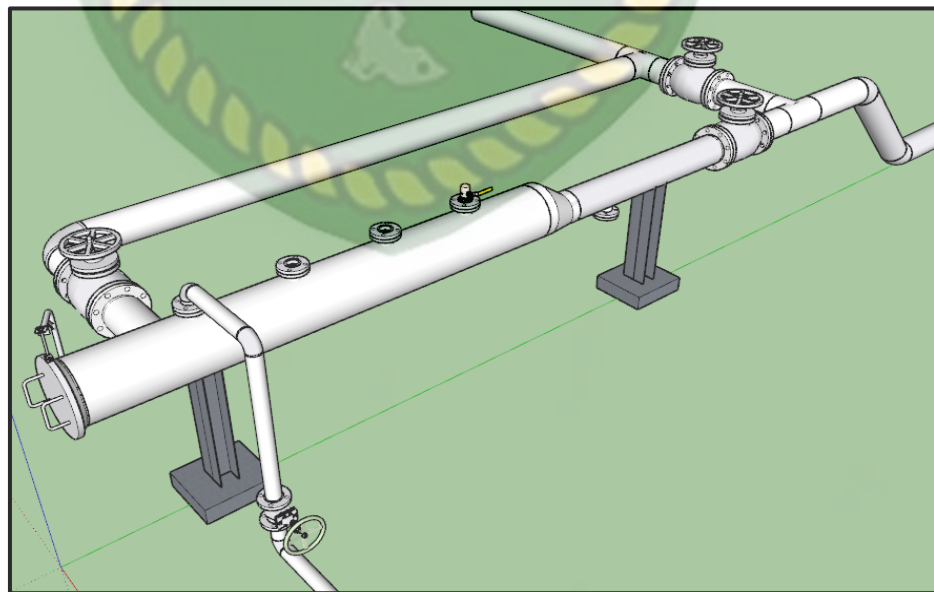
Pada proses *pigging* diperlukan alat peluncur dan penerima *pig* yang terletak di awal dan akhir dari sistem perpipaan yang dilakukan operasi *pigging*. Perancangan untuk meluncurkan *pig* didasarkan kepada ASME B31.4 dan ASME B31.8. *Pig launcher* terdiri dari *major barrel* yang merupakan pipa pembesaran dan *minor barrel* pipa sesuai ukuran pipa operasi. Menurut penelitian (Amir, Aprianto, & Sunarto, 2018) menyatakan perbesaran barrel adalah sebagai berikut :

1. Untuk diameter kurang dari atau sama dengan 10 inch, perbesarannya 2 inch.
2. Untuk diameter 12 -26 inch, perbesarannya 4 inch.
3. Untuk diameter lebih dari atau sama dengan 28 inch, perbesarannya 6 inch.

Membuat mekanisme *pig* meluncur mengikuti aliran fluida dalam pipa sangat sulit, perlu koordinasi yang baik antar personal dan perlu perangkat khusus untuk memasukkan *pig* kedalam sistem perpipaan dan mengeluarkannya kembali tanpa mengganggu proses aliran fluida dalam pipa. Alat ini disebut *pig launcher* dan *pig receiver* yang bentuknya identik sama hanya saja fungsinya berbeda. Berikut merupakan prosedur kerja *pig launcher* untuk pipa gas serta desain *pig launcher* dapat dilihat pada gambar dibawah ini :



Gambar 2-1 Pig Launcher Procedures Gas Service (Webb, 1978)



Gambar 2-2 Pig Launcher (Sketchup 2019)

2.3 ANALISIS KEEKONOMIAN

Industri migas merupakan industri yang memiliki modal besar (*high cost*), teknologi canggih (*high technology*) dan resiko tinggi (*high risk*) (Ariyon, 2017b). Dibalik resiko tinggi tersebut, industri migas merupakan bisnis yang menjanjikan dengan keuntungan besar.

Sehingga dalam menghadapi ke empat karakter diatas diperlukan kontrak kerja sama yang dapat menyelesaikan tantangan dan meraih keuntungan bagi kedua pihak yang bersangkutan. Masing-masing pihak memiliki filosofi dan tujuan yang berbeda sesuai dengan jurnal penelitian oleh (Shaallan, 2012) yang ditunjukkan pada tabel dibawah ini :

Tabel 2-1 Tujuan Pemerintah dan Perusahaan Minyak dan Gas Bumi

| PIHAK | TUJUAN UTAMA |
|-------------------|--|
| Pemerintah | <ul style="list-style-type: none"> • Mempertahankan kontrol atas sumber daya • Menarik investasi resiko • Memenuhi kebutuhan konsumsi dalam negeri • Memaksimalkan pendapatan nasional dari minyak bumi • Mengembangkan teknologi dan keahlian masyarakat dalam negeri • Meningkatkan pertumbuhan ekonomi nasional melalui pengembangan minyak bumi oleh perusahaan asing. |
| Kontraktor | <ul style="list-style-type: none"> • Mencari dan menemukan minyak dan gas bumi • Memperoleh tingkat pengembalian yang wajar • Mengamankan pasokan minyak mentah • Memastikan keamanan yang memadai atas investasi • Mempertahankan fleksibilitas dan control operasi sebanyak mungkin. |

Undang-undang No. 22 tahun 2001 pasal 4 ayat 1 tentang Minyak dan Gas Bumi menyatakan bahwa minyak dan gas bumi sebagai sumber daya alam strategis tak terbarukan yang terkandung di Wilayah Hukum Pertambangan Indonesia merupakan kekayaan nasional yang dikuasai oleh Negara (Presiden Republik Indonesia, 2001). Sebagai konsekuensinya, penyelenggaraan kegiatan usaha minyak dan gas bumi baik hulu maupun hilir tidak hanya berdasarkan kepentingan pengusaha semata, tetapi juga kepentingan Negara secara keseluruhan.

Perencanaan pembangunan sistem jaringan pipa dari SKG menuju stasiun pengumpul dilakukan karena seiring bertambahnya waktu jaringan pipa mengalami beberapa masalah, terutama pada jaringan pipa dari SP.B4 – SP.B5. Dalam *Journal of Petroleum Research & Studies* mengemukakan dalam konteks proyek minyak bumi, dana yang dihabiskan selama investasi awal pada periode sebelumnya akan disalurkan untuk kebutuhan peralatan, bahan dan jasa (Shaallan, 2012). Tabel dibawah ini menjelaskan biaya investasi, operasional dan arus khas yang terbagi untuk setiap jenis proyek minyak dan gas bumi.

Tabel 2-2 Petroleum Project : Main Items of Cash Flow

| Proyek Eksplorasi dan Produksi | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Arus Kas Masuk <ul style="list-style-type: none"> ○ Pendapatan dari penjualan volume minyak dan gas yang dihasilkan dalam sistem fiskal Royalti / Pajak. ○ <i>Cost recovery</i> dan <i>Profit share</i> dalam kontrak PSC (<i>Production Sharing Contracts</i>). | |
| <ul style="list-style-type: none"> • Arus Kas Keluar <ul style="list-style-type: none"> ○ Pengeluaran modal (<i>Capital expenditures</i>) untuk mengeksplorasi dan mengembangkan lapangan. ○ Biaya operasi untuk memelihara peralatan dan transportasi produksi ke <i>market</i>. ○ Royalti, pajak dan pembayaran lainnya kepada entitas pemerintah. | |
| Proyek Pengolahan Gas | |
| <ul style="list-style-type: none"> • Arus Kas Masuk <ul style="list-style-type: none"> ○ Pendapatan dari penjualan produk pabrik (mis. Etana, propana). | |
| <ul style="list-style-type: none"> • Arus Kas Keluar <ul style="list-style-type: none"> ○ Pengeluaran modal (<i>Capital expenditures</i>) untuk membangun <i>plant</i>. ○ Biaya pengoperasian untuk mengoperasikan <i>plant</i> dan untuk membeli bahan baku (mis. Gas alam). ○ Biaya, pajak lokal dan nasional sebagaimana didefinisikan oleh undang-undang pajak kontraktor. | |
| Proyek Penyulingan | |
| <ul style="list-style-type: none"> • Arus Kas Masuk <ul style="list-style-type: none"> ○ Penghasilan dari menjual produk penyulingan (mis. Benzena, minyak dan gas). | |
| <ul style="list-style-type: none"> • Arus Kas Keluar <ul style="list-style-type: none"> ○ Pengeluaran modal (<i>Capital expenditures</i>) untuk membangun kilang. | |

| |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"> ○ Biaya operasi untuk mengoperasikan kilang dan untuk membeli bahan baku (minyak mentah). ○ Biaya pajak lokal dan nasional seperti yang didefinisikan oleh kontrak atau undang-undang perpajakan. |
| Proyek Pipa (<i>Pipeline</i>) |
| <ul style="list-style-type: none"> • Arus Kas Masuk <ul style="list-style-type: none"> ○ Pendapatan dari tarif yang dibebankan ke produk-produk pengangkutan di dalam pipa. |
| <ul style="list-style-type: none"> • Arus Kas Keluar <ul style="list-style-type: none"> ○ Pengeluaran modal (<i>Capital expenditures</i>) untuk membangun jalur pipa. ○ Biaya operasi untuk memelihara pipa dan perlengkapannya. ○ Biaya pajak lokal dan nasional seperti yang didefinisikan oleh kontrak atau undang-undang perpajakan. |

Sumber : IHS ENERGY, 2005 dalam jurnal (Shaallan, 2012).

Dalam *pipeline projects*, item utama arus kas *Cash inflow* diperoleh dari penghasilan dari tarif yang dibebankan ke produk dalam pipa. Sementara arus kas keluar untuk *pipeline project* terdiri atas modal pembangunan jaringan pipa, biaya operasi, pemeliharaan dan pajak. Penelitian serupa pernah dilakukan oleh (Saputra & Ardiansyah, 2012) proyek pembangunan pipa transmisi gas alam dengan investasi US\$ 10.329.901, diperoleh hasil perhitungan NPV 97,96 juta US\$, IRR 67,79% dan POT 8,16 bulan.

Analisis keekonomian migas bertujuan melihat seberapa besar manfaat yang diterima bagi perusahaan dari proyek yang dilaksanakan. Hasil dari keekonomian merupakan indikator dari modal yang di investasikan, yaitu perbandingan total benefit yang diterima dengan total pengeluaran (*present value*) selama proyek masih ekonomis (Nandasari & Priadythama, 2016).

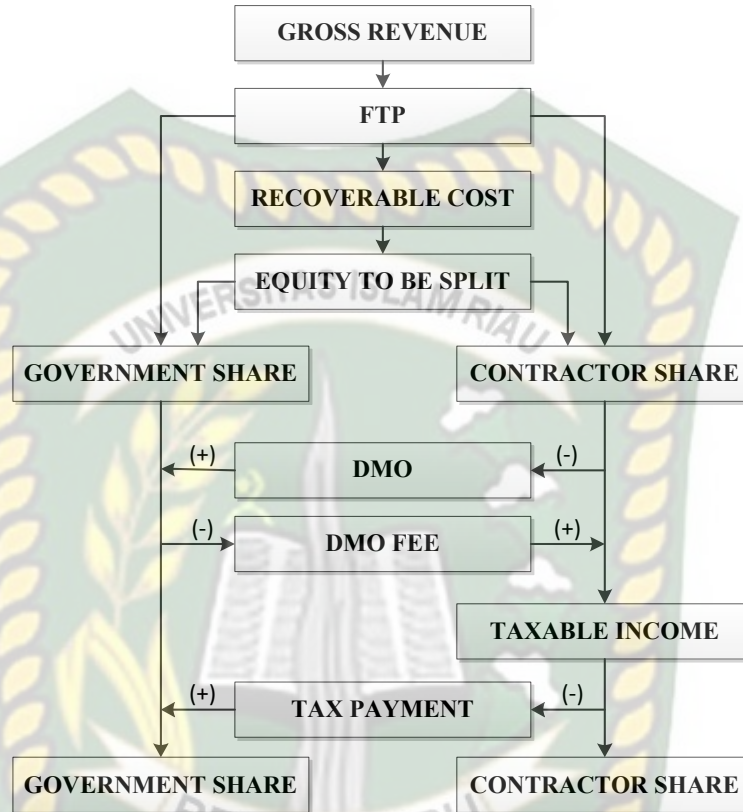
Jenis kontrak *Production Sharing Contract* (PSC) merupakan kontrak kerja sama yang berlandaskan atas Undang-undang No. 22 tahun 2001 tentang minyak dan gas bumi. Definisi PSC adalah perjanjian atau kontrak yang dibuat antara badan usaha atau bentuk usaha tetap untuk melakukan kegiatan di bidang minyak dan gas bumi (William, Kartoatmodjo, & Prima, 2017). Langkah awal perhitungan pembagian hasil pada kontrak PSC adalah dengan menilai kelayakan suatu proyek untuk dikembangkan dan juga menguntungkan bagi perusahaan (Fiqri & Irham, 2015).

Menurut (Ariyanto & Nuraeni, 2015) Prosedur dan korelasi yang digunakan dalam perhitungan *cash flow* proyek dengan kontrak PSC sebagai berikut :

1. *Gross revenue* (R) = Prod. x Harga minyak
2. $FTP = (FTP \%) \times Revenue$
3. *Revenue after FTP* = *Gross revenue* – FTP
4. *Expenditure* :
 - a. *Non recoverable cost*
 - b. *Operating cost* = Biaya operasi x Produksi
 - c. *Capital expenditure* :
 - *Tangible* (Depresiasi)
 - *Intangible*
5. $Cost Recovery = Intangible + Operating cost + Depresiasi$
6. $ETS = Gross revenue after FTP - Cost recovery$
7. $Contractor share = (Contr. Split / 1 - Tax)$
 - a. $FTP Contr. = FTP \times Contractor share$
 - b. $ETS Contr. = ETS \times Contractor share$
8. $Government share = (1 - (Contr. Split / 1 - Tax))$
 - a. $FTP Gov. = FTP \times Government share$
 - b. $ETS Gov. = ETS \times Government share$
9. DMO dan DMO *Fee* = tidak dihitung karena dalam skala proyek
10. $Taxable Income = FTP Contr. + ETS Contr.$
11. $Tax = Nilai Pajak \times Taxable Income$
12. $Net Contractor Share = Taxable income - Tax$
13. $Contr. Cash Flow = Net Contr. Share + Depresiasi + Intangible$
14. $Government Take = FTP Gov. + ETS Gov. + Tax.$

Proyek pergantian jaringan pipa mengikuti perhitungan keekonomian seperti skema PSC diatas. Akan tetapi untuk perhitungan, DMO dan DMO *fee* tidak dihitung dalam proyek ini, Karena dalam analisis ini hanya hitungan proyek bukan kumulatif produksi. Oleh karena itu setelah kontraktor mendapatkan *share*,

langsung dikenakan pajak untuk pemerintah. Berikut skema perhitungan PSC pada gambar dibawah ini.



Gambar 2-3 Skema Perhitungan PSC (Marlitha, 2014)

Dalam kontrak bagi hasil PSC mencakup parameter dalam perhitungan indikator keekonomian suatu proyek. Tujuan dari hal ini adalah parameter yang didapatkan kemudian dikalkulasikan dengan rumus sehingga keekonomian dari proyek dapat dianalisis. Indikator kelayakan suatu proyek digunakan sebagai petunjuk dalam pengambilan keputusan suatu proyek. Menurut (Ariyon, 2017a) mengatakan indikator yang menjadi penilaian keuntungan antara lain :

2.3.1 *Net Present Value* (NPV)

Net Present Value dapat dikatakan penjumlahan dari nilai sekarang (*present value*) dari semua arus kas masuk yang diterima di masa yang akan datang dikurangi dengan jumlah investasi yang dikeluarkan. Dari NPV dapat dilihat kelayakan suatu proyek. Apabila bernilai positif, proyek layak dilaksanakan. Sebaliknya, jika bernilai negatif maka proyek tidak

layak. Untuk memperoleh NPV positif diperlukan nilai *discount rate* yang bernilai rendah. Sebaliknya, NPV negatif diperoleh jika *discount rate* lebih besar dari nilai awal, maka NPV negatif akan berdampak kerugian terhadap proyek tersebut.

2.3.2 *Internal Rate of Return (IRR)*

Definisi dari *Internal Rate of Return* adalah tingkat suku bunga yang menghasilkan $NPV = 0$. Untuk menghitung IRR pada umumnya dilakukan dengan teknik *trial and error* dengan interpolasi dari NPV positif mendekati nol dan NPV negatif mendekati nol untuk memperoleh $NPV = 0$. Syarat kelayakan investasi dari indikator ini adalah nilai IRR harus lebih besar dari nilai *Minimum Attractive Rate of Return (MARR)* yang di tetapkan (Ariyon, 2017a).

2.3.3 *Profitability Index (PI)*

Profitability index merupakan metode perhitungan perbandingan antara nilai arus kas bersih yang akan datang dengan nilai investasi saat ini. Menurut Syamsudin pada tahun 2011 dalam jurnal (Yasuha & Saifi, 2017) menyatakan bahwa metode *profitability index* biasa disebut juga dengan istilah *B/C Ratio*, dimana PI menghitung *present value* untuk setiap rupiah yang diinvestasikan. Kelayakan investasi menurut standar analisa *profitability index* ini adalah jika $PI < 1$, maka investasi tersebut tidak layak untuk dilakukan. Sementara jika $PI > 1$ maka investasi layak untuk dilanjutkan.

2.3.4 *Pay Out Time (POT)*

Pay Out Time adalah lama jangka waktu pengembalian investasi. Keinginan investor selalu ingin modal yang ditanamkan cepat kembali atau proyek yang memiliki POT yang pendek. Rumus untuk mendapatkan POT pada tahun keberapa dilakukan dengan cara interpolasi antara tahun yang berkaitan dengan periode pengembalian. Syarat kelayakan proyek untuk indikator ini adalah jika $POT > \text{umur ekonomis}$ maka proyek tidak layak untuk dilanjutkan. Sebaliknya, jika $POT < \text{umur ekonomis}$ maka proyek layak untuk dilanjutkan. Semakin kecil nilai POT maka semakin menarik investor untuk investasi pada proyek tersebut.

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 METODE DAN PENDEKATAN

Penelitian ini menggunakan tiga metode dalam alternatif pemecahan masalah pada jaringan pipa gas suplai SP.B4 – SP.B5 pada lapangan X yaitu :

- 1) Dalam penentuan *pressure drop*, *erosional velocity* dan sensitivitas diameter *trunkline* terhadap total jarak, penelitian ini menggunakan simulator Pipesim 2014 dengan membangun *model single branch* dengan menggunakan data sebagai berikut :

Tabel 3-1 Data Geometri Pipeline

| Source | Horizontal Distance | | |
|------------------|---------------------|-----------------------------|----------------------------|
| | m @6 inch | m @4 inch | m @6 inch |
| SKG B | 500 | 5700 | 3200 |
| Elevation (m) | Roughness (Inch) | Wall Thickness (Inch) | Amb. Temperatur (°F) |
| 0 | 0,0015 | 0,5 | 80 |

Tabel 3-2 Input Data Pipesim 2014

| | | |
|-------------------------|-----|--------|
| Tekanan Operasi (Input) | 340 | Psi |
| Tekanan Output | 240 | Psi |
| Suplai Gas | 2 | MMSCFD |
| Temperatur | 89 | °F |

- 2) Dalam perancangan *pig launcher* dilakukan proses pengumpulan data dan dilakukan perhitungan manual. Data yang digunakan dalam perancangan *pig launcher* adalah sebagai berikut :

Tabel 3-3 Data Profil Pipeline Desain Pig Launcher

| | | |
|--------------------------------|-------------|---------|
| Tekanan / Temperatur (Desain) | 1774,65 Psi | 89,6 °F |
| Tekanan / Temperatur (Operasi) | 240 Psi | 86 °F |
| Material Specification | API 5L Gr B | |
| Dimensi Pipa Operasi | 6 Inch | Sch 80 |

| | | |
|--------------------------------|----------|--------|
| Dimensi Pipa Pembesaran | 8 Inch | Sch 80 |
| Jenis Fluida | Gas Alam | |
| Corrosion Allowance | 0,9 mm | |
| Kicker Line | 6 Inch | Sch 80 |
| Nozzle | 2 Inch | Sch 80 |

Adapun data asumsi diperoleh dari tabel ASME B31.8 (*Gas Transmission and Distribution Piping Systems*) antara lain :

Tabel 3-4 Data Tabel ASME B31.8

| | |
|--|--------|
| Location Class | 2 |
| Design Factor (F) | 0,60 |
| Longitudinal Joint Factor (E) | 1 |
| Temperature Derating Factor (T) | 1 |
| Specified Min. Yield Strength (S) | 35.000 |

Berikut merupakan langkah perhitungan yang dilakukan dalam perancangan *pig launcher* untuk pipa gas dalam jurnal (Mandraguna & Afiff, 2018) sebagai berikut :

- a. Desain ketebalan *major barrel* dan *minor barrel*

$$t = \frac{PD}{2S \times FET}$$

$$t_{min} = t + \text{Corrosion allowance}$$

Dimana :

t : Ketebalan *barrel*

t_{min} : Ketebalan *barrel* minimum

P : Tekanan desain

D : Outside diameter

S : Tegangan izin material

F : *Design factor*

E : *Longitudinal joint factor*

T : *Temperature derating factor*

b. Desain ketebalan *nozzle*

$$t_{rn} = \frac{PR_n}{SE - 0,6P}$$

Dimana :

t_{rn} : Ketebalan *nozzle*

P : Tekanan desain

R_n : Jari-jari dalam *nozzle*

S : Tegangan izin material

E : *Longitudinal joint factor*

- 3) Keekonomian perancangan jaringan pipa gas menggunakan kontrak *Production Sharing Contract* (PSC). Data yang diperlukan dalam perhitungan ini adalah biaya investasi, data produksi dan rincian biaya. Proyek ini dihitung berdasarkan pemompaan minyak rata-rata harian. Berikut termin fiskal dari proyek ini adalah :

Tabel 3-5 Termin Fiskal

| Termin Fiskal : PSC | |
|---------------------------------|-----------|
| <i>Split After Tax</i> (G:C) | 85 : 15 % |
| <i>Split Before Tax</i> (G:C) | 75 : 25 % |
| OPEX, US\$/bbl | 18,00 |
| FTP | 5 % |
| TAX | 40,5 % |
| <i>Decline Factor</i> | 23 % |
| <i>Oil Price</i> (ICP) US\$/bbl | 62,38 |

Adapun beberapa perhitungan indikator keekonomian dalam proyek ini adalah sebagai berikut :

- a. Menghitung *Net Present Value* (NPV) aliran cash flow dari tahun pertama sampai tahun ke n dapat dinyatakan dengan persamaan :

$$NPV = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+i)} + \frac{CF_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+i)^n}$$

Dimana :

CF : *Cash flow*

CF_n : *Cash flow tahun ke n*

i : *Suku Bunga / Discount Rate*

b. Rumus untuk menentukan IRR dengan interpolasi adalah sebagai berikut :

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

Dimana :

IRR : *Internal Rate of Return*

i_1 : *Discount Rate yang menghasilkan NPV (+)*

i_2 : *Discount Rate yang menghasilkan NPV (-)*

NPV_1 : *NPV bernilai positif*

NPV_2 : *NPV bernilai negatif*

c. Adapun perhitungan *Profitability index* (PI) adalah sebagai berikut :

$$PI = \frac{PV}{ICO}$$

Dimana :

PI : *Profitability Index*

PV : *Present Value*

ICO : *Initial Cash Operation (biaya investasi)*

- d. Penelitian yang dilakukan oleh (Ariyon, 2017a) menyatakan perhitungan *Pay out time* (POT) dapat dicari dengan rumus interpolasi :

$$POT = T_1 + \left(\frac{CF_1}{CF_1 + CF_2} \right) (T_2 - T_1)$$

Dimana :

POT : *Pay Out Time*

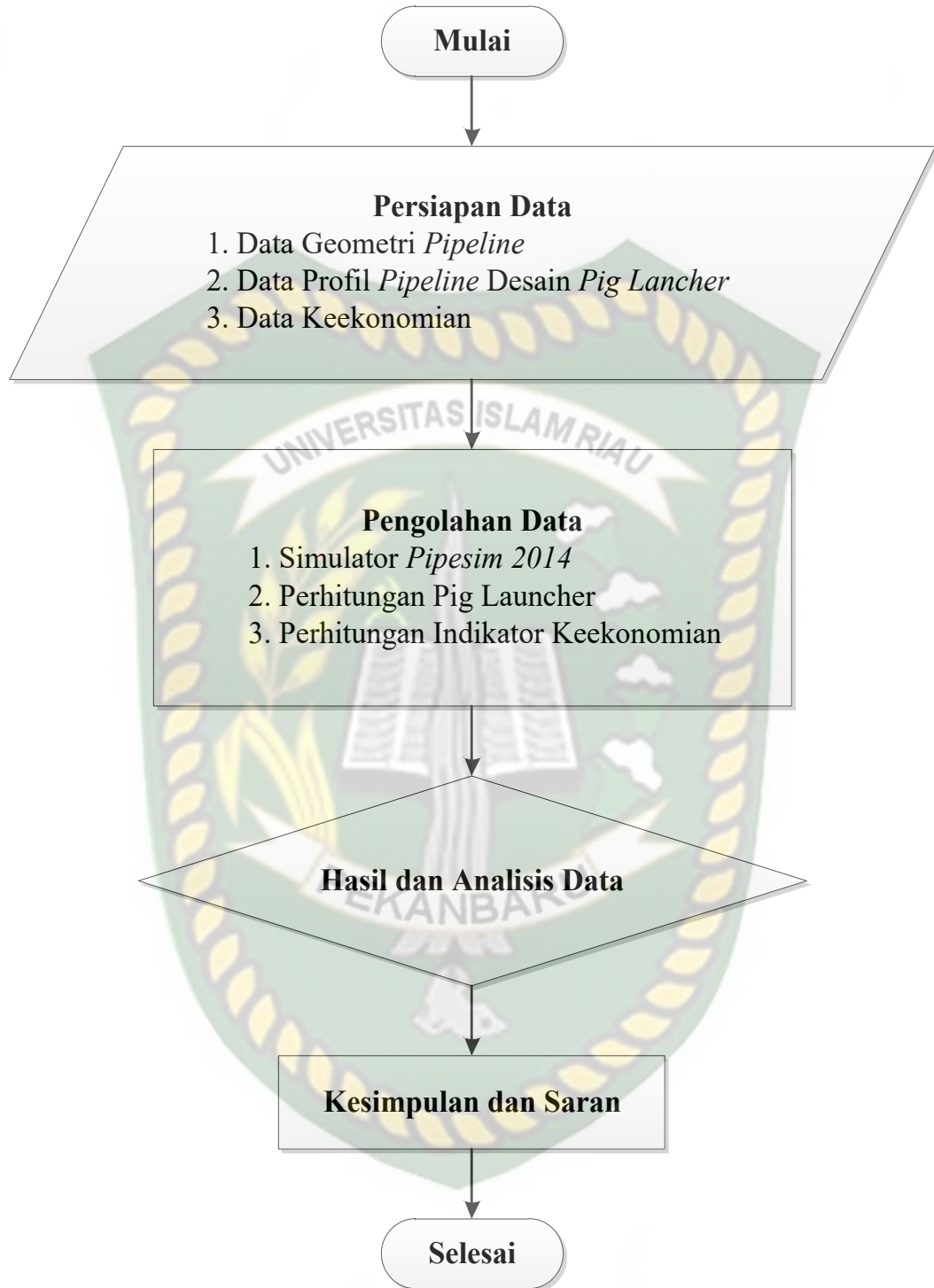
T_1 : Periode waktu sebelum

T_2 : Periode waktu sesudah

CF_1 : Kumulatif *cash flow* tahun sebelum

CF_2 : Kumulatif *cash flow* tahun sesudah



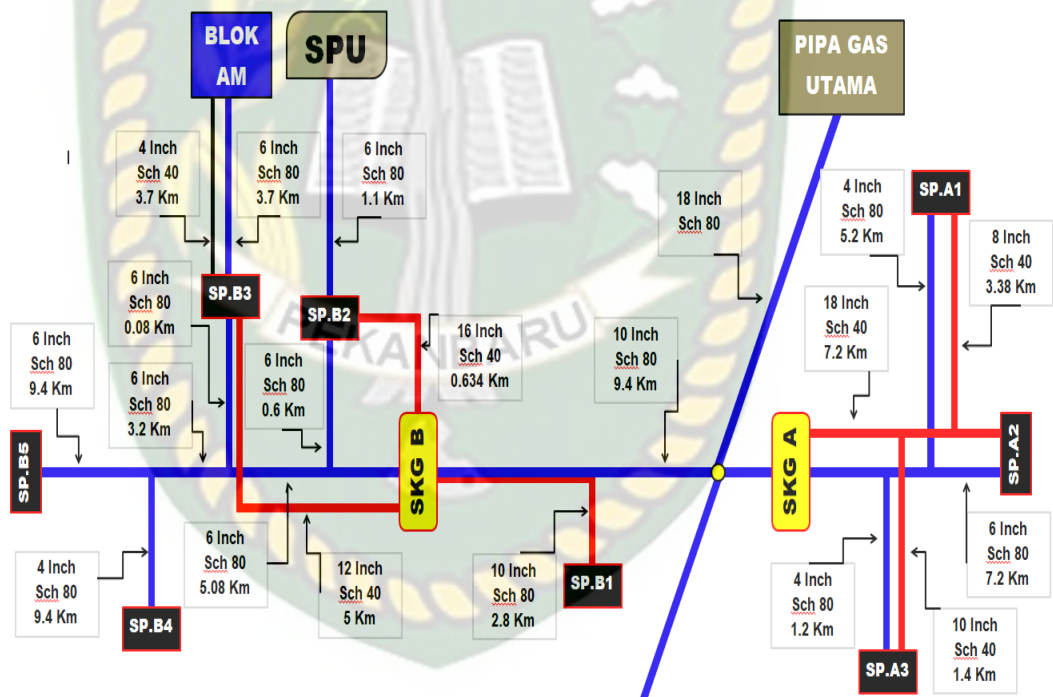


Gambar 3-1 Diagram Alur Penelitian

3.2 JENIS PENELITIAN

3.2.1 Studi Lapangan

Lapangan X merupakan salah satu lapangan minyak dan gas bumi yang ada pada PT Pertamina EP Asset 2 yang terletak di Provinsi Sumatera Selatan. Dimana gas yang dihasilkan di manfaatkan sebagai *fuel engine* untuk kebutuhan beberapa stasiun pengumpul dan sumur. Stasiun Kompresor Gas Lapangan X merupakan fasilitas produksi gas yang memiliki peran penting dalam menyuplai dan mengatur jaringan gas. Kondisi saat ini lapangan X memiliki 2 SKG, yaitu SKG A dan SKG B. Pada SKG A berada di area timur yang memiliki 5 unit scrubber dan 3 unit gas kompresor. Sedangkan SKG B berada di area barat memiliki 2 unit gas kompresor.



Gambar 3-2 Sistem Perpipaan Gas Lapangan X

Gas untuk struktur Barat disuplai dari SKG B yang menerima gas dari SP.B1, SP.B2 dan SP.B3 dengan *suction pressure* sekitar ± 20 psi dan temperatur 89°F yang kemudian dikirim melalui jalur *trunkline gas high discharge pressure* sekitar ± 350 psi dan temperatur 86°F .

3.3 TEMPAT PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan di PT Pertamina Asset 2 Lapangan X yang terletak di Provinsi Sumatera Selatan. Teknik pengambilan data untuk penelitian ini menggunakan data primer yang diperoleh dari data-data perusahaan yang berkaitan dengan penelitian yang dilakukan. Pengambilan data dalam penelitian ini dilengkapi dengan keabsahan data sebagai bukti keaslian data. Data diperkuat dengan beberapa referensi seperti teori dan jurnal-jurnal yang berkaitan dengan penelitian.

3.4 JADWAL PENELITIAN

Penelitian dilakukan dalam jangka waktu mulai dari bulan Desember 2019 hingga bulan Januari 2020 dengan perincian kegiatan dapat dilihat pada *gantt chart* pada tabel berikut :

Tabel 3-6 Gantt Chart

| No | Activity | Start | Finish | Duration | 2019 | 2020 |
|----|----------------------------------|------------|------------|----------|------|------|
| | | | | | Dec | Jan |
| 1 | Analisis Permasalahan | 12/1/2019 | 12/7/2019 | 1w | ■ | |
| 2 | Pengumpulan Data | 12/8/2019 | 12/18/2019 | 1w 4d | ■ | |
| 3 | <i>Pressure Drop (Pipesim)</i> | 12/19/2019 | 12/29/2019 | 1w 4d | ■ | |
| 4 | <i>Desain Pig Launcher</i> | 12/30/2019 | 1/9/2020 | 1w 4d | | ■ |
| 5 | Keekonomian Proyek Jaringan Pipa | 1/10/2020 | 1/20/2020 | 1w 4d | | ■ |
| 6 | Pembahasan dan Kesimpulan | 1/21/2020 | 1/31/2020 | 1w 4d | | ■ |

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

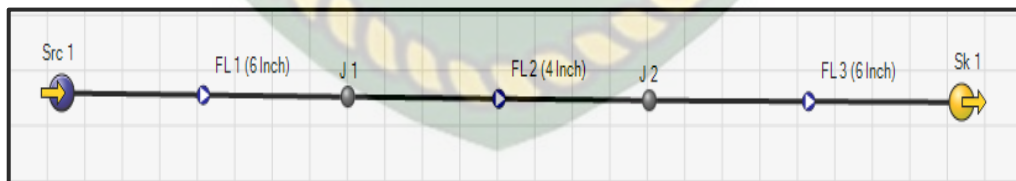
4.1 ANALISIS JARINGAN PIPA MENGGUNAKAN *PIPESIM*

Langkah awal desain jaringan pipa menggunakan simulator Pipesim adalah persiapan data yang akan dilakukan simulasi. Data tersebut adalah data komposisi gas, data pipa dan jaringan yang akan di input dalam model jaringan. Pembuatan model pada Pipesim terdiri dari pemilihan fluida, pembuatan model *single branch* dan proses *running* untuk memperoleh hasil dari simulasi.

4.1.1 *Initial Design Pada Kondisi Eksisting*

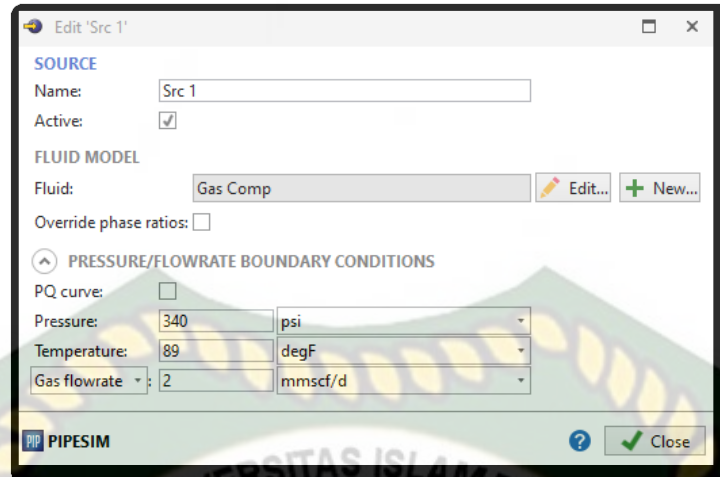
Stasiun Kompresor Gas Lapangan X merupakan fasilitas produksi gas yang memiliki peranan penting dalam menyuplai dan mengatur jaringan gas. Sistem perpipaan *trunkline* gas dimulai dari SKG B menuju SP.B4 dan SP.B5 berjarak ± 18 km, sedangkan permasalahan yang terjadi mulai dari SP.B4 menuju SP.B5.

Perencanaan awal pada kondisi eksisting memiliki jarak dari SP.B4 menuju SP.B5 sepanjang 9400 m. Sistem jaringan pipa pada kondisi awal menggunakan beragam ukuran diameter pipa mulai dari 6 inch dan 4 inch *schedule 40*. Pembuatan desain model jaringan pipa menggunakan simulator *Pipesim 2014* yang bertujuan untuk melihat besarnya kehilangan tekanan terhadap total jarak pipa.



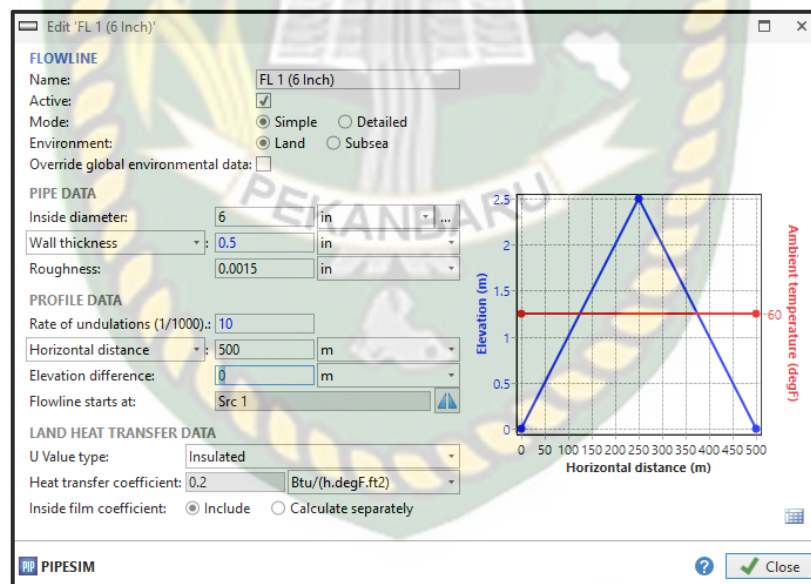
Gambar 4-1 Kondisi Eksisting Pada Model Sistem Jaringan SP.B4 - SP.B5

Input data pada model jaringan pipa ini berdasarkan data aktual lapangan X mulai dari data geometri pipa, suplai gas, tekanan dan temperatur. Simulasi yang dilakukan dengan menginput *source* dengan tekanan sebesar 340 psi, gas yang disuplai 2 MMSCFD dengan temperatur 89 °F.



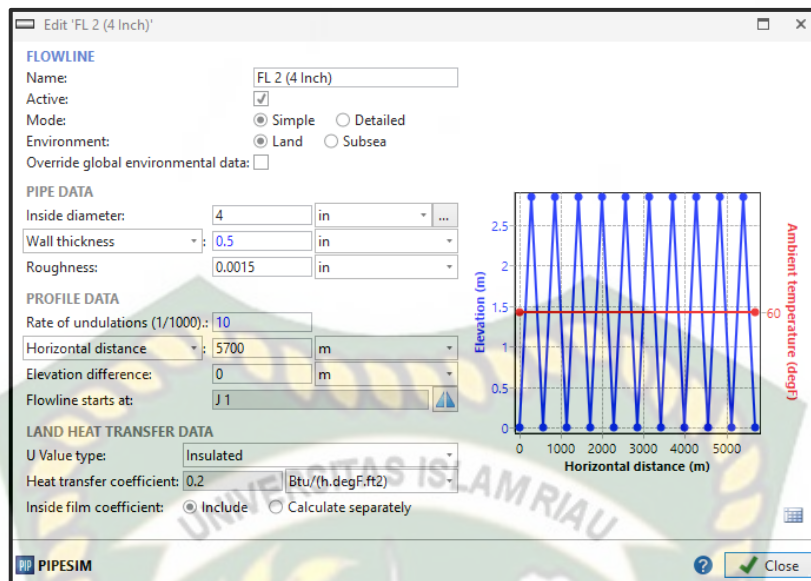
Gambar 4-2 Input Data *Source* Pada Kondisi Eksisting

Selanjutnya rangkaian pipa yang ada pada kondisi eksisting memiliki tiga rangkaian pipa yang menyambung tetapi memiliki ukuran diameter pipa yang berbeda. Pada pipa pertama memiliki ukuran 6 inch dengan panjang 500 m dan dilengkapi data *wall thickness* dan *roughness*.



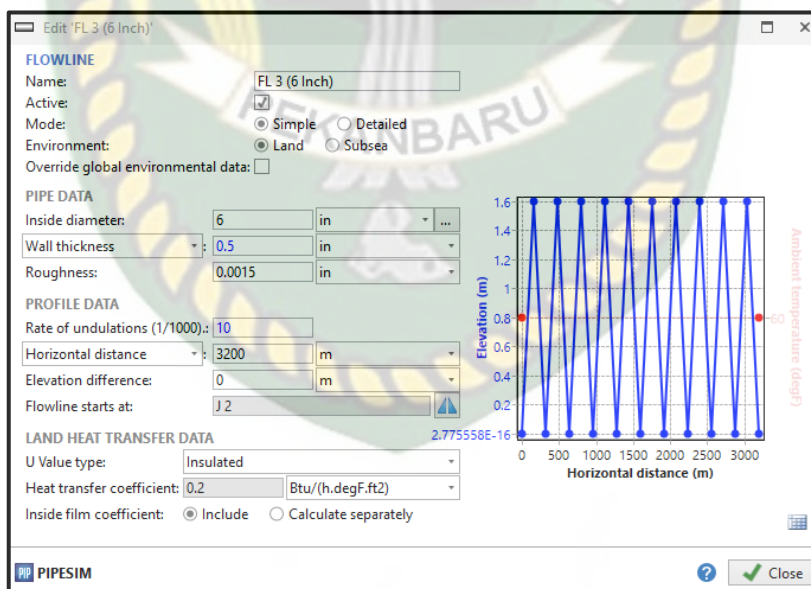
Gambar 4-3 Input Data *Trunkline* 1 Pada Kondisi Eksisting

Pipa kedua dari jaringan ini memiliki ukuran diameter pipa 4 inch dengan panjang 5700 m dan profil data pipa bisa dilihat pada gambar dibawah ini :



Gambar 4-4 Input Data *Trunkline 2* Pada Kondisi Eksisting

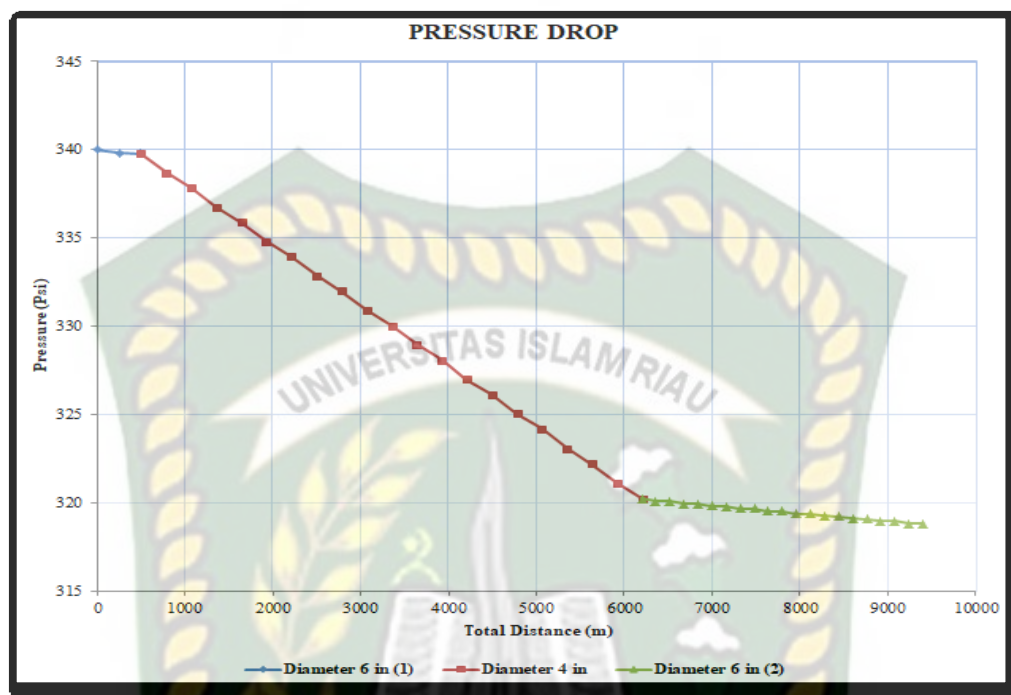
Pipa ketiga atau terakhir dalam jaringan ini memiliki ukuran yang sama dengan ukuran pipa pertama yaitu 6 inch. Pada pipa ini memiliki panjang 3200 m. Profil data pada pipa ketiga ini dapat dilihat pada gambar dibawah ini :



Gambar 4-5 Input Data *Trunkline 3* Pada Kondisi Eksisting

Berdasarkan model *base case* jaringan pipa gas suplai yang telah di input mulai dari *source* hingga profil *trunkline* tiap rangkaian dengan total jarak 9400 m, dilakukan proses *running* dengan simulator Pipesim dengan melihat pengaruh penurunan tekanan yang terjadi terhadap perbedaan

diameter pipa pada jaringan pipa gas suplai SP.B4 – SP.B5, didapatkan hasil *running* sebagai berikut :



Gambar 4-6 *Pressure Drop* Pada Kondisi Eksisting

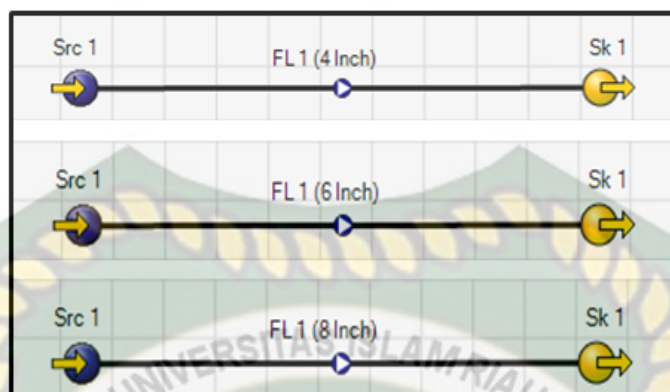
Berdasarkan hasil grafik tersebut, pada *trunkline* diameter 4 inch mengalami penurunan tekanan yang sangat signifikan mencapai angka penurunan hingga ± 20 psi dari angka 339 psi menjadi 320 psi. Sedangkan pada *trunkline* diameter 6 inch penurunan tekanan yang terjadi tidak lebih dari 5 psi, baik pada rangkaian pertama maupun rangkaian ketiga.

Perbedaan diameter *trunkline* pada jaringan ini berdampak kepada penurunan tekanan dan permasalahan internal pipa yang dapat menyebabkan kerugian bagi pihak perusahaan jika hal ini terus dilakukan. Analisis permasalahan ini perlu dilakukan optimasi pada setiap diameter pipa yang memenuhi kriteria dalam mengalirkan gas dari SP.B4 menuju SP.B5 sehingga mampu mendapatkan suplai gas yang optimum.

4.1.2 Desain Perencanaan Pembangunan Jaringan Pipa

Setelah melihat permasalahan penurunan tekanan yang terjadi terhadap total jarak pada *base case* diatas, penulis melakukan uji sensitivitas diameter pipa dari SP.B4 menuju SP.B5 menggunakan diameter pipa yang

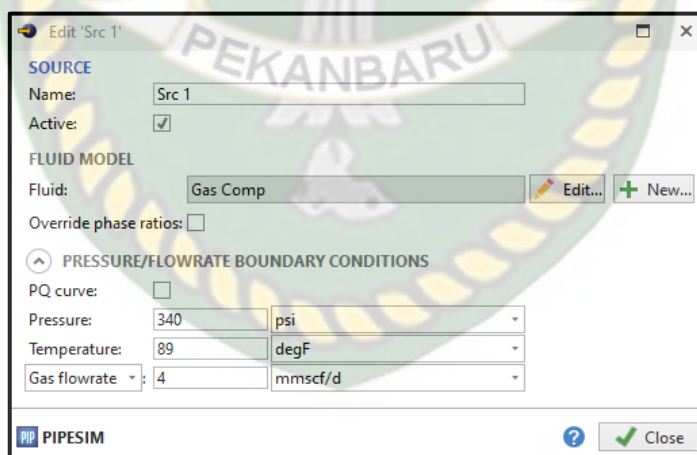
ukuran sama yang memenuhi kriteria laju alir gas sebesar 4 MMSCFD dengan total jarak sepanjang 9400 m.



Gambar 4-7 Perencanaan Desain Diameter Ukuran Sama

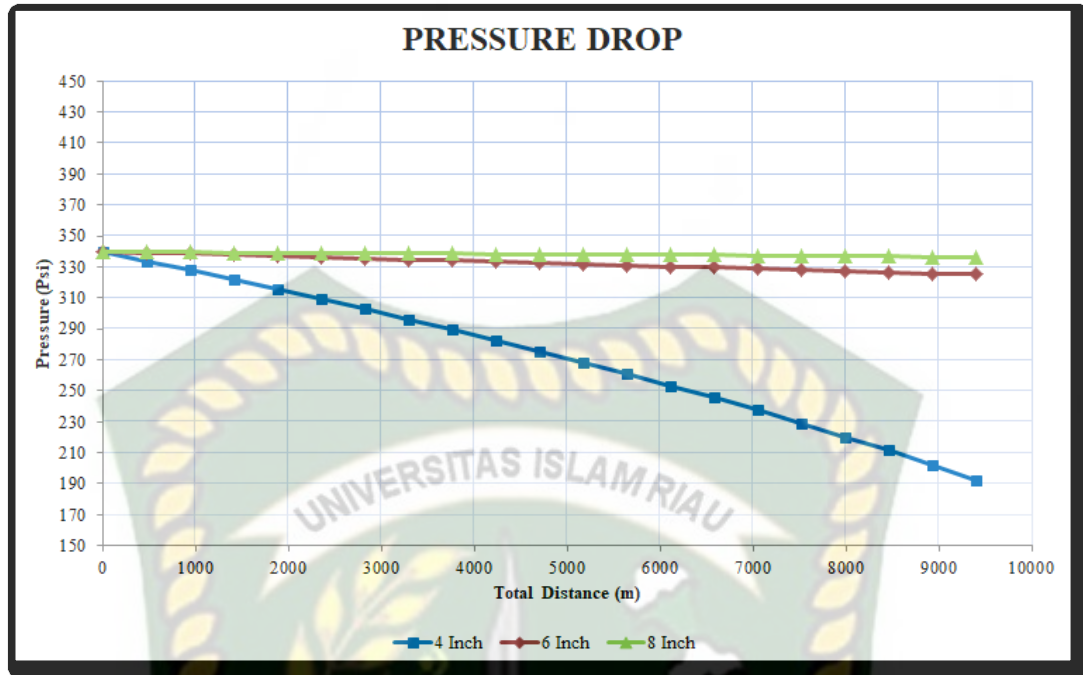
Dalam uji sensitivitas diameter *trunkline* ini, diameter pipa 4,6,8 Inch merupakan tiga pembandingan dalam kasus ini dan akan dipilih salah satu yang memenuhi kriteria dalam perencanaan desain pipa SP.B4 – SP.B5.

Input data yang dilakukan pada desain ini menggunakan data lapangan dalam pemilihan diameter *trunkline* yang mampu memenuhi kriteria laju alir gas sebesar 4 MMSCFD dengan total jarak 9400 m.



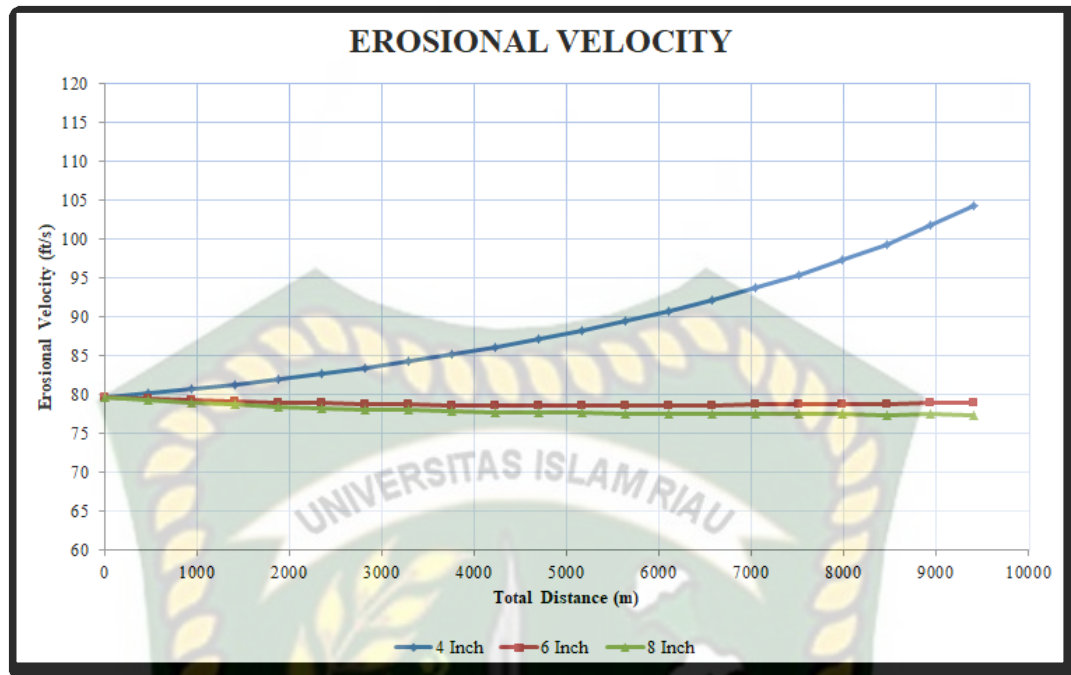
Gambar 4-8 Input Data *Source* Pada Desain

Berikut gambar dibawah ini merupakan hasil *running* simulator Pipesim untuk melihat kehilangan tekanan (*Pressure drop*) terhadap total jarak dengan uji sensitivitas diameter *trunkline*.



Gambar 4-9 Hasil Uji Sensitivitas Diameter *Trunkline* : *Pressure Drop*

Pada grafik diatas merupakan hasil simulasi Pipesim jaringan pipa SP.B4 – SP.B5 dengan jarak 9400 m. Hasil *running* yang diperoleh memperlihatkan uji sensitivitas diameter *trunkline* 4,6 dan 8 inch. Untuk diameter 4 inch terjadi penurunan tekanan dari 340 psi menjadi 192 psi. Penurunan tekanan yang terjadi pada diameter 4 inch mencapai lebih dari 40 psi, sehingga ukuran diameter ini tidak masuk kriteria dalam pemilihan ukuran diameter desain jaringan pipa. Berbanding terbalik dengan diameter 6 dan 8 inch, penurunan tekanan yang terjadi tidak terlalu signifikan, dimana untuk ukuran 6 dan 8 inch memiliki kehilangan tekanan tidak lebih dari 15 psi, sehingga hasil ini menunjukkan bahwa diameter pipa 6 dan 8 inch memasuki kriteria dalam pemilihan diameter jaringan pipa SP.B4 – SP.B5. Parameter yang digunakan untuk mencari ukuran diameter pipa yang memenuhi kriteria juga dilihat dari nilai *erosional velocity* terhadap total jarak. Berikut gambar hasil *running* untuk *erosional velocity*.



Gambar 4-10 Hasil Uji Sensitivitas Diameter *Trunkline* : *Erosional Velocity*

Tingginya tingkat erosi dipengaruhi oleh laju alir fluida yang ada di dalam pipa dan kandungan fluida itu sendiri. Semakin tinggi laju alir dan partikel yang terkandung dalam fluida, maka semakin tinggi pula laju erosi yang terjadi karena terjadi pengikisan dinding pipa (Krisnanda et al., 2019).

Dari grafik diatas terlihat tingkat erosi yang terjadi pada setiap ukuran diameter *trunkline* yang di uji. Untuk diameter 4 inch mengalami tingkat erosi yang tinggi. Berbanding terbalik dengan ukuran diameter 6 dan 8 inch, dimana tingkat erosi yang terjadi tidak mengalami peningkatan yang signifikan. Sehingga diameter 6 dan 8 inch memasuki kriteria dalam pemilihan diameter jaringan pipa. Selain *pressure drop* dan *erosional velocity* pemilihan kriteria juga dapat dilihat dari laju alir dari gas. Sesuai kriteria laju alir yang diinginkan adalah 4 MMSCFD dengan total jarak 9400 m. Hasil perhitungan dari laju alir gas dapat dilihat pada lampiran.

Diameter 6 dan 8 inch adalah ukuran yang memasuki kriteria dalam pemilihan ukuran pipa. Sesuai dengan tujuan awal, mendesain jaringan pipa dengan ukuran yang sama, maka dipilihlah satu diantara kedua ukuran yang memasuki kriteria. Walaupun ukuran 8 inch lebih baik dibandingkan ukuran 6 inch, akan tetapi dengan pertimbangan keekonomian, maka ukuran 6 inch

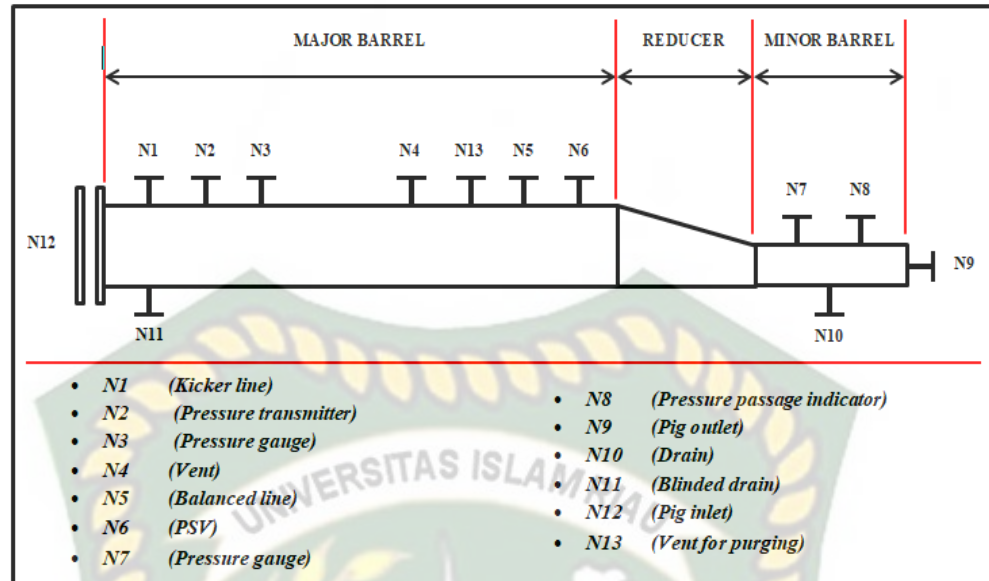
yang lebih cocok untuk jaringan pipa SP.B4 – SP.B5. Hal ini karena jaringan pipa SP.B4 – SP.B5 terhubung ke SKG B, dimana ukuran diameter pipa yang tersedia dari SKG B menuju SP.B4 berukuran 6 inch. Sehingga ukuran pipa dari SKG B hingga SP.B5 memiliki ukuran diameter yang sama. Alasan lainnya terkait pemilihan diameter 6 inch adalah dengan pertimbangan ekonomi, semakin besar diameter pipa, otomatis biaya pembelian pipa juga akan semakin mahal. Sehingga pemilihan pipa diameter 6 inch sudah memasuki kriteria dalam aspek teknis dan ekonomis.

4.2 PENDEKATAN PEMECAHAN MASALAH

Permasalahan yang terjadi pada jaringan pipa SP.B4 – SP.B5 mengalami kebuntuan sehingga dapat menghambat proses distribusi gas menuju stasiun pengumpul. Sesuai pernyataan (Kegang et al., 2015) yang menyatakan perlu diperhatikan ukuran pipa yang akan dilakukan *pigging*. Oleh karena itu pemilihan pendekatan dalam pemecahan permasalahan ini adalah membangun sistem jaringan pipa dengan ukuran diameter yang sama dari SP.B4 menuju SP.B5 dan membangun sistem penggunaan *pig launcher* dalam mengatasi permasalahan internal pipa gas untuk masa depan.

4.2.1 Perancangan *Pig launcher* SP.B4 – SP.B5

Melihat hasil analisis yang telah dilakukan, perlu perencanaan dalam mengatasi permasalahan yang terjadi pada kegiatan suplai gas dengan melihat terdapatnya endapan, korosi, *water content* dan *pressure drop* pada jaringan pipa SP.B4 – SP.B5. Sehingga perlu dilakukan alternatif dalam pemecahan masalah. Salah satu alternatif permasalahan ini adalah dengan membangun sistem penggunaan *pig launcher* yang bertujuan untuk membersihkan internal pipa yang masih terdapat cairan ataupun endapan yang terakumulasi didalam pipa yang dapat menghambat aliran fluida. *Pig launcher* akan didesain untuk SP.B4 dan *receiver* pada SP.B5. Skema dari *pig launcher* dapat dilihat pada gambar P&ID dibawah ini :



Gambar 4-11 P&ID Pig Launcher

Sesuai dengan pernyataan (Amir et al., 2018) yang mengatakan untuk jalur pipa dengan diameter kurang dari atau sama dengan 10 inch, maka perbesarannya 2 inch. Jalur pipa pada proyek ini berukuran 6 inch, maka perbesarannya adalah 8 inch. Perencanaan perancangan *pig launcher* menggunakan perhitungan manual untuk menentukan ketebalan *shell / barrel* yang dibutuhkan sesuai dengan penelitian yang dilakukan oleh (Mandraguna & Afiff, 2018) yang melakukan perancangan *pig launcher* untuk pipa gas sesuai standar ASME B31.8 dengan metode perhitungan manual. Adapun perhitungan untuk desain *pig launcher* antara lain :

1. Desain ketebalan *major barrel*

$$t = \frac{PD}{2S \times FET}$$

$$t = \frac{1774,65 \cdot (8,625)}{2(35.000) \cdot (0,6) \cdot (1) \cdot (1)} = 0,364 \text{ Inch}$$

2. Desain ketebalan *minor barrel*

$$t = \frac{1774,65 \cdot (6,625)}{2(35.000) \cdot (0,6) \cdot (1) \cdot (1)} = 0,280 \text{ Inch}$$

3. Desain *closure end*

Desain *closure end* yang digunakan adalah tipe *blind flange* dengan ukuran nominal 8 inch sesuai standar ASME B16.5 (*Pipe Flanges and Flanges Fittings*).

4. Desain *nozzle* dan *flange*

a. *Kicker line* (N1)

$$t_{rn} = \frac{PR_n}{SE - 0,6P}$$

$$t_{rn} = \frac{1774,65 \cdot (2,8805)}{35.000 \cdot (1) - 0,6 \cdot (1774,65)} = 0,151 \text{ Inch}$$

b. *Nozzle* (N2 – N8, N10, N11 dan N13)

$$t_{rn} = \frac{1774,65 \cdot (0,9695)}{35.000 \cdot (1) - 0,6 \cdot (1774,65)} = 0,051 \text{ Inch}$$

c. *Nozzle pig outlet* (N9) dan *inlet* (N12)

Untuk N9 dan N12 menggunakan ukuran major dan minor yang langsung dihubungkan dengan *flange* dengan ukuran masing masing adalah 8 inch dan 6 inch. Sesuai dengan standar ASME B16.5 (*Pipe Flanges and Flanged Fittings*)

N9 = Ukuran *Minor Barrel*

N12 = Ukuran *Major Barrel*

Hasil yang diperoleh dengan membandingkan dengan ketebalan sesuai standar. Adapun hasil perhitungan desain *pig launcher* ditambah dengan nilai *corrosion allowance* 0,0354 inch adalah sebagai berikut :

Tabel 4-1 Hasil Perhitungan Desain *Pig Launcher*

| Parameter (+ Corrosion Allowance) | Ketebalan Desain | Wall Thickness | Hasil |
|--------------------------------------|---------------------|----------------|-------|
| | | (Table Pipe) | |
| Major Barrel 8" Sch 80 | 0,400 | 0,500 | AMAN |
| Minor Barrel 6" Sch 80 | 0,315 | 0,432 | AMAN |
| Kicker Line 6" Sch 80 | 0,186 | 0,432 | AMAN |
| Nozzle 2" Sch 80 | 0,086 | 0,218 | AMAN |

Tingkat keamanan suatu ketebalan pipa adalah jika desain ketebalan $<$ *wall thickness* pada tabel. Ketebalan *minimum major barrel* dan *minor barrel* pada tekanan desain diperoleh hasil lebih kecil dari *wall thickness* yaitu 0,490 (*major*) dan 0,315 (*minor*). Maka dengan NPS 8" sch 80 (*major*) dan NPS 6" sch 80 (*minor*) aman digunakan karena desain ketebalan dibawah nilai *wall thickness*. Begitu juga untuk desain ketebalan *kicker line* dengan NPS 6" sch 80 dan *nozzle 2"* juga memenuhi kriteria dengan nilai dibawah nilai *wall thickness* yaitu 0,186 (*kicker line 6"*) dan 0,086 (*nozzle 2"*).

4.3 ANALISIS KEEKONOMIAN PEMBANGUNAN JARINGAN PIPA

Dalam mengukur tingkat kelayakan sebuah proyek, tidak semata hanya berpatokan pada aspek teknis semata, tetapi juga pada aspek ekonomi. Untuk mengurangi resiko kegagalan yang tinggi maka diperlukan kontrak kerja sama antara pemerintah dan kontraktor. Jenis kontrak yang digunakan dalam proyek ini adalah *Production Sharing Contract (PSC)* yang menerapkan kontrak jasa. Dimana instalasi, barang, peralatan dan jasa, semuanya dari kontraktor. Sehingga seluruh biaya dalam proyek ini masuk kedalam kategori *capital* dan semua biaya akan di *recovery* oleh Negara.

Perencanaan biaya investasi pada jaringan pipa SP.B4 – SP.B5 sepanjang 9400 m yang dikeluarkan dalam proyek ini sebesar = US\$ 505.911 dengan rincian biaya dapat dilihat pada tabel berikut :

Tabel 4-2 Rincian Biaya Proyek Pergantian Pipa

| PIPELINE PROJECT | | |
|--|-------------|----------------|
| <i>Survey</i> | US\$ | - |
| <i>Detail Engineering</i> | US\$ | 1.101 |
| <i>Materials</i> | US\$ | 420.379 |
| <i>Fabrication</i> | US\$ | - |
| <i>Transportation</i> | US\$ | - |
| <i>Instalation, Hook Up and Pre-Commission</i> | US\$ | 84.430 |
| SUB TOTAL | US\$ | 505.911 |

4.3.1 Perhitungan *Lifting* Minyak Per Tahun

Trunkline yang di desain adalah untuk transportasi gas *discharge* menuju stasiun pengumpul. Gas yang ditransportasikan tidak untuk dijual, melainkan untuk kebutuhan di stasiun pengumpul. Sehingga *lifting* yang diperoleh untuk perhitungan keekonomian dari produksi minyak dari sumur sumur yang terdampak terhadap SP.B4 dan SP.B5. Kandungan minyak dalam reservoir dapat di estimasi dengan beberapa metode peramalan produksi. Salah satu metode nya ialah *decline curve analysis* yang mana metode ini digunakan dalam proyek ini untuk melihat bagaimana ramalan produksi untuk 5 tahun umur proyek guna menghitung keekonomian dari proyek ini. Produksi tahun pertama diketahui 1004,6 BOPD yang di konversi menjadi 1 tahun menjadi 367 MBBLS. Untuk tahun selanjutnya produksi minyak dilakukan dengan metode peramalan *decline curve analysis*. Adapun hasil perhitungan perolehan minyak sebagai berikut.

Tabel 4-3 Perolehan Minyak Dalam Proyek

| Tahun Ke- | Lifting Oil (MBBLS) |
|-----------|---------------------|
| 1 | 367 |
| 2 | 291 |
| 3 | 231 |
| 4 | 184 |
| 5 | 146 |

4.3.2 *Gross Revenue*

Gross revenue atau pendapatan kotor dari hasil penjualan minyak kepada konsumen. *Revenue* merupakan hasil perkalian antara harga minyak/gas dengan produksi tiap tahun. Harga minyak yang digunakan pada proyek ini menggunakan harga minyak ICP (*Indonesian Crude Price*) rata-rata dari Januari 2019 sampai Desember 2019 yang diperoleh dari data Kementerian ESDM. Tabel perolehan minyak rata-rata pada tahun 2019 dapat dilihat pada halaman lampiran. Harga minyak rata-rata pada 2019 adalah 62,38 US\$/bbl, kemudian dalam penentuan *gross revenue* diperoleh dengan cara dibawah ini :

$$\text{Gross Revenue} = (\text{Prod. Tahun Ke}) \times \text{Oil Price}$$

Produksi setiap tahun nya dikali dengan harga minyak sesuai ketentuan. Berikut tabel hasil perhitungan *gross revenue* setiap tahun nya dalam proyek ini.

Tabel 4-4 *Gross Revenue*

| Tahun Ke- | Gross Revenue |
|------------------|----------------------|
| 1 | 22.873 |
| 2 | 18.173 |
| 3 | 14.439 |
| 4 | 11.472 |
| 5 | 9.115 |
| TOTAL | 76.072 |

4.3.3 *First Tranche Petroleum (FTP)*

First Tranche Petroleum merupakan sejumlah tertentu minyak dan gas bumi yang diproduksi dalam satu tahun kalender, yang dapat diambil dan diterima oleh pemerintah dan kontraktor sesuai *split before tax* dalam tiap tahun kalender, sebelum dikurangi pengembalian biaya operasi (*cost recovery*). Penetapan nilai FTP pada proyek ini adalah 5% yang kemudian dilakukan perhitungan terhadap *gross revenue* setiap tahun. Hasil perhitungan FTP dapat dilihat pada tabel dibawah ini.

Tabel 4-5 *First Tranche Petroleum*

| Tahun Ke- | FTP |
|--------------|--------------|
| 1 | 1.144 |
| 2 | 909 |
| 3 | 722 |
| 4 | 574 |
| 5 | 456 |
| TOTAL | 3.804 |

Setelah diperoleh nilai FTP, selanjutnya nilai *gross revenue* awal tadi dikurangi dengan FTP yang diperoleh, maka hasil *Gross Revenue after FTP* akan diperoleh total sebesar 72.268 US\$M.

4.3.4 Depresiasi

Menurut (Satriani, Saifudin, & Sunarya, 2020) ada beberapa metode dalam perhitungan depresiasi yaitu metode garis lurus (*straight line method*) dan metode saldo menurun (*decline balance*). Penggunaan metode depresiasi yang berbeda akan menyebabkan biaya penyusutan yang berbeda. Dengan *metode straight line*, besarnya biaya penyusutan untuk setiap tahun itu sama besar, sedangkan dengan metode *double decline balance* biaya penyusutan terbesar hanya pada awal tahun dan akan mengalami penurunan untuk tahun selanjutnya (Rapina, 2003). Pada proyek ini menggunakan metode *double decline balance* dan *decline balance*. Adapun hasil perhitungan depresiasi dapat dilihat pada tabel berikut ini.

Tabel 4-6 Perhitungan Depresiasi

| Tahun Ke- | Depresiasi |
|--------------|------------|
| 1 | 202 |
| 2 | 121 |
| 3 | 73 |
| 4 | 53 |
| 5 | 140 |
| TOTAL | 589 |

4.3.5 *Opex*

Operational expenditure atau lebih dikenal dengan biaya operasional dalam proyek. Dengan kata lain biaya operasi digunakan untuk menjaga kelangsungan asset dan menjamin aktivitas perusahaan. Biaya ini mencakup seperti gaji pegawai, bahan bakar untuk operasional dan instalasi, biaya pemeliharaan. Adapun asumsi nilai *Opex* dalam proyek ini adalah 18 US\$/bbl. Formula yang digunakan dalam perhitungan adalah dengan perkalian antara nilai *opex* dan produksi tiap tahun. Berikut hasil perhitungan untuk setiap tahun.

Tabel 4-7 Perhitungan Biaya Operasional (*Opex*)

| Tahun Ke- | Opex |
|--------------|---------------|
| 1 | 6.600 |
| 2 | 5.244 |
| 3 | 4.167 |
| 4 | 3.311 |
| 5 | 2.630 |
| TOTAL | 21.952 |

4.3.6 *Cost Recovery*

Cost recovery merupakan pengembalian biaya operasi dalam bisnis hulu minyak dan gas bumi. Besarnya *cost recovery* yang akan diperoleh adalah 22.541 US\$M. Dimana hasil ini merupakan penjumlahan nilai depresiasi, *opex* dan *intangible*. Akan tetapi dalam proyek ini tidak adanya biaya *non capital* sehingga *cost recovery* yang diperoleh hanya dari depresiasi dan *opex*.

4.3.7 *Equity To Be Split (ETS)*

Equity to be split diperoleh dari pengurangan dari *gross revenue* after FTP dengan total *recoverables*. Total *recoverables* disini merupakan total biaya yang dapat dipulihkan. Nilai ETS yang diperoleh kemudian dibagi antara kontraktor dan pemerintah sesuai split yang mereka dapat. ETS dapat dikatakan sebagai pembagian hasil dari produksi wilayah kerja antara

pemerintah dan kontraktor. Berikut hasil perhitungan ETS setiap tahun pada tabel dibawah ini.

Tabel 4-8 Perhitungan *Equity To be Split* (ETS)

| Tahun Ke- | ETS |
|--------------|---------------|
| 1 | 14.926 |
| 2 | 11.899 |
| 3 | 9.478 |
| 4 | 7.535 |
| 5 | 5.889 |
| TOTAL | 49.727 |

4.3.8 Contractor Share

Split kontraktor sesuai kontrak PSC adalah 15 % (*after tax*). Pajak yang diterapkan pada proyek ini adalah 40,5%. Sehingga split kontraktor *before tax* dapat diperoleh dengan dengan rumus sebagai berikut.

$$\text{Contractor Share} = \frac{15\%}{(1 - 40,5\%)}$$

$$\text{Contractor Share} = 25\%$$

Kontraktor mendapatkan split 25% dari nilai FTP dan ETS. Hasil pendapatan kontraktor dapat dilihat pada tabel berikut ini.

Tabel 4-9 Pendapatan Kontraktor

| | | |
|----------------------|------------------------|--------|
| FTP Contr. | 25% x FTP | 951 |
| ETS Contr. | 25% x ETS | 12.432 |
| Taxable Share | FTP Contr.+ ETS Contr. | 13.383 |

Diketahui pajak pada proyek ini adalah 40,5%. Nilai pajak merupakan ketentuan dan ketetapan dari suatu perusahaan. Perhitungan bagian pajak yang akan diterima pemerintah dari kontraktor adalah sebagai berikut.

$$TAX = 13.383 \times 40,5\%$$

$$TAX = 5.353$$

Pajak untuk pemerintah telah dihitung dan akan diserahkan ke pemerintah. Bagian bersih kontraktor dapat diperoleh dengan cara berikut.

$$Net Contractor Share = 13.383 - 5.353$$

$$Net Contractor Share = 8.030$$

Pendapatan bersih yang dapat diterima oleh kontraktor dalam 5 tahun umur proyek adalah 8.030 US\$M.

4.3.9 Government Share

Split pemerintah sesuai kontrak PSC adalah 85% (*after tax*). Perhitungan pembagian split *before tax* diperoleh dengan cara berikut.

$$Government Share = 100\% - Contractor Share$$

$$Government Share = 75\%$$

Pendapatan pemerintah diperoleh dari 75% nilai FTP dan ETS, dan kemudian penambahan pajak dari kontraktor. Adapun pendapatan bersih pemerintah adalah sebagai berikut.

Tabel 4-10 Pendapatan Bersih Pemerintah

| | | |
|-----------------|-----------|--------|
| FTP Gov. | 25% x FTP | 2.853 |
| ETS Gov. | 25% x ETS | 37.296 |
| TAX | 40,5% | 5.353 |

Pendapatan pemerintah diperoleh dari FTP dan ETS bagian pemerintah ditambah pajak dari kontraktor. Berikut adalah perhitungannya.

$$\text{Net Government Share} = 2.853 + 37.296 + 5.353$$

$$\text{Net Government Share} = 45.501$$

Pendapatan bersih yang diterima oleh pemerintah selama proyek berjalan adalah sebesar 45.501 US\$M.

4.4 INDIKATOR KEEKONOMIAN

Indikator keuntungan dalam proyek migas diperlukan sebagai parameter dalam pengambilan keputusan investasi. Penilaian ekonomi suatu proyek perlu dilihat dari semua aspek mulai dari pengeluaran dan pendapatan selama proyek berjalan. Menurut Yacob Ibrahim pada tahun 2009 dalam jurnal (Yasuha & Saifi, 2017) menyatakan studi kelayakan bisnis merupakan kegiatan menilai sejauh mana manfaat yang diperoleh dari pelaksanaan proyek tersebut. Adapun beberapa perhitungan indikator keekonomian pada proyek ini sebagai berikut.

4.4.1 *Net Present Value* (NPV)

Net present value adalah jumlah keuntungan bersih yang dinilai pada waktu sekarang berdasarkan *discount rate* tertentu (Fiqri & Irham, 2015). Nilai *discount rate* dalam proyek ini menggunakan nilai 12%. Berikut adalah tabel *cash flow* pada proyek ini.

Tabel 4-11 *Cash Flow*

| Tahun Ke | Cash Flow | |
|----------|-----------|-------|
| 0 | (-505,91) | US\$M |
| 1 | 2.612,85 | US\$M |
| 2 | 2.042,54 | US\$M |
| 3 | 1.602,79 | US\$M |
| 4 | 1.269,33 | US\$M |
| 5 | 1.091,40 | US\$M |

Net present value (NPV) diperoleh melalui persamaan berikut ini :

$$\text{NPV} = (-505,91) + \frac{2.612,85}{(1 + 0.12)^1} + \frac{2.042,54}{(1 + 0.12)^2} + \frac{1.602,79}{(1 + 0.12)^3} + \frac{1.269,33}{(1 + 0.12)^4} + \frac{1.091,40}{(1 + 0.12)^5}$$

$$\text{NPV} = (-505,91) + (2.332,91) + (1.628,30) + (1.140,83) + (806,68) + (619,29)$$

$$\text{NPV} = 6.022 \text{ US\$M}$$

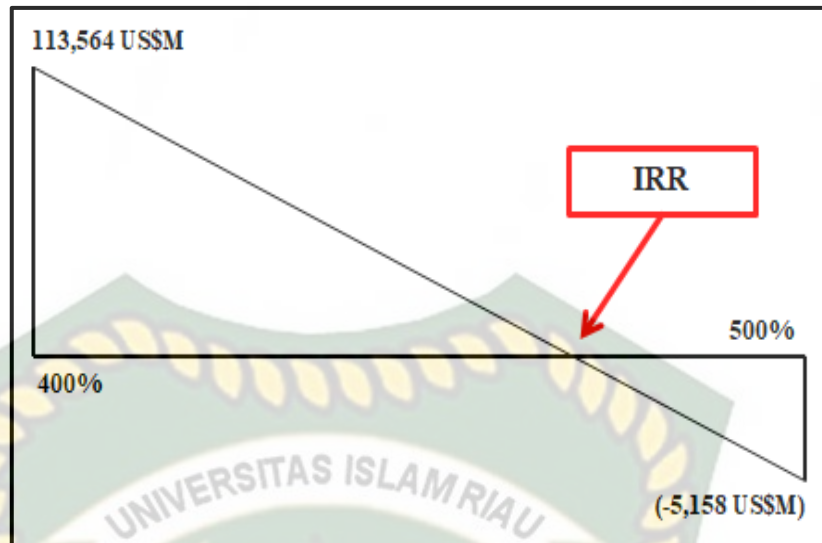
Sesuai persyaratan kelayakan suatu proyek, apabila NPV bernilai positif maka proyek dinyatakan layak untuk dilanjutkan. Perhitungan diatas menunjukkan nilai NPV = 6.022 US\$M. Kesimpulan dari hasil ini adalah investasi yang akan dilakukan layak untuk dilanjutkan.

4.4.2 Internal Rate of Return (IRR)

Tujuan utama dari perhitungan IRR adalah mencari nilai NPV = 0 dengan metode *trial and error* sebagai berikut :

- Pada saat $i = 12\%$, diperoleh NPV = 6.022 US\$M.
- Kemudian dicoba dengan $i = 400\%$, untuk memperoleh NPV (+) yang mendekati 0, diperoleh NPV = 113,56 US\$M.
- Semakin tinggi nilai i , maka NPV semakin turun, selanjutnya mencari nilai i untuk hasil NPV negatif.
- Percobaan untuk $i = 500\%$, diperoleh NPV = (-5,16 US\$M). sehingga hasil ini bisa digunakan sebagai patokan untuk mencari NPV = 0.

Tahapan selanjutnya yaitu melakukan perhitungan IRR dengan interpolasi antara nilai 113,56 US\$M > IRR > (-5,16 US\$M) dengan formula sebagai berikut :



Gambar 4-12 Grafik Perhitungan IRR

Dari grafik IRR diatas dapat kita lihat data tingkat diskon dan nilai NPV positif dan negatif, untuk itu perhitungan IRR melalui formula sebagai berikut :

$$IRR = 400\% + \frac{113,564}{(113,564 - (-5,158))} \cdot (500\% - 400\%)$$

$$IRR = 400\% + 0,95 \times (100\%)$$

$$IRR = 400\% + (95\%)$$

$$IRR = 495\%$$

Hasil akhir dari IRR diperoleh 495%, dimana hasil ini menyatakan bahwa proyek yang akan dilakukan sangat layak untuk dilanjutkan dan menguntungkan secara ekonomis, karena syarat kelayakan suatu proyek adalah IRR lebih besar dari MARR.

4.4.3 Profitability Index (PI)

Profitability index merupakan metode perhitungan kelayakan proyek dengan membandingkan antara jumlah *present value* dari *cashflow* dengan nilai investasi dari proyek. Nilai *present value* yang diperoleh dari formula

NPV adalah 6.528 US\$M dan nilai investasi adalah 505,911 US\$M. Rumus yang digunakan dalam *ratio* ini adalah sebagai berikut :

$$PI = \frac{6.528 \text{ US\$M}}{505,911 \text{ US\$M}}$$

$$PI = 12,90$$

Dari hasil perhitungan *profitability index* adalah 12,90, dimana hasil ini menunjukkan bahwa proyek yang akan dilakukan layak untuk dilanjutkan. Hal ini didasari oleh ketentuan dimana jika $PI > 1$ maka suatu proyek layak untuk dilanjutkan, begitu pula sebaliknya.

4.4.4 Pay Out Time (POT)

Pay out time merupakan salah satu metode untuk mengukur tingkat kelayakan suatu investasi. Metode ini bertujuan untuk mengetahui berapa lama waktu yang digunakan untuk menutup kembali pengeluaran dari investasi dengan melihat cash flow (Yasuha & Saifi, 2017). Berikut rincian periode pengembalian berdasarkan *cash flow* :

Tabel 4-12 Pay Out Time

| TAHUN | CASH FLOW (US\$M) | KUMULATIF (US\$M) |
|-------|----------------------|----------------------|
| 0 | (-505,91) | -505,91 |
| 1 | 2.612,85 | 2.106,94 |
| 2 | 2.042,54 | 4.149,48 |
| 3 | 1.602,79 | 5.752,27 |
| 4 | 1.269,33 | 7.021,60 |
| 5 | 1.091,40 | 8.113,00 |

Tabel diatas menunjukkan periode pengembalian investasi terdapat antara tahun ke-0 dan tahun ke-1. Sehingga nilai POT dapat diperoleh dengan interpolasi anatara kedua nilai tersebut. Berikut adalah formula dalam penentuan POT :

$$POT = 0 + (1 - 0) \times \left(\frac{505,91}{505,91 + 2106,94} \right)$$

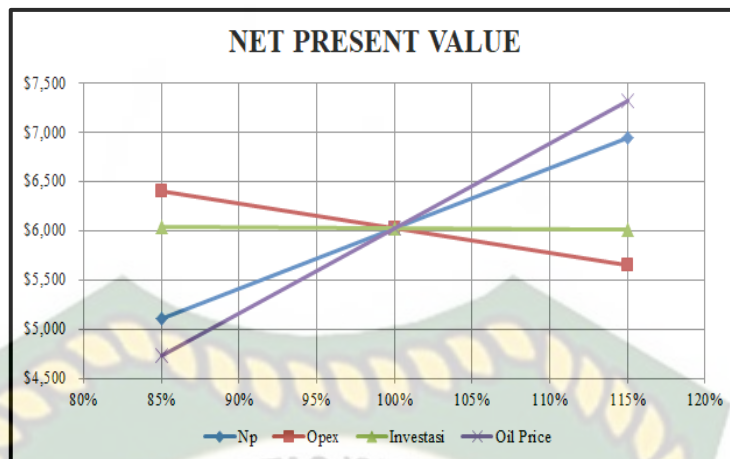
$$POT = 0 + 1 \times 0,194$$

$$POT = 0,19 \text{ Tahun}$$

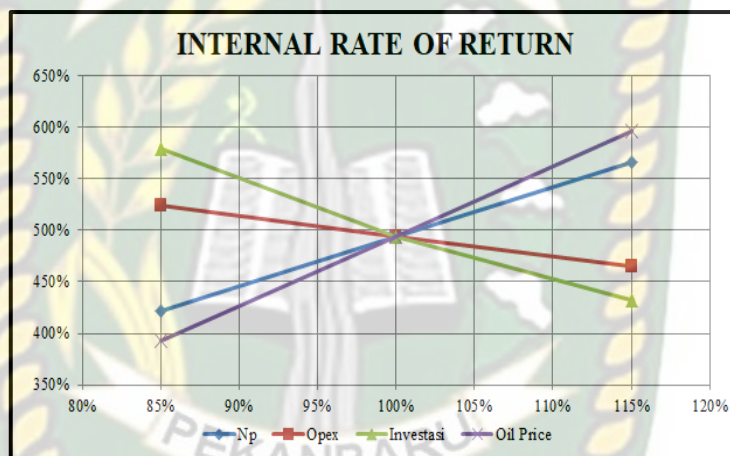
Pay out time (POT) dari proyek perencanaan jaringan pipa ini mengalami periode pengembaliann selama 0,19 tahun, atau jika dikonversikan menjadi 69 hari atau kurang lebih memakan waktu hingga 2 bulan. Waktu yang diperoleh cukup singkat, sehingga proyek ini cukup layak. Parameter perhitungan POT berbeda dengan indikator lainnya, jika indikator lain semakin tinggi nilai nya, maka semakin baik. Namun untuk POT semakin rendah nilai nya maka semakin baik untuk para investor. Jika $POT >$ umur ekonomis maka proyek tidak layak. Begitu pula sebaliknya, jika $POT <$ umur ekonomis maka proyek layak untuk dilanjutkan.

4.5 ANALISIS SENSITIVITAS PROYEK JARINGAN PIPA

Analisis sensitivitas merupakan cara yang digunakan untuk melihat pengaruh perubahan terhadap indikator keekonomian dan juga dapat menunjukkan pengaruh terhadap keuntungan yang diperoleh dari suatu investasi (Fiqri & Irham, 2015). Kumulatif produksi, opex, investasi dan harga minyak memberikan peranan penting dalam penentuan keekonomisan suatu proyek, oleh karena itu analisis sensitivitas yang dilakukan dalam penelitian ini dengan penambahan dan pengurangan masing-masing 15% dari parameter tersebut. Untuk penambahan 15% menjadi 115% dan untuk pengurangan 15% menjadi 85%. Indikator keekonomian yang dilihat pada analisis sensitivitas ini adalah NPV, dan IRR. Hasil perhitungan dapat dilihat pada grafik berikut ini :



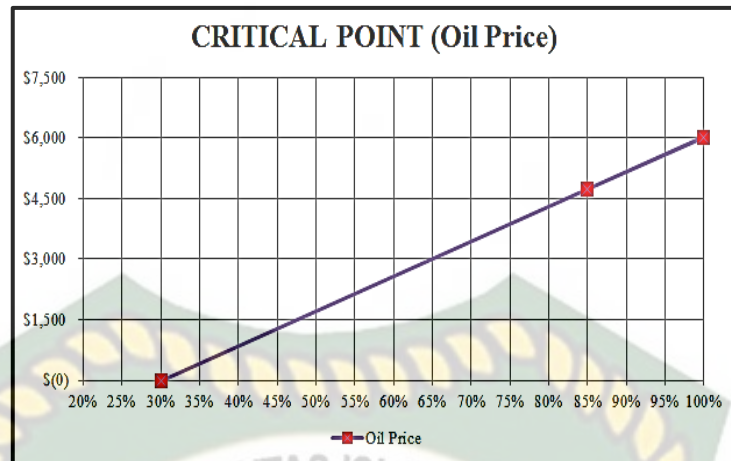
Gambar 4-13 Analisis Sensitivitas (NPV)



Gambar 4-14 Analisis Sensitivitas (IRR)

Menurut (Ariyon & Dewi, 2018) menyatakan harga minyak selalu memberikan *slope* (kemiringan) grafik yang paling besar, yang kemudian diikuti kumulatif produksi, opex dan investasi. Hasil perhitungan pada gambar diatas juga menunjukkan hal yang sama. Dimana harga minyak memiliki sudut kemiringan yang signifikan, baik untuk indikator NPV maupun IRR.

Harga minyak dunia dapat mengalami kenaikan atau penurunan pada setiap waktu. Panorama yang terjadi terhadap harga minyak mempunyai pengaruh yang signifikan terhadap keekonomian. Salah satu yang berpengaruh adalah indikator keekonomian seperti NPV dan IRR yang menjadi patokan dalam pengambilan keputusan dalam investasi. Sehingga penulis melihat *critical point* atau titik dimana harga minyak akan mempengaruhi tingkat keekonomian dari proyek ini. Titik kerugian bagi investor dalam proyek ini dapat dilihat pada grafik berikut ini.



Gambar 4-15 *Critical Point (Oil Price)*

Grafik diatas menggambarkan *critical point* atau titik kritis dimana pada saat harga minyak diturunkan menjadi 30% yaitu dengan harga 18,7 US\$/bbl, maka perolehan *Net present value* (NPV) bernilai negatif. Hal ini menyebabkan proyek tidak akan mendapatkan keuntungan jika harga minyak turun hingga 30% dari perhitungan awal proyek. Sehingga perhitungan ini dapat menjadi pertimbangan bagi investor dalam menjalankan suatu proyek dengan melihat harga minyak.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Dari hasil analisis dan perhitungan, baik perhitungan yang bersifat teknis maupun yang bersifat ekonomis maka kesimpulan yang didapat dari tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Hasil analisis uji sensitivitas diameter, pada *trunkline* 6 dan 8 inch memasuki kriteria dalam *pressure drop* dan *erosional velocity*, kecuali untuk ukuran 4 inch yang mengalami kehilangan tekanan dalam nilai besar dan nilai *erosional velocity* yang tinggi sehingga menyebabkan diameter 4 inch tidak masuk kriteria. Dengan pertimbangan ekonomis, *trunkline* yang dipilih untuk SP.B4 – SP.B5 yaitu diameter 6 inch. Hal ini karena SKG B mempunyai ukuran diameter *trunkline* 6 inch menuju SP.B4. Sehingga ukuran pipa dari SKG B hingga SP.B4 dan SP.B5 memiliki ukuran diameter yang sama yaitu 6 inch.
2. Perancangan *pig launcher* dipilih material yang aman digunakan yaitu API 5-L Gr.B. Hasil perhitungan menunjukkan nilai ketebalan minimum *major barrel* (0,4 inch), *minor barrel* (0,315 inch), *kicker line* (0,186 inch) dan *nozzle* (0,086 inch). Semua komponen aman digunakan, karena nilai ketebalan desain yang diperoleh lebih kecil dari *wall thickness*.
3. Hasil perhitungan keekonomian pada perencanaan pembangunan jaringan pipa SP.B4 – SP.B5 menggunakan kontrak PSC dengan biaya investasi 505,91 US\$M diperoleh hasil indikator keuntungan $NPV@12\% = 6.022$ US\$M, $IRR = 495\%$, $PI = 12,90$ dan $POT = 0,19$ tahun. Berdasarkan hasil tersebut, proyek pergantian jaringan pipa gas SP.B4 – SP.B5 sangat layak untuk dilakukan karena semua indikator keekonomian memenuhi syarat kelayakan. Analisis sensitivitas menunjukkan harga minyak dan jumlah produksi paling berpengaruh terhadap nilai NPV dan IRR.

5.2 SARAN

Untuk memperdalam penelitian ini, perlu dilakukan penelitian lanjut. Oleh karena itu penulis memberikan saran dalam tugas akhir sebagai berikut :

1. Mengidentifikasi masalah penyebab terjadinya kebuntuan pada jaringan pipa gas yang mengakibatkan jaringan pipa harus diganti.
2. Analisis keekonomian proyek pipeline dengan kontrak migas yang berbeda sehingga mendapatkan perbandingan kontrak mana yang lebih menguntungkan. Sebagai contoh perbandingan antara PSC dan *Gross Split*.



DAFTAR PUSTAKA

- Amir, Aprianto, M. C., & Sunarto. (2018). Analisis Kelayakan Operasional Jalur Pipa Gas 20 ” terhadap Korosi Berdasarkan Maximum Operating Pressure (Standard ASME B . 31 . G). *Prosiding KITT (Konferensi Ilmiah Teknologi Texmaco)*, 1, 247–255.
- Ariyanto, A. B., & Nuraeni, S. (2015). Analisis Keekonomian Pengembangan Coalbed Methane (CBM) Di Indonesia Dengan Berbagai Model Production Sharing Contract (PSC) Berbasis Joint Study Lapangan CBM X. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 194–199.
- Ariyon, M. (2017a). Analisis Ekonomi Pemilihan Electric Submersible Pump Pada Beberapa Vendor. *Journal of Earth Energy Engineering*, 4, 9–19.
- Ariyon, M. (2017b). Studi Kebijakan Migas di Indonesia. *Journal of Earth Energy Engineering*, 1(1), 37.
- Ariyon, M., & Dewi, E. K. (2018). Studi Perbandingan Keekonomian Pengembangan Lapangan Minyak Marjinal Menggunakan Production Sharing Contract. *Seminar Nasional Teknologi Dan Rekayasa*, 23–29.
- Chin, J., & Fakas, E. (2004). Evaluations of Surface And Subsea Pig Launching Systems. *The Fourteenth International Offshore and Polar Engineering Conference*, p. 8. Toulon, France: International Society of Offshore and Polar Engineers.
- Dhamayanthie, I., & Nugroho, M. A. (2018). Pengaruh Tekanan Suction Gas Kompresor G Terhadap Kuantitas Gas di Unit Kompresor Pada Stasiun Pengumpul Area Bekasi. *Jurnal Ilmiah Indonesia*, 3(3), 84–97.
- Fiqri, A., & Irham, S. (2015). Analisis Keekonomian PSC No Cost Recovery dan Pengaruh Penggunaan Slidding Scale Share Before Tax Pada Pengembangan Lapangan CBM “Z” Di Cekungan Kutai. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 539–547.
- Hendrix, M. H. W., Ijsseldijk, H. P., Breugem, W.-P., & Henkes, R. A. W. M. (2017). Development of speed controlled pigging for low pressure pipelines. *18th International Conference on Multiphase Production Technology*, p. 9. Cannes, France: BHR Group.

- Huang, Q., Wang, W., Li, W., Ren, Y., & Zhu, F. (2016). A Pigging Model for Wax Removal in Pipes. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, p. 11. Dubai, UAE: Society of Petroleum Engineers.
- Kegang, L., Dakota, N., Xingru, W., & Zheng, S. (2015). *SPE-174751-MS A New Method to Detect Blockage in Gas Pipelines*. (September), 28–30.
- Khafid, D. R. A., Nugrahanti, A., & Pramadika, H. (2019). Perhitungan Kontrak PSC Indonesia dan PSA Libya Dalam Satu Lapangan Juve. *Seminar Nasional Pakar Ke 2*, 1–6.
- Krisnanda, L. R., Santoso, A., & Nugroho, T. F. (2019). Analisa Laju Erosi pada Elbow Pipa Karena Partikel Pasir dalam Aliran Fluida Gas Menggunakan Simulasi CFD. *JURNAL TEKNIK ITS*, 8(2), 1–6.
- Li, D., Ai, M., Zhang, P., Miao, Q., & Wang, Y. (2011). How to Determine the Gas Pipeline Pigging Cycle. *International Petroleum Technology Conference*, p. 8. Bangkok, Thailand: International Petroleum Technology Conference.
- Malau, J., & Sitepu, T. (2012). EAnalisa Pressure Drop Pada Sistem Perpipa-an Fuel Oil Boiler Pada PT. PLN Pembangkitan Sumatera Bagian Utara Sicanang - Belawan Dengan Menggunakan Pipe Flow Expert. *Jurnal E-Dinamis*, 3(3).
- Mandraguna, F. Y., & Afiff, J. M. (2018). Perancangan Pig Launcher Untuk Pipa Gas. *Seminar Nasional Cendekiawan*, (4), 251–257.
- Marlitha, D. (2014). Komparasi Skema Pembiayaan PSC dan TBS Proyek LNG Terapung Di Indonesia. *Teknik Kimia Universitas Indonesia*.
- Mazraeh, A. A., Alnaimi, F. B. I., & Mohamed Sahari, K. S. Bin. (2014). RFEC PIG Designed for Long Distance Inspection. *International Petroleum Technology Conference*, p. 8. Kuala Lumpur, Malaysia: International Petroleum Technology Conference.
- Nandasari, P., & Priadythama, I. (2016). ANALISIS KEEKONOMIAN PROYEK PERUSAHAAN MINYAK DAN GAS BUMI : STUDI KASUS ABC OIL. *Teknik Industri Universitas Sebelas Maret*.
- Parahita, D. (2015). Optimasi Produksi Lapangan Gas Dengan Analisis Nodal. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 280–287.

- Presiden Republik Indonesia. (2001). *Undang-undang No. 22 tahun 2001 Tentang Minyak dan Gas Bumi*.
- Qomarullah, M. (2014). LINGKUNGAN DALAM KAJIAN AL-QUR'AN : Krisis Lingkungan dan Penanggulangannya Perspektif Al-Qur'an. *Studi Ilmu-Ilmu Al-Qur'an Dan Hadis*, 15(1).
- Rahman, M. R. (2015). Perencanaan Modifikasi Pipa Penyalur Minyak Dengan Adanya Penambahan Platform Produksi. *Seminar Nasional Cendekiawan 2015*, 285–291.
- Rapina. (2003). Analisis Pengaruh Penyusutan Mesin Berdasarkan Meotde Straight Line Dengan Double Decline Balance Terhadap Penghasilan Kena Pajak. *Jurnal Ilmiah Akuntansi*, 2(2), 21–35.
- Saputra, A. H., & Ardiansyah. (2012). Penetapan Rute Dan Perhitungan Keekonomian Pipa Transmisi Gas Muara Bekasi – Muara Tawar Melalui Jalur Lepas Pantai. *MAKARA of Technology Series*, 13(1), 37–41. <https://doi.org/10.7454/mst.v13i1.494>
- Satriani, D., Saifudin, A., & Sunarya, P. A. (2020). Perbandingan Penggunaan Straight Line Method Dan Double Declining Balance Method Pada Aset PT Delimas Lestari Jaya. *Komputerisasi Akuntansi STTIKOM Insan Unggul*, 6(16).
- Shaallan, H. Y. (2012). Economic Feasibility Study for Petroleum Projects. *Journal of Petroleum Research & Studies*, (5), 26–47.
- Surya, A. M., Soim, S., & Antoko, B. (2016). *Desain dan Manufacturing Smart Pig Visual Inspection untuk Pipelines Oil & Gas Industri*. 2–5.
- Webb, B. (1978). Pipeline Pigging. *The Oil and Gas Journal*.
- Wenman, T., & Dim, J. C. (2012). Pipeline Integrity Management. *Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition*, p. 16. Abu Dhabi, UAE: Society of Petroleum Engineers.
- William, Kartoatmodjo, T., & Prima, A. (2017). Studi Kelayakan Keekonomian Pada Pengembangan Lapangan GX, GY dan GZ Dengan Sistem PSC dan Gross Split. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 3, 273–278.
- Yasuha, J. X. L., & Saifi, M. (2017). Analisis Kelayakan Investasi Atas Rencana Penambahan Aktiva Tetap (Studi kasus pada PT Pelabuhan Indonesia III (

Persero) Cabang Tanjung Perak Terminal Nilam). *Jurnal Administrasi Bisnis (JAB)*, 46(1), 113–121.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau