

**SIMULASI MODEL JARINGAN PERMUKAAN PADA
FASILITAS INJEKSI CO₂ LAPANGAN DDS MENGGUNAKAN
METODE ANALISIS NODAL**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh :

DESKY DWIKA SAPUTRA

NPM 173210870



HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Desky Dwika Saputra
NPM : 173210870
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Simulasi Model Jaringan Permukaan Pada Fasilitas Injeksi CO₂ Lapangan DDS Menggunakan Metode Analisis Nodal

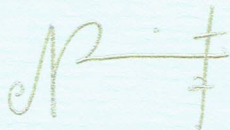
Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Novrianti, ST., MT (.....)
Penguji I : Novia Rita, ST., MT (.....)
Penguji II : Idham Khalid, ST., MT (.....)
Ditetapkan di : Pekanbaru
Tanggal : 23 Juni 2020

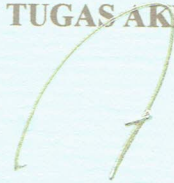
Disahkan Oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**



NOVIA RITA, ST., MT

**DOSEN PEMBIMBING
TUGAS AKHIR**



NOVRIANTI, 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, 23 Juni 2020



Desky Dwika Saputra

NPM 173210870



KATA PEGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Orang tua Bapak Drs. Mohd, Azhar dan Ibu Jusni, S.E., atas segala doa dan kasih sayang, dukungan moril dan materi yang diberikan sampai penyelesaian tugas akhir.
2. Bapak Dike F. Putra, S.T, M.Sc. MBA selaku pembimbing lapangan yang telah membantu dan memberikan masukan selama penyusunan tugas akhir ini.
3. Ibu Novrianti, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing yang telah memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini, memberikan nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
4. Teman-teman yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

Teriring doa saya, semoga Allah memberi balasan atas kebaikan semua pihak yang membantu. Semoga tugas akhir membawa manfaat bagi ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 23 Juni 2020

Desky Dwika Saputra

DAFTAR ISI

| | |
|---|-----------|
| HALAMAN JUDUL | i |
| HALAMAN PENGESAHAN | ii |
| PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR..... | iii |
| KATA PENGANTAR..... | iv |
| DAFTAR ISI..... | v |
| DAFTAR GAMBAR | vii |
| DAFTAR TABEL..... | viii |
| DAFTAR SINGKATAN..... | ix |
| ABSTRAK | x |
| ABSTRACT | xi |
| BAB I PENDAHULUAN..... | 1 |
| 1.1. LATAR BELAKANG..... | 1 |
| 1.2. TUJUAN PENELITIAN | 2 |
| 1.3. MANFAAT PENELITIAN..... | 2 |
| 1.4. BATASAN MASALAH | 3 |
| BAB II TINJAUAN PUSTAKA..... | 4 |
| 2.1 AKTIVITAS METODE CO ₂ -EOR..... | 4 |
| 2.1.1 Aktivitas CO ₂ EOR di Dunia..... | 5 |
| 2.1.2 Aktivitas CO ₂ EOR di Indonesia..... | 5 |
| 2.2 JARINGAN PADA INJEKSI CO ₂ | 6 |
| 2.3 PERANCANGAN TANGKI PENYIMPAN CO ₂ | 7 |
| 2.4 PERANCANGAN POMPA INJEKSI | 7 |
| 2.5 PERANCANGAN PIPA | 8 |
| 2.6 PEMODELAN SIMULASI JARINGAN DAN FASILITAS PERMUKAAN..... | 10 |
| 2.7 KEHILANGAN TEKANAN DALAM PIPA..... | 11 |
| BAB III METODOLOGI PENELITIAN | 14 |
| 3.1 METODOLOGI PENELITIAN | 17 |
| 3.2 JENIS PENELITIAN | 17 |
| 3.3 SKENARIO PENELITIAN | 19 |
| 3.4 DESKRIPSI SIMULATOR | 19 |

| | | |
|---|---|-----------|
| 3.5 | TEMPAT PENELITIAN..... | 20 |
| 3.6 | JADWAL PENELITIAN | 20 |
| BAB VI HASIL DAN PEMBAHSAN | | 21 |
| 4.1 | ANALISIS DAN OPTIMASI JARINGAN PIPA LAPANGAN DDS MENGUNAKAN SIMULATOR PIPESIM 2009 | 23 |
| 4.2 | MODEL AWAL (<i>EXISTING</i>) LAPANGAN DDS..... | 23 |
| 4.3 | HASIL SIMULASI PADA MASING-MASING SKENARIO | 25 |
| 4.3.1 | <i>Pressure vs Total Distance</i> | 28 |
| 4.3.2 | <i>Temperature vs Total Distance</i> | 30 |
| BAB V KESIMPULAN DAN SARAN | | 33 |
| 5.1 | KESIMPULAN | 33 |
| 5.2 | SARAN | 33 |
| DAFTAR PUSTAKA | | 34 |
| LAMPIRAN..... | | 37 |

DAFTAR GAMBAR

| | | |
|--------------------|--|----|
| Gambar 2.1 | Permukaan Dinding Internal dari Pipa Pengumpulan CO ₂ setelah 15 tahun..... | 9 |
| Gambar 2.2 | <i>Phase Diagram</i> CO ₂ | 10 |
| Gambar 3.1 | Diagram Alir Penelitian | 16 |
| Gambar 3.2 | Gambar lapangan pada DDS..... | 16 |
| Gambar 4.1 | Jaringan Lapangan DDS (<i>google maps</i>) | 22 |
| Gambar 4.2 | Desain Skematik Jaringan Injeksi CO ₂ | 22 |
| Gambar 4.3 | Data <i>Pipeline</i> | 23 |
| Gambar 4.4 | Model Jaringan Injeksi CO ₂ | 24 |
| Gambar 4.5 | Hasil <i>running</i> simulasi pada <i>base case</i> lapangan DDS..... | 24 |
| Gambar 4.6 | Hasil <i>running</i> simulasi pada <i>base case</i> lapangan DDS..... | 25 |
| Gambar 4.7 | <i>Pressure drop</i> dan <i>Temperature</i> (Skenario Terbaik)..... | 27 |
| Gambar 4.8 | <i>Phase Diagram</i> CO ₂ di kondisi <i>well head</i> | 27 |
| Gambar 4.9 | <i>Pressure vs Total Distance</i> pada <i>Flowline 1</i> | 28 |
| Gambar 4.10 | <i>Pressure vs Total Distance</i> pada <i>Flowline 2</i> | 29 |
| Gambar 4.11 | <i>Pressure vs Total Distance</i> pada <i>Flowline 3</i> | 30 |
| Gambar 4.12 | <i>Temperature vs Total Distance</i> pada <i>Flowline 1</i> | 31 |
| Gambar 4.13 | <i>Temperature vs Total Distance</i> pada <i>Flowline 2</i> | 31 |
| Gambar 4.14 | <i>Temperature vs Total Distance</i> pada <i>Flowline</i> | 32 |

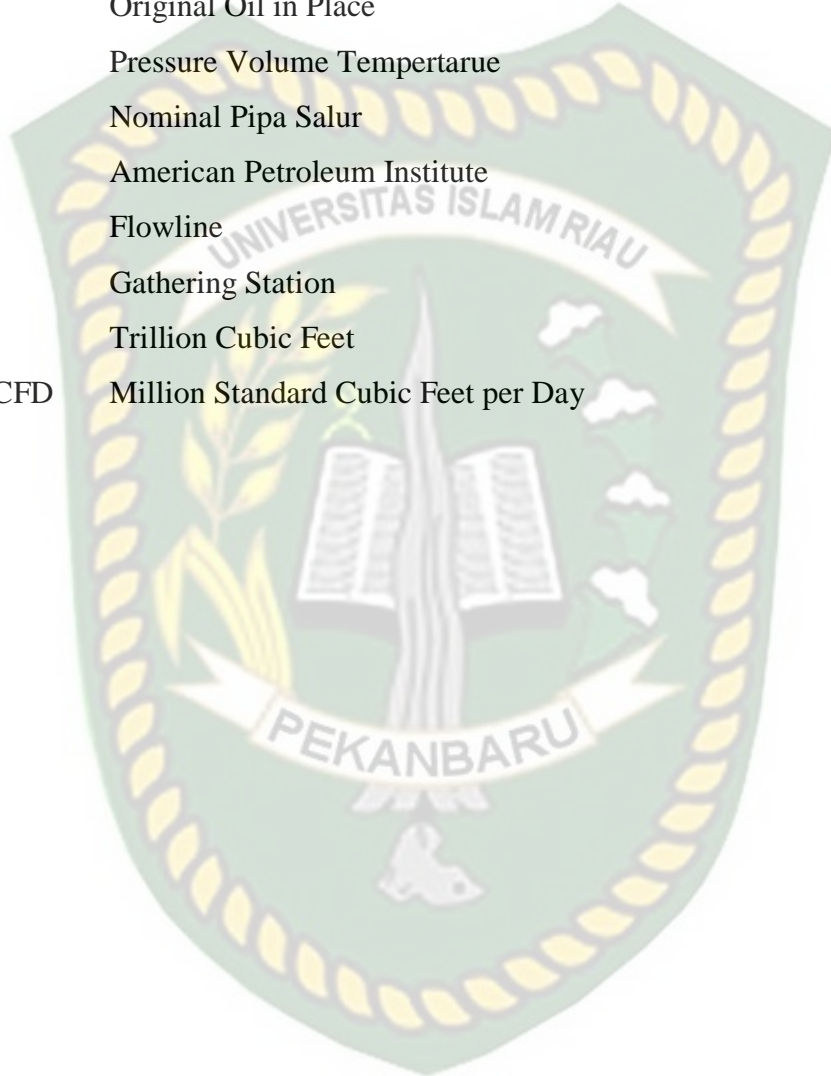
DAFTAR TABEL

| | | |
|------------------|---|----|
| Tabel 3.1 | Data yang Dibutuhkan..... | 17 |
| Tabel 3.2 | Data reservoir | 17 |
| Tabel 3.3 | Skenario penelitian..... | 19 |
| Tabel 3.4 | Jadwal Penelitian..... | 20 |
| Tabel 4.1 | Perubahan Laju Alir Injeksi dari masing-masing Skenario | 26 |



DAFTAR SINGKATAN

| | |
|-----------------|-------------------------------------|
| CO ₂ | Carbon Dioxide |
| EOR | Enhanced Oil Recovery |
| US | United States |
| OOIP | Original Oil in Place |
| PVT | Pressure Volume Temperature |
| NPS | Nominal Pipe Size |
| API | American Petroleum Institute |
| FL | Flowline |
| GS | Gathering Station |
| TCF | Trillion Cubic Feet |
| MMSCFD | Million Standard Cubic Feet per Day |



**SIMULASI MODEL JARINGAN PERMUKAAN PADA FASILITAS
INJEKSI CO₂ LAPANGAN DDS MENGGUNAKAN METODE ANALISIS
NODAL**

DESKY DWIKA SAPUTRA

NPM 173210870

ABSTRAK

Seiring dengan bertambahnya masa produksi pada suatu lapangan, produktivitasnya semakin berkurang, hal ini disebabkan oleh bertambahnya jumlah minyak yang diproduksi dari lapangan tersebut yang sangat berpengaruh terhadap berkurangnya tekanan reservoir. Sehingga dengan didapatkannya identifikasi masalah ini maka perlu dilakukannya simulasi permodelan pada jaringan permukaan fasilitas injeksi lapangan DDS. Penerapan metode ini dilakukan dengan menggunakan software pipesim untuk permodelan jaringan injeksi CO₂ yang optimal. Desain *rute* dan fasilitas permukaan injeksi merupakan salah satu faktor yang menentukan bagaimana injeksi yang dilakukan ke dalam reservoir akan dinilai optimal, *efisien*, dan berhasil meningkatkan produksi minyak. Hasil penelitian ini diharapkan mendapatkan model jaringan yang optimum pada injeksi CO₂. Skenario yang dilakukan menggunakan simulator pipesim berguna untuk mengidentifikasi *pressure drop* di sepanjang pipa untuk selanjutnya dilakukan tahapan injeksi yang tepat agar dapat mereduksi permasalahan yang ada dan memperoleh hasil yang optimum. Tujuan dari penelitian ini adalah Mendesain jaringan fasilitas permukaan dan menentukan parameter yang berpengaruh pada injeksi CO₂. Menentukan kondisi tekanan dan temperature yang optimal pada jaringan Injeksi CO₂. Pada penelitian ini akan dilakukan beberapa tahap simulasi Pertama dilakukan adalah pembuatan model *base case*, setelah itu terdapat beberapa skenario dengan mengubah *rate injection* yang berbeda-beda yang bertujuan untuk meminimalisir *pressure drop*. Lapangan DDS terdiri dari 34 sumur, namun dalam penelitian ini hanya akan dilakukan analisis pada 2 sumur yakni sumur #06 dan sumur #33. Jaringan pipa pada lapangan ini memiliki panjang pipa sepanjang 20793 meter atau 20,793 km. Hasil desain model jaringan pipa lapangan DDS. Berdasarkan penelitian dan pembahasan yang telah dilakukan, maka kesimpulan yang diperoleh dari penelitian ini adalah, Desain model jaringan injeksi CO₂ pada lapangan DDS dengan memanfaatkan *test line* yang dikonversi menjadi pipa injeksi dengan menambahkan pompa tipe sentrifugal dan kompresor. CO₂ didistribusikan dengan sistem *trucking* dialirkan melalui *test line* dengan diameter 6 inch dan *flowline* 4 inch. Laju alir injeksi 3500 bbl/days merupakan aliran yang paling optimal dan dapat meminimalisir *pressure drop*. Adapun *pressure drop* yang diperoleh pada sumur #06 sebesar 7,22 psig dan sumur #33 sebesar 7,26 psig. Penurunan temperatur pada sumur #06 dan #33 sebesar 5,56 °F.

Kata Kunci : *Enhanced Oil Recovery*, CO₂, Fasilitas Permukaan, Jaringan Fasilitas Injeksi, Simulator Pipesim.

SIMULATION OF SURFACE NETWORK MODELS IN DDS FIELD CO₂ INJECTION FACILITIES USING THE NODAL ANALYSIS METHOD

DESKY DWIKA SAPUTRA

NPM 173210870

ABSTRACT

As production period increases in a field, its productivity decreases, this is caused by the increase in the amount of oil produced from the field which greatly influences the reduction in reservoir pressure. So that with the identification of this problem it is necessary to do a modeling simulation on the surface network of the DDS field injection facility. The application of this method is done using pipesim software for optimal CO₂ injection network modeling. Route design and injection surface facilities are one of the factors that determine how the injection carried out into the reservoir will be considered optimal, efficient, and successful in increasing oil production. The results of this study are expected to get the optimum tissue model for CO₂ injection. Scenarios that are carried out using the pipesim simulator are useful for identifying pressure drops along the pipe so that the appropriate injection stages are then carried out in order to reduce existing problems and obtain optimum results. The purpose of this study is to design a network of surface facilities and determine the parameters that affect CO₂ injection. Determine optimal pressure and temperature conditions in the CO₂ injection network. In this research several simulation stages will be carried out. The first step is to create a base case model, after which there are several scenarios by changing the different injection rates which aim to minimize the pressure drop. The DDS field consists of 34 wells, but in this study only two wells will be analyzed namely well # 06 and well # 33. The pipeline network in this field has a length of 20793 meters or 20,793 km. The results of the DDS field pipeline model design. Based on the research and discussion that has been done, the conclusions obtained from this study are, Design of CO₂ injection network models in the DDS field by utilizing a test line that is converted into an injection pipe by adding centrifugal pumps and compressors. CO₂ is distributed with a trucking system flowed through a test line with a diameter of 6 inches and a 4 inch flowline. The injection flow rate of 3500 bbl / days is the most optimal flow and can minimize pressure drop. The pressure drop obtained at well # 06 was 7.22 psig and well # 33 was 7.26 psig. The temperature reduction in wells # 06 and # 33 was 5.56 °F.

Keywords: Enhanced Oil Recovery, CO₂, Surface Facilities, Injection Facilities Network, Pipesim Simulator.

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. LATAR BELAKANG

Seiring dengan bertambahnya masa produksi pada suatu lapangan, produktivitasnya semakin berkurang, hal ini disebabkan oleh bertambahnya jumlah minyak yang diproduksi dari lapangan tersebut yang sangat berpengaruh terhadap berkurangnya tekanan reservoir, tekanan reservoir sendiri memiliki peran penting untuk dapat mengalirkan minyak menuju sumur produksi. Sehingga dengan didapatkannya identifikasi masalah ini maka perlu dilakukannya simulasi permodelan pada jaringan permukaan fasilitas injeksi lapangan DDS.

Salah satu cara untuk mengatasi permasalahan ini adalah dengan menggunakan metode EOR (*Enhanced Oil Recovery*). Metode ini bertujuan untuk meningkatkan produksi minyak dengan cara menguras minyak yang tersisa di reservoir. Banyak metode EOR yang telah dikembangkan untuk meningkatkan perolehan minyak seperti *Miscible Flooding*, *Thermal Flooding*, *Chemical Flooding* dan *Microbial Flooding* (Ronald E. Terry, 2010). Studi *screening* membuktikan bahwa injeksi CO₂ merupakan salah satu injeksi yang menguntungkan untuk diterapkan pada masa depan (Abdurrahman et al., 2017). Injeksi CO₂ sangat potensial untuk dilakukan, terlihat dari beberapa negara yang telah menerapkan injeksi CO₂ dapat meningkatkan produksi minyak yang sangat tinggi, seperti US, Canada dan turki (Stevens, Kuuskraa, Gale, & Beecy, 2001).

Operasi EOR membutuhkan fasilitas permukaan yang berbeda dengan fasilitas pada lapangan *natural flow*. Desain *route* dan fasilitas permukaan injeksi merupakan salah satu faktor yang menentukan bagaimana injeksi yang dilakukan ke dalam reservoir akan dinilai optimal, *efisien*, dan berhasil meningkatkan produksi minyak. Dalam mensimulasikan aliran fluida pada suatu sistem injeksi, diperlukan untuk memecah sistem menjadi *node diskrit* yang memisahkan sistem elemen. Analisis sistem untuk menentukan laju alir dan tekanan fluida pada titik tertentu disebut analisis nodal. Analisis nodal ini dapat terjadi dengan adanya *pressure continuity*, dimana artinya hanya ada satu nilai unik dari tekanan pada satu

titik yang dapat dievaluasi dari *upstream* maupun *downstream* (Guo, Boyun; Lyons, William; Ghalambor, 2007).

Pada suatu sistem injeksi terdapat proses yang dimulai dari *storage tank*, yang kemudian bercampur di *stirring tank*, kemudian dihantarkan menggunakan pompa menuju *injection wellhead* dan dialirkan ke dalam reservoir. Titik-titik nodal dalam aplikasi injeksi CO₂ dimulai dari *stirring tank*, pompa injeksi, *wellhead*. Selama terjadi proses injeksi, terdapat *pressure drop* sepanjang pipa *flowline* maupun pada tubing. *Pressure drop* adalah peristiwa penurunan tekanan ketika aliran fluida mengalirkan melalui pipa yang disebabkan karena elevasi, energi kinetik, dan friksi.

Hubungan dilakukannya penelitian ini ialah untuk membuat dan mengetahui model jaringan pada fasilitas jaringan injeksi CO₂ di lapangan DDS dengan menggunakan software pipesim sehingga dengan diperolehnya parameter yang berpengaruh pada injeksi CO₂, maka penelitian ini perlu dilakukan untuk mengatasi masalah yang ada pada lapangan DDS tersebut.

1.2. TUJUAN PENELITIAN

Tujuan dari penelitian tugas akhir ini adalah:

1. Mendesain jaringan fasilitas permukaan dan menentukan parameter yang berpengaruh pada injeksi CO₂.
2. Menentukan kondisi tekanan dan *temperature* yang optimal pada jaringan Injeksi CO₂.

1.3. MANFAAT PENELITIAN

Berdasarkan penelitian yang akan dilakukan dapat memberikan berbagai manfaat diantaranya yaitu:

1. Dapat menjadi referensi bagi mahasiswa dalam penelitian selanjutnya mengenai desain jaringan pipa pada lapangan injeksi CO₂.
2. Diharapkan hasil dari penelitian ini dapat menjadi referensi dan diaplikasikan pada sumur-sumur minyak yang membutuhkan injeksi CO₂.

1.4. BATASAN MASALAH

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang dimaksud, maka di dalam penelitian ini dibatasi dengan melakukan simulasi model jaringan dan fasilitas permukaan injeksi CO₂. Ada beberapa batasan lain yang dilakukan, yaitu:

1. Aliran injeksi di atas permukaan dari *injection point* sampai dikepala sumur
2. Penelitian ini hanya menggunakan simulator pipesim 2009.
3. Tidak membahas sisi keekonomian.



BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Alhamdulillah kita telah diberi kesempatan oleh Allah SWT. untuk menjalani kehidupan di bumi ini dengan segala rahmat dan nikmat rezeki- Nya yang telah tersedia, sebagaimana Allah SWT. telah menciptakan manusia dengan berbagai kelengkapan sumber daya alam yang dibutuhkan baik sumber daya alam yang dapat diperbaharui maupun yang tidak dapat diperbaharui. Sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui misalnya barang tambang dan mineral, termasuk minyak bumi dan gas. Sifat sumber daya minyak dan gas adalah bisa habis dan punah jika dieksploitasi secara terus menerus.

Al-Qur'an sebagai sumber hukum Islam secara tegas telah mengatur ketentuan tentang kepemilikan dalam Islam. Kepemilikan (properti) hakikatnya adalah milik Allah secara absolut. Allah SWT. berfirman dalam QS. Al-Maidah (5): 7 yang artinya: "Kepunyaan Allah-lah kerajaan langit dan bumi serta apa saja yang ada di antara keduanya". Selain itu Allah juga memberi rahmat, nikmat dan izin kepada manusia untuk mengelola kepunyaan Allah yang ada di bumi, sebagaimana terdapat pada QS. Al-Baqarah (2):29 dinyatakan bahwa: "Dia lah Allah, yang menjadikan segala yang ada di bumi untuk kamu dan Dia berkehendak (menciptakan) langit, lalu dijadikannya tujuh langit Dan Dia Maha Mengetahui segala sesuatu". Ayat tersebut mengisyaratkan bahwa apa yang diciptakan Allah dimiliki secara kolektif oleh seluruh manusia. Oleh karena itu pemanfaatannya harus bijaksana dan memperhatikan daya dukung lingkungan (Rahmawati, 2014)

2.1 AKTIVITAS METODE CO₂-EOR

Sejalan dengan meningkatnya kebutuhan akan minyak bumi, maka dikembangkan berbagai cara untuk meningkatkan perolehan minyak dari reservoir sebagai tahap lanjut dari perolehan tahap *primer*. Metode tahapan lanjut ini dikenal dengan sebutan EOR (*Enhanced Oil Recovery*).

CO₂-EOR salah satu usaha untuk meningkatkan produksi minyak dengan cara injeksi CO₂ ke dalam suatu sumur injeksi tahap tersier. Peran CO₂ ini adalah untuk meningkatkan misibiliti minyak agar mudah terangkat ke permukaan bumi. Penelitian menunjukkan untuk meningkatkan perolehan minyak dengan

menggunakan CO₂ dapat menghasilkan lebih 8% dari OOIP (Gozalpour, F., Ren, S.R., Tohidi, 2008). Penginjeksian CO₂ lebih banyak diminati bila dibandingkan dengan penginjeksian gas lainnya karena lebih ekonomis, memiliki tingkat penyapuan yang lebih baik dan juga ramah lingkungan (Setiati, 2016).

2.1.1 Aktivitas CO₂ EOR di Dunia

Meningkatkan perolehan minyak menggunakan injeksi CO₂ telah diterapkan pada beberapa lapangan minyak di dunia. Dimana penerapan CO₂-EOR tergolong proses yang relatif menantang yang telah diterapkan secara komersial skala besar di beberapa cekungan minyak di Amerika Serikat selama beberapa dekade terakhir (Stevens et al., 2001).

CO₂-EOR masih terus berkembang, salah satu aplikasi pemanfaatan CO₂ untuk EOR telah diterapkan di Norwegia, yaitu pada *power plant* Karsto dengan kapasitas CO₂ sebesar 125 juta ton yang dilakukan selama 25 tahun untuk diinjeksikan pada area Utsire South dengan jarak 33 km (Khalil & Biyanto, 2018).

2.1.2 Aktivitas CO₂ EOR di Indonesia

Kebutuhan akan minyak bumi di Indonesia semakin meningkat dari tahun ke tahun, namun berbanding terbalik dengan produksi minyak bumi (SKK MIGAS, 2016). Hal ini disebabkan oleh beberapa faktor, salah satunya umur lapangan yang sudah tua (*mature fields*). Oleh karena itu dibutuhkan usaha untuk meningkatkan produksi minyak bumi, salah satunya menggunakan metode CO₂-EOR. Karena studi *screening* membuktikan bahwa injeksi CO₂ merupakan yang paling banyak digunakan dan akan sangat menguntungkan untuk diterapkan pada masa depan.

Metode CO₂-EOR mempunyai peluang yang besar untuk meningkatkan perolehan minyak di Indonesia. Hal ini didukung oleh minyak lapangan di Indonesia umumnya tergolong minyak ringan, serta sumber CO₂ yang melimpah, seperti di lapangan natuna sebesar 157 TCF, *natural gas processing* sebesar 132,5 MMSCFD, *oil and gas processing* sebesar 899,41 MMSCFD dan *power plant* sebesar 5,918 MMSCFD (Muslim et al., 2013).

Injeksi CO₂ sudah direncanakan di Indonesia pada Blok III/Zona F Lapangan Jatibarang yang menghasilkan *oil recovery* yang signifikan secara bertahap. Skema injeksi yang menghasilkan 45,82% perolehan minyak, terdapat

peningkatan 24,62% terhadap *Primary Recovery* dan tambahan 9,13% untuk *water flooding* (Gunadi et al., 2005).

2.2 JARINGAN PADA INJEKSI CO₂

Banyak literatur yang telah dipublikasikan tentang CO₂ *flooding* dari reservoir, namun beberapa literatur tersebut mendiskusikan tentang lapangan produksi CO₂ dan fasilitas injeksi (Linn, 1987). Pertimbangan utama desain parameter dalam desain dan pembangunan pada fasilitas CO₂ adalah untuk menyediakan fasilitas yang aman dan efisien dalam menginjeksikan volume CO₂ yang cukup (Macon, 1979). Pada suatu fasilitas di lapangan CO₂ harus benar didesain sedemikian rupa, agar waktu injeksi berjalan secara optimal (Linn, 1987). Untuk melakukan perancangan model injeksi CO₂ perlu didukung data-data lapisan, data sumur, data PVT fluida reservoir, CO₂ sebagai dasar *setting injection plant*, dan parameter yang mempengaruhi kondisi *existing* sumur. Data tersebut digunakan untuk analisis sumur, analisa jaringan, dan proses pembuatan tahapan model injeksi CO₂ dengan menggunakan simulator pipesim. Menurut Wibowo, Djoko Askeyanto, Lutvy Juniardi (2013) terdapat dua skenario dalam perancangan model *network* dan *surface facilities* injeksi CO₂ yaitu:

1. *Central scenario* yaitu penggunaan satu *injection plant* yang diletakan ditengah lapangan untuk menyalurkan CO₂ keseluruh sumur injeksi, dan pertimbangan *flowline* yang diperlukan sangat panjang dan dapat menimbulkan *pressure drop* yang tinggi.
2. *Distributed scenario* yaitu penggunaan beberapa *injection plant* yang diletakan didekat sumur injeksi dengan mempertimbangkan jarak *injection plant* ke sumur injeksi yang terdekat.

Dalam studi menggunakan *distributed scenario* didasarkan pada luasan daerah dan sebaran sumur, dimana pada setiap *injection plant* terdiri dari tangki penimbun fluida CO₂ dan fasilitas lain untuk menyalurkan CO₂ keseluruh sumur injeksi yang digunakan baik pada tahap *represurize* maupun pendesakan.

Dalam perancangan *network* dan *surface facilities* injeksi CO₂ ini dilakukan penggantian fluida injeksi dari air menjadi *liquefied* CO₂ dengan penambahan sumur injeksi. Fluida injeksi pada rancangan *network* dan *surface facilities* injeksi CO₂ ini berupa fasa cair dengan menggunakan mekanisme injeksi secara tak

tercampur (*immiscible*) untuk meningkatkan tenaga pendorong di dalam reservoir yang turun disebabkan oleh produksi. CO₂ dalam bentuk *liquefied* digunakan pada perancangan *network* dan *surface facilities* karena sifat fisiknya yang hampir menyerupai air yang diharapkan akan optimum ketika digunakan dalam tahap *repressurize*.

Faktor utama dalam mempengaruhi desain akhir fasilitas meliputi (Macon, 1979):

1. Volume yang dibutuhkan untuk CO₂ injeksi
2. Sumber CO₂
3. Sifat dari CO₂
4. Waktu konsentrasi

2.3 PERANCANGAN TANGKI PENYIMPAN CO₂

Secara umum penyimpanan CO₂ dapat dilakukan dalam fasa gas, cair, dan padat. Tangki digunakan sebagai tempat penampung CO₂ sebelum diinjeksikan ke sumur injeksi dan dibutuhkan simulasi agar mendapatkan hasil desain pada tangki CO₂ dan *temperature* (Wibowo, Djoko Askeyanto, Lutvy Juniardi, 2013).

Dengan mempertimbangkan kondisi CO₂ yang akan diinjeksikan maka pengambilan waktu dengan asumsi tangki bukan semata-mata sebagai tangki penyimpanan, namun difungsikan sebagai akumulator dengan harapan dapat menstabilkan kerja pompa injeksi yang akan mentransfer CO₂ ke reservoir sebagai fluida pendesak untuk meningkatkan perolehan hidrokarbon.

2.4 PERANCANGAN POMPA INJEKSI

Penggunaan pompa dimaksudkan untuk mengalirkan fluida injeksi dari *gathering station* menuju sumur-sumur injeksi. Beragamnya jarak sumur-sumur injeksi terhadap stasiun injeksi menjadi tolak untuk perancangan tekanan keluar dari pompa injeksi, sehingga nantinya fluida injeksi dapat didistribusikan secara optimal. Pengaruh *suction pressure* terhadap besar daya pompa yang diperlukan untuk mencapai *discharge pressure* yang diinginkan.

Batasan dari pemilihan pompa injeksi ini terletak pada tekanan *discharge* pompa yang dapat menyalurkan CO₂ hingga ke kepala sumur, sesuai besarnya tekanan kepala sumur injeksi yang diperlukan untuk proses injeksi.

2.5 PERANCANGAN PIPA

Terdapat dua jenis pipa yaitu pipa didalam area *injection plant* yang disebut *pipeline* yang relatif berdiameter besar karena harus mentransfer laju CO₂ lebih besar dan pipa diluar area *injection plant* yang disebut *flowline* berdiameter realtif lebih kecil karena mentransfer CO₂ dengan laju alir lebih kecil dari *injection plant* ke setiap sumur injeksi.

Flowline dan *pipeline* dirancang untuk dapat menyalurkan fluida injeksi tetap dalam fasa cair. Pemilihan *flowline* dan *pipeline* didasarkan pada NPS (Nominal Pipa Salur) yang paling optimum untuk mengurangi perubahan tekanan yang terlalu besar dan tetap mengkondisikan fluida injeksi dalam fasa cair.

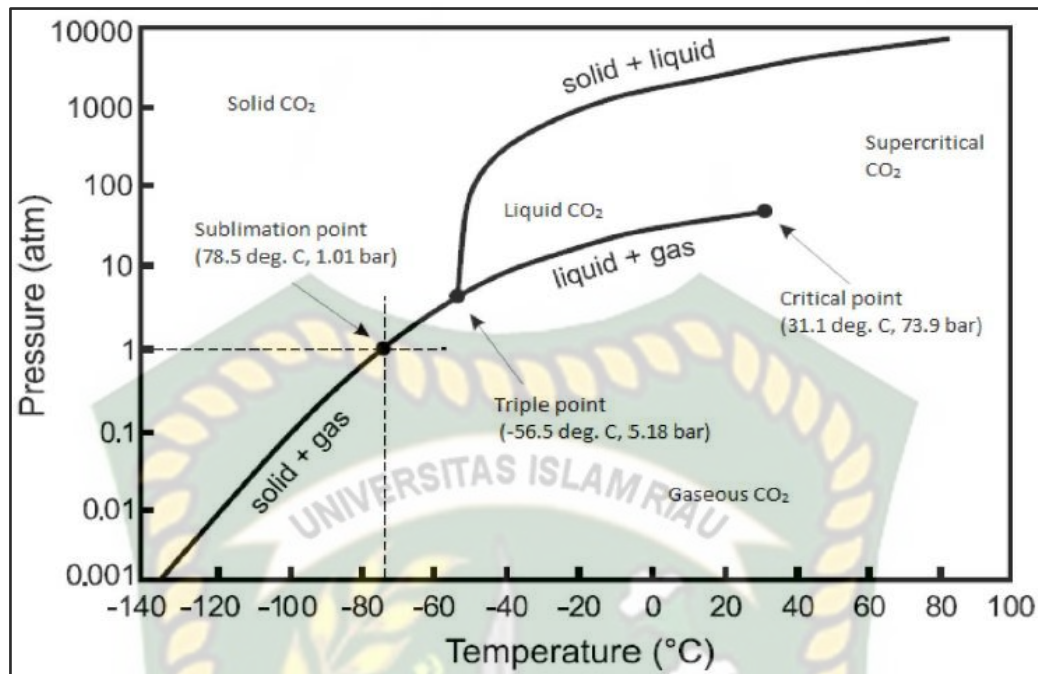
Flowline dan *pipeline* yang digunakan dapat berbahan *stainless steel*, *enhancement carbon steel* atau *fiber*. *Flowline* dan *pipeline* berbahan *stainless steel*, memiliki kualitas yang lebih baik dari *carbon steel* atau *fiber*, namun harganya lebih mahal (Alderman et al., 1982). Bila *flowline* dan *pipeline* berbahan *carbon steel* atau *fiber* digunakan maka harus dilengkapi dengan perawatan rutin atau dengan melapisi pipa (*coating*). Pipa gas merupakan pipa baja yang bertekanan dengan kategori API 5 L Grade B yang memiliki kadar korosi karbon maksimal 0,28% (Spinelli et al., 2014). Oleh karena itu perlu ditentukan pipa yang digunakan dengan tekanan operasi tersebut dan tidak boleh melebihi dari desain tekanan yang telah ditentukan untuk mencegah terjadinya problem korosi.



Gambar 2.1 Permukaan Dinding Internal dari Pipa Pengumpulan CO₂ setelah 15 tahun (Hossain, 2017)

Pada gambar 2.1 menunjukkan bagian pipa yang dipotong setelah 15 tahun proses EOR. Selain itu, studi kasus menunjukkan bahwa *hydrottest* dilakukan pada pipa 32 tahun yang dibangun pada tahun 1971 untuk mengangkut CO₂. Bagian pipa ini adalah saksi lain dari tidak adanya korosi dalam campuran CO₂. Secara umum, tingkat korosi bisa rendah tetapi sambil meningkatkan jumlah kontaminan (Khususnya O₂ plus SO₂) dan hadir dalam kombinasi dengan air hingga 2 mm/tahun, kerugian dapat diperkirakan (Hossain, 2017).

Untuk mencegah berbagai masalah pada operasional yang mungkin terjadi dari pegangkutan CO₂ melalui jaringan pipa seperti pembentukan korosi, CO₂ harus dikeringkan, karena Wet CO₂ berdampak negatif pada peralatan (Alhashboul et al., 2017).



Gambar 2.2 Phase Diagram CO₂ (Desai & Middle, 2016).

Kelakuan fasa CO₂ murni dapat dilihat pada gambar 2.2, CO₂ adalah sebuah benda padat (*solid*) pada tekanan dan *temperature* yang rendah. *Solid* CO₂ akan menguap secara langsung ke gas pada *temperature* -78,5 °C. Semakin meningkatnya tekanan, fasa *liquid* muncul pada saat pertama kali dan bersama dengan *solid* dan fasa uap pada *triple point* (Langlo, 2013). Peningkatan tekanan dan *temperature* yang semakin tinggi akan mencapai *critical point*, sehingga CO₂ berkelakuan sebagai uap.

2.6 PEMODELAN SIMULASI JARINGAN DAN FASILITAS PERMUKAAN

Proses injeksi CO₂ dimaksudkan untuk melakukan pendesakan fluida reservoir oleh CO₂. Untuk mencapai target agar hasil simulasi reservoir dapat diimplementasikan maka pelaksanaan simulasi injeksi CO₂ untuk model jaringan dan fasilitas permukaan harus diuji menggunakan dua cara, yaitu melalui *static run* dan *dynamic run* dengan beberapa tahapan injeksi agar target dapat dicapai.

Kinerja model jaringan dan fasilitas permukaan *Static run* dari model jaringan *distribute* dan fasilitas permukaan injeksi CO₂ membuktikan bahwa model simulasi dapat berjalan sesuai target yang diinginkan. Namun untuk membuktikan bahwa model jaringan dan fasilitas permukaan injeksi CO₂ dapat memberikan

kinerja secara utuh untuk tahap *re-pressurized* dan tahap pendesakan maka uji secara dinamis harus dilakukan.

2.7 KEHILANGAN TEKANAN DALAM PIPA

Fluida adalah fasa cair atau gas yang tidak mampu menahan tegangan geser sehingga berdeformasi (Thalib & Permatasari, 2017). Fluida berdeformasi secara terus menerus akibat dari tegangan geser yang diterimanya tidak bergantung pada besar atau kecilnya gaya yang diberikan. *Pressure drop* adalah istilah yang digunakan untuk mendeskripsikan penurunan tekanan dari satu titik di dalam sistem (misalnya aliran di dalam pipa) ke titik lain yang mempunyai tekanan lebih rendah atau aliran air (Munson et al., 2017). *Pressure drop* juga merupakan hasil dari gaya friksi terhadap fluida yang mengalir pada pipa yang mana disebabkan oleh tahanan fluida untuk mengalir. *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. Faktor utama resistensi terhadap aliran fluida adalah kecepatan aliran melalui pipa dan viskositas fluida. Kecepatan aliran yang tinggi dan viskositas fluida tinggi akan menghasilkan penurunan tekanan yang besar pada pipa begitu juga sebaliknya, kecepatan aliran yang rendah dan viskositas rendah akan menyebabkan penurunan tekanan yang kecil atau tidak ada penurunan tekanan pada pipa. *Pressure drop* sebanding dengan gesekan gaya geser (friksi) pada pipa.

Metode Begg-Brill bekerja untuk aliran *horizontal* maupun *vertical* atau segala sesuatu diantaranya serta menurut (Ansyori, n.d.) Beggs dan Brill mengembangkan metode perhitungan kehilangan tekanan antara fluida dua fasa dalam pipa berdasarkan pengukuran di laboratorium.

- a. Persamaan kontinuitas adalah persamaan yang menunjukkan perubahan kecepatan akibat dari perubahan besar penampang untuk setiap laju alir yang sama. Persamaan kontinuitas dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$Q = V \times A \dots\dots\dots(1)$$

$$V = \frac{0.12 \times Q}{d^2} \dots\dots\dots(2)$$

Keterangan:

Q = Debit aliran (bbl/day)

D = Diameter pipa (inch)

V = Kecepatan Alir (ft/s)

- b. Menurut (Thalib & Permatasari, 2017) Kehilangan tekanan dalam pipa adalah bentuk penurunan tekanan yang terjadi di sepanjang pipa. Penurunan tekanan dalam pipa dapat dirumuskan dalam persamaan sebagai berikut (Nayyar et al., 2000):

$$\Delta P = \frac{0.0015 f \times Q \times S}{d^5} \dots\dots\dots(3)$$

Keterangan:

ΔP = Kehilangan tekanan dalam pipa (psi)

f = Faktor gesekan Moody

Q = Laju alir (bbl/ day)

d = Diameter pipa (inch)

- c. Menurut metode Cullender and Smith *pressure drop* dapat dihitung dengan persamaan (Pipesim User Guide, 2003):

$$\frac{dP}{dL} = \frac{P_{down} - P_{up}}{L} \dots\dots\dots(4)$$

Keterangan:

$\frac{dP}{dL}$ = Perubahan Tekanan terhadap jarak (psi/ft)

P_{down} = Tekanan di tangki (psi)

P_{up} = Tekanan di kepala sumur (psi)

L = Panjang pipa (ft)

- d. Menurut (Thalib & Permatasari, 2017) Bilangan *Reynold* adalah bilangan yang menyatakan pola aliran yang terjadi didalam pipa. Bilangan ini dirumuskan dengan persamaan sebagai berikut (Pipesim User Guide, 2003):

$$Re = \frac{\rho dV}{\mu} \dots\dots\dots(5)$$

Keterangan:

R_e = Bilangan *Reynold*

V = Kecepatan aliran (ft/s)

P = Massa jenis (lb/ft³)

d = Diameter pipa (inc)

Pressure drop pada aliran terjadi karena adanya gesekan atau kehilangan gesekan, perbedaan elevasi atau perubahan pada *energy kinetic* dan perubahan pada percepatan. *The Reynolds numbers* merupakan parameter dimensi yang berguna dalam mengkarakteristikan tingkat turbulensi dalam aliran dan diperlukan untuk menentukan faktor gesekan moody. Menurut (Marfo et al., 2018) faktor gesekan moody merupakan fungsi dari *The Reynolds number* dan kekasaran pada internal pipa. Faktor gesekan ini bergantung pada karakteristik aliran dalam pipa.

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

Pada penelitian ini, penulis melakukan optimasi jaringan permukaan pada fasilitas injeksi CO₂ lapangan DDS dengan menggunakan diversifikasi skenario menggunakan simulator Pipesim 2009. Simulator Pipesim merupakan simulator produksi yang dikeluarkan oleh Baker Jardine dimana sejak April 2001 yang menjadi bagian dari Schlumberger. Software ini dibuat untuk membantu *engineer*, dengan *software* ini kita bisa mendesain jaringan perpipaan sesuai dengan *requirement* kondisi proses, baik itu dari segi *pressure*, *flowrate*, *velocity*, *temperature* (Pipesim User Guide, 2003).

Pipesim merupakan simulator produksi yang dapat diimplementasikan dalam hal analisis sebagai berikut:

1. Analisis *Pipeline & Facilities*.
2. Analisis *Well Performance*
3. Analisis Jaringan (*Networking*)
4. *Production Optimization*.

Pada penelitian ini, penulis melakukan analisis dan optimasi pada *pipeline* dimana menurut hipotesis penulis terjadi permasalahan pada jaringan pipa dalam hal ini terjadinya *pressure drop* yang menyebabkan terjadinya penurunan produksi maupun terjadinya deklinasi dan kemampuan sumur injeksi untuk mengeskalisasi produksi. Menurut Ken Arnold (1999), *pressure drop* dipengaruhi oleh beberapa faktor yaitu:

1. Diameter Pipa (D)
Semakin besar ukuran diameter pipa, penurunan tekanan akan semakin kecil.
2. Faktor Friksi (f)
Semakin besar friksi di sepanjang pipa, penurunan tekanan akan semakin besar.
Faktor friksi dapat ditentukan menggunakan korelasi Moody.
3. Panjang pipa (L)
Semakin Panjang pipa maka penurunan tekanan akan semakin besar.
4. Volasitas Fluida (V)
Semakin besar perubahan velositas, penurunan tekanan akan semakin besar juga.

5. Kekasaran dinding pipa (ϵ)

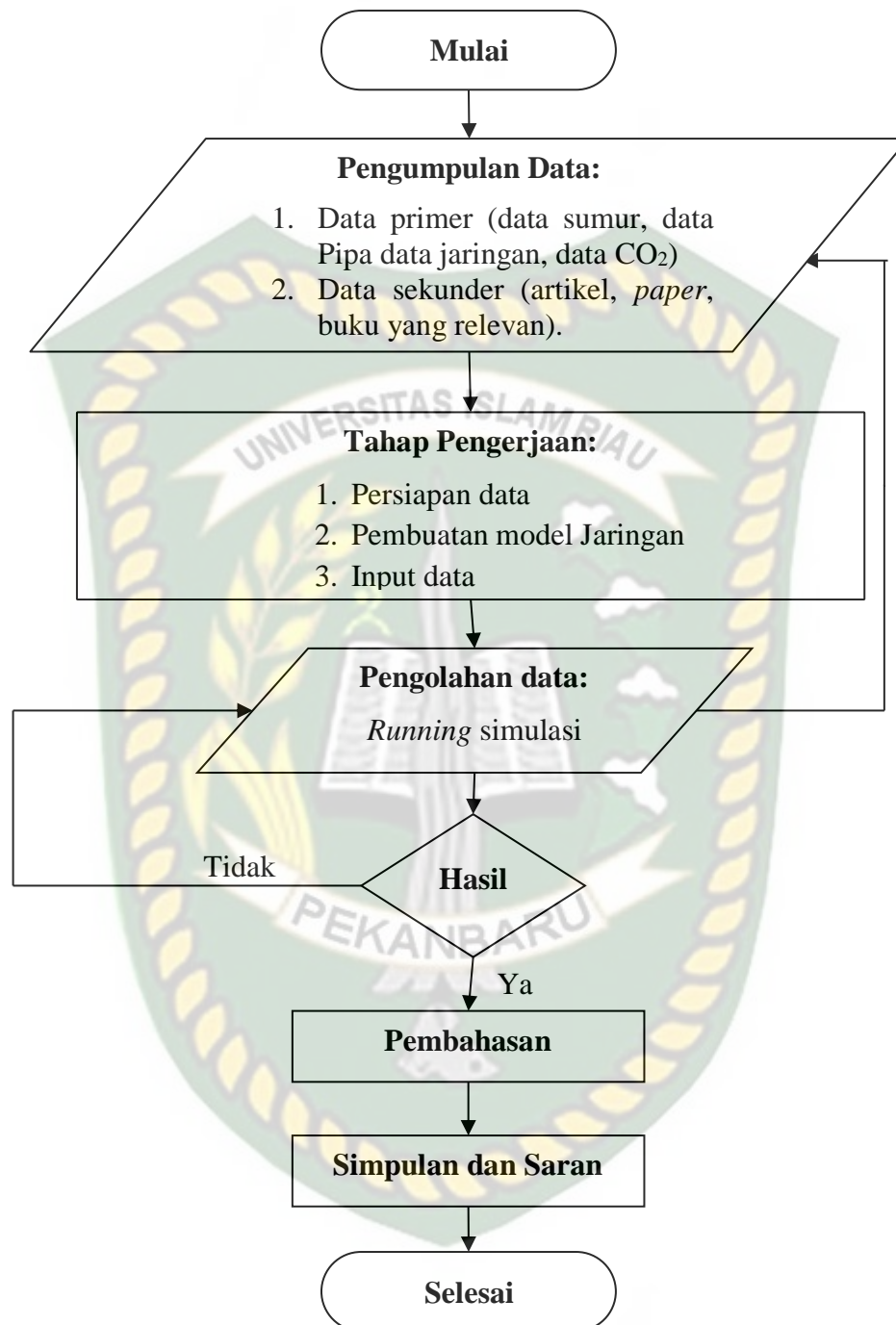
Semakin kasar dinding pipa, friksi yang juga semakin besar dan penurunan tekanan akan semakin besar.

6. Massa jenis fluida (ρ)

Semakin berat massa fluida maka semakin besar terjadinya *pressure drop*.

Pada penelitian ini menggunakan Pipesim 2009 dengan Persamaan Beggs & Brill dan korelasi Moody. Hal ini dikarenakan Beggs & Brill telah mengembangkan metode perhitungan kehilangan tekanan antara gas dan fluida dalam pipa, yang mana telah dilakukan pengukuran di laboratorium. Perhitungan *pressure drop* dilakukan di dalam pipa *acrylic* yang dapat diubah-ubah sudut kemiringannya. Sedangkan korelasi Moody digunakan untuk mengestimasi aliran yang terjadi pada suatu pipa serta menghitung nilai kekasaran pipa melalui diagram Moody.

Sebelum melakukan optimasi produksi, model jaringan pipa harus dipersiapkan terlebih dahulu dengan melakukan desain yang representatif dengan model di lapangan. Model yang didesain dilakukan dengan berbagai macam data yang dibutuhkan dalam melakukan permodelan. Data-data yang dibutuhkan dalam mendesain serta mengembangkan model diantaranya data laju produksi, properti fluida meliputi laju alir, data tekanan, laju produksi gas, densitas (*Specific Gravity*), *temperature*, data profil lapangan, *property* gas serta geometri *pipeline* meliputi panjang pipa, diameter pipa, dan spesifikasi pipa yang digunakan. Dengan mendapatkan data-data yang dibutuhkan, maka dapat mendesain model yang sesuai dengan lapangan dan fasilitas produksi serta geometri.



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

3.1 METODOLOGI PENELITIAN

Metodologi yang akan dilakukan pada penelitian ini ialah dengan cara melakukan permodelan dengan *software* yang relafan dan melakukan analisis berdasarkan data lapangan mulai dari melakukan analisis pada lapangan maupun melakukan pengumpulan data yang diperlukan guna mendukung kelancaran penelitian yang akan dilakukan.

3.2 JENIS PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan dengan *simulation research* dalam medesain jaringan fasilitas permukaan dan menentukan kondisi yang optimal. Data yang digunakan adalah data primer yang bersumber dari data lapangan DDS yang terlihat pada tabel 3.1 serta data sekunder yang bersumber dari buku, jurnal, dan prosiding sesuai dengan topik penelitian. Data yang digunakan dalam pembuatan model simulasi pada penelitian ini mencakup data *header*, *test line*, dan *flowline*.

Tabel 3.1 Data yang Dibutuhkan

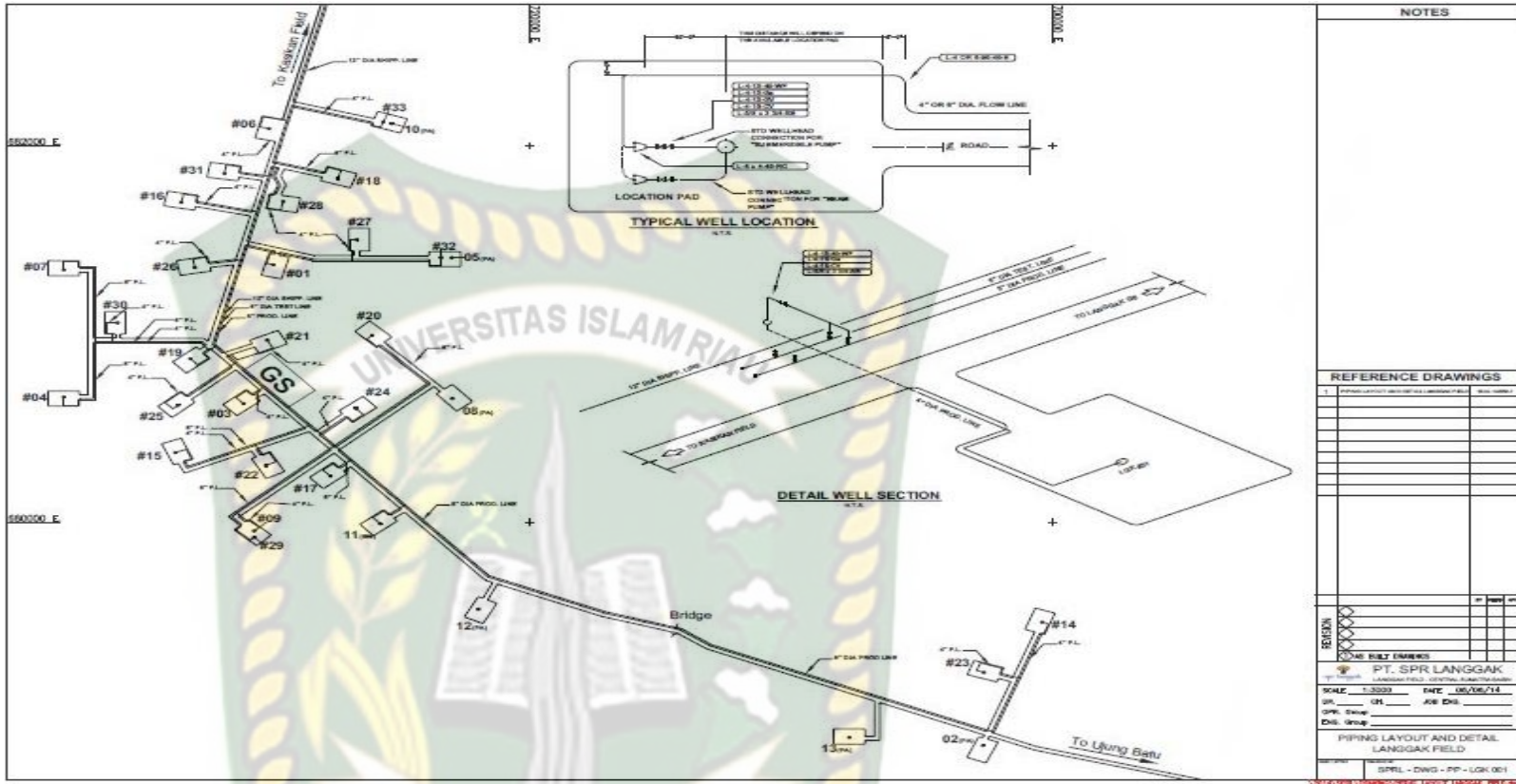
| <i>Pipeline Data</i> | | |
|----------------------|-----------------------------|----------------------------|
| <i>Pipeline</i> | Diameter Pipe (inch) | Total Distance (ft) |
| <i>Header</i> | 6 | 4921.3 |
| <i>Test Line</i> | 4 | 328.08 |
| <i>Flowline</i> | 4 | 656.17 |

Adapun data reservoir dapat dilihat pada tabel 3.2 terdiri dari data properti reservoir, tekanan, dan gradient rekah formasi.

Tabel 3.2 Data reservoir

| Reservoir Data | Value |
|---------------------------------------|--------------|
| Porositas, % | 24,4 |
| <i>Bottom Hole Pressure</i> , psig | 200-400 |
| <i>Reservoir Pressure</i> , psig | 532 |
| <i>Reservoir temperature</i> , °F | 136 |
| Ketebalan reservoir, ft | 40-80 |
| Kedalaman Formasi, ft | 1100-1200 |
| <i>Gradient</i> rekah formasi, psi/ft | 0,8 |

Data Skema Perpipaan Lapangan DDS



Gambar 3. 2. Jaringan lapangan DDS.

3.3 SKENARIO PENELITIAN

Pada penelitian ini akan dilakukan beberapa tahap simulasi yang dapat dilihat dari tabel 3.3. Pertama dilakukan adalah pembuatan model *base case*, setelah itu terdapat beberapa skenario dengan mengubah *rate injection* yang berbeda-beda yang bertujuan untuk meminimalisir *pressure drop*.

Tabel 3.3 Skenario penelitian

| SCENARIO | RATE INJECTION (bbl/day) |
|-------------|--------------------------|
| BASE CASE | 4500 |
| SCENARIO 1 | 1000 |
| SCENARIO 2 | 1500 |
| SCENARIO 3 | 2000 |
| SCENARIO 4 | 2500 |
| SCENARIO 5 | 3000 |
| SCENARIO 6 | 3500 |
| SCENARIO 7 | 4000 |
| SCENARIO 8 | 5000 |
| SCENARIO 9 | 5500 |
| SCENARIO 10 | 6000 |

3.4 DESKRIPSI SIMULATOR

Software Pipesim merupakan *flow-state* simulasi aliran *multiphase* untuk analisis desain dan *diagnostic* sistem produksi minyak dan gas bumi. *Software pipesim* model *multiphase* mengalir dari reservoir ke kepala sumur. *Software pipesim* juga menganalisis kinerja *flowline* dan *surface facility* untuk menghasilkan analisis sistem produksi yang kompresif. *Software* ini dibuat untuk membantu *engineer* didalamnya, dengan *software* ini kita bias mendesain jaringan perpipaan sesuai dengan *requirement* kondisi proses, baik itu dari segi *pressure*, *flowrate*, *velocity*, *temperature* (*Pipesim User Guide*, 2003).

3.5 TEMPAT PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan dengan simulator PIPESIM di Laboratorium Simulasi Reservoir Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Adapun pengujian yang dilakukan dalam penelitian ini adalah mendesain jaringan fasilitas permukaan dan menentukan kondisi yang optimal pada jaringan injeksi CO₂. Data yang digunakan adalah data sekunder yang didapat dari hasil penelitian, jurnal, makalah sesuai topik peneliti. Data tersebut diinterpretasikan agar dapat menjawab tujuan dari penelitian.

3.6 JADWAL PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan selama 3 bulan yang dimulai dari bulan Januari sampai dengan Maret 2020.

Tabel 3.4 Jadwal Penelitian

| No | Jenis Kegiatan | Waktu Pelaksanaan (Minggu) | | | | | | | | | | | |
|----|------------------|----------------------------|---|---|---|---------------|---|---|---|------------|---|---|---|
| | | Januari 2020 | | | | Februari 2020 | | | | Maret 2020 | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Analisis Sistem | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Pengumpulan Data | | | | | | | | | | | | |
| 3 | Pembuatan Model | | | | | | | | | | | | |
| 4 | Interpretasi | | | | | | | | | | | | |
| 5 | Pengolahan Hasil | | | | | | | | | | | | |

BAB VI

HASIL DAN PEMBAHSAN

Penelitian ini dilakukan di lapangan DDS yang sering mengalami problem penurunan produksi pertahun sebanding dengan penurunan kemampuan jaringan injeksi dikarenakan lapangan ini memiliki sistem jaringan yang sudah tua dan perlunya dilakukan peningkatan kemampuan injeksi jaringan dalam meningkatkan *rate* injeksi. Pengembangan model maupun skenario-skenario jaringan pipa dan fasilitas injeksi CO₂ digunakan dengan simulator Pipesim 2009 disesuaikan dengan peta jaringan pipa lapangan DDS yang terdapat di lapangan sehingga diperoleh model simulasi yang representasi di lapangan. Dengan memenuhi data-data yang diperlukan untuk simulasi, maka diperoleh model yang sesuai dengan geometri dan profil di lapangan. Model yang didapatkan dari pengembangan data tersebut berupa inisialisasi dan masih membutuhkan validasi terhadap data *pressure* yang digunakan di lapangan. Model yang telah sesuai dengan aktual di lapangan digunakan untuk mengembangkan berbagai skenario, sehingga selanjutnya akan mengimprovisasi yang mana akan diketahui kemampuan jaringan pipa dan injeksi tersebut.

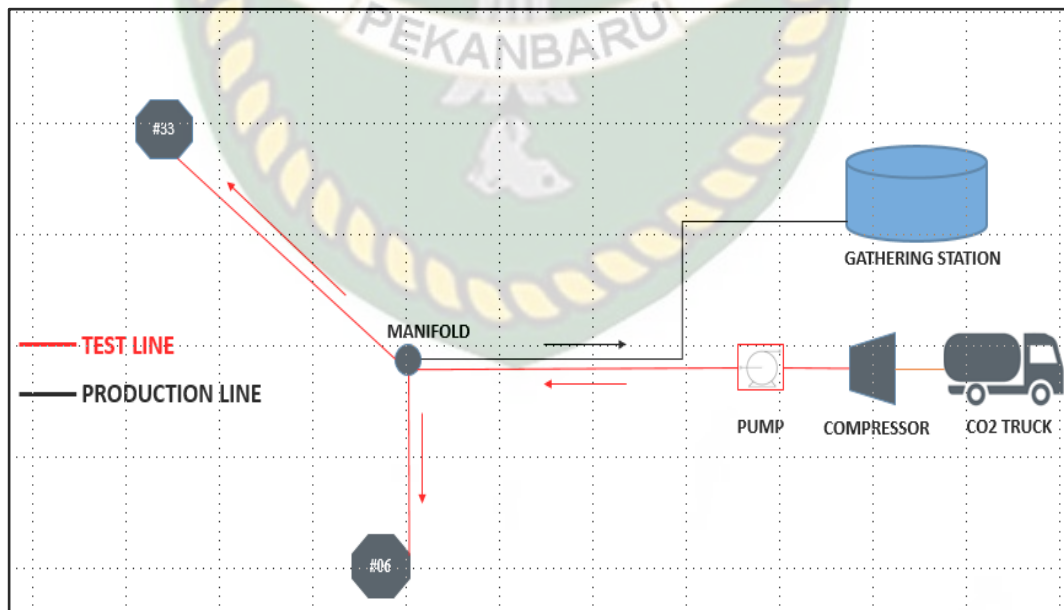
Fasilitas jaringan pipa injeksi CO₂ dalam penelitian ini memanfaatkan jaringan pipa yang sudah ada pada lapangan DDS. Injeksi CO₂ dimulai dari *Gathering Station* (GS) kemudian dialirkan melalui *test line* sehingga tidak mengganggu aktivitas produksi. Dalam hal ini *test line* difungsi sebagai pengujian produktivitas sumur produksi, lalu *test line* tersebut dialihkan fungsinya menjadi fasilitas injeksi CO₂. Hal ini dikarenakan *test line* tersebut dapat dimanfaatkan sebagai jaringan untuk mendistribusikan CO₂ dari GS menuju ke sumur injeksi.

Pada gambar 4.1 merupakan skema jaringan perpipaan lapangan DDS, dimana dalam penelitian ini difokuskan pada dua sumur yang akan dilakukan injeksi CO₂, yaitu pada sumur #06 dan #33.



Gambar 4.1 Jaringan Lapangan DDS (*google maps*)

Pada jaringan lapangan DDS, dimana peneliti akan menginjeksikan CO₂ dengan memanfaatkan jaringan *test line* seperti yang terlihat pada gambar 4.2. Adapun CO₂ tersebut didistribusikan dengan sistem *turcking*, untuk menjaga agar CO₂ dalam fasa *liquid* maka dibutuhkanlah kompresor yang berfungsi untuk menjaga tekanan dan untuk menyalurkan fluida tersebut dibutuhkan pompa injeksi.



Gambar 4.2 Desain Skematik Jaringan Injeksi CO₂

4.1 ANALISIS DAN OPTIMASI JARINGAN PIPA LAPANGAN DDS MENGGUNAKAN SIMULATOR PIPESIM 2009

Analisis jaringan pipa pada lapangan DDS dilakukan dengan *screening pipe* berdasarkan spesifikasi jaringan pipa *Flowline* dari sumur injeksi menuju pusat terminal yang mana dapat diinterpretasikan dari hasil grafik Pipesim 2009. Selanjutnya melakukan pengoptimasian jaringan pipa DDS dengan melakukan diversifikasi skenario agar dapat meningkatkan kemampuan sumur injeksi dan jaringan pipa dalam mengalirkan fluida dengan baik, sehingga proses injeksi yang terjadi sesuai dengan yang diharapkan.

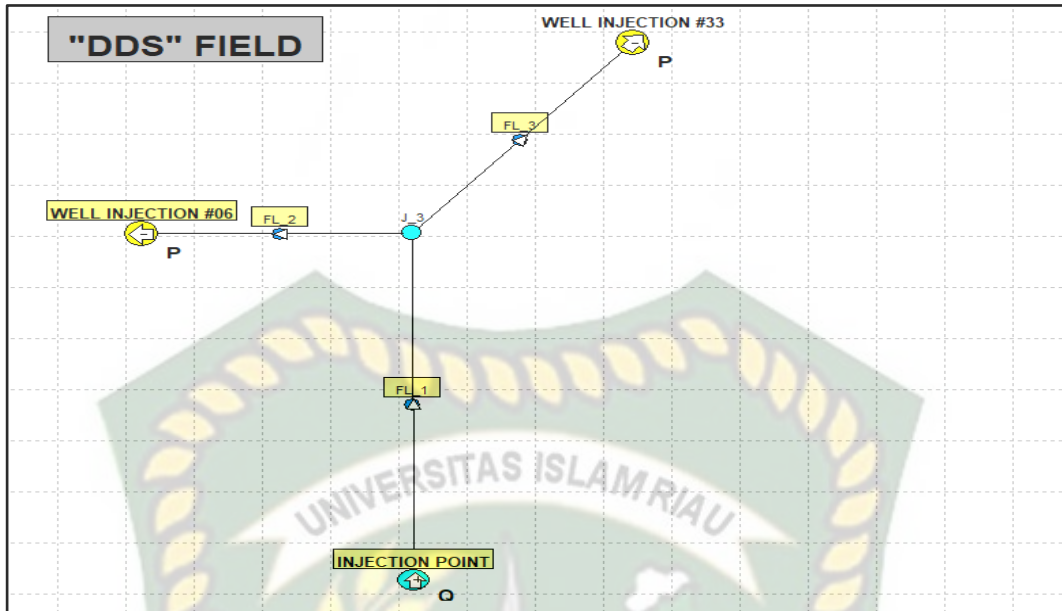
Pada simulator Pipesim 2009, data diinput berdasarkan data yang didapatkan maupun dari asumsi serta data sekunder yang ada. Berdasarkan data yang diperoleh, dapat dilihat pada gambar 4.3 data pipa diimplementasikan dengan berbagai ukuran diameter seperti 4,4 dan 6 inch serta dengan panjang *flowline* yang berbeda dari tiap sumur.

| | Identifier | Distance | Elevation Difference | ID | Wall Thickness | Roughness | Ambient Temperature |
|---|---------------|----------|----------------------|--------|----------------|-----------|---------------------|
| - | | ft | ft | inches | inches | inches | F |
| 1 | FL_3:Flowline | 656.17 | 0 | 4 | 0.5 | 0.001 | 50 |
| 2 | FL_2:FL-2 | 328.08 | 0 | 4 | 0.5 | 0.001 | 50 |
| 3 | FL_1:FL-1 | 4921.3 | 0 | 6 | 0.5 | 0.001 | 50 |

Gambar 4.3 Data Pipeline

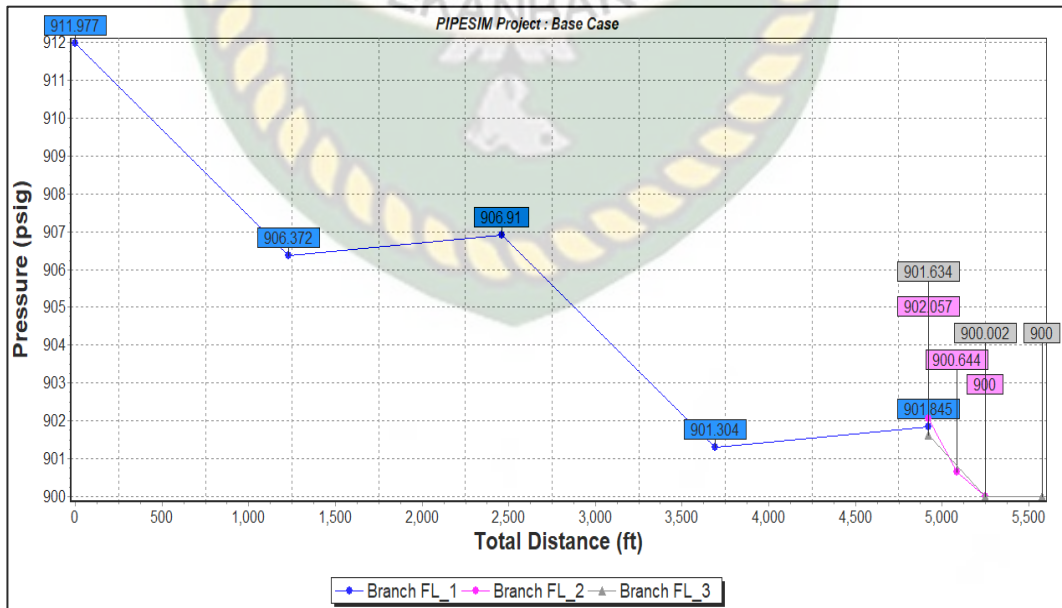
4.2 MODEL AWAL (*EXISTING*) LAPANGAN DDS

Lapangan DDS terdiri dari 34 sumur, namun dalam penelitian ini hanya akan dilakukan analisis pada 2 sumur yakni sumur #06 dan sumur #33. Jaringan pipa pada lapangan ini memiliki panjang pipa sepanjang 20793 meter atau 20,793 km. Hasil desain model jaringan pipa lapangan DDS pada simulator Pipesim 2009 berdasarkan *road map* lapangan dapat dilihat pada gambar 4.4.

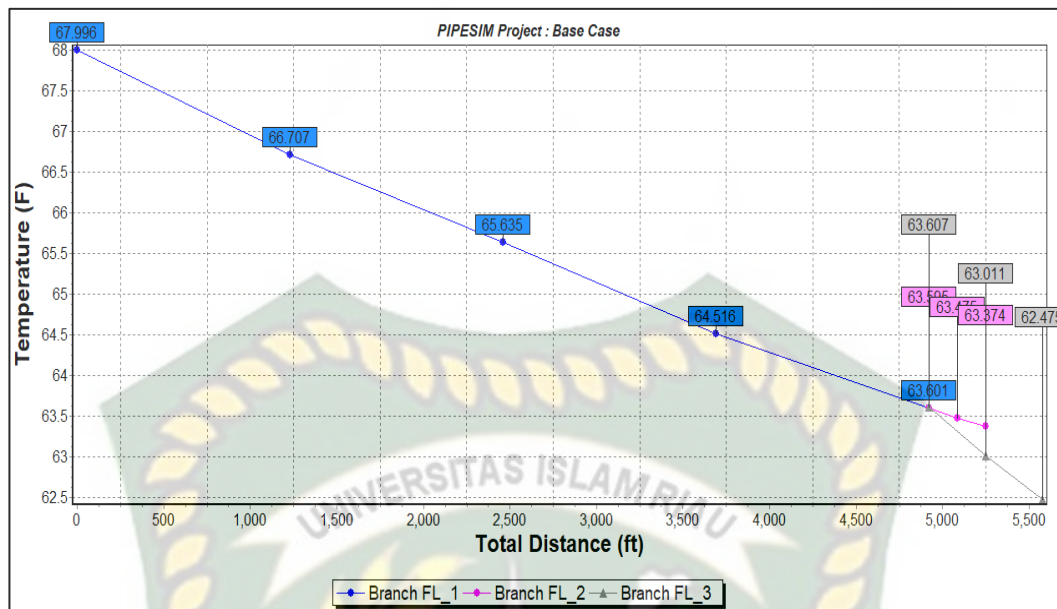


Gambar 4.4 Model Jaringan Injeksi CO₂

Hasil *running program* dapat dilihat pada *report of simulation* pipesim 2009. Setelah penginputan data lapangan DDS berupa data *pressure*, spesifikasi pipa, dan laju injeksi, maka selanjutnya dapat dilakukan optimasi injeksi dengan membuat 10 skenario yang bertujuan untuk meminimalisir *pressure drop* pada lapangan DDS. Hasil simulasi pada kondisi *base case* lapangan DDS dapat dilihat pada gambar 4.5 dan gambar 4.6.



Gambar 4.5 Hasil *running* simulasi pada *base case* lapangan DDS.



Gambar 4.6 Hasil *running* simulasi pada *base case* lapangan DDS.

Berdasarkan gambar 4.5, terjadi *pressure drop* yang tidak begitu signifikan. Hal ini dikarenakan pada jaringan pipa FL-1 yang hanya mempunyai panjang 4921,50 ft dengan diameter pipa 6 inch, pada jaringan pipa FL-2 yang mempunyai panjang 328,08 ft dengan diameter pipa 4 inch, dan pada FL-3 mempunyai panjang 656,17 ft dengan diameter pipa 4 inch. Dalam analisis ini bertujuan dimana CO₂ yang diinjeksikan dalam fasa *liquid*.

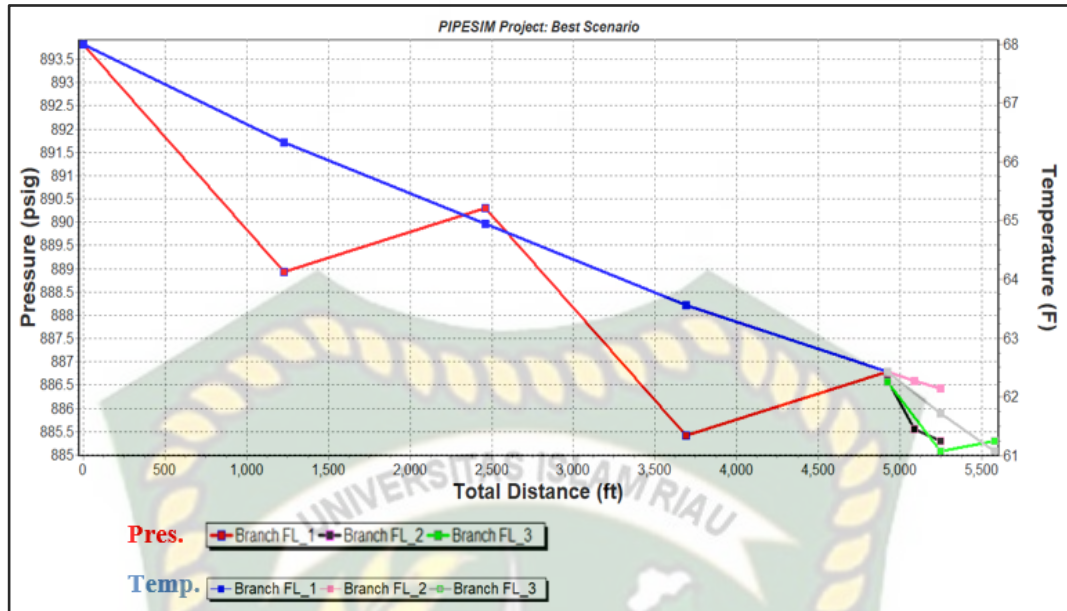
4.3 HASIL SIMULASI PADA MASING-MASING SKENARIO

Setelah dilakukan simulasi pada masing-masing skenario didapatkanlah hasil berupa *pressure* dan *temperature* pada setiap *flowline* (FL) Lapangan DDS yang dapat dilihat pada tabel 4.1. Berdasarkan hasil yang diperoleh pada berbagai laju injeksi didapatkan *pressure drop* yang tidak begitu signifikan, apabila semakin besar laju alir injeksi CO₂ maka semakin besar *pressure* awal yang dibutuhkan dan begitu juga sebaliknya apabila laju injeksi CO₂ semakin kecil maka akan sedikit *pressure* yang dibutuhkan. Apabila dilihat dari *temperature* semakin besar laju alir injeksi CO₂ maka semakin tinggi *temperature* ketika sampai pada titik *well head*. Dari berbagai skenario pada tabel 4.1 terlihat semakin besar laju alir injeksi maka semakin besar *pressure* dan *temperature* pada masing-masing *flowline* (FL). Khusus pada FL-1 *temperature* tidak berubah seiring dengan kenaikan *pressure*, dikarenakan FL-1 merupakan titik awal dilakukannya injeksi.

Tabel 4.1 Perubahan Laju Alir Injeksi dari masing-masing Skenario

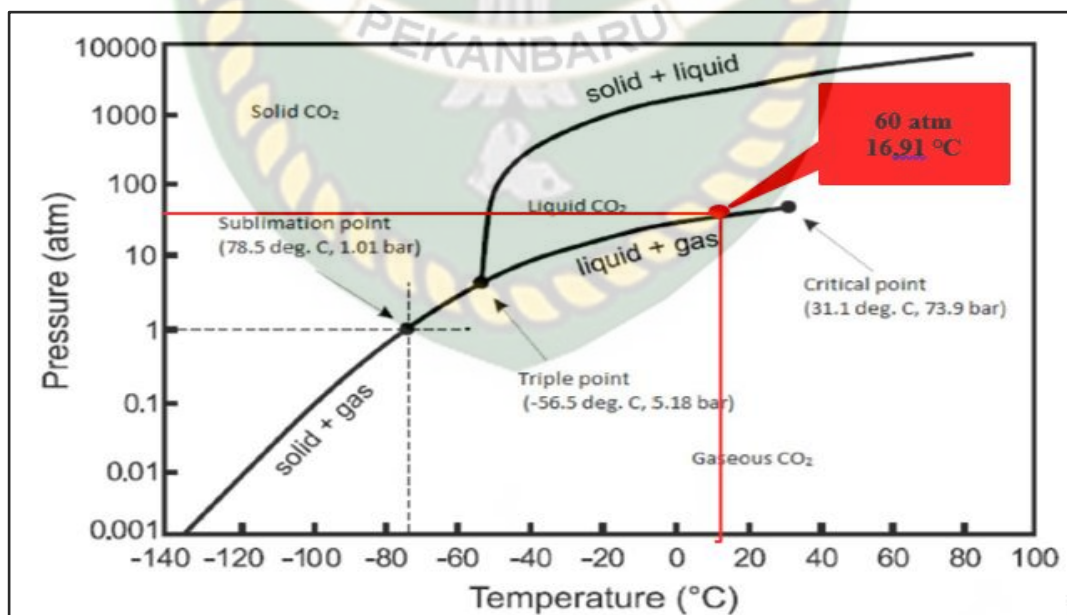
| SCENARIO | RATE INJECTION (bbl/day) | PRESSURE (psig) | | | TEMPERATURE (F) | | |
|-------------|--------------------------|-----------------|--------|--------|-----------------|-------|-------|
| | | FL-1 | FL-2 | FL-3 | FL-1 | FL-2 | FL-3 |
| BASE CASE | 4500 | 897,28 | 887,36 | 886,94 | 67,99 | 63,60 | 63,61 |
| SCENARIO 1 | 1000 | 889,22 | 885,75 | 885,80 | 67,99 | 54,63 | 54,63 |
| SCENARIO 2 | 1500 | 889,83 | 885,94 | 885,93 | 67,99 | 57,34 | 57,34 |
| SCENARIO 3 | 2000 | 890,67 | 886,13 | 886,03 | 67,99 | 59,25 | 59,25 |
| SCENARIO 4 | 2500 | 891,62 | 886,28 | 886,19 | 67,99 | 60,61 | 60,61 |
| SCENARIO 5 | 3000 | 892,61 | 886,44 | 886,37 | 67,99 | 61,63 | 61,63 |
| SCENARIO 6 | 3500 | 893,82 | 886,60 | 886,56 | 67,99 | 62,43 | 62,43 |
| SCENARIO 7 | 4000 | 895,23 | 886,92 | 886,76 | 67,99 | 63,06 | 63,07 |
| SCENARIO 8 | 5000 | 899,64 | 887,87 | 887,10 | 67,99 | 64,05 | 64,07 |
| SCENARIO 9 | 5500 | 902,33 | 888,46 | 887,26 | 67,99 | 64,44 | 64,48 |
| SCENARIO 10 | 6000 | 905,36 | 889,12 | 887,41 | 67,99 | 64,79 | 64,84 |

Berdasarkan hasil simulasi yang dapat dilihat pada gambar 4.7 didapatkan hasil *pressure drop* dan juga *temperature* maka skenario 6 merupakan skenario terbaik dengan *pressure drop* pada sumur #06 sebesar 7,22 psig dan pada sumur #33 sebesar 7,26 psig. Sedangkan penurunan *temperature* sebesar 5,56°F pada sumur #06 dan #33. Untuk menyesuaikan dengan kondisi lapangan DDS maka proses injeksi CO₂ membutuhkan pompa yang sesuai dengan kapasitas yang sudah digunakan yaitu pompa dengan tipe sentrifugal dengan laju alir 3500 bbl/day.



Gambar 4.7 Pressure drop dan Temperature (Skenario Terbaik)

Desain parameter injeksi CO₂ juga berdasarkan fasa diagram dengan menghubungkan *pressure* dan *temperature* ketika CO₂ tersebut sampai pada *well head* dalam fasa *liquid*, seperti yang terlihat pada gambar 4.8 menunjukkan fasa CO₂ tersebut dalam kondisi *liquid* dengan *pressure* sebesar 886,82 psig (60 atm) dan *temperature* 62,43°F (16,91°C).

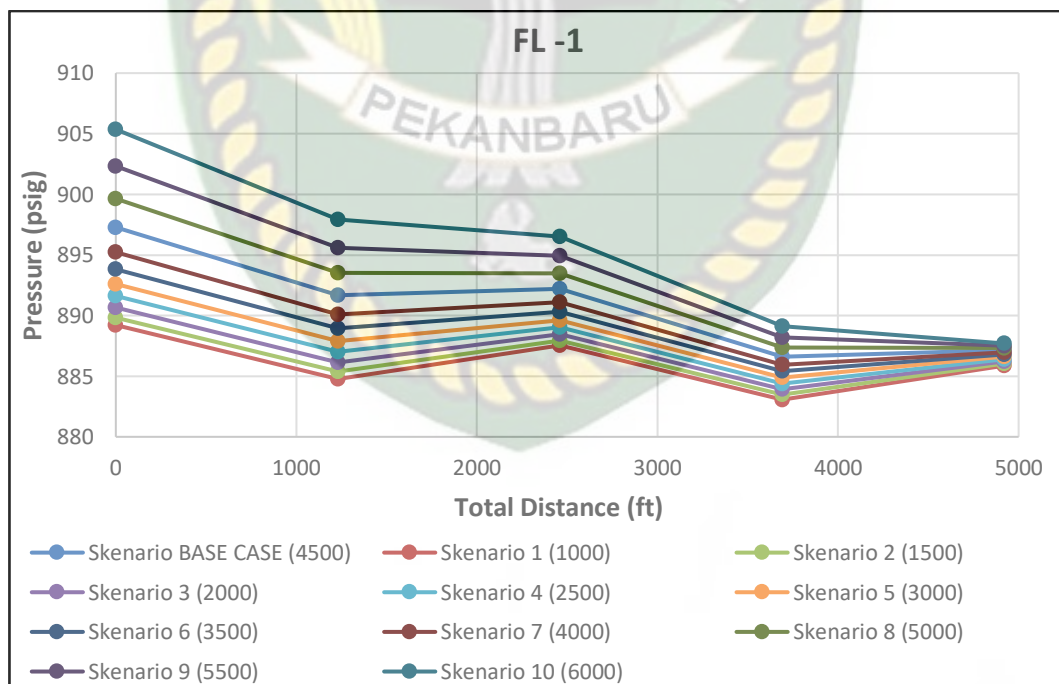


Gambar 4.8 Phase Diagram CO₂ di kondisi *well head* (Desai & Middle, 2016).

4.3.1 Pressure vs Total Distance

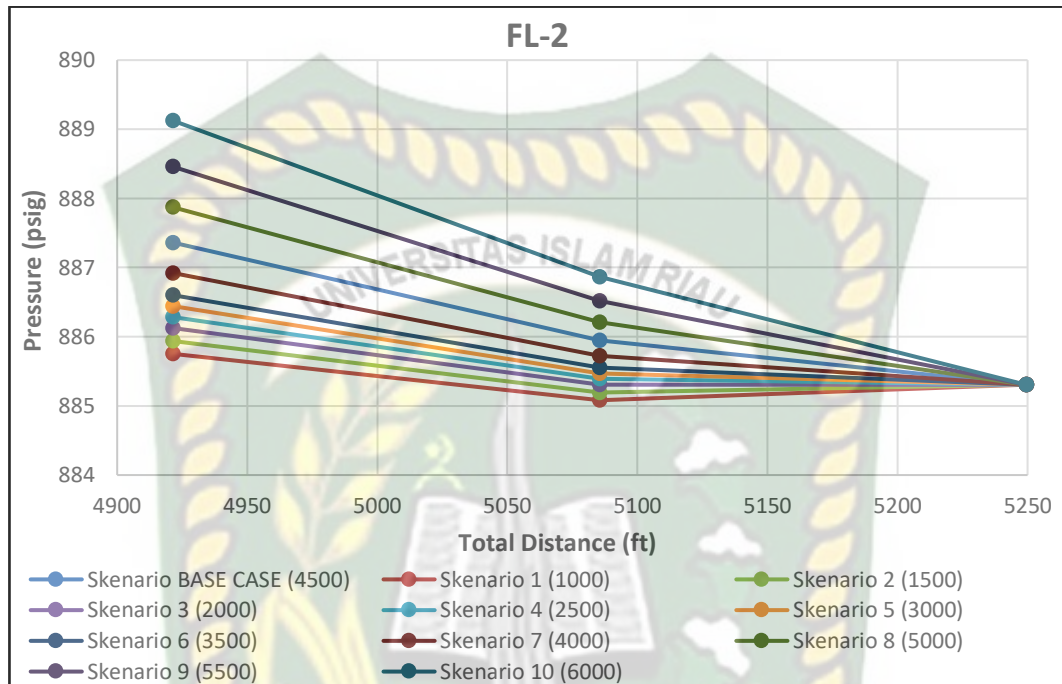
Pada tahap ini akan dilakukan analisis mengenai seberapa besar penurunan *pressure* terhadap *total distance* pada setiap *flowline* (FL). Hasil dari penurunan *pressure* ini ditunjukkan pada gambar 4.9 sampai dengan gambar 4.11. Dari setiap FL memiliki *total distance* dan diameter yang berbeda. FL-1 memiliki *total distance* sepanjang 4921,3 ft dengan diameter 6 inch, FL-2 memiliki *total distance* sepanjang 328,08 ft dengan diameter 4 inch, dan FL-3 memiliki *total distance* sepanjang 656,17 ft dengan diameter 4 inch.

Berdasarkan *pressure drop* sepanjang FL-1 pada gambar 4.9 sangat berpengaruh terhadap laju alir injeksi apabila semakin besar laju injeksi maka akan semakin besar pula *pressure* yang dibutuhkan untuk injeksi CO₂, begitu juga sebaliknya apabila laju injeksi CO₂ diturunkan maka *pressure* injeksi juga akan menurun (Pipesim User Guide, 2003), fenomena ini akan berbanding lurus dengan kesetimbangan aliran ($P_1 V_1 = P_2 V_2$). Pada FL-1 *pressure drop* rata – rata sebesar 887 psig, apabila dilihat dari penurunan *pressure* injeksi pada masing – masing skenario tidak begitu signifikan yaitu sebesar 10 psig.



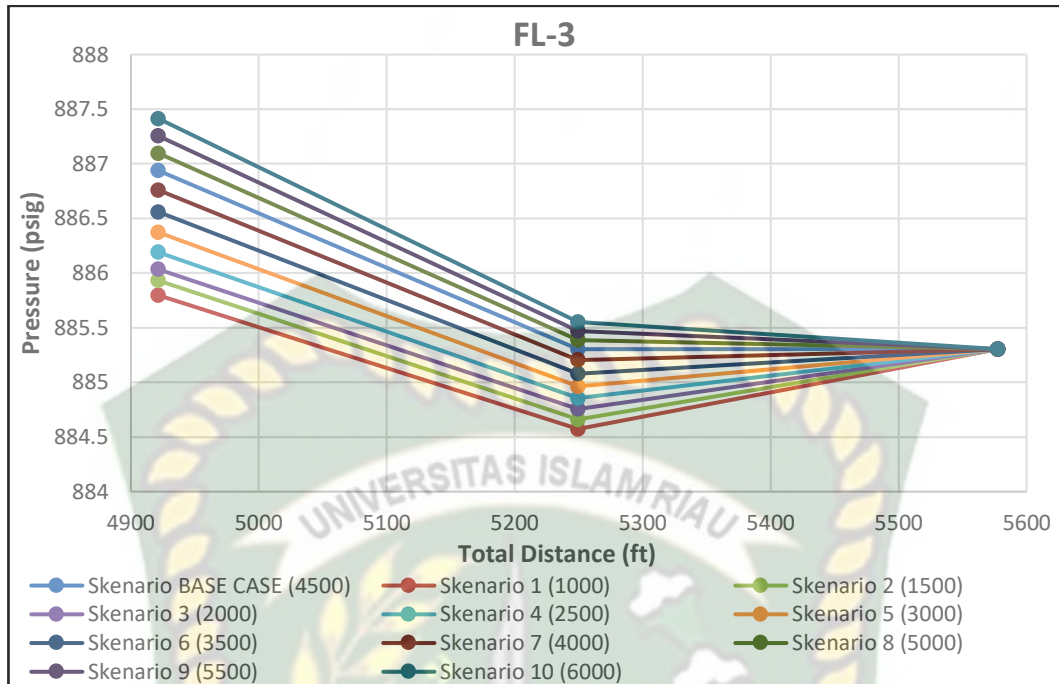
Gambar 4.9 Pressure vs Total Distance pada Flowline 1

Adapun *pressure drop* pada FL-2 sepanjang 328,08 ft dengan diameter 4 inch dapat dilihat pada gambar 4.10, terbukti bahwa *pressere drop* dapat diminimalisir dengan menurunkan laju alir injeksi maka didapatkan *pressure* yang lebih stabil seperti pada skenario 1 sampai dengan skenario 6.



Gambar 4.10 *Pressure vs Total Distance* pada Flowline 2

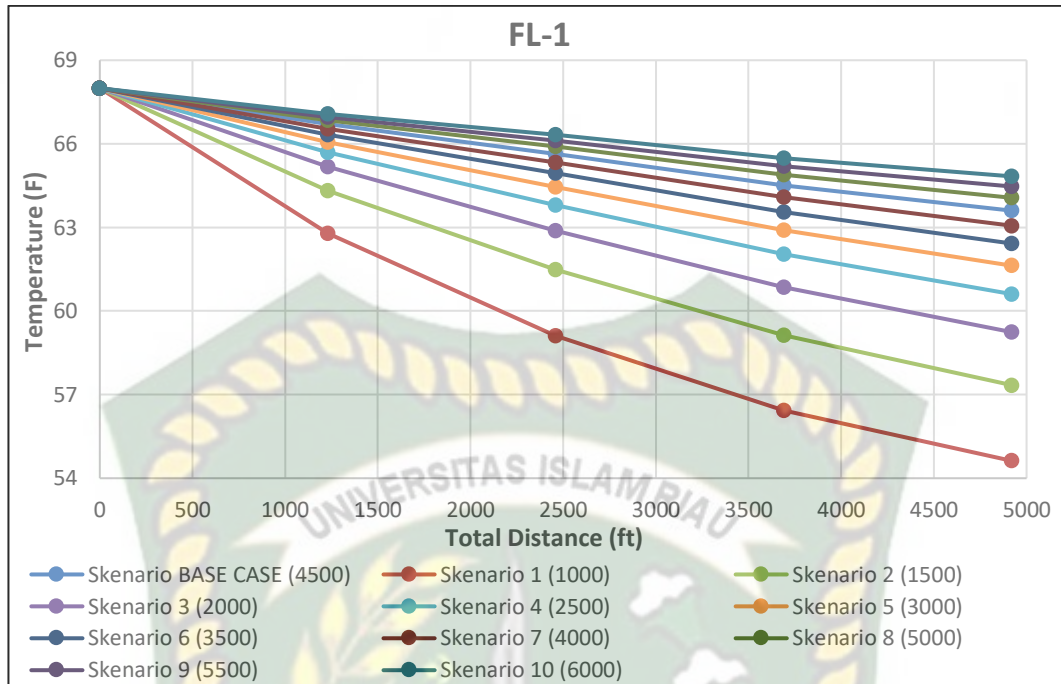
Adapun *pressure drop* pada FL-3 sepanjang 656,17 ft dengan diameter 4 inch yang dapat dilihat pada gambar 4.11 terjadi penurunan *pressure* rata-rata sebesar 1,2 psig. Berdasarkan perubahan *pressure* terhadap jarak ($\frac{dp}{dl}$) pada berbagai skenario sangat berpengaruh terhadap laju alir injeksi (Hossain, 2017).



Gambar 4.11 *Pressure vs Total Distance pada Flowline 3*

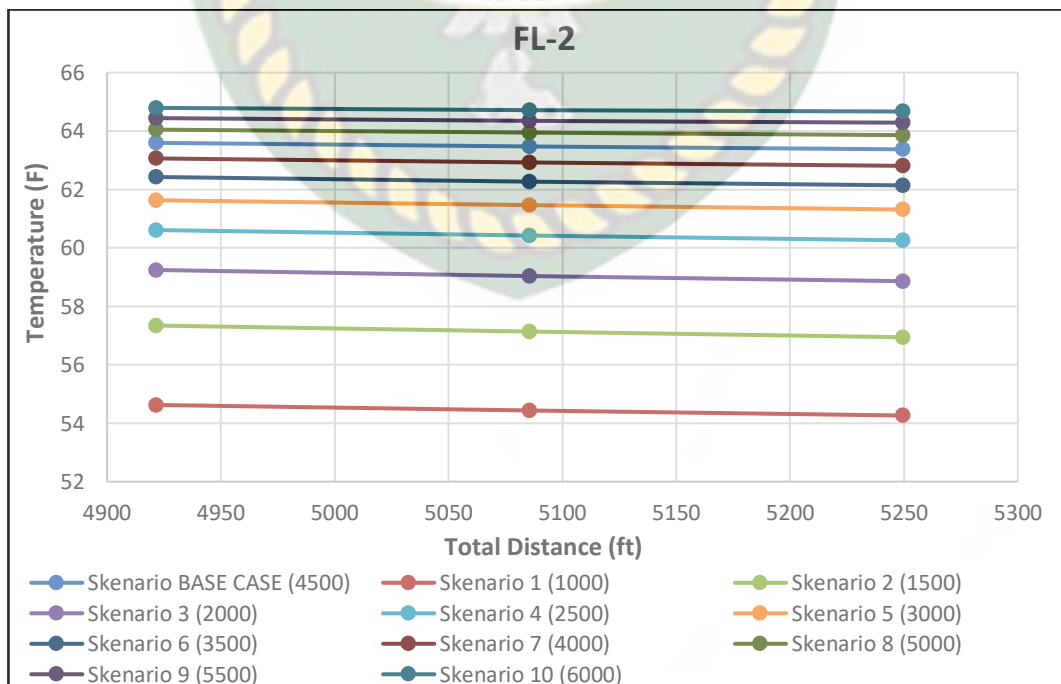
4.3.2 *Temperature vs Total Distance*

Pada tahap ini akan dilakukan analisis mengenai seberapa besar penurunan *temperature* terhadap *total distance* pada setiap *flowline* (FL). Hasil dari penurunan *temperature* ini ditunjukkan pada gambar 4.12 sampai dengan gambar 4.15 yang memperlihatkan hubungan penurunan *temperature* terhadap jarak, penurunan *temperature* juga berkaitan erat dengan *pressure* yang sesuai dengan hukum gas ideal. Apabila semakin tinggi *pressure* maka *temperature* juga akan lebih tinggi, begitu sebaliknya apabila *pressure* diturunkan maka *temperature* juga akan menurun (Mansoori, 2009).



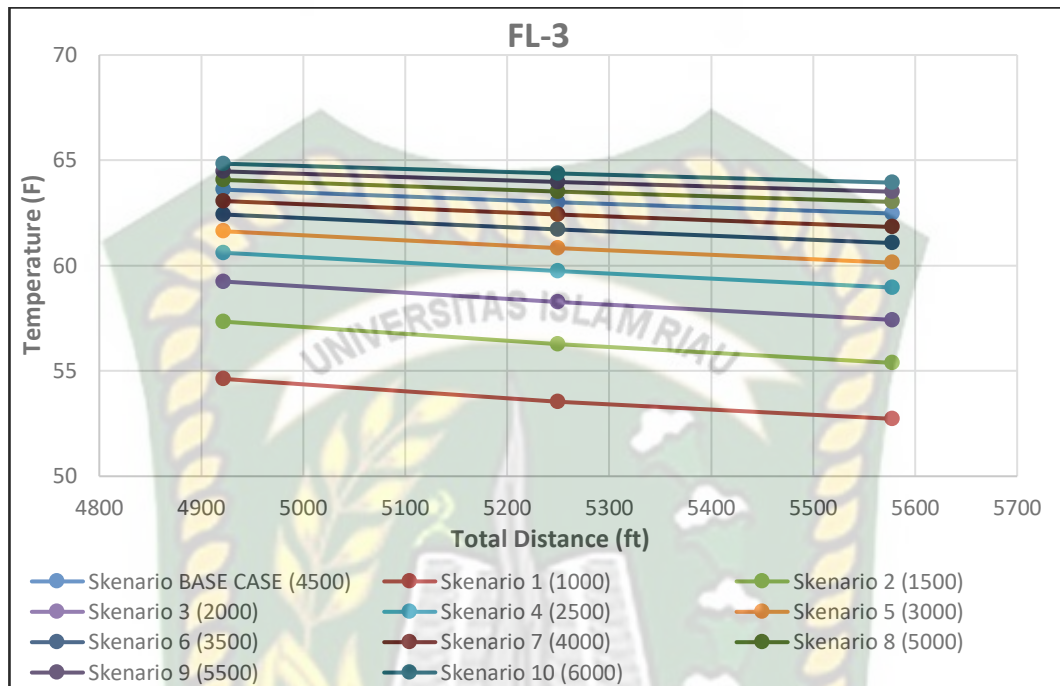
Gambar 4.12 Temperature vs Total Distance pada Flowline 1

Apabila dilihat dari *temperature* FL-2 pada gambar 4.13 rata-rata penurunan *temperature* sebesar $0,29^{\circ}\text{F}$. Apabila dihubungkan dengan *pressure* maka didapatkan hubungan yang linear sedangkan *pressure* sangat berhubungan dengan laju injeksi, berdasarkan hasil yang diperoleh berbagai skenario dapat disimpulkan bahwa kenaikan *temperature* selaras dengan kenaikan laju alir injeksi.



Gambar 4.13 Temperature vs Total Distance pada Flowline 2

Pada FL-3 penurunan *temperature* pada masing – masing skenario yang diperlihatkan pada gambar 4.14 yang menghubungkan *temperature* dan *total distance* terjadi penurunan *temperature* sebesar 1,36°F.



Gambar 4.14 *Temperature vs Total Distance* pada *Flowline*

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian dan pembahasan yang telah dilakukan, maka kesimpulan yang diperoleh dari penelitian ini adalah:

1. Desain model jaringan injeksi CO₂ pada lapangan DDS dengan memanfaatkan *test line* yang dikonversi menjadi pipa injeksi dengan menambahkan pompa tipe sentrifugal dan kompresor. CO₂ didistribusikan dengan sistem *trucking* dialirkan melalui *test line* dengan diameter 6 inch dan *flowline* 4 inch.
2. Laju alir injeksi 3500 bbl/days merupakan aliran yang paling optimal dan dapat meminimalisir *pressure drop*. Adapun *pressure drop* yang diperoleh pada sumur #06 sebesar 7,22 psig dan sumur #33 sebesar 7,26 psig. Penurunan temperatur pada sumur #06 dan #33 sebesar 5,56 °F.

5.2 SARAN

Setelah melakukan penelitian, ada beberapa saran yang dapat dilakukan oleh peneliti selanjutnya adalah sebagai berikut:

1. Mendesain model jaringan injeksi CO₂ dengan skala *full field*.
2. Membandingkan hasil simulasi dengan menggunakan simulator lainnya seperti GAP untuk mengetahui perbedaan antara GAP dan pipesim.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdurrahman, M., Permadi, A. K., Bae, W. S., & Masduki, A. (2017). EOR in Indonesia: past, present, and future. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 16(3), 250. <https://doi.org/10.1504/ijogct.2017.10007432>
- Alderman, D. H., McFarland, R. M., McIntyre, J. W., Minissale, J. D., & Roye, J. E. (1982). Field facilities for CO₂ tertiary floods-a conceptual design. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1982-Sept.* <https://doi.org/10.2118/11234-ms>
- Alhashboul, A., Almufti, A., & Kokal, S. (2017). Surface facilities design for the first CO₂EOR demonstration project in Saudi Arabia. *Society of Petroleum Engineers - SPE Europec Featured at 79th EAGE Conference and Exhibition*, 807–819. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201701580>
- Ansyori, M. R. (n.d.). Studi Simulasi Pengaliran Gas Kondensat Untuk Perencanaan Pipeline Pada Offshore Platform Lingkungan Neritik. *Forum Teknologi*, 02(3).
- Desai, M. G., & Middle, M. (2016). Specifying CO₂ Compressor. *SPE-182992-MS, November*, 7–10.
- Gozalpour, F., Ren, S.R., Tohidi, B. (2008). CO₂ EOR and Storage in Oil Reservoirs. *Oil & Gas Science and Technology*, 63, 9–19. <https://doi.org/10.2516/ogst>
- Gunadi, B., Suarana, I. P., & Marhaendrajana, T. (2005). Gas injection programs in PERTAMINA West Java to obtain better recovery: Field screening, laboratory and a simulation study. *IIORC 05 - 2005 SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Proceedings*, 117–132. <https://doi.org/10.2523/97507-ms>
- Guo, Boyun; Lyons, William; Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering* (Issue February). Elsevier Science & Technology Books.
- Hossain, M. (2017). Design of injection facilities for CO₂ recovery process: A case study. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings, May*, 18–19. <https://doi.org/10.2118/185474-ms>
- Khalil, M., & Biyanto, T. R. (2018). *Optimisasi CO₂ Captured dan Distribusi untuk Enhanced Oil Recovery*.

- Langlo, S. A. W. (2013). Enhanced Oil Recovery by CO₂ and CO₂-foam Injected in Fractured Limestone Rocks. *Master's Thesis, The University of Bergen, June*.
- Linn, L. . (1987). *CO₂ injection and production field facilities design evaluation and considerations.pdf*.
- Macon, R. B. (1979). Design and operation of the levelland unit CO₂ injection facility. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1979-Septe*. <https://doi.org/10.2523/8410-ms>
- Mansoori, G. A. (2009). Phase Behavior in Petroleum Fluids. *Encyclopedia of Life Support Systems*, 1–33.
- Marfo, S. A., Opoku Appau, P., & Kpami, L. A. A. (2018). Subsea Pipeline Design for Natural Gas Transportation: A Case Study of Côte D'ivoire's Gazelle Field. *International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering (IJPPE)*, 4(3), 21–34. <https://doi.org/10.20431/2454-7980.0403003>
- Munson, B. R., Young, D. F., & Okiishi, T. H. (2017). *Fundamentals of fluid mechanics*. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-800944-4.00002-0>
- Muslim, Bae, W., Permadi, A. ., Suranto, Gunadi, B., Saputra, D. ., Widyaningsih, R., & Gunadi, T. . (2013). *Opportunities and Challenges of CO₂ Flooding in Indonesia*.
- Nayyar, M., King, R., & Crocker, S. (2000). Piping handbook. In *Slurry and Sludge Piping*. http://tuboserw.agilityhoster.com/pages/pdf/Piping_Handbook.pdf
- Pipesim User Guide, L. (2003). PIPESIM Suite. In *Network*.
- Rahmawati, L. (2014). Pengelolaan Sumber Daya Migas Perspektif Islam. *Al-Qanun*, 17(1), 104–129. <http://jurnalfsh.uinsby.ac.id/index.php/qanun/article/download/190/177/>
- Ronald E. Terry. (2010). Enhanced Oil Recovery. *Enhanced Oil Recovery. Encyclopedia of Physical Science and Technolog*, 18, 503–518. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-30583-8>
- Setiati, R. (2016). Evaluasi Pengaruh Variasi Komposisi Co₂ Dalam Perolehan Nilai Tekanan Tercampur Minimum. *Petro*, 2(2). <https://doi.org/10.25105/petro.v2i2.223>
- SKK MIGAS. (2016). *SKK MIGAS 2016*.

- Spinelli, C. M., Demofonti, G., Lucci, A., Di Biagio, M., & Ahmad, M. (2014). CO₂ pipeline transportation new needs. *Proceedings of the International Offshore and Polar Engineering Conference*, 3, 9–16.
- Stevens, S. H., Kuuskraa, V. A., Gale, J., & Beecy, D. (2001). CO₂ injection and sequestration in depleted oil and gas fields and deep coal seams: Worldwide potential and costs. *Environmental Geosciences*, 8(3), 200–209. <https://doi.org/10.1046/j.1526-0984.2001.008003200.x>
- Thalib, R., & Permatasari, R. (2017). Analisa Perbandingan Perhitungan Desain Engineering Pipa Alir Dengan Simulasi Dengan Menggunakan Software Pipesim Terhadap kondisi Operasi Pada Lapangan X. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 215–224.
- Wibowo, Djoko Askeyanto, Lutvy Juniardi, R. J. W. (2013). Simulasi Model Jaringan dan Fasilitas Permukaan Injeksi CO₂ Dengan Injection Plant Tersebar. *Seminar Nasional Kebumihan VIII-FTM-UPN"Veteran"*, September, 1–8.